МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

Н.Ю. Башкирцова, А.В. Шарифуллин, А.С.Ибодуллаев, О.Ю. Арипджанов, Ш.Б. Обидов

ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА (ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЯ ПРОДУКТОВ НЕФТ - ГАЗ)

Ўқув қўлланма

5321300- Направлению по специализации переработка нефти и газа и их химическая технология

Ташкент 2019

Н.Ю. Башкирцова, А.В. Шарифуллин, А.С.Ибодуллаев,
О.Ю. Арипджанов, Ш.Б. Обидов

Технология переработки нефти и газа (Транспортировка и хранения продуктов нефт - газ): учебное пособие / Н.Ю. Башкирцова, А.В. Шарифуллин, А.С.Ибодуллаев, О.Ю. Арипджанов, Ш.Б. Обидов

Освещены вопросы по хранению и транспортировки нефтепродуктов; приведены описания основных сооружений, устройств и оборудования нефтебаз и автозаправочных станций (АЗС) и их эксплуатация; рассмотрены мероприятия по сливу и наливу маловязких и вязких нефтепродуктов; представлены специфические свойства нефтепродуктов.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по специальностям: 5321300 «**Переработка нефти и газа и их химическая технология**»,

Учебное пособие подготовлено на кафедре «Химическая технология переработки нефти и газа»

Рецензенты: Кафедра “Органическая химия и технология тяжелого органического синтеза” д.т.н., доц. Кадиров Х.Э.
Зам.декан инжинерно технологический факультет к.т.н. доц. Назарбеков М.Қ.

MUNDARIJA

	Kirish	5
1	**Neft mahsulotlarining maxsus xossalari**	5
1.1	Yong'in xavfsizligi	5
1.2	Portlash xavfi	7
1.3	Elektrlanish	7
1.4	Bug'lanuvchanlik	8
1.5	Qovushqoqlik	9
1.6	Neft mahsulotlarining zaharliligi	9
2	**Neft bazalari**	10
2.1	Neft bazalarining turlari va kategoriyalari	10
2.2	Neft bazalari qurilishining asoslari, maydonlarni tanlash	13
2.3	Neft bazalarining sig'imini aniqlash	15
2.4	Neft bazalarini rejalashtirish (Bosh reja)	18
3	**Neft bazalarining asosiy ob'ektlari**	24
3.1	Neft mahsulotlarini saqlash uchun rezervuarlar	24
3.2	Sig'imlarni qurish uchun qo'llaniladigan po'latlar va neft bazalarining metall konstruksiyalari	25
3.3	Rezervuarlarning sinflanishi	27
3.3.1	*Metaldan yasalgan vertikal silindr rezervuarlar*	29
3.3.2	*Sharsimon rezervuarlar*	34
3.3.3	*Suzuvchi qopqoqli rezervuarlar*	39
3.3.4	*"Nafas oluvchi" qopqoqli rezervuarlar*	45
3.3.5	*Gaz kompensatorli rezervuarlar*	47
3.3.6	*Ko'milgan metall rezervuarlar*	48
3.3.7	*Metall rezervuarlarining asoslari va bazalari*	48
3.3.8	*Gorizontal silindrik rezervuarlar (sisternalar)*	50
3.3.9	*Metall bo'lmagan rezervuarlar*	51
3.4	Rezervuarlarni korroziyadan himoya qilish	56
3.5	Rezervuarlarning jihozlari	57
4	**Neft mahsulotlarini tashish**	67
5	**Nasos qurilmalari**	86
5.1	Nasos	86
5.2	Nasos shahobchalarini jihozlash	88
6	**Quvurlar**	90
6.1	Quvurlarning vazifalari va sinflanishi	90
6.2	Quvur kommunikatsiya elementlari	91

6.3	Quvurlarning ishlatilishi	95
6.4	Quvurlarni korroziyadan ximoya qilish	99
7	**Neft mahsulotlarini isitish**	99
8	**Neft mahsultolari yo'qotilishining sinflanishi va tavsiflanishi**	102
8.1	Neft mahsulotlarining yo'qotilish manbaalari va sabablari	103
8.2	Neft mahsulotlarining yo'qotilishiga qarshi tadbirlar	107
9	**Neft mahsulotlarini o'lchash va hisobga olish**	117
9.1	Rezervuarlarni sozlash grafigi	117
9.2	Neft mahsulotlarini hisobga olish	118
9.3	Neft mahsulotlaridan namuna olish	119
10	**Neft bazalarida neft mahsulotlarining sifatini saqlashni nazorat qilish va ta'minlash.**	121
10.1	Sinov laboratoriyalarining vazifalari	121
10.2	Neft mahsulotlari bilan amalga oshiriladigan qurilmalarga qo'yiladigan talablar	122
11	**Neft bazalarining yong'inga qarshi vositalari**	123
11.1	Yonayotgan neft mahsulotlarini o'chirish	123
11.2	Chaqmoqdan ximoya qilish	125
11.3	Statik elektr tokidan ximoya	126
12	**Atomobil yoqilg'i quyish shahobchalari va birlashmalari**	126
12.1	AYOQSH larnig qisqacha tavsifi	126
12.2	AYOQSH larnig texnik jihozlari	129
12.3	Neft mahsulotlarini miqdoriy va sifat jihatdan hisobga olish	131
12.4	Yoqilg'ilarni yo'qolishi va ularni qisqartirish usullari	132
Adabiyotlar ro'yxati		133
Glossariy		137

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	5
1	**Специфические свойства нефтепродуктов**	5
1.1	Огнеопасность	5
1.2	Взрывоопасность	7
1.3	Электризация	7
1.4	Испаряемость	8
1.5	Вязкость	9
1.6	Токсичность паров нефтепродуктов	9
2	**Нефтебазы**	10
2.1	Виды и категории нефтебаз	10
2.2	Обоснование строительства нефтебазы, выбор площадки	13
2.3	Определение емкости нефтебаз	15
2.4	Планировка (генеральный план) нефтебазы	18
3	**Основные объекты нефтебазы**	24
3.1	Резервуары для хранения нефтепродуктов	24
3.2	Стали, применяемые при строительстве емкостей и металлических конструкций нефтебаз	25
3.3	Классификация резервуаров	27
3.3.1	*Вертикальные металлические цилиндрические резервуары*	29
3.3.2	*Сфероидальные резервуары*	34
3.3.3	*Резервуары с плавающей крышей*	39
3.3.4	*Резервуары с «дышащими» крышами*	45
3.3.5	*Резервуары с газокомпенсатором*	47
3.3.6	*Загубленные металлические резервуары*	48
3.3.7	*Основания и фундаменты металлических резервуаров*	48
3.3.8	*Горизонтальные цилиндрические резервуары (цистерны)*	50
3.3.9	*Неметаллические резервуары*	51
3.4	Защита резервуаров от коррозии	56
3.5	Оборудование резервуаров	57
4	**Транспорт нефтепродуктов**	67
5	**Насосные установки**	86
5.1	Насосы	86
5.2	Оборудование насосных станций	88

6 Трубопроводы 90
6.1 Назначение и классификация трубопроводов 90
6.2 Элементы трубопроводных коммуникаций 91
6.3 Эксплуатация трубопроводов 95
6.4 Защита трубопроводов от коррозии 99

7 Подогрев нефтепродуктов 99
8 Классификация и характеристика потерь нефтепродуктов 102
8.1 Источники и причины потерь нефтепродуктов 103
8.2 Мероприятия по борьбе с потерями нефтепродуктов 107

9 Замер и учет нефтепродуктов 117
9.1 Калибровка резервуаров 117
9.2 Учет нефтепродуктов 118
9.3 Отбор проб нефтепродуктов 119

10 Контроль и обеспечение сохранности качества нефтепродуктов на нефтебазах 121
10.1 Задача испытательной лаборатории 121
10.2 Требования к оборудованию, с помощью которого осуществляют технологические операции с нефтепродуктами 122

11 Противопожарные средства нефтебаз 123
11.1 Тушение горящих нефтепродуктов 123
11.2 Молнезащита 125
11.3 Защита от статического электричества 126

12 Автозаправочные станции и комплексы 126
12.1 Краткая характеристика АЗС 126
12.2 Технологическое оборудование АЗС 129
12.3 Количественный и качественный учет нефтепродуктов 131
12.4 Потери топлива и методы их сокращения 132

Список литературы 133
Глоссарий 137

CONTENT

	Introduction	5
1	**Specific properties of petroleum products**	5
1.1	Flammability	5
1.2	Explosion hazard	7
1.3	Electrification	7
1.4	Volatility	8
1.5	Viscosity	9
1.6	Toxicity of oil vapor	9
2	**Tank farms**	10
2.1	Types and categories of tank farms	10
2.2	Justification for the construction of a tank farm, site selection	13
2.3	Determination of tank farm capacity	15
2.4	Layout (master plan) of the tank farm	18
3	**The main facilities of the tank farm**	24
3.1	Tanks for the storage of petroleum products	24
3.2	Steel used in the construction of tanks and metal structures of oil depots	25
3.3	Tank classification	27
3.3.1	*Vertical metal cylindrical tanks*	29
3.3.2	*Spheroidal tanks*	34
3.3.3	*Floating roof tanks*	39
3.3.4	*Tanks with «breathing» roofs*	45
3.3.5	*Tanks with gas compensator*	47
3.3.6	*Ruined metal tanks*	48
3.3.7	*The bases and foundations of metal tanks*	48
3.3.8	*Horizontal cylindrical tanks (tanks)*	50
3.3.9	*Non-metallic tanks*	51
3.4	Corrosion protection of tanks	56
3.5	Tank equipment	57
4	**Oil product transport**	67
5	**Pumping units**	86
5.1	Pumps	86
5.2	Equipment for pumping stations	88
6	Pipelines	90
6.1	Purpose and classification of pipelines	90
6.2	Elements of pipeline communications	91
6.3	Operation of pipelines	95
6.4	Pipeline corrosion protection	99

7	Oil product heating	99
8	Classification and characterization of oil product losses	102
8.1	Sources and causes of oil product losses	103
8.2	Measures to combat the loss of petroleum products	107
9	Measurement and accounting of oil products	117
9.1	Tank Calibration	117
9.2	Accounting for petroleum products	118
9.3	Oil sampling	119
10	Monitoring and ensuring the safety of the quality of oil products at oil depots	121
10.1	Testing Laboratory Objective	121
10.2	Requirements for equipment with which technological operations with petroleum products are carried out	122
11	Fire fighting facilities of oil depots	123
11.1	Extinguishing burning oil products	123
11.2	Lightning protection	125
11.3	ESD protection	126
12	Gas stations and complexes	126
12.1	Brief description of gas stations	126
12.2	Technological equipment of gas stations	129
12.3	Quantitative and qualitative accounting of petroleum products	131
12.4	Loss of fuel and methods for their reduction	132
Bibliography		133
Glossary		137

ВВЕДЕНИЕ

Движение товарных нефтепродуктов от производителя к потребителю осуществляется с применением нефтераспределительной системы. В современных условиях нефтераспределительная система является завершающим звеном в нефтяной промышленности, обеспечивающая связь с добычей сырья, производством и потреблением нефтепродуктов. Условно эта система состоит из трех основных взаимосвязанных звеньев: нефтебазы, автозаправочные станции (АЗС) и развитая сеть транспортировки нефтепродуктов (трубопроводный, водный, железнодорожный и автомобильный транспорт).

Бурное развитие различных видов транспорта привело к необходимости модернизации систем хранения, отпуска и транспортировки различных видов нефтепродуктов. В настоящее время увеличивается не только номенклатура, но и повышаются требования к качеству хранимых и транспортируемых нефтепродуктов.

Целью данного учебного пособия является освещение вопросов функционирования основного технологического оборудования, обеспечивающего прием, отпуск, хранение, транспортировку и распределение основных видов нефтепродуктов (ГСМ), с учетом обеспечения пожаровзрыво и экологической безопасности, а так же сохранности нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС.

Освещаются так же вопросы учета и сохранности нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС.

1 Специфические свойства нефтепродуктов

Большинство нефтепродуктов являются опасными веществами, что определяет требования к устройствам их хранения, транспортировки и отпуска. С этих позиций наиболее важными специфическими свойствами нефтепродуктов являются: огнеопасность, взрывоопасность способность электризоваться при движении, высокая испаряемость и вязкость некоторых нефтепродуктов, а также вредность нефтепродуктов для здоровья.

1.1. Огнеопасность

Нефтепродукты являются легковоспламеняющимися и горючими жидкостями.

Критерием, разделяющим нефтепродукты по степени огнеопасности, являются температуры вспышки, воспламенения и самовоспламенения паров нефтепродуктов.

Температурой вспышки называется та наинизшая температура, при которой смесь их паров с воздухом при атмосферном давлении при поднесении к ней пламени вспыхивает и затем затухает.

Температурой воспламенения называется та наинизшая температура, при которой смесь паров этих жидкостей с воздухом при атмосферном давлении при поднесении к ней пламени воспламеняется и горит.

Согласно ГОСТ 12.1.017-80 «Пожаровзрывобезопасность нефтепродуктов и химических органических веществ. Номенклатура показателей» все нефтепродукты по температуре вспышки подразделяются на легковоспламеняющиеся (ЛВЖ), и горючие жидкости (ГЖ). К ЛВЖ относятся нефтепродукты с температурой вспышки не выше 45^0С в закрытом тигле и не выше 66^0С в открытом тигле. Нефтепродукты с температурой вспышки выше указанных величин относятся к горючим жидкостям (ГЖ). В свою очередь ЛВЖ подразделяются на следующие виды: особо опасные, постоянно опасные и опасные при повышенной температуре (табл.1). Бензиновые фракции имеют температуры вспышки от минус 40 до минус 30^0С, керосиновые от 28 до 60^0С, а масляные от 130 до 325^0С.

Таблица 1 Классификация ЛВЖ по температуре вспышки

Вид ЛВЖ	Температура вспышки, ^{0}С	
	В закрытом тигле	В открытом тигле
Особо опасные	ниже минус 18	ниже минус 13
Постоянно опасные	23≥t≥минус 18	27≥t≥минус 13
Опасные при повышенной температуре	451≥t>23	66≥t>27

По степени огнеопасности основные нефтепродукты разделяются на IV класса (табл. 2).

Таблица 2 Классы огнеопасности основных видов нефтепродуктов

Классы нефтепродуктов	Температура вспышки, °С	Наименование нефтепродуктов	Примечание
I	Ниже 28	Бензины, лигроины и т. д.	
II	28-45	Керосины тракторный и осветительный и т. д.	ЛВЖ
III	45-120	Мазуты, моторное, дизельное топливо и т. д.	ГЖ
IV	Выше 120	Масла, битумы, асфальты, парафин и т. д.	

Нефтепродукты могут воспламениться и без наличия пламени - при нагревании их до определенной температуры. Температура, при которой воспламеняются пары горючих жидкостей без поднесения к ним открытого огня, называется температурой самовоспламенения. В таблице 3 приведены температуры самовоспламенения паров некоторых нефтепродуктов.

Таблица 3 Температура самовоспламенения некоторых нефтепродуктов

Наименование нефтепродуктов	Температура самовоспламенения, °С
Бензины	510—530
Керосины	290—430
Дизельное топливо	300-330
Бензол	720
Толуол	730

1.2 Взрывоопасность

Взрыв паров нефтепродуктов, даже при поднесении к газовому пространству открытого огня, возможен лишь при определенном процентном содержании этих паров в воздухе.

Наименьшее содержание паров нефтепродуктов в воздухе при обыкновенной температуре и атмосферном давлении, при котором возможен взрыв, называется низшим пределом взрываемости (НПВ).

Наибольшее же процентное содержание паров нефтепродуктов в воздухе при обыкновенной температуре и атмосферном давлении, при котором также еще возможен взрыв, называется верхним пределом (ВПВ).

Промежуток между верхним и низшим пределами взрываемости называется областью или зоной взрываемости.

В таблице 4 приведены пределы взрываемости наиболее взрывоопасных жидкостей.

Таблица 4 Пределы взрываемости некоторых нефтепродуктов

Наименование нефтепродуктов	НПВ	ВПВ
	Содержание в воздухе, % об.	
Бензины	1.1	6.0
Лигроины	1.5	4.5
Керосины	2.0	3.0
Бензол	1.4	7.4

1.3 Электризация

При движении нефтепродуктов по трубам и при прохождении их через слой воздуха в виде капель (например, при наливе в железнодорожные цистерны, танкеры и т. д.) возникает статическое электричество. Оно образуется вследствие трения нефтепродуктов в первом случае о стенки труб, а во втором - о воздух (эффект Ленарда). Нефтепродукт получает заряды электричества одного знака, трубопроводы и воздух - другого. Являясь хорошими диэлектриками, нефтепродукты сохраняют электрические заряды в течение длительного времени. Разряды статического электричества между изолированными трубопроводами, автоцистернами на шинах и т. д. и

заземленными предметами могут повлечь за собой загорание или взрыв паров нефтепродуктов.

Для предупреждения скопления статического электричества необходимо, чтобы трубопроводные сети, соединяющие различные объекты нефтебаз, представляли электрически непрерывную заземленную цепь.

1.4 Испаряемость

Светлые легкие нефтепродукты (бензины и керосины) содержат значительное количество легко испаряющихся углеводородов. При испарении легких фракций нефтепродукт теряется количественно и ухудшается также его качество. В результате потери легких фракций нефтепродукт из-за значительного изменения физико-технических констант часто не может быть непосредственно использован и подлежит «исправлению». Насколько быстро происходит в некоторых случаях изменение фракционного состава нефтепродуктов и обесценение их, можно судить по данным таблицы 5, иллюстрирующей результаты испарения бензина из открытого сосуда при постоянной температуре 35^0С.

Таблица 5 Потери от испарения фракций бензина

Фракционный состав, °С	Время от начала опыта, ч				
	0	1	3	5	24
	Потери нефтепродукта от испарения, % об.				
70-80	5.8	16.2	28.0	-	-
80-90	14.6	8.7	2.0	-	-
90-100	16.9	19.1	13.2	1.2	-
100-110	15.8	19.0	21.4	19.0	-
110-120	13.2	16.4	19.5	25.6	13.2
120-130	11.4	11.4	15.2	18.8	30.2

Насыщение воздуха парами легкоиспаряющихся нефтепродуктов в паровом пространстве резервуаров происходит чрезвычайно быстро, причем вследствие наличия конвективных токов расслоения паров не наблюдается и концентрация паров во всех точках газового пространства остается примерно одинаковой (см. табл.6). Поэтому в целях предотвращения потерь наиболее ценных, легко испаряющихся фракций такие нефтепродукты необходимо хранить и транспортировать в герметизированных резервуарах.

Таблица 6 Концентрация бензиновых паров в газовой смеси, образующихся над поверхностью нефтепродукта

Время от начала испарения	Концентрация бензиновых паров в газовой смеси, над поверхностью нефтепродукта, % об.		
	у поверхности продукта	в середине газового пространства	вверху газового пространства
Через 10 мин.	11.9	5.9	2.9
» 30 »	16.2	12.9	10.5
» 60 »	17.6	17.6	16.2

1.5 Вязкость

Многие темные нефтепродукты и масла при низких температурах обладают значительной вязкостью. Потери на трение при перекачке таких нефтепродуктов по трубопроводам и при истечении из железнодорожных цистерн бывают настолько большими, что процессы перекачки и выгрузки часто становятся невозможными без проведения специальных мероприятий. Часть нефтепродуктов (главным образом парафинистые нефтепродукты) застывают при сравнительно высоких температурах. Перекачка таких нефтепродуктов и выполнение других нефтескладских операций также часто оказываются затруднительными и даже неосуществимыми. Поэтому для приведения вязких и застывающих нефтепродуктов в транспортабельное, подвижное состояние необходимо понизить их вязкость путем подогрева.

1.6 Токсичность паров нефтепродуктов

Пары нефтепродуктов и нефтей вредны для здоровья человека, а пары сернистых нефтепродуктов обладают сильными отравляющими свойствами. Особенно вредны тяжелые бензины, содержащие бензол, и этилированные бензины (с присадками на основе тяжелых металлов-ТЭС).

Отравление людей нефтяными парами может произойти при ремонте и очистке резервуаров и цистерн, недостаточно очищенных от бензина и в недостаточно вентилируемых помещениях. Опасность отравления парами нефтепродуктов оценивается предельно допустимыми концентрациями паров нефтепродуктов в воздухе (ПДК). ПДК для бензина, лигроина, уайтспирита и керосина составляет 0.3 мг/л и для сероводородного газа – 0.01 мг/л. Учитывая это, нефтескладские помещения проектируются с усиленной вентиляцией, а работы в опасной для здоровья атмосфере производят в специальных изолирующих масках-противогазах (фильтрующих или шланговых с принудительной подачей воздуха) с соблюдением соответствующих мероприятий по технике безопасности и охране труда. Кроме того, ПДК определяют меры доврачебной помощи в результате отравления.

Жидкие нефтепродукты раздражают слизистую оболочку и кожу человека, а, попадая внутрь, вызывают отравление.

2. Нефтебазы

2.1. Виды и категории нефтебаз

Системы хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей разделяются на две основные группы:

а) являющиеся самостоятельными предприятиями;

б) входящие в состав других предприятий.

Самостоятельные системы хранения, состоящие из комплекса сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения, перевалки и отпуска нефтепродуктов потребителям называют нефтебазами.

Нефтебазы – это сложная многофункциональная система с объектами различного производственно-хозяйственного назначения, выполняющие задачи бесперебойного обеспечения нефтепродуктами потребителей прилегающего района.

Складские предприятия, предназначенные для хранения ЛВЖ и ГЖ с температурой вспышки до 230^0С разделяются на две группы:

1. Склады, являющиеся самостоятельными предприятиями.
2. Склады, входящие в состав других предприятий.

Нефтебазы располагаются на специальных территориях, удаленных от соседних предприятий, населенных пунктов и лесных массивов на безопасное в пожарном отношении расстояние. В состав нефтебаз входят резервуарные парки, сливно-наливные и раздаточные устройства, технологические трубопроводы и инженерные сети, объекты энергоснабжения и связи, противопожарные устройства, лаборатория, ремонтные мастерские, бытовые помещения и т.д..

По противопожарным соображениям нефтебазы в зависимости от емкости и независимо от класса хранимых жидкостей делятся на три категории (см. табл.7).

Емкость нефтебазы определяется суммарным объемом резервуаров и хранилищ нефтепродуктов в таре, за исключением:

- промежуточных резервуаров (приемные и сливные емкости) у сливно-наливных эстакад и одиночных сливно-наливных устройств;
- расходные резервуары котельных, дизельных электростанций и топливо-раздаточных пунктов, не более 100 $м^3$;
- резервуары для сбора утечек нефтепродуктов и аварийные;
- резервуары пунктов сбора отработанных нефтепродуктов общей вместимостью не более 100 ^{3};
- резервуары уловленных нефтепродуктов на очистных сооружениях производственной или производственно-дождевой канализации.

Разделение на категории осуществляется согласно СНиП 106-79 «Нормы проектирования. Склады нефти и нефтепродуктов».

Таблица 7 Категории нефтебаз

Категория	Максимальный объем одного резервуара, $м^3$	Общий объем резервуаров нефтебаз, $м^3$
I	-	более 100 000
II	-	от 20 000 до 100 000 включительно
IIIа	До 5000	10 000 до 20 000 включительно
IIIб	2000	2 000 до 10 000 включительно
IIIв	700	до 2 000 включительно

В зависимости от характера преобладающих операций нефтебазы подразделяются:

-по назначению на перевалочные, перевалочно-распределительные и распределительные;

-по транспортным связям на трубопроводные, железнодорожные, водные, водно-железнодорожные, глубинные и нефтебазы, получающие нефтепродукты автомобильным или речным транспортом.

Перевалочные нефтебазы предназначены для перегрузки нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой. Они принимают и отправляют сравнительно большие партии нефтепродуктов, а так же отпускают нефтепродукты более мелкими партиями на распределительные нефтебазы. Срок хранения нефтепродуктов на перевалочной базе от 6 до 24 суток, за исключением перевалочных нефтебаз, расположенных на незамерзающих водных путях. Располагаются в морских портах, на берегах судоходных рек и железнодорожных магистралях. Водные перевалочные базы осуществляют перегрузку нефтепродукты с железнодорожного или трубопроводного транспорта на нефтеналивные суда и наоборот. В отдельных случаях перевалочные нефтебазы осуществляют перегруз с одного вида водного транспорта в другой. Например, из морских танкеров в речные баржи. Перевалочные нефтебазы имеют мощное насосное хозяйство и развитые приемо-отпускные устройства, необходимые для обеспечения перегрузки в короткие сроки, во избежании простоя транспорта. К перевалочным базам как правило относятся нефтебазы I категории с емкостью свыше 100 000 $м^3$.

Распределительные нефтебазы предназначены для снабжения потребителей нефтепродуктами. Они имеют меньшую емкость, чем перевалочные и рассчитаны на продолжительное хранение и ограниченный район обслуживания. К распределительным нефтебазам относятся нефтебазы II и III категорий, то есть емкостью до 100 000 $м^3$. Распределительные нефтебазы принимают нефтепродукты с железнодорожного, водного, трубопроводного и автомобильного транспорта и отпускают их в железнодорожные цистерны, мелкие баржи, автоцистерны и мелкую тару. По характеру операций распределительные нефтебазы подразделяются на железнодорожные, водно-железнодорожные и водные. Они располагаются к

основным местам потребления таким образом, чтобы пробег автотранспорта от потребителей до нефтебазы был минимальным.

Перевалочно-распределительные нефтебазы кроме вышеперечисленных функций дополнительно обеспечивают транзитную перекачку нефтепродуктов по трубопроводам к местам потребления, удаленных от мест производства нефтепродуктов (нефтеперерабатывающие заводы) или находящихся в дали от крупных водных, железнодорожных магистралей.

Все указанные нефтебазы находятся во взаимной связи между собой; главной задачей их является снабжение потребителей нефтепродуктами с максимальной оперативностью и при наименьших потерях и эксплуатационных расходах.

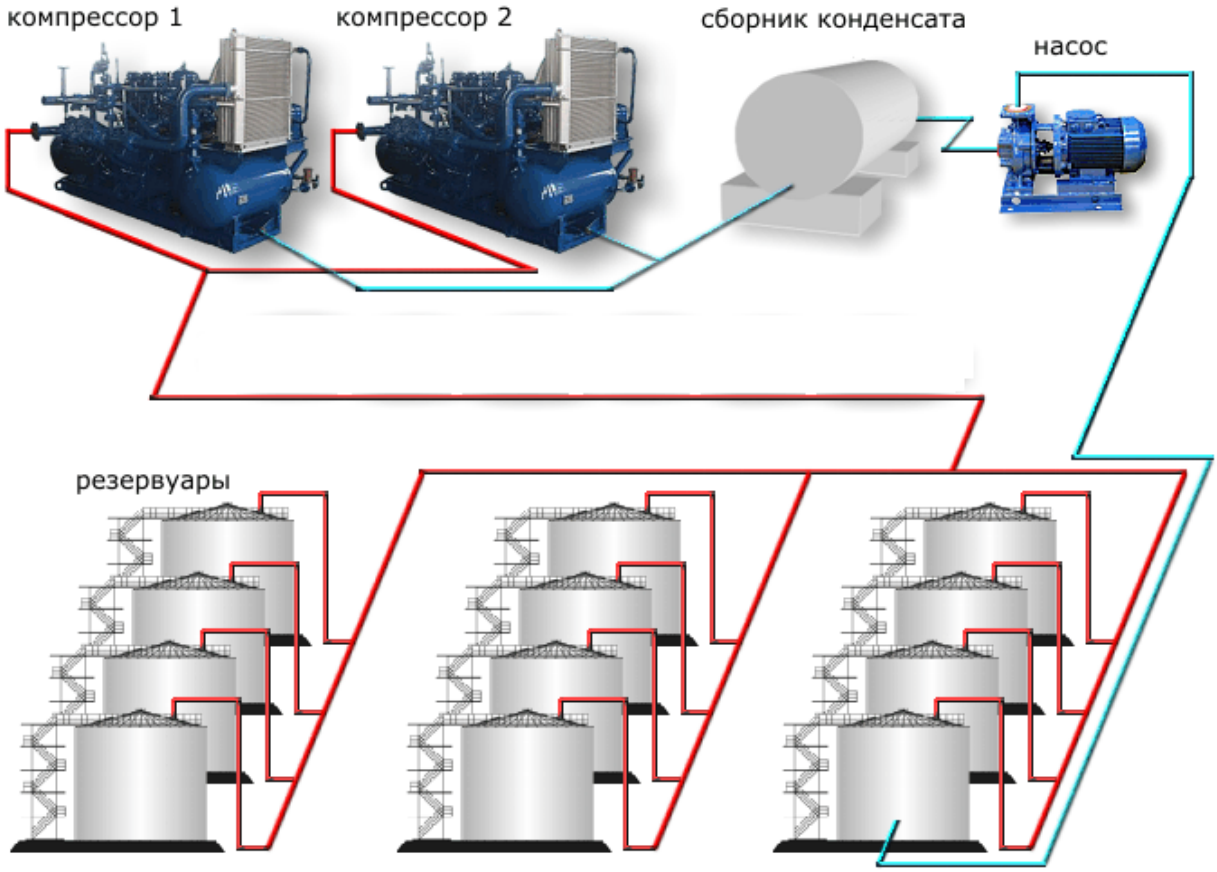


Рис. 1. Схема перевалочно-распределительной нефтебазы

Для выполнения этой задачи нефтебазы должны иметь техническую оснащенность, удовлетворяющую следующим основным требованиям:

1. Емкость нефтебазы должна обеспечивать хранение необходимого количества и ассортимента нефтепродуктов.
2. Трубопроводные коммуникации должны обеспечивать одновременный прием и отпуск различных нефтепродуктов без их смешения.
3. Сливно-наливные устройства и насосные установки должны обеспечивать выполнение норм времени по сливу и наливу различных нефтепродуктов.

Операции, проводимые на нефтебазах и нефтескладах, подразделяются на основные и вспомогательные.

К основным операциям с нефтепродуктами относятся:

1. Прием из железнодорожного и водного транспорта, а также из магистральных продуктопроводов.
2. Хранение в резервуарах и тарных хранилищах.
3. Налив в железнодорожные цистерны и нефтеналивные суда.
4. Перекачка на головные станции магистральных трубопроводов.
5. Отпуск через раздаточные автоколонки и тарные склады.

К вспомогательным операциям относятся:

1. Очистка и обезвоживание нефтепродуктов.
2. Регенерация (восстановление качества) отработанного масла.
3. Изготовление и ремонт мелкой тары (бочек, бидонов и т.д.).

Проведение вспомогательных операций связано с потреблением больших количеств пара, сжатого воздуха и электроэнергии, в связи с чем они осуществляются только на нефтебазах, располагающих достаточной энергетической базой (мощными котельными, компрессорными установками).

В зависимости от годового грузооборота нефтебазы делятся на 5 групп (см. табл.8).

Таблица 8 Группа нефтебаз

Группа	Грузооборот, тыс. тонн/год
1	Свыше 500
2	100-500
3	50-100
4	20-50
5	До 20

Отношение полезного объема резервуаров к их номинальному объему (коэффициент использования резервуара) характеризует эксплуатационную вместимость резервуарного парка. Некоторые коэффициенты использования резервуаров различных типов в зависимости от их номинального объема приведены в таблице 9.

Таблица 9 Коэффициенты использования резервуаров различных типов

Номинальный объем резервуара, $м^3$	Значение коэффициента использования резервуаров для основных типов резервуаров		
	Без понтона	С понтоном	С плавающей крышей
до 5000	0.85	0.81	0.80
10000-30000	0.88	0.84	0.83

2.2. Обоснование строительства нефтебазы, выбор площадки

В соответствии с перспективным планом развития промышленности и сельского хозяйства вопрос о целесообразности строительства нефтебазы в

данном районе решается на основании анализа технико-экономических показателей, основными из которых являются:

1. грузооборот и объем реализации нефтепродуктов;
2. капитальные расходы;
3. эксплуатационные расходы;
4. коэффициент оборачиваемости;
5. производительность труда;
6. срок окупаемости капитальных расходов.

Основой для определения грузооборота перевалочных нефтебаз служат разработанные схемы обмена нефтью и нефтепродуктами, учитывающие наиболее эффективное размещение производительных сил и направления межрайонных связей. Грузооборот распределительных нефтебаз определяется потребностью в нефтепродуктах тяготеющих к ним районов и оптимальными соотношениями в снабжении потребителей через нефтебазы и транзитом. Величина грузооборота значительно колеблется в зависимости от сезонности и неравномерности поставок и потребления. В связи с этим при определении месячного грузооборота вводится поправочный коэффициент, определяемый отношением максимального месячного грузооборота к среднему месячному. При анализе грузооборота выявляется количество отдельных сортов нефтепродуктов, уточняются источники поступления, точки распределения и расстояния. До них, а также выясняются частота и регулярность поставки, скорость их транспортировки и продолжительность сливоналивных операций. Зная грузооборот и емкость нефтебазы, по действующим укрупненным показателям определяют объем капитальных затрат. Наиболее крупные капиталовложения в объекты производственного назначения составляют стоимости резервуарных парков (20-30%), технологических трубопроводов (7-10%) и насосных станций (5-10%). С увеличением общей мощности нефтебазы (грузооборота в год, месяц, сутки) капиталовложения на 1 т грузооборота падают. Сумма эксплуатационных расходов, на основе которой определяется себестоимость реализации 1 т нефтепродуктов, устанавливается сметой затрат, состоящей из амортизационных отчислений, заработной платы, затрат на текущий ремонт, расходов на топливо, электроэнергию и т. д. Полученная по укрупненным показателям себестоимость сопоставляется с другими наиболее прогрессивными проектами нефтебаз, находящихся в аналогичных условиях. Если нефтебаза реконструируется, показатели также сравниваются с ее отчетными данными до реконструкции. Величина себестоимости также зависит и от внешних условий, создающих конкретную экономическую обстановку, в которой происходит производственная и хозяйственная деятельность нефтебазы (цен на электроэнергию и топливо, отдаленности от поставщиков и потребителей, величины транспортных тарифов, продолжительности межсезонного потребления и др.).

Коэффициент оборачиваемости (k) определяется как отношение всего грузооборота к общему объему резервуарного парка нефтебазы. Расчетный показатель (k) должен быть сопоставлен с коэффициентом оборачиваемости

аналогичной или реконструируемой нефтебазы для оценки скорости оборота резервуарной емкости.

Следующим технико-экономическим показателем деятельности нефтебазы является производительность труда, которая определяется величиной грузооборота, приходящегося на одного работника нефтебазы в единицу времени.

Расчеты эффективности капиталовложений согласно типовой методике осуществляются на основе показателей удельных капиталовложений, себестоимости продукции, срока окупаемости дополнительных капиталовложений и производительности труда. Оценка экономической эффективности капиталовложений должна производиться раздельно по новому строительству и реконструкции действующей нефтебазы. В ряде случаев расширение и реконструкция нефтебазы позволяют отказаться от строительства новой, обеспечивая большую экономию материальных и денежных ресурсов и создавая условия для ввода новых производственных мощностей в более короткие сроки. Строительство новых нефтебаз экономически эффективно, если дополнительные капиталовложения по сравнению с реконструкцией действующих нефтебаз окупаются в сроки, не превышающие нормативного срока, установленного для данной отрасли промышленности.

Сроки окупаемости для нефтебаз в значительной мере определяются величиной ее грузооборота. Поэтому при проектировании нефтебаз необходимо иметь данные о перспективах развития района и в соответствии с этим определить варианты и темпы строительства. Сопоставление сроков окупаемости производят на основе соизмерения разности капиталовложений по различным вариантам и экономии по себестоимости.

2.3 Определение емкости нефтебаз

Резервуарные парки являются основными сооружениями нефтебаз и требуют значительных капитальных вложений. Поэтому емкость нефтебаз должна быть засчитана точно. Она не должна быть ни излишней, ни недостаточной, так как первое приводит к плохому использованию емкости и необоснованному увеличению капитальных затрат, а второе – к нарушению режима работы нефтебазы и к увеличению простоев транспорта.

На емкость нефтебазы влияют следующие факторы: тип нефтебазы; грузооборот; условия завоза и вывоза нефтепродуктов; внутри складские операции.

Емкость нефтебазы находится от грузооборота: чем больше грузооборот, тем больше емкость. Неравномерность поступления и выдачи нефтепродуктов вызывает необходимость соответствующего увеличения емкости.

Внутрискладские операции с нефтепродуктами по осветлению, обезвоживанию и смешению требуют наличия дополнительной емкости.

Емкость железнодорожных распределительных нефтебаз определяется по максимальной месячной реализации каждого нефтепродукта, с учетом продолжительности пробега вагонов-цистерн от пункта налива до нефтебазы. Возможной неравномерности поступления нефтепродуктов и их реализации.

Расчет емкости отдельно для каждого сорта нефтепродукта может быть насчитана по формуле:

$$V = \frac{G\tau}{30 \cdot 0.95\gamma}(k_1 + 1 - \frac{1}{k_2}) \qquad (1)$$

где G –максимальная месячная реализация, тонн;

τ - срок пробега вагонов-цистерн от пункта налива до нефтебазы, сутки;

k_1 – коэффициент неравномерности поступления нефтепродукта (от 1 до 1.5 в зависимости от продолжительности пробега вагонов-цистерн);

k_2 – коэффициент неравномерности отпуска нефтепродуктов (от 1 до 4);

30 – число дней в месяце;

0.95 – коэффициент использования емкости резервуара.

Емкость перевалочной нефтебазы определяется по интенсивности поступления и отгрузки нефтепродуктов. Эта интенсивность устанавливается графиками поступления и отгрузки, характеризующими ее по отдельным периодам года, обычно по месяцам.

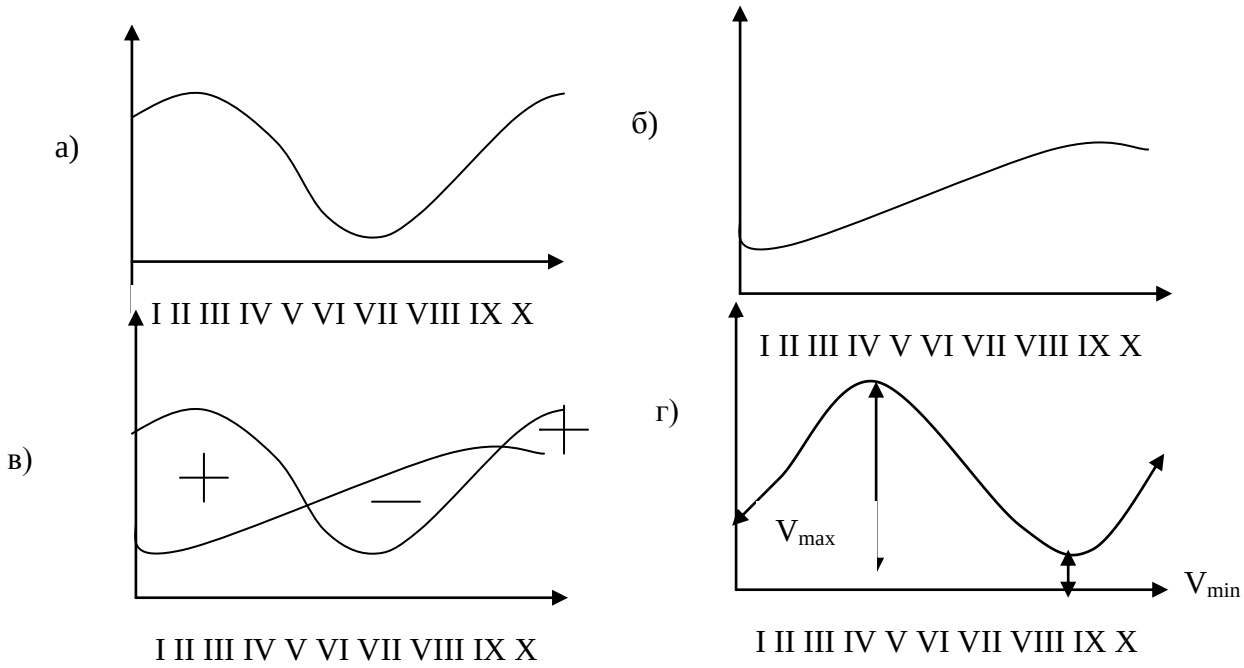


Рис. 2. Графическое определение емкости нефтебазы

На рисунке 2 представлены графики а) поступления б) отгрузки нефтепродукта, характеризующего интенсивность работы нефтебазы в течении года. По оси абсцисс отложены месяцы года, а по оси ординат – количество нефтепродукта. Поступление нефтепродукта производится интенсивно в начале и конце года. Отгрузка нефтепродукта имеет большую интенсивность во второй половине года. При наложении графиков

поступления и отгрузки (рис.2, график в) образуются площади со знаком плюс (привешение поступления над отгрузкой) и площади со знаком минус (привешение отгрузки над поступлением). Для нормальной работы нефтебазы необходимо, что бы сумма положительных площадей была равна сумме отрицательных площадей. В этом случае резервуарный парк используется рационально. В точках пересечения отгрузка равна поступлению. Так как максимальные значения превышения поступления нефтепродуктов над их отгрузкой (первая область со знаком плюс) наблюдаются в период с первого по пятый месяц, то объем и этот объем и определяет емкость перевалочной нефтебазы (рис.2, график г) - V_{max}.

Для речных перевалочных нефтебаз расположенных на замерзающих водных путях, на которых осуществляется перегрузка нефтепродуктов с водного на другой вид транспорта (автомобильный, железнодорожный) характерно наличие больших резервуарных парков, так как поступление нефтепродуктов происходит в короткий навигационный период, а отгрузка осуществляется в течение всего года. Поэтому емкость такой нефтебазы (ее резервуарного парка) определяется объемом нефтепродуктов, реализуемых в межнавигационный период, в случае, если операции отпуска и поступления данного сорта нефтепродукта происходят непрерывно. В случае разового завоза нефтепродуктов (танкер или несколько нефтеналивных барж, пришедших одновременно) емкость нефтебазы учитывает грузоподъемность пребывающих нефтеналивных судов.

При непрерывном приеме и отпуске нефтепродуктов предусматривается не менее двух резервуаров в целях совмещения этих операций.

Емкость нефтебазы может быть определена аналитически, если известны завоз и вывоз нефтепродуктов в процентах от годового оборота или в абсолютных цифрах по месяцам, декадам или неделям. В таблице 10 приведен пример определения емкости нефтебазы в процентах от годового оборота, где первые две строки показывают завоз и вывоз по месяцам в процентах от годовой реализации, третья строка - месячное превышение вывоза над завозом.

Таблица 10 Распределение грузопотока по месяцам в году (к примеру аналитического определения емкости нефтебаз)

Наименование показателей	Значения показателей по месяцам												Сумма
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Завоз	2	5	5	7	9	12	15	12	10	9	8	6	100
Вывоз	14	12	10	10	7	3	3	7	9	10	9	6	100
Месячный остаток	-12	-7	-5	-3	+2	+9	+1	+5	+1	-1	-1	0	
Сумма месячных остатков	-12	-9	-24	-27	-25	-16	-4	+1	+2	+1	0	0	

Завозом (–) или завоза над вывозом (+), получаемое как разность показателей первой и второй строк, а четвертая — изменение емкости

резервуарного парка по месяцам, получаемое как сумма помесячных остатков нефтепродуктов. В нашем примере емкость резервуарного парка $V = V_{max} - V_{min}$ = 2 - (-27)=29% годового оборота. К определенной таким образом емкости резервуарного парка следует добавить емкость резервуаров мерников, нулевых резервуаров, а также резервуаров для внутрибазовых операций.

Проектную емкость нефтебазы V_0 определяют с учетом коэффициента использования резервуаров h

$$V_0 = V / \eta.$$

В среднем η = 0,95. Обычно строительная емкость V_c резервуарного парка всегда несколько превышает проектную V_0, но это отклонение должно быть возможно меньшим.

Степень использования резервуаров нефтебазы характеризуется коэффициентом оборачиваемости, представляющим отношение годового грузооборота к установленной емкости резервуаров. Этот коэффициент характеризует полноту использования резервуарного парка. Коэффициент оборачиваемости находится в зависимости от типа нефтебазы и равен 1 для нефтебаз, находящихся на замерзающих водных путях и 30 и выше для перевалочных нефтебаз, находящихся в непрерывном режиме приема-отгрузки (прежде всего железнодорожные перевалочные нефтебазы).

2.4 Планировка (генеральный план) нефтебазы

Планировка нефтебаз предусматривает наилучшую организацию технологического процесса, создание удобной связи между объектами, рациональное и экономичное использование территории, а так же кооперирование с соседними предприятиями в обслуживании общими системами транспорта, инженерными сетями, водозаборными и очистными сооружениями, пожарной охраной, общими жилыми и коммуникационными комплексами. Размещение комплекса сооружений нефтебазы производится исходя из обеспечения противопожарных и санитарно-гигиенических условий как на самой нефтебазе, так и в районе ее расположения с учетом особенностей местности.

При проектировке нефтебазы учитывается блокирование производственно-вспомогательных, обслуживающих, административно-конторских и бытовых помещений в одном или нескольких крупных зданиях. Разрывы между зданиями и сооружениями должны быть минимальными, исходя из условий размещения технологического оборудования (трубопроводов и т.д.), инженерных сетей и дорого с соблюдением требований противопожарной безопасности и санитарных норм.

Территория, сооружения и здания нефтебазы должны соответствовать требованиям СНиП II-106-79.

При размещении нефтебаз необходимо предусматривать специальные мероприятия, предотвращающие разлив жидкостей при аварии резервуаров: ограждающие валы; отводные каналы; ловушки (см. рис.3).

Размещение всех объектов, сооружений и установок на территории нефтебазы должны обеспечивать:

1. Поточность в движении нефтепродуктов и транспорта.
2. Экономичность и надежность эксплуатации сооружений и оборудования.
3. Необходимую пожарную безопасность.
4. Минимальные капитальные затраты на строительство нефтебазы.

Для этого вся территория нефтебазы разбивается на шесть производственных зон:

I – железнодорожного приема и отпуска нефтепродуктов.

II – водного приема и отпуска нефтепродуктов.

III – хранения нефтепродуктов в резервуарах.

IV- розничного отпуска и производственных зданий и сооружений.

V – подсобных зданий и сооружений.

VI – административно-хозяйственных зданий и сооружений.

Рис. 3. Защитный бортик, предотвращающий разлив максимального объема нефтепродукта, находящегося в емкости

В первой зоне размещаются:

1. Железнодорожные пути для установки железнодорожных нефтеналивных маршрутов (поездов) и отдельных партий вагонов цистерн.
2. Сливно-наливные эстакады для приема и отпуска нефтепродуктов.
3. Сливные (нулевые) резервуары для приема темных нефтепродуктов и масел из сливных коммуникаций. Сливные (нулевые) называются потому, что располагаются ниже поверхности грунта, отметка которого принимается равной нулю. Емкость таких резервуаров от 60 до 200 $м^3$
4. Насосные станции для перекачки нефтепродуктов из вагонов-цистерн в резервуарные парки нефтебаз и обратно, а так же для внутрискладских перекачек.
5. Узлы задвижек для управления потоками нефтепродуктов, направляемых по трубопроводам к различным объектам нефтебазы.
6. Лаборатории для проведения анализов нефтепродуктов.
7. Помещение для отдыха сливщиков-наливщиков
8. Хранилища нефтепродуктов в таре.
9. Железнодорожные погрузочно-разгрузочные площадки для приема и отпуска нефтепродуктов в таре.

Во второй зоне располагаются:

1. Нефтепричалы для швартовки нефтеналивных судов, оборудованные насосными установками для откачки нефтепродуктов из барж.
2. Насосные и узлы задвижек.
3. Конторы грузовых операций.
4. Лаборатории
5. Помещения для сливщиков-наливщиков.

В третьей зоне размещаются сооружения, предназначенные для хранения нефтепродуктов. В состав этой зоны входят:

1. Резервуарные парки, являющиеся основными сооружениями нефтебазы, подразделяющиеся по роду хранимых нефтепродуктов на бензиновые, керосиновые, нефтяные, масляные и мазутные.
2. Мерники-резервуары малой емкости, используемые для отпуска небольших количеств нефтепродуктов.
3. Газозборники для улавливания паров нефтепродуктов и теплообменники.
4. Насосные, компрессорные и узлы задвижек.
5. Обваловочные (земляные) или огнестойкие ограждения вокруг резервуарных парков, препятствующих разливу нефтепродуктов при авариях с резервуарами или при пожаре.

Объекты первой, второй и третьих зон соединяются между собой сетью трубопроводов, обеспечивающих возможность перекачки нефтепродуктов при их приеме, хранении и отпуске.

В четвертой зоне размещаются сооружения, назначением которых является отпуск нефтепродуктов мелкими партиями в автоцистерны. Контейнеры, бочки и бидоны. К числу таких сооружений относятся:

1. Автоэстакады и автоколонки для отпуска нефтепродуктов а автоцистерны.
2. разливочные и расфасовочные для налива нефтепродуктов в бочки и бидоны.
3. Тарные склады для хранения расфасованных в бочки и бидоны нефтепродуктов.
4. Склады чистой и грязной тары.
5. Автомобильные весы для взвешивания автомашин.
6. Погрузочные площадки для автотранспорта.
7. Маслоосветительные установки.

Зона розничного отпуска располагается ближе к выезду нефтебазы.

В пятую зону, предназначенную для обслуживания основных объектов нефтебазы, входят следующие сооружения:

1. Котельная, снабжающая нефтебазу паром для силовых установок (паровые насосы), технологических и хозяйственных нужд и отопления зданий.
2. Склад топлива для котельной
3. Механическая мастерская с электросварочными и электроремонтными отделениями
4. Бондарный цех, предназначенный для изготовления и ремонта тары (бочек, бидонов).
5. Электростанции и трансформаторные подстанции для обеспечения электроэнергией силовых установок и осветительных нужд.
6. Водонасосная станция, в том числе и водонапорная башня для снабжения нефтебазы водой и создания необходимого напора при пожарном водопотреблении.
7. Резервуары для хранения противопожарного запаса воды.
8. Регенерационные установки для восстановления отработанных масел
9. Диспетчерские пункты и т.д..

В шестой (административно-хозяйственной) зоне размещаются:

1. Контора с проходной.
2. Пожарное депо.
3. Здание охраны.
4. Гараж.
5. Дом для оперативного персонала. Жилищно-коммунальные здания располагаются на территории, отделенной от нефтебазы.

Генеральный план перевалочно-распределительной железнодорожной нефтебазы представлен на рисунке 3.

Нефтебазы не всегда имеют перечисленный комплекс сооружений в полном составе. Номенклатура сооружений зависит от типа и емкости нефтебаз, назначения и характера проводимых операций. Ширина обсыпки грунтом резервуаров нефтебаз определяется расчетом на гидростатическое

давление разлившийся жидкости, при этом расстояние от стенки вертикального резервуара до бровки насыпи или откоса насыпи должно быть не менее 3 м и высотой не менее 2 м. Минимальные расстояния от зданий и сооружений складов нефтепродуктов с взрыво-, пожароопасными производствами следует принимать согласно таблице 11.

На территории нефтебазы резервуары размещаются группами, образуя резервуарные парки. Общая емкость наземных и полуподземных резервуаров, составляющих одну группу по противопожарным нормам не должна превышать 40000 $м^{3.}$. Отдельно формируются резервуарные парки для хранения бензинов, дизельных топлив, масел, мазутов и т.д.. Наземные и полуподземные резервуары ограждаются огнестойкой стеной, ограждающей от дальнейшего разлива нефтепродукта. Высота ограждающей стены должна позволять вместить половину объема емкости резервуара. Резервуары устанавливаются с соблюдением определенных расстояний (разрывов).

Таблица 11 Противопожарные разрывы основных объектов нефтебаз

Объекты	Мин. расстояния от зданий и сооружений нефтебаз различных категории, м				
	I	II	IIIа	IIIб	IIIв
Здания и сооружения соседних предприятий	100	40(100)	40	40	30
Лесные массивы	100	50	50	50	50
Склады (лесных материалов. торфа, волокнистых веществ, сена, соломы)	100	100	50	50	50
Железные дороги	150	100	80	60	50
Автомобильные дороги: I-III категорий	75	50	45	45	45
IV-V категорий	40	30	20	20	15
Жилые и общественные здания	200	100	100	100	100
Раздаточные колонки автозаправочных станций общего пользования (крайней колонки)	50	30	30	30	30
Очистные канализационные сооружения и насосные станции, не относящиеся к складу	200	150	100	75	75
Аварийный амбар для резервуарного парка	60	40	40	40	40
Технологические установки с взрыво пожароопасными производствами и факельным хозяйством (ствола факела)	100	100	100	100	100
Воздушные линии электропередачи	150	100	50	50	50

Рис. 4. Генеральный план перевалочно-распределительной железнодорожной нефтебазы

3. Основные объекты нефтебазы

3.1 Резервуары для хранения нефтепродуктов

Выбор того или иного типа резервуаров для хранения нефтепродукта должен быть обоснован технико-экономическим расчетом в зависимости от категории нефтебазы, климатических условий, условий эксплуатации и физико-химических свойств нефтепродукта, а так же с учет максимального снижения потерь. Кроме того, для нефтепродуктов с высокой упругостью паров резервуары должны выдерживать избыточное давление. Нефтепродукты каждой марки должны храниться в отдельных, предназначенных для них резервуарах.

С эксплуатационной точки зрения к резервуарам предъявляются следующие требования:

а) непроницаемость для жидкой фазы нефтепродукта;

б) герметичность для паров нефтепродукта;

в) несгораемость, долговечность и неподверженность воздействию нефтепродуктов;

г) безопасность хранения нефтепродукта;

д) надежность действия оборудования при наполнении и опорожнении резервуаров;

е) доступность для очистки от отстоя и осадков, окраски и ремонта;

Конструктивные качества резервуаров определяются:

а) простотой формы;

б) модульностью конструкций, т.е. кратностью размеров резервуаров и отдельных элементов их некоторой постоянной величине (модулю), являющихся основным условием стандартизации конструкции;

в) возможностью индустриального изготовления конструкций и скоростного монтажа;

г) наиболее эффективным использованием несущих свойств материалов.

К технико-экономическим показателям относятся:

а) стоимость сооружения самих резервуаров, а также показателем экономичности формы резервуара. Показателем экономичности формы экономичности считается является отношение поверхности резервуара к его объему. Одновременно этот показатель характеризует и величину эксплуатационных расходов, связанных с осмотром, ремонтом и окраской;

б) стоимость дополнительных устройств по резервуарному парку, приходящаяся на один резервуар стоимость вертикальной планировки, ограждений и обвалований, пожарных проездов, водопровода и канализации, технологических и тепловых сетей и т.д.);

в) расхода стали, бетона и железобетона;

г) объем земляных и других строительных работ.

Так же дополнительно к технико-экономическим показателям можно отнести:

1. стоимость 1 $м^3$ объема емкости;

2. общая стоимость 1 $м^3$ объема емкости, в которую, кроме стоимости собственно резервуара, входит стоимость обустройства резервуарного парка (земляные работы, технологические, водопроводные, канализационные и тепловые сети, дороги, ограждения и др.);

Перечисленные требования, в зависимости от величины и назначения нефтебазы, ее расположения, физико-химических свойств нефтепродуктов, условиями эксплуатации удовлетворяются различными способами.

3.2 Стали, применяемые при строительстве емкостей и металлических конструкций нефтебаз

Малоуглеродистые стали обыкновенного качества. В большинстве стальных конструкций нефтебаз и автозаправочных станций применяется мягкая малоуглеродистая сталь 3 с содержанием углерода до 0,22% разных марок (Ст.0-Ст.5). Они хорошо свариваются, почти не закаливаются и потому являются весьма удобными для работы в элементах конструкций (таблица 12).

Прочность стали в первую очередь зависит от содержания углерода. Углерод снижает пластичность и свариваемость, поэтому допускается его содержание в строительных сталях не более 0.22 %мас. Существенно повышает прочность стали без снижения пластичности марганец. Его содержание составляет 0.3-0.65 %мас. Для получения мелкозернистой структуры, определяющую прочность стали, добавляют кремний. Однако кремний ухудшает свариваемость стали и стойкость ее против коррозии, поэтому его добавляют не более 0.3 % мас. Третьим важным компонентом, добавляемым в малоуглеродистую сталь, является медь. Медь значительно увеличивает стойкость стали против атмосферной коррозии. Содержание меди не превышает 0.2-0.4 % масс., так как большее ее количество ухудшает свариваемость стали.

К нежелательным примесям, содержащимися в малоуглеродистой стали, относятся фосфор и сера. Фосфор при пониженных температурах делает сталь хрупкой (хладноломкой) и малопластичной, а сера при повышенных температурах красноломкой (трещиноватой), вследствие образования легкоплавкого сернистого железа. Весьма вредными примесями являются кислород и азот, придающие металлу хрупкость, особенно при низких температурах. По способу производства сталь подразделяется на мартеновскую и конверторную (бессемеровская и томасовская). При сооружении металлических конструкций нефтебаз в основном применяют мартеновскую сталь, которая значительно лучше и чище конверторной.

Таблица 12 Механические свойства углеродистой стали обыкновенного качества

Марки стали	Предел текучести по разрядам толщины проката в *кг/мм*^{2}, не менее			Предел прочности, в *кг/мм*^{2}	Относительное удлинение образца в %, не менее	Испытание на загиб в холодном состоянии на 180°. *a*-толщина образца; *d*-диаметр оправки
Ст.0				>32	18	d=2*a*
Ст.2, Ст.2кп	22	20	19	34—42	26	d=0
Ст. 3 кп	24	22	21	38-40, 41-43, 44-47	21-23	d=0,5*a*
Ст.3	24	23	22	38-40, 41-43, 44-47	21-23	d=0,5*a*
Ст.4, Ст.4кп	26	25	24	42-44, 45-48, 49-52	19-21	d=2*a*
Ст.5	28	27	26	50-53, 54-57, 58-62	15-17	d==3*a*

В стальных конструкциях обычно применяются мартеновские стали марки Ст.3кп (см. табл.13). Из них выполняют конструкции, работающие под статической нагрузкой, клепаные конструкции и емкостное оборудование (резервуары, цистерны и т.д.).

Таблица 13. Химический состав мартеновской углеродистой стали обыкновенного качества

Марки стали	Содержание элементов, %мас., не более				
	углерод	кремний	марганец	фосфор	сера
М Ст. 0	<0,23			0,07	0,06
М Ст. 2 кп	0,09—0,15	<0,07	0,25—0,5	0,045	0,055
М Ст. 3 кп	0,14—0.22	<0,07	0,3—0,6	0,045	0,055
М Ст. 3	0.14—0,22	0,12—0,3	0,4—0,65	0,045	0,055
М Ст. 4 кп	0,18—0.27	<0,07	0,4—0,7	0,045	0,055
М Ст. 4	0,18—0,27	0,12—0,3	0,4—0,7	0,045	0,055
М Ст. 5	0,28—0,37	0,15—0,35	0,5—0,8	0,045	0.055

*Низколегированные стали***.** Наряду с малоуглеродистыми сталями обыкновенного качества для тяжелых конструкций и нижних поясов стальных резервуаров применяются низколегированные стали (НЛ), имеющие более высокие механические характеристики. В основу обозначения марки низколегированной стали положен ее химический состав (см. табл.14).

В обозначение входят: среднее количество углерода в сотых долях процента и затем наименования компонентов: марганца-(Г), кремния-(С), хрома-(Х), никеля-(Н), меди-(Д). Цифры после букв указывают процентное содержание соответствующего элемента в целых единицах. Если количество какого-либо компонента составляет менее 0,3%, то такой компонент не обозначается (не считается легирующим). Так, сталь марки 14Г2 является

марганцовой сталью с содержанием в среднем 0,14% углерода и от 1 до 2% марганца, остальные компоненты входят в количествах, меньших 0,3%; марка 15ХСНД (бывшая сталь НЛ2) обозначает сталь, содержащую в среднем 0,15% углерода и легированную хромом, кремнием, никелем и медью в количествах более 0.3 и менее 1%. Так же при строительстве трубопроводов и листовых конструкций применяются стали 10ХСНД (бывшая сталь СХЛ4), 10Г2СД (бывшая марганцово-кремнистая сталь-МК), 15ГС, 14ХГС. Отличительной особенностью низколегированных сталей является низкое содержание углерода (<0,18%), при этом они имеют повышенные механические свойства в сравнении с марками стали Ст. Они хорошо свариваются, имеют хорошую ударную вязкость с низким порогом хладноломкости (минус 40-60^{o}С), устойчивы к атмосферной коррозии, однако они более чувствительны к концентрации напряжений и потому часто имеют относительно более низкую вибрационную прочность.

Таблица 14. Химический состав низколегированных сталей

Марки стали	Содержание легирующих элементов в стали, % масс., не более.							
	углерод	кремний	марганец	хром	никель	медь	фосфор	сера
15ХСНД	0,12-0,18	0,4—0,7	0,4-0,7	0,6-0,9	0,3-0,6	0,2-0,4	0,04	0,04
ЮХСНД	<0,12	0,8—1,1	0,5-0,8	0,6-0,9	0,5-0,8	0,4-0,65	0,04	0,04
14Г2	0,12-0,18	0,2—0,4	1,2-1,6	<0,3	<0,3	<0,3	0,04	0,04
15ГС	0,12-0,18	0,7—1	0,9—1,3	<0,3	<0,3	<0,3	0,04	0,04
14ХГС	0,11-0,17	0,4—0,7	0,9—1,3	0,5-0,8	<0,3	<0,3	0,04	0,04
10Г2СД	<0,12	0,8—1,1	1,3-165	<0,3	<0,3	0,15-0,3	0,04	0.04

3.3 Классификация резервуаров

Резервуары по степени заглубления в грунт подразделяются на наземные, полуподземные и подземные.

Рис. 5. Подземный резервуар

Подземным называется резервуар, если наивысший возможный уровень жидкости в резервуаре находиться на 0.2 м ниже планировочной отметки прилегающей территории. К подземным приравниваются резервуары, имеющие обсыпку высотой более 0.2 м выше наивысшего уровня жидкости и шириной более 6 м, считая от стенки резервуара до бровки обсыпки.

Наземным называется такой резервуар, у которого днище находится на уровне или выше планировочной отметки прилегающей территории, а также может быть заглублено менее, чем на половину высоты резервуара.

Полуподземным называется такой резервуар, который заглублен более чем на половину своей высоты, и при этом наивысший возможный уровень жидкости в резервуаре находится не выше 2 м над планировочной отметкой прилегающей территории.

Хранение нефтепродуктов в подземных резервуарах более безопасно, так как авария (взрыв или пожар) не могут угрожать соседним резервуарам, а нефтепродукт может быть перекачен в соседние резервуары, что сведет потери к минимуму. В подземном резервуаре более длительно сохраняется стабильный режим хранения нефтепродуктов. Однако подземные резервуары в большей степени подвержены почвенной коррозии и всплытию в осенне-весенний период. При аварии наземного резервуара жидкость растекается по всей обвалованной территории, что повышает риск возникновения пожара и потерь от впитывания и испарения.

Форма резервуара может быть шарообразной (сферической), цилиндрической, прямоугольной, конической.

В зависимости от материала, применяемого для изготовления резервуаров, последние делятся на *металлические и неметаллические*.

По способу соединения листовых конструкций металлические резервуары делятся на сварные, клепанные и фланцевые. В настоящее время наиболее широкое распространение нашли сварные металлические резервуары.

По климатическим условиям применения резервуары, применяемые в зоне умеренных температур (до минус 20^0С) и резервуары, предназначенные для эксплуатации в северных и арктических районах (до минус 65^0С). При изготовлении резервуаров, применяемых в умеренной климатической зоне, применяются строительные стали. Для изготовления резервуаров, применяемых в условиях низких температур, применяются специальные стали: никельсодержащие, нержавеющие (хромсодержащие), алюминевые сплавы.

По положению конструкции вертикальные и горизонтальные, сфероидальные и специальных конструкций (со стационарной или плавающей крышей (понтоном), «дышащей крышей»). В основном металлические резервуары применяются для хранения светлых нефтепродуктов, масел и спец.жидкостей).

К группе неметаллических относятся резервуары каменные, кирпичные, бетонные и железобетонные. Эти резервуары преимущественно применяются для хранения вязких темных нефтепродуктов, учитывая их высокое давление на стенки хранилищ.

Существенными факторами при выборе типа резервуара являются физические свойства физико-химические свойства хранимых нефтепродуктов (прежде всего испаряемость), климатические условия хранения, влияющие на степень испарения и величину потерь, затраты на возведение и обслуживание. Нефтепродукты с высокой упругостью паров должны храниться в резервуарах, выдерживающих избыточное давление более 200 мм. вод. ст.

В настоящее время разработаны резервуары объемом 50, 100, 200, 50 000, 100 000 м^3. Вертикальные сварные резервуары бывают от 100 до 50 000 м^3, вертикальные клепанные от 100 до 20 000 м^3, горизонтальные сварные и клепанные от 3 до 200 м^3. Внутреннее покрытие резервуаров должно быть

выполнено в маслобензостойком, паростойком и искробезопасном исполнении.

3.3.1. Вертикальные металлические цилиндрические резервуары

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары для хранения нефтепродуктов в зависимости от их конструкции подразделяются по внутреннему давлению на резервуары:

-без давления (с понтоном, плавающей, подъемной крышей, с газокомпенсатором и т.д.)

-резервуары низкого давления (до 200 мм вод.ст. и вакуума до 25 мм вод.ст.). В основоном это каплевидные резервуары

-резервуары повышенного давления (до 7000 мм вод.ст и вакуума от 25 до 100 мм вод.ст.). К ним относятся прежде всего изотермические резервуары для хранения сжиженных газов. Обычно они представляют собой двухслойную конструкцию (резервуар в резервуаре). Для обеспечения постоянной отрицательной температуры пространство между внутренним и внешним корпусом заполняется теплоизоляционным материалом.

Стальные вертикальные цилиндрические резервуары изготавливаются с плоскими, коническими и сферическими крышами и днищем.

По способу монтажа вертикальные металлические цилиндрические резервуары подразделяются на неразборные и разборные. В разборных резервуарах стальные листы соединяются между собой при помощи болтов. Герметичность швов резервуаров обеспечивается бензостойкими прокладками. Стропила кровли крепятся на центральную колонну. Такие резервуары рассчитаны на избыточное давление в 700 мм вод. ст. и вакуум до 40 мм вод. ст.

При хранении нефтепродуктов с повышенным содержанием серы, для предотвращения коррозии резервуары имеют внутреннее покрытие из алюминия и алюминиево-магниевых сплавов (до 1–4 % магния). Прежде всего из этих металлов выполняют верхний пояс и кровлю, контактирующую с сернистыми парами.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с плоским днищем и конической крышей (типовые).

Изготавливаются: для районов с температурой воздуха не ниже минус 20^0С из мартеновской стали М16 или М18; для районов с температурой окружающего воздуха ниже минус 20^0с из стали Ст.3. При изготовлении корпуса стальные листы располагаются вертикально, образуя замкнутый пояс. Пояса резервуаров в корпусе могут иметь следующее расположение (см. рис.4 и 5):

1. ступенчатое (г и е на рис.4), с перемеживающимися расположением поясов- внешним и внутренним;

2. телескопическое (а и б на рис.4), при котором каждый последующий верхний пояс входит в предыдущий;

3. смешанное, когда нижние пояса располагаются ступенчато, а верхние – телескопические;

4. встык (рис.6); применяются в резервуарах, свариваемых в заводских условиях под слоем флюса (нижние пояса).

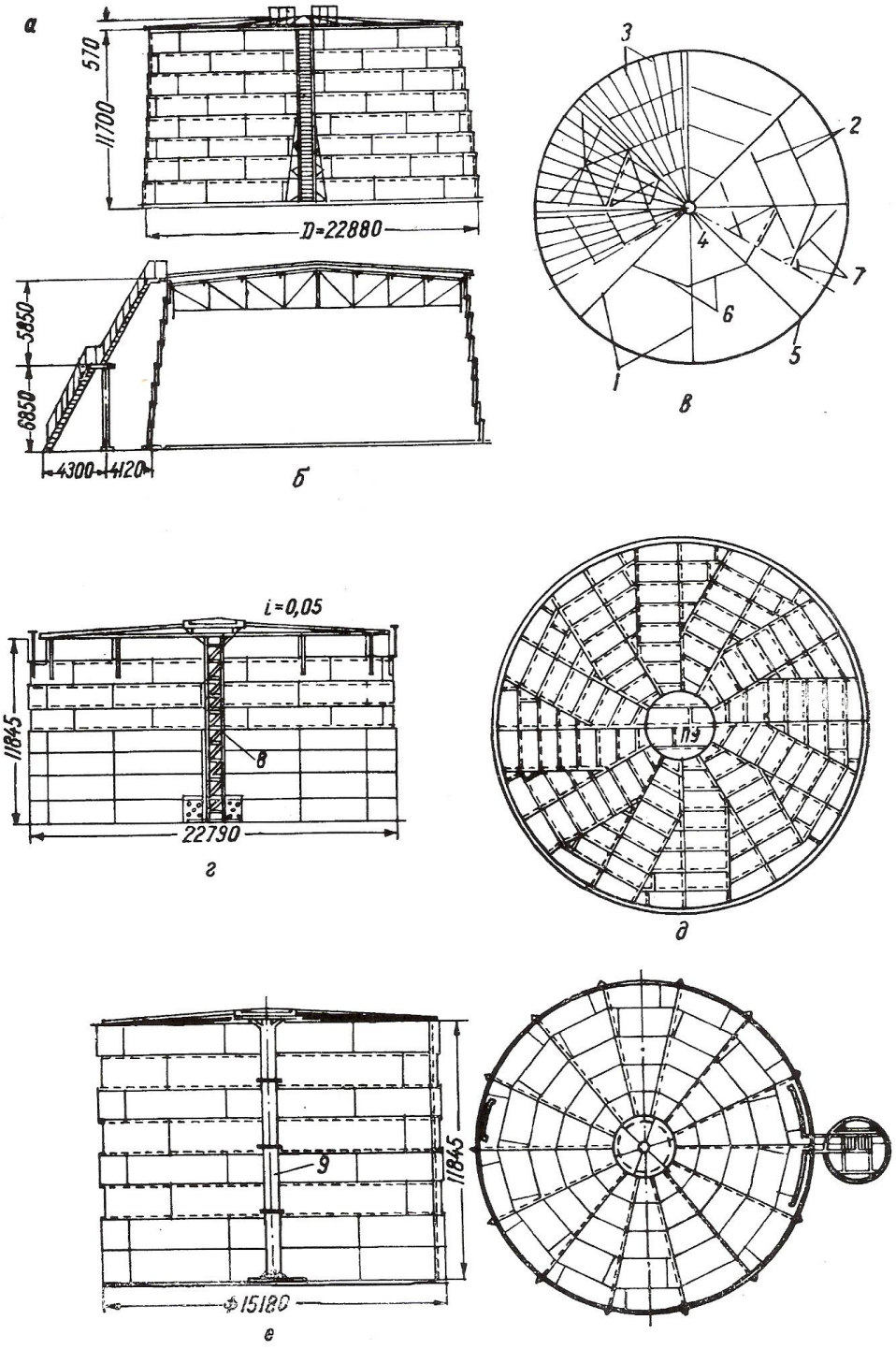


Рис. 6. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары с конической крышей и плоским днищем

Применяются для хранения нефти и светлых нефтепродуктов с низкой упругостью паров (керосин, дизельное топливо, соляровый дистиллят (соляровое масло). При хранении масел внутри корпуса резервуара устанавливается дополнительное кольцо жесткости. Изготавливаются методом полистовой сборки или из рулонов, из которых формируются отдельные пояса на заранее изготовленном основании.

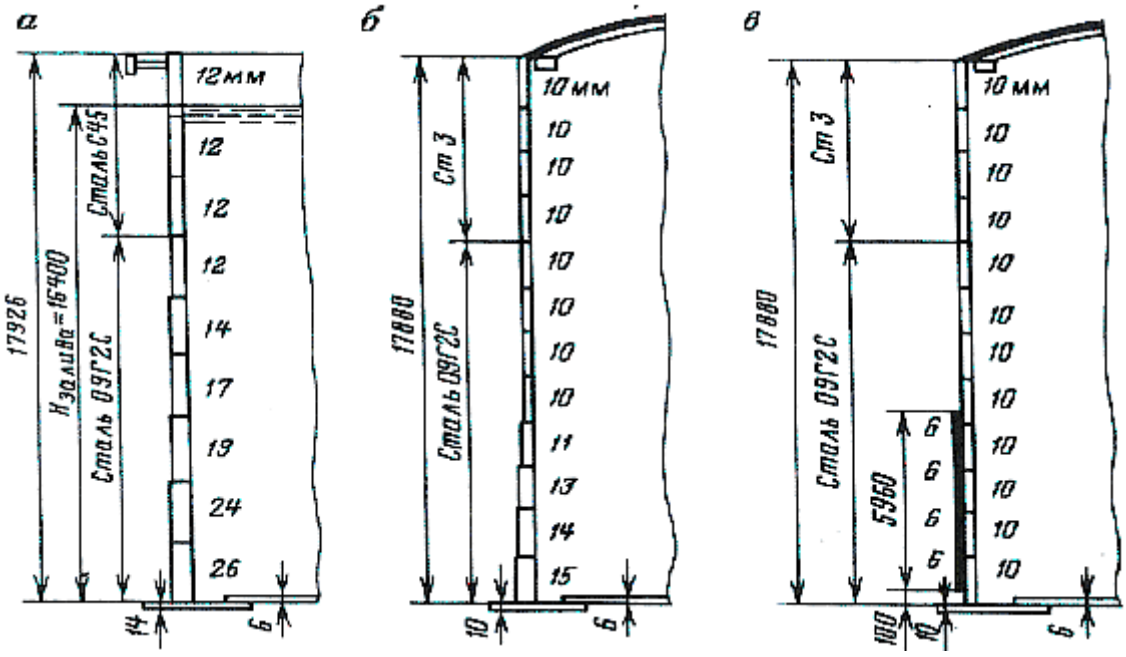
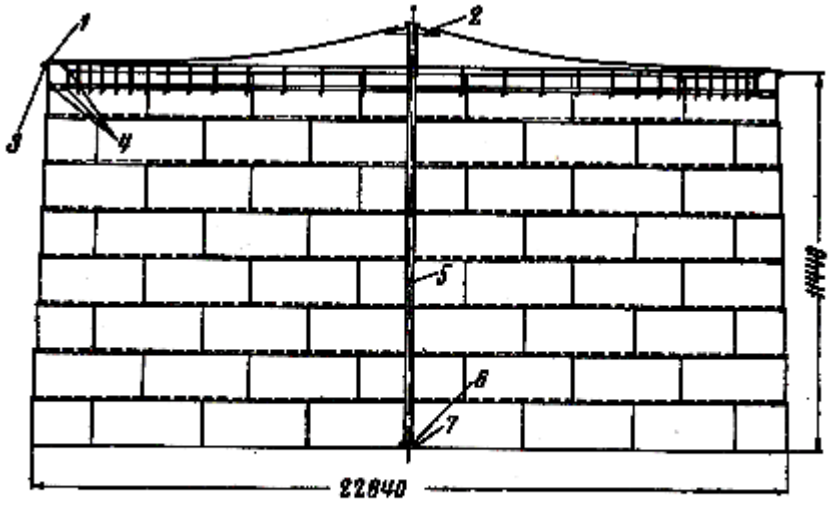


Рис. 7. Устройство стенки резервуаров, где на рисунках показано расположение поясов: а) телескопическое; б) смешанное; в) встык с кольцом жесткости в нижнем поясе. Номерами на рисунках показана толщина стенок поясов.

Общий вид таких резервуаров показан на рисунке 8.

Рис. 8. Общий вид вертикального стального цилиндрического резервуара с плоским днищем и конической крышей (типовой).

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с безмоментной кровлей. Это сварные вертикальные цилиндрические резервуары в центре которого устанавливается стойка из трубы диаметром 100-300 мм, в зависимости от размера резервуара, оканчивающиеся сверху металлическим зонтом из листовой стали. Пространство между зонтом центральной стойки и корпусом перекрыто свободно провисающей под собственным весом стальной кровлей из стальных листов толщиной 2.5-4 мм. Кровля работает на растяжение и не испытывает изгиба, за исключением области, прилегающей к центральной стойки и краевой зоны, прилегающей к корпусу, поэтому она называется безмоментной. Центральная стойка делается на 1.5-2 м выше корпуса резервуара, благодаря чему делается уклон для стока атмосферных осадков. В резервуарах с безмоментной кровлей расход металла на 10-15 % ниже по сравнению с типовыми резервуарами. Применяются для хранения светлых нефтепродуктов с избыточным давлением до 200 мм вод. ст. Выполняются с «дышащей» кровлей и телескопической (скользящей) центральной стойкой. Нижняя часть стойки не крепится к днищу, а вставляется в направляющий стакан, изготовленный из трубы большего диаметра. Телескопическая незакрепленная снизу стойка дает возможность стойке свободно перемещаться в вертикальном направлении.



Резервуар с безмоментной кровлей.

1 — лист каркаса; *2* — зонт; *3* — обвязочный уголок; *4* — каркас из уголка; *5* — опорная колонна; *6* — косынка; *7* — опорная плита.

Рис. 9. Вертикальный цилиндрический резервуар с безмоментной кровлей.

Повышение избыточного давления внутреннего давления не сопровождается выпуском паров через клапаны, а вызывает подъем кровли и увеличение объема газового пространства. При охлаждении газового пространства внутреннее давление уменьшается и кровля принимает первоначальное положение. Общий вид такого резервуара представлен на рисунке 7.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со сфероцилиндрической кровлей. Используются для хранения легкоиспаряющихся светлых нефтепродуктов с упругостью паров до 2000-300 мм вод. ст. Хранение нефтепродуктов под избыточным давлением своих паров позволяет сократить потери хранимых нефтепродуктов (автобензина, авиабензина), так как не происходит низкотемпературного фракционирования и потери легких компонентов (особенно при проведении сливо-наливных мероприятий).

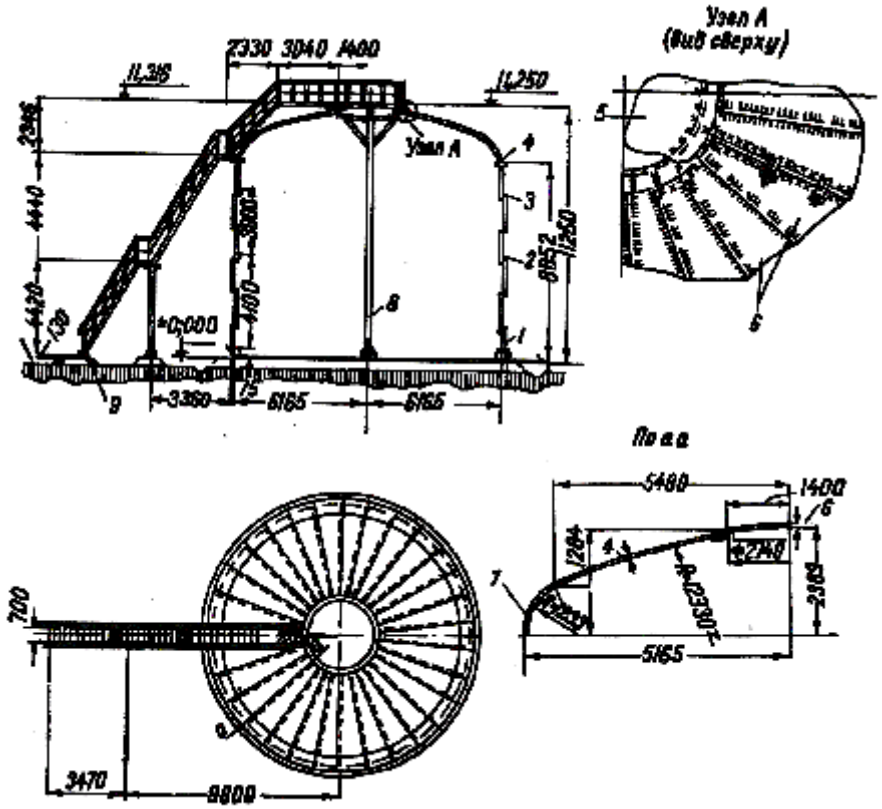


Рис. 10. Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со сфероцилиндрической кровлей

Цилиндрический корпус и плоское днище аналогично типовому резервуару. Кровля состоит из цилиндрических лепестков, изогнутых в меридиональном направлении двумя сопряженными радиусами по коробовой кривой с плавным переходом к корпусу (не менее 36 лепестков), будучи сваренными между собой, образуют кровлю в виде поверхности вращения. С корпусом кровля соединяется через горизонтальный лист, являющимся обвязочным кольцом жесткости. Корпус резервуара усилен изнутри кольцевыми ребрами жесткости и вертикальными ребрами жесткости для устойчивости при ваккууме. Кровля крепится к телескопической стойке, свободно перемещающейся в вертикальном направлении. Существенным недостатком является наличие узлов с повышенной концентрацией напряжения в месте примыкания сфероцилиндрической кровли к корпусу и в местах сварки вертикальных ребер. Общий вид такого резервуара представлен на рисунке 10.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с торосферической кровлей (гибрид). Используются для хранения легкоиспаряющихся светлых нефтепродуктов с упругостью паров до 2500 мм вод. ст. или вакуум до 100 мм вод. ст. Состоят из цилиндрического корпуса, торосферической несущей кровлей и плоского днища. Плавная форма кровли и переход от нее к цилиндрической стенке позволяет хранить нефтепродукты с достаточно высокой упругостью паров.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со сферической кровлей и днищем (полусфероиды). Выдерживают большее давление, чем цилиндрические с коническими крышами и плоскими днищами. Выдерживает давление паров до 3000-5000 мм вод. ст. и вакуум до 150 мм вод. ст. Отличительная особенность бесстропильная сферическая крыша и сферическое днище. Эти резервуары имеют пониженный расход металла на 1 м^2 емкости. Недостатком таких резервуаров является усложнение и удорожание монтажа и формирование вогнутого фундамента. Разработаны резервуары емкостью до 9000 м^3. Общий вид такого резервуара представлен на рисунке 11.

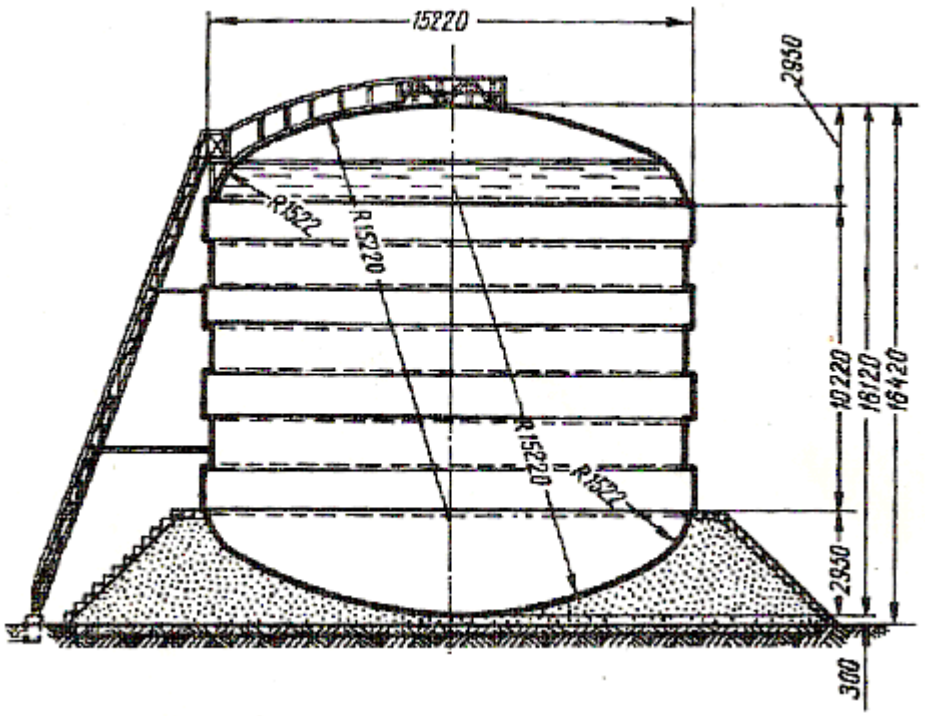
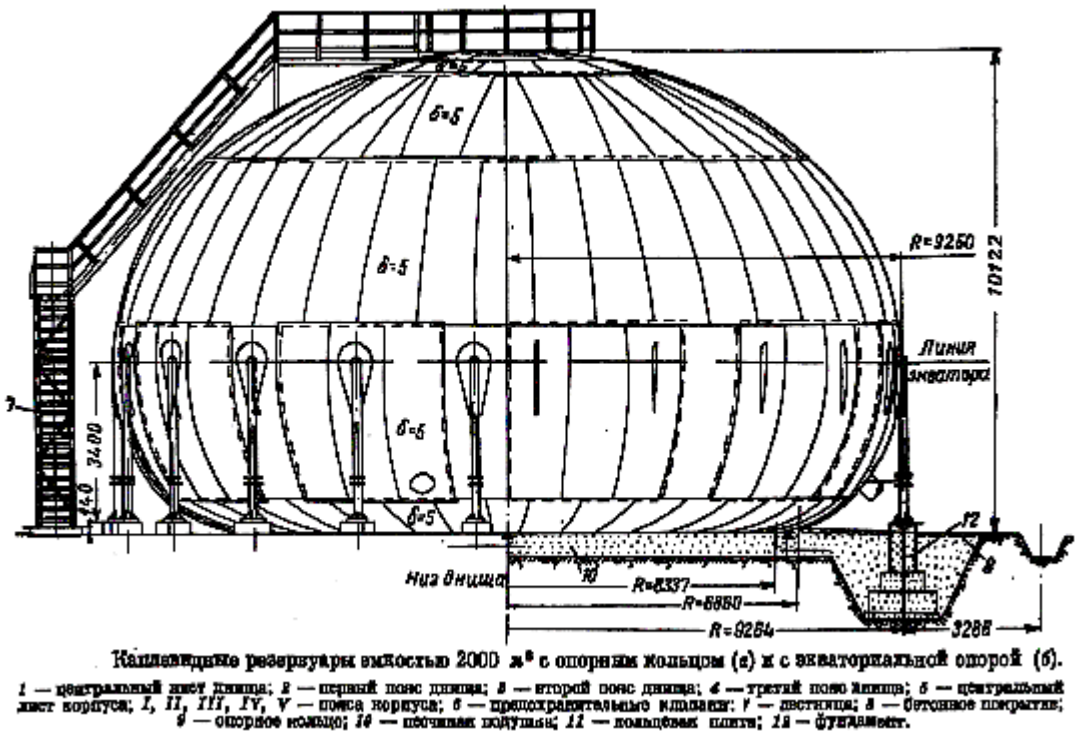


Рис. 11. Вертикальный цилиндрический резервуар с сферическим крышей и днищем

3.3.2 *Сфероидальные резервуары*

Для создания значительных давлений и вакуума стальные цилиндрические резервуары не подходят, так как в резервуарах с внутренним опорным кольцом и внутренними ребрами жесткости возникают зоны концентрации высоких напряжений. Для предотвращения этого недостатка разработаны: каплевидные, многокупольные и сферические резервуары.

Осесимметричные сфероидальные каплевидные резервуары. Рассчитаны на избыточное давление 0.4 до 2 атм, и вакуум до 500 мм вод. ст. Представляют собой резервуары, в поперечном сечении имеющие форму капли с экваториальной опорой, состоящие из тонкостенной сфероидальной оболочки и днища без внутреннего каркаса. В этих резервуарах все элементы конструкции растянуты с одинаковой силой, поэтому такие резервуары называются оболочкой равного сопротивления.



Каплевидные резервуары емкостью 2000 м³ с опорным кольцом (а) и с экваториальной опорой (б).

1 — центральный лист днища; *2* — первый пояс днища; *3* — второй пояс днища; *4* — третий пояс днища; *5* — центральный лист корпуса; *I, II, III, IV, V* — пояса корпуса; *6* — предохранительные клапаны; *7* — лестница; *8* — бетонное покрытие; *9* — опорное кольцо; *10* — щебеночная подушка; *11* — кольцевые плиты; *12* — фундамент.

Рис. 12. Осесимметричный каплевидный резервуар с экваториальной опорой

В любой точке каплевидного резервуара действуют в меридиональном и широтном направлении только растягивающие напряжения одинаковой величины. Однако в предэкваториальной части чрезмерно нарастают меридианальные и кольцевые усилия от давления жидкости. Для устранения этого недостатка используется система колон (20 опор) в зоне экватора, равномерно распределенных по окружности, которые упираются 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 резервуары иногда называют оболочками равного давления. Каплевидные резервуары экономичны, расход металла при прочих равных условиях значительно меньше, чем у вертикальных цилиндрических, их эксплуатация достаточно проста, однако монтаж таких резервуаров достаточно сложен. Каплевидные

резервуары находят применение главным образом для низкокипящих нефтепродуктов при длительном их хранении (не менее двух месяцев); они обеспечивают сокращение потерь от «малых дыханий». Каплевидные резервуары для хранения нефтепродуктов с невысокой упругостью паров могут быть большой емкости, до 5000-12000 м^3. Разработаны резервуары емкостью 20 000, 30 000, 40 000, 50 000 м^3.

В настоящее время кроме сфероидальных каплевидных резервуаров используются каплевидные цилиндрические и торокапельные резервуары. Внутри таких оболочек имеется каркас, обеспечивающий устойчивость при частичном их заполнении. Внешний вид каплевидного резервуара представлен на рисунке 12, каплевидного цилиндрического и торокапельного на рисунке 13.

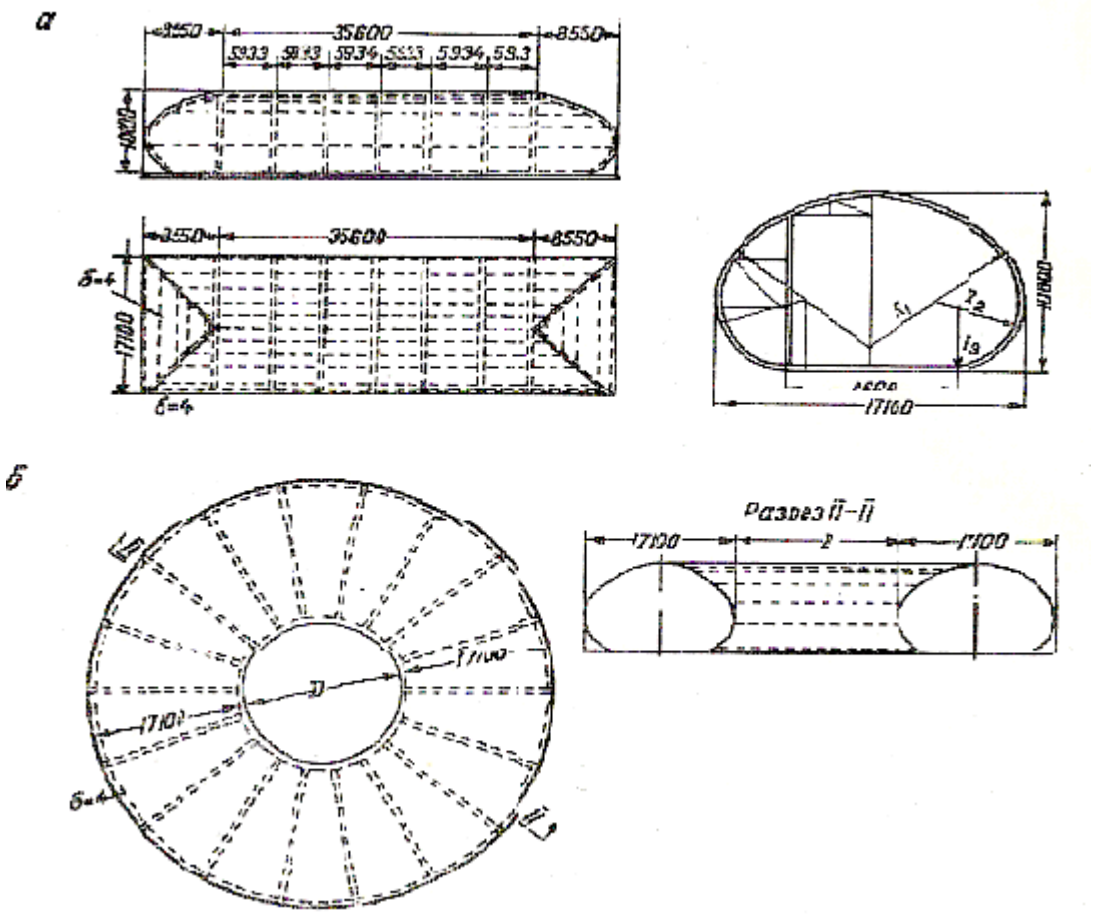
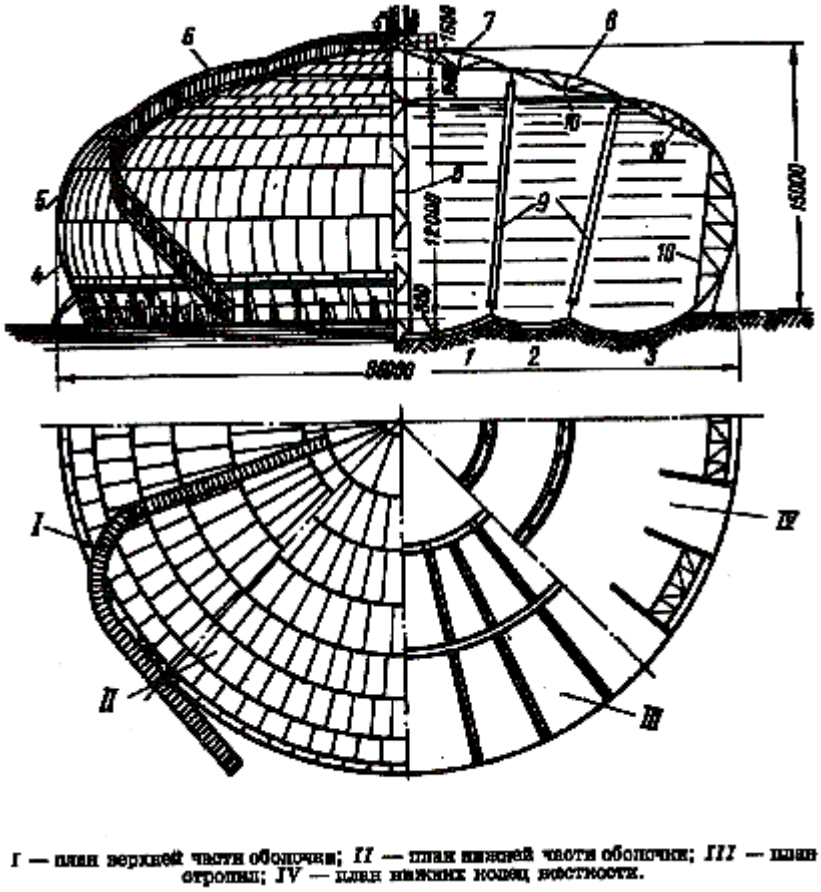


Рис. 13. Осесимметричный каплевидный цилиндрический и торокапельный резервуары: а-каплевидный цилиндрический (вид сбоку, в плане и поперечный разрез); б-торокапельный (вид в плане и поперечный разрез)

Осесимметричный сфероидальные многокупольные (многоторовые) резервуары. Для хранения больших объемов нефтепродуктов с невысокой упругостью паров на крупных нефтебазах используют сфероидальные многокупольные резервуары или многоторовые оболочки. Емкость таких резервуаров от 10 000 до 25 000 м^3. Оболочка таких резервуаров состоит из

поясов. Пояса 1-3 лежат на земле. В центре резервуара установлена колонна, на которую опираются расположенные радиально фермы, составляющие каркас жесткости резервуара. Эти фермы в точках сочленения куполов поддерживаются опорными стойками из труб. Общий вид такого резервуара представлен на рис. 14.



I — план верхней части оболочки; II — план нижней части оболочки; III — план опоры; IV — план нижних колец жесткости.

Рис. 14. Многокупольный (многоторовой) резервуар

Сферические резервуары. Наиболее высокое давление способны выдерживать сферические резервуары (рис.15), которые рассчитаны на избыточное давление 10 атм. Такие резервуары предназначаются для хранения главным образом сжиженных и компримированных газов (бутана, пропана). Расход металла самый низкий, в два раза ниже, чем у цилиндрических, они имеют наименьшую поверхность на единицу объема и минимальную толщину оболочки. Объем таких резервуаров 200-800 м^3. Общий вид такого резервуара представлен на рисунке 15. Однако такие резервуары трудны в монтаже и обслуживании.

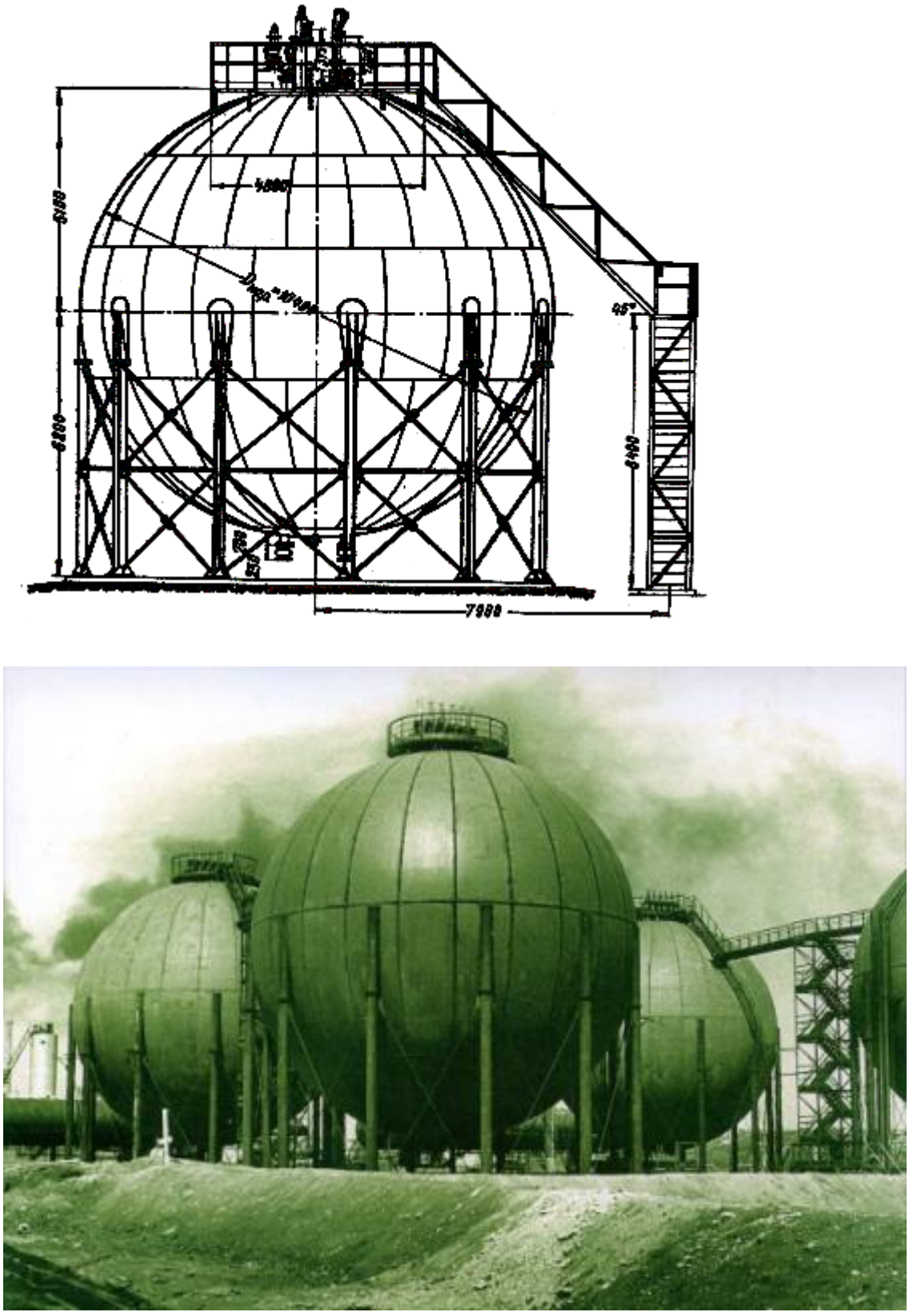


Рис. 15 Общий вид сферического резервуара

3.3.3 *Резервуары с плавающей крышей*

Для снижения потерь нефтепродуктов от испарения при хранении используются резервуары переменного объема-с крышей, плавающей на поверхности нефтепродукта. Плавающая крыша при увеличении объема жидкости в резервуаре поднимается, а при уменьшении опускается. В резервуарах с плавающей крышей практически полностью отсутствует газовое пространство, поэтому предотвращаются потери от испарения при больших и малых (суточные изменения температур) «дыханиях».

Применяются резервуары двух типов:

а) открытые сверху с плавающим понтоном (рис.16);

б) с плавающим понтоном и покрытием в виде щитов или безмоментной кровли (рис.17). Эти резервуары применяются в регионах с большим количеством атмосферных осадков (дождя и снега).

Такие резервуары состоят из вертикального цилиндрического корпуса, открытого сверху, и помещенной внутри его с некоторым кольцевым зазором плавающей крышей (понтоном). Кольцевая щель между краями крыши и стенкой резервуара перекрывается уплотнительным зазором (затвором). На внутренней стороне крыши устраиваются опоры высотой 1-2 м, на которые она садиться при опорожнении резервуара, для осмотра и ремонта, а также для предотвращения «прилипания» крыши к днищу резервуара. Резервуары имеют люки лазы, замерные устройства, предохранительные и вакуумные клапана. Вакуумные клапана необходимы для того, чтобы в опорожненном резервуаре не образовывался вакуум, когда крыша на опорах. Предохранительные клапана служат для выпуска воздуха при заполнении резервуаров. Плавающие крыши имеют несколько исполнений. Наиболее распространены крыши в виде понтона. Понтон представляет собой пустотелый цилиндрический диск, разделенный внутри переборками на ряд непроницаемых отсеков (для сохранения плавучести при повреждении одного из отсеков). Кроме плавучести находящийся в отсеках воздух предохраняет нефтепродукт от нагрева (воздух имеет низкий коэффициент теплопроводности). Наряду со стальными Кроме стальных применяются понтоны, выполненные из пластмассы и текстолита. Однако такие понтоны имеют недостаточную прочность и устойчивость и не в состоянии воспринимать большие сжимающие усилия, создаваемые затворами.

Плавающие крыши сложнее в изготовлении и дороже в эксплуатации по сравнению со стандартными крышами, но разница в стоимости их компенсируется сокращением потерь при хранении бензина. Применение резервуаров с плавающими крышами особенно рентабельно на перевалочных нефтебазах с большой грузооборачиваемостью, когда оперативные резервуары часто наполняются и опорожняются. При этом достигаемой экономией от снижения потерь в резервуаре от больших «дыханий» быстро окупаются дополнительные капитальные затраты на устройство плавающих крыш.

Технико-экономические показатели резервуаров с плавающей крышей в зависимости от коэффициента оборачиваемости приведены в таблице 15.

Таблица 15 Технико-экономические показатели резервуаров с плавающей крышей в зависимости от коэффициента оборачиваемости

Емкость резервуара, $м^3$	Коэффициент оборачиваемости	Экономия потерь бензина, тонн	Срок окупаемости резервуара, месяцы
300	30	4	30
	100	13	9
	150	18.7	6
	200	24.9	4
	300	36.5	3
700	12	3.8	43
	60	15.8	11
	120	30.2	5
	180	39	4
	360	44.9	3
5000	6	26	30
	12	62	12
	24	103.3	7
	60	213.6	4
	120	339.4	2
	240	471.7	1

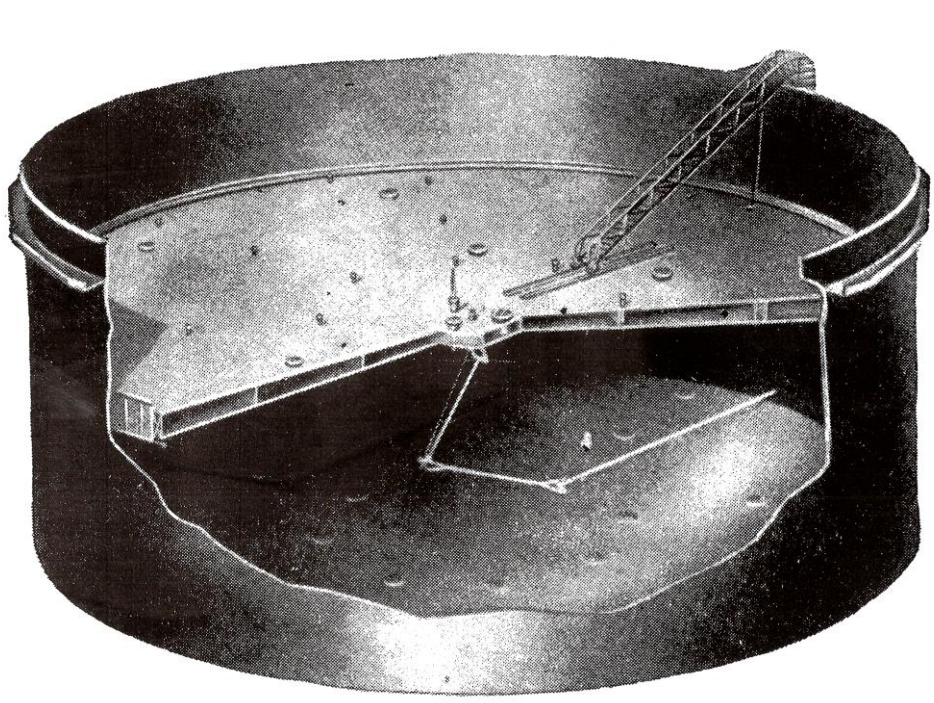


Рис.16. Резервуар с плавающей понтонной крышей без центральной стойки и крышей

Резервуары с открытыми плавающими крышами сооружаются вместимостью 20, 400, 700, 3000, 5000, 10000, 15000 и 20000 м^3. Применяются в районах с небольшим количеством атмосферных осадков (южные регионы Российской Федерации).

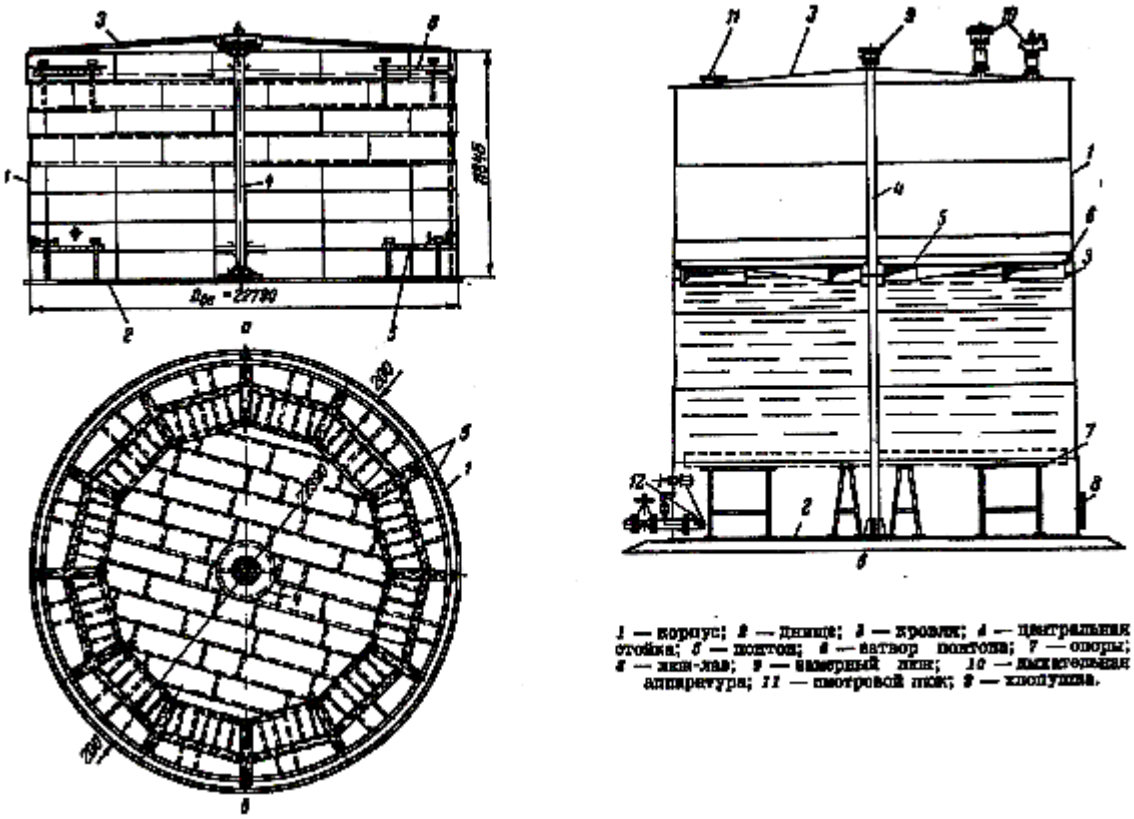


Рис. 17. Резервуары с герметичными крышами и стальными понтонами с центральной стойкой

Резервуары со стационарной кровлей и плавающей крышей имеют емкость от до 50000 м^3 и устанавливаются на крупных нефтехранилищах(нефтебазах) в северных регионах Российской Федерации.

Уплотняющие устройства плавающих крыш (понтонов). Важной частью резервуара с плавающей крышей является затвор, закрывающий кольцевое пространство, между крышей и корпусом резервуара. Кольцевой зазор делается от 10 до 20 см. Затвор, с одной стороны должен обеспечивать герметичность кольцевого зазора даже при прохождении крыши мимо неровностей корпуса (швов, клепок, выпучин, вмятин), с другой стороны он не должен слишком плотно прижиматься к стенкам резервуара, чтобы не вызывать дополнительных усилий для перемещения крыши и снижения ее плавучести.

В зависимости от форм и материалов изготовления уплотняющие устройства подразделяются на механические, мягкие и комбинированные.

В свою очередь механические уплотняющие устройства подразделяются:

а) с подвесным рычажным устройством и пружиной;

б) с рычажным устройством и грузом или поплавком;

в) с прижиманием к стенки собственным весом;

г) магнитные уплотнения.

Основными конструкционными элементами механических уплотняющих устройств являются:

- металлические листы из нержавеющей или оцинкованной стали шириной 80-110 см, толщиной 1-3 мм и длиной 450 см;
- рычажные подвесные или прижимные устройства, предназначенные для прижатия скользящих листов к стенке резервуара и поддержания их по отношению к плавающей крыше в определенном положении;
- мембрана из резинотканевого материала, применяющаяся в конструкциях механических уплотняющих устройств, для герметизации кольцевого пространства между скользящим листом и плавающей крышей. Мембрану устанавливают непосредственно над поверхностью нефтепродукта или над уровнем верхней части плавающей крыши (в этом случае мембрана выполняет роль погодозащитного козырька;
- погодозащитные козырьки (щитки). Применяют для предохранения кольцевого пространства от попадания атмосферных осадков.

Существенным недостатком этих типов уплотняющих устройств является наличие газового пространства над нефтепродуктом и неудобство в обслуживании при эксплуатации.

Мягкие уплотнительные устройства подразделяются на:

а) эластичные резинотканевые оболочки с различным заполнением. В качестве наполнения используются масло, антифриз, соляной раствор, сжатый воздух, сыпучие материалы или эластичный пенополиуретан (синдипон);

б) изготовленные из листового резинотканевого материала или монолитные. Конструкционно выполняются из замкнутых петлеобразных прокладок прорезиновой ткани-бельтинга поочередно вложенных одна в другую. Применяют одно и двух рядные прокладки. Однако петлеобразные прокладки не полностью перекрывают пространство, так как при движении понтона не сохраняют своего первоначального положения, кроме того, они могут вступать в контакт с нефтепродуктами изменяя свою текстуру (крошение, растрескивание и т.д.). Обеспечивают сокращение потерь от испарения на 70-75%. Применяются в настоящее время вследствие своей дешевизны и простоты обслуживания;

в) изготовленные из мягкого пористого эластичного материала. Основное преимущество-простота конструкции. Однако не всегда синтетические материалы способны воспринимать большие сжимающие усилия.

При выборе уплотняющих устройств учитываются: климатические условия (температура, вид и количество осадков, ветровая нагрузка стенки резервуара и плавающей крыши), изменение геометрии формы стенки (в том числе и вид крепления листов стенки резервуара - болты, клепки, сварные соединения), конструкционные особенности уплотняющего устройства, а также влияние на сохранность нефтепродуктов.

Передовыми в этой области являются резервуаростроительные фирмы США, Германии, Японии и Франции.

Основные виды уплотняющих устройств приведены на рисунках 18-19.

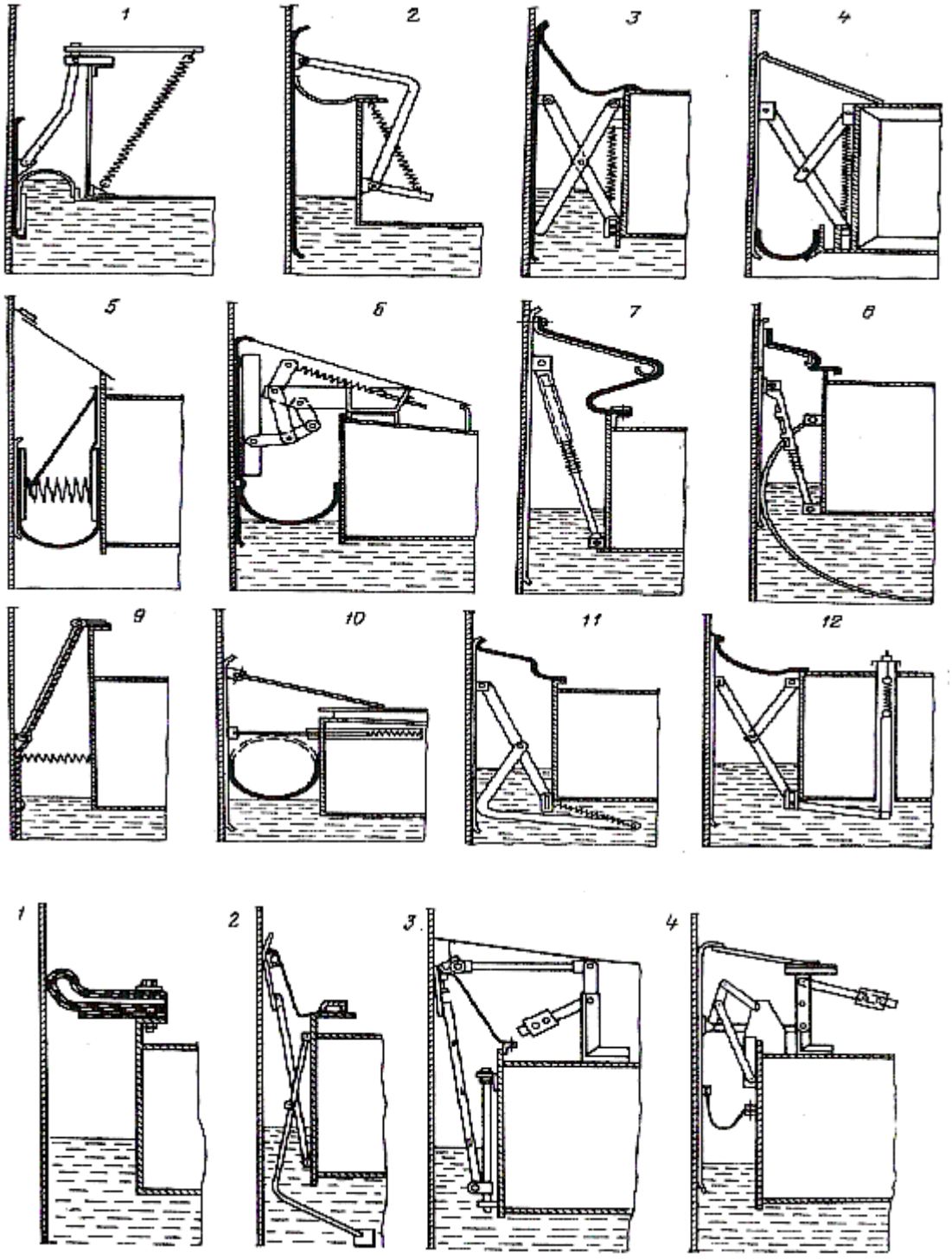


Рис. 18. Механические уплотняющие устройства (механические затворы) с подвесным рычагом и пружиной.

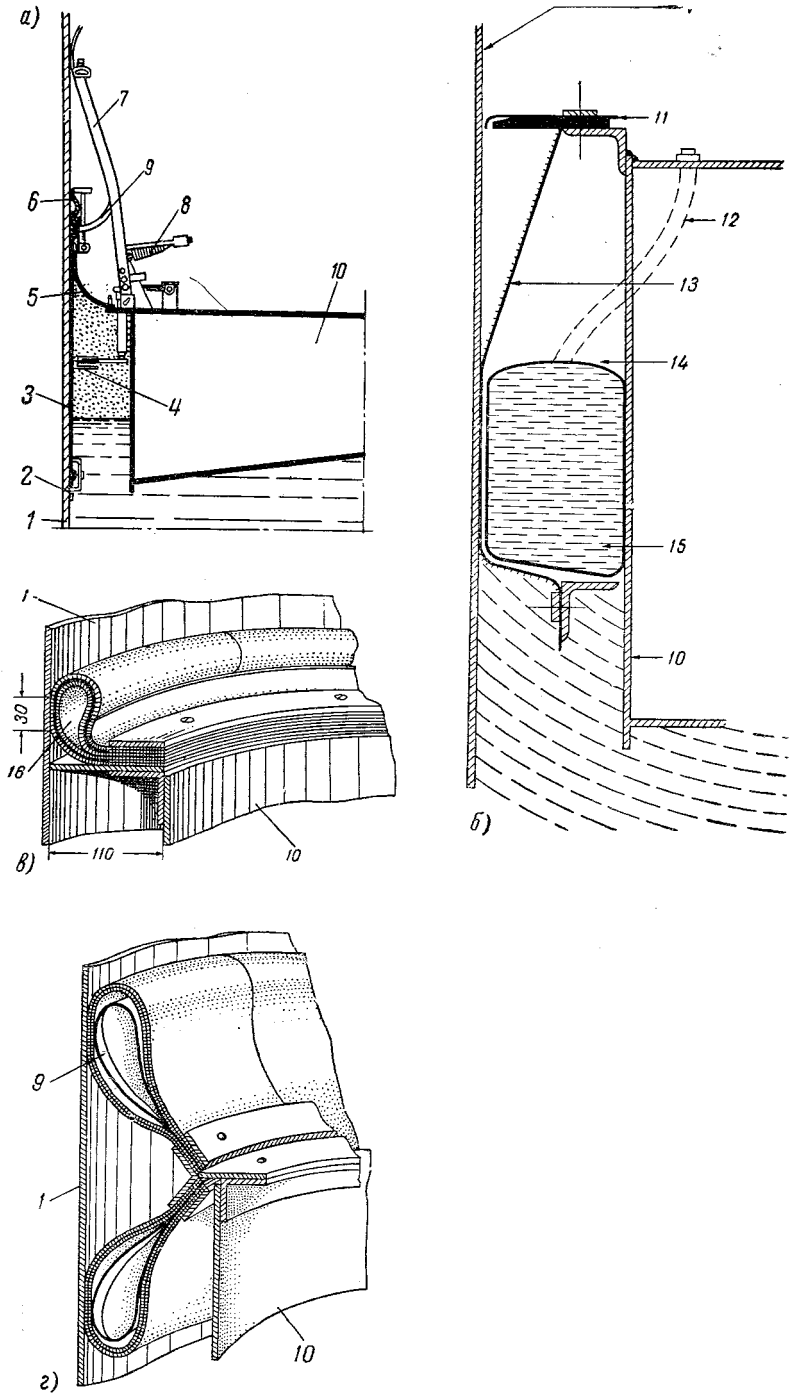


Рис. 19. Эластичные уплотняющие устройства (эластичные затворы): а) шорный; б) с герметизирующим мешком; в) резинотканевый петлеобразный однорядный; б) с герметизирующим мешком; в) резинотканевый петлеобразный двухрядный с внутренней металлической

3.3.4 *Резервуары с «дышащими» крышами*

Резервуары с «дышащими» крышами предназначаются для уменьшения потерь светлых нефтепродуктов от испарения при малых и больших «дыханиях» путем изменения объема газового пространства и по принципу действия делятся на два типа: с гибкой мембранной крышей и подъемной.

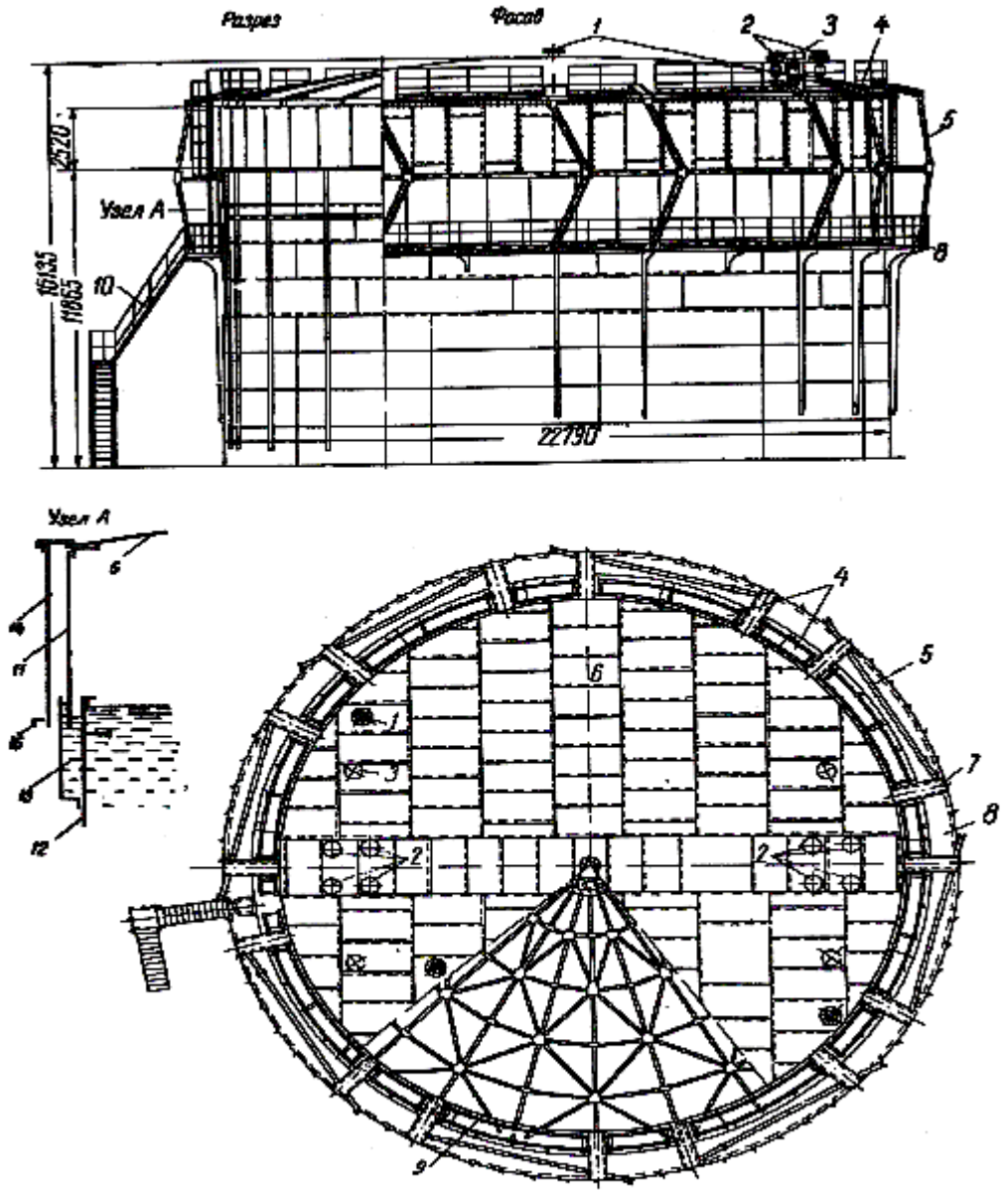
Гибкая упругая «дышащая» крышей, представляет собой мембрану, сваренные из высококачественной листовой стали толщиной 3-5 мм. При незаполненном резервуаре или вакууме средняя часть такой крыши провисает и покоиться на колоннах, установленных внутри резервуара. При заполненном резервуаре и при повышении давления крыша поднимается, объем резервуара увеличивается; уменьшении температуры и падении давления крыша под действием собственного веса опускается, и объем резервуара уменьшается; таким образом, резервуары с мембранными упругими «дышащими» крышами являются резервуарами с переменным объемом газового пространства.

Упругие гибкие «дышащие» (мембранные) крыши дают изменение объема резервуара за счет своих перемещений на 3-5 %, чего вполне достаточно для полной ликвидации потерь от «малых дыханий» низкокипящих жидкостей.

Резервуары с подъемной «дышащей» крышей (рис.18), называемые так же газометрами, представляют собой вертикальные резервуары, крыша которых выполнена в виде колокола, перемещающегося в вертикальном направлении. При повышении давления в резервуаре она поднимается, а при понижении опускается. Герметизация щели между поясом крыши и корпусом резервуара достигается посредством гидравлического запора, который заполняется не застывающим маслом или антифризом и защищается специальным кожухом от попадания посторонних предметов и атмосферных осадков. Кожух в нижней части имеет кольцо жесткости. Правильное положение крыши достигается специальными направляющими. Для облегчения движения крыши (колокола) резервуар снабжается противовесами. В нижнем положении крыша упирается на колонны. Газовое пространство нескольких резервуаров с «душащей» крышей также соединяется между собой.

Резервуары с «дышащей крышей» проектируются на избыточное давление 70-100 мм рт. ст. Газовые пространства нескольких резервуаров, предназначенных для хранения одного вида нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива и т.д.), соединяют между собой в целях лучшего использования паров нефтепродуктов при несовпадении в этих резервуарах сливо-наливных мероприятий (выравнивания давления). В противном случае при опорожнении резервуара возможно его смятие или необходимость заполнения его воздухом с последующим стравливанием в атмосферу при заполнении.

На резервуарах устанавливаются предохранительные клапана, регулирующие давление и вакуум.

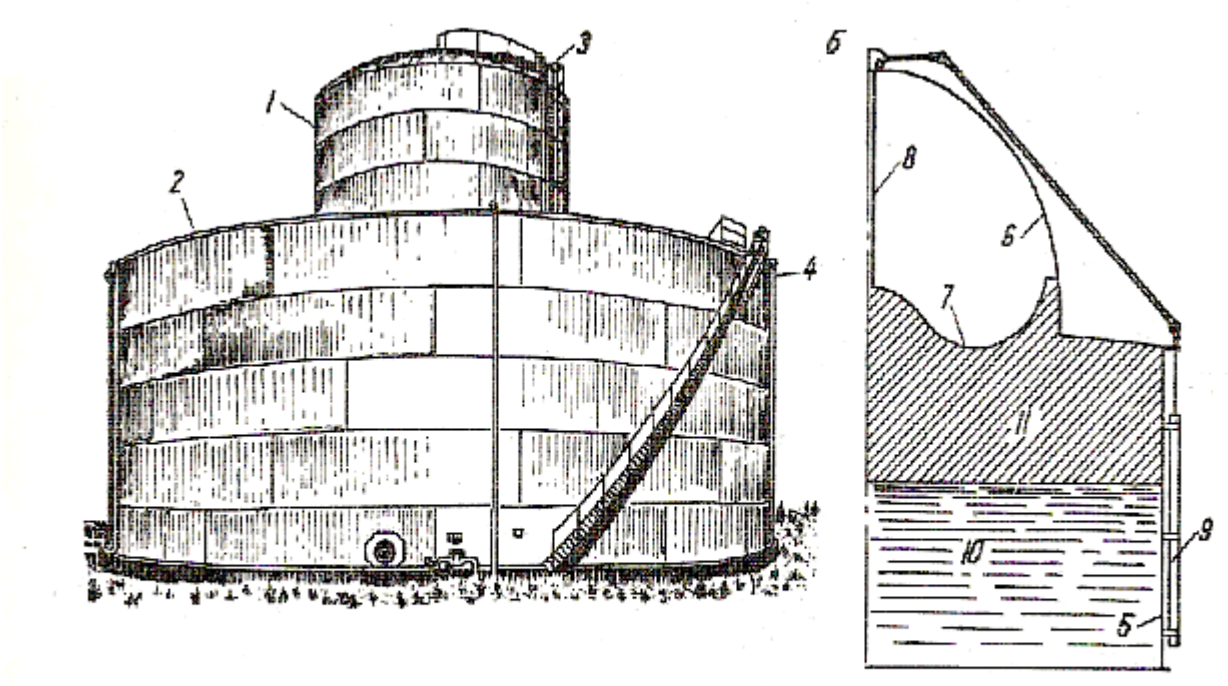


1 — люк световой; *2* — дыхательный клапан; *3* — клапан предохранительный; *4* — площадка для грузов; *5* — рычажной стабилизатор; *6* — настил крыши; *7* — кронштейн стабилизатора; *8* — балкон; *9* — стропил; *10* — лестница; *11* — пояс крыши; *12* — корпус резервуара; *13* — гидравлический затвор; *14* — защитный козырек; *15* — кольцо жесткости.

Рис. 20. Резервуары с подъемной «дышащей» крышей (колоколом)-газомер

3.3.5 *Резервуары с газокомпенсатором*

Для снижения потерь нефтепродуктов применяются также резервуары с газокомпенсатором, обеспечивающими возможность расширения и сжатия газов в резервуарах без выпуска их в атмосферу. Газокомпенсатор представляет собой металлическую емкость ввиде купола, цилиндра или сферы, установленную на крыше резервуара и составляющую с ним единое целое. Внутри газокомпенсатора помещается эластичная оболочка из бензостойкой ткани, изменяющая объем газового пространства. Принцип действия газокомпенсатора заключается в том, что при увеличении объема газов в резервуаре газ поступает внутрь газокомпенсатора, приподнимая гибкую мембрану. Воздух, находящийся между гибкой оболочкой и газокомпенсатором, вытесняется наружу, а пары нефтепродукта удерживаются внутри резервуара. При уменьшении объема паров гибкая оболочка опускается и в пространство между гибкой оболочкой и стенками газокомпенсатора засасывается наружный воздух. Мембрана изготавливается из прочного газонепронецаемого и бензостойкого материала (силона, полихлорвинила, полиамидных пленок. Использование таких типов емкостей позволяет поддерживать избыточное давление не более 30 мм вод. ст. без выпуска паров нефтепродуктов в атмосферу. Максимальный объем таких резервуаров до 4000 м^3 без «обвязки» газового пространства.



1 — цилиндрический газокомпенсатор объемом 210 м^3; *2* — резервуар емкостью 1810 м^3; *3* — площадка для обслуживания; *4* — лестница; *5* — корпус; *6* — полусферическое покрытие; *7* — гибкая мембрана; *8* — трос; *9* — указатель положения мембраны; *10* — нефтепродукт; *11* — газовое пространство.

Рис. 21. Резервуары с газокомпенсатором: а – цилиндрический, б – схема куполообразного газокомпенсатора

3.3.6 Загубленные металлические резервуары

Заглублением резервуаров достигается уменьшение потерь от малых «дыханий», так как суточные температуры почвы в несколько раз меньше колебаний температуры наружного воздуха. С увеличением заглубления амплитуда колебаний носит затухающий характер. При заглублении более 0.5 м резервуары не подвергаются ежесуточным «малым дыханиям». Такие резервуары оказывает влияние только годовые изменениям грунта. Однако такие резервуары имеют ряд недостатков: коррозия от грунтовых вод: нагрузка от давления грунта; невозможность внешнего осмотра; возможное всплытие резервуара от действия грунтовых и паводковых вод.

К заглубленным вертикальным резервуарам относятся резервуары: казематного типа; с наружной бетонной оболочкой; с усиленной в отношении пространственной устойчивости, цилиндрической оболочкой.

3.3.7 Основания и фундаменты металлических резервуаров

Основаниями наземных резервуаров, воспринимающими давление резервуара и нефтепродукта, залитого в него, являются насыпные подушки из песка, а фундаментами называют несущие строительные конструкции, передающие нагрузку от резервуара на грунт.

Основания и фундаменты бываю двух видов – нормальные и высотные. Нормальные основания представляют собой песчаную, граверную или галечную подушку толщиной 40-100 см и возвышающуюся над поверхностью земли на 20-50 см. Толщина основания зависит от характера и несущей способности материкового грунта, толщины растительного слоя, который должен быть удален, проектной отметки днища, максимальной нагрузки резервуара и т.д.

Высотное основание представляет собой подушку из песка, гравия, гальки и других грунтов высотой над уровнем земли более 50 см. Обычно такие основания не превышают 2 м.

Насыпные основания (рис.22) состоят из трех частей: нижний-грунтовый (с влажностью не более 5%), средний-гидроизолирующий (мелкозернистый песок 60-80%, глинистых частиц в смеси 5% и гравия крупностью до 20 мм не более 25%); верхний песчаный, из песка средней крупности. Для придания влагонепранецаемости грунтовые смеси обрабатываются мазутом, жидким битумом, каменноугольной смолой. Верхняя часть насыпного основания и отбартовка, выступающая над поверхностью покрывается бетоном.

Фундаменты выполняются высотой до 2-3 м. Изготавливаются из кирпича, железобетона. Имеют специальные сливные каналы для отвода пролитых нефтепродуктов.

По форме фундаменты подразделяются на ленточные кольцевые, прямоугольные сплошные (монолитные, с проходом внутрь основания) или в виде отдельно стоящих колонн, на которые опирается железобетонная площадка, служащая основанием для резервуара (рис.22). Горизонтальные

резервуары устанавливаются на опоры, а вертикальные на балочный настил, уложенный на фундамент.

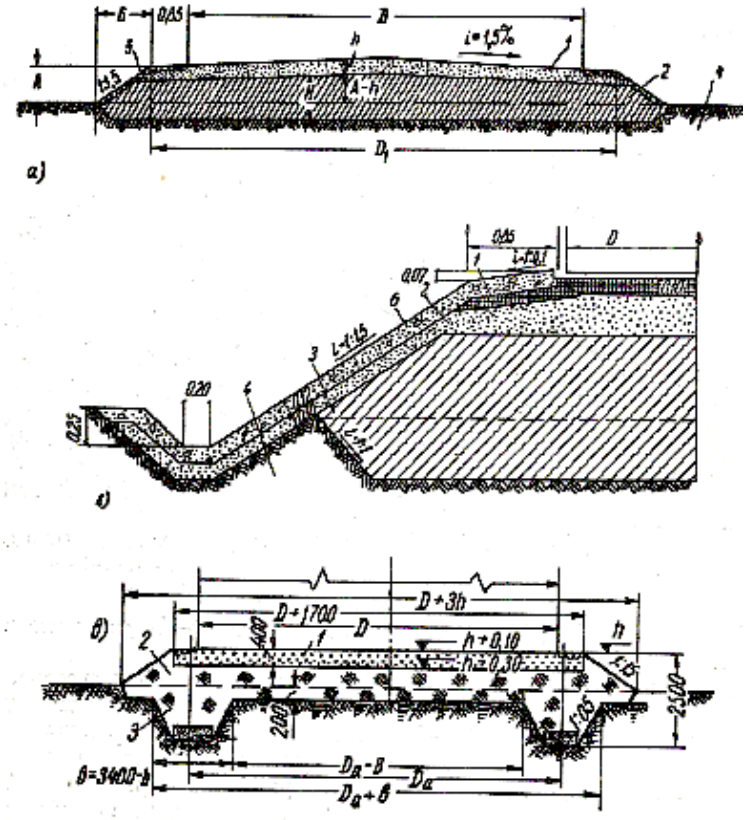
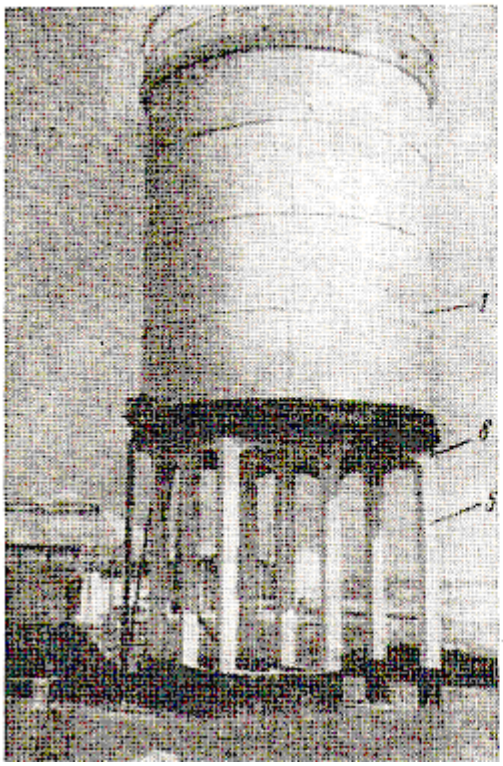


Рис. 22. Основание для вертикальных цилиндрических резервуаров: а) слои основания; б) желоб для отвода аварийных проливов нефтепродукта; основание-противовес для резервуара повышенного давления.



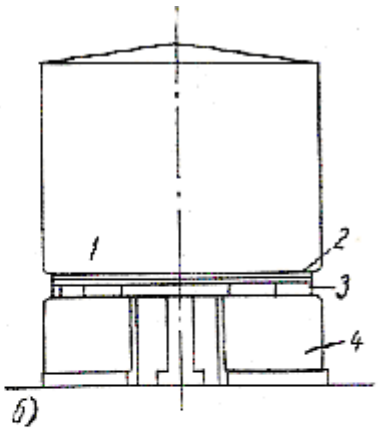


Рис.23. Высотные фундаменты под резервуары-мерники: *а* — фундамент в виде ростверка; *б* — кольцевой фундамент.

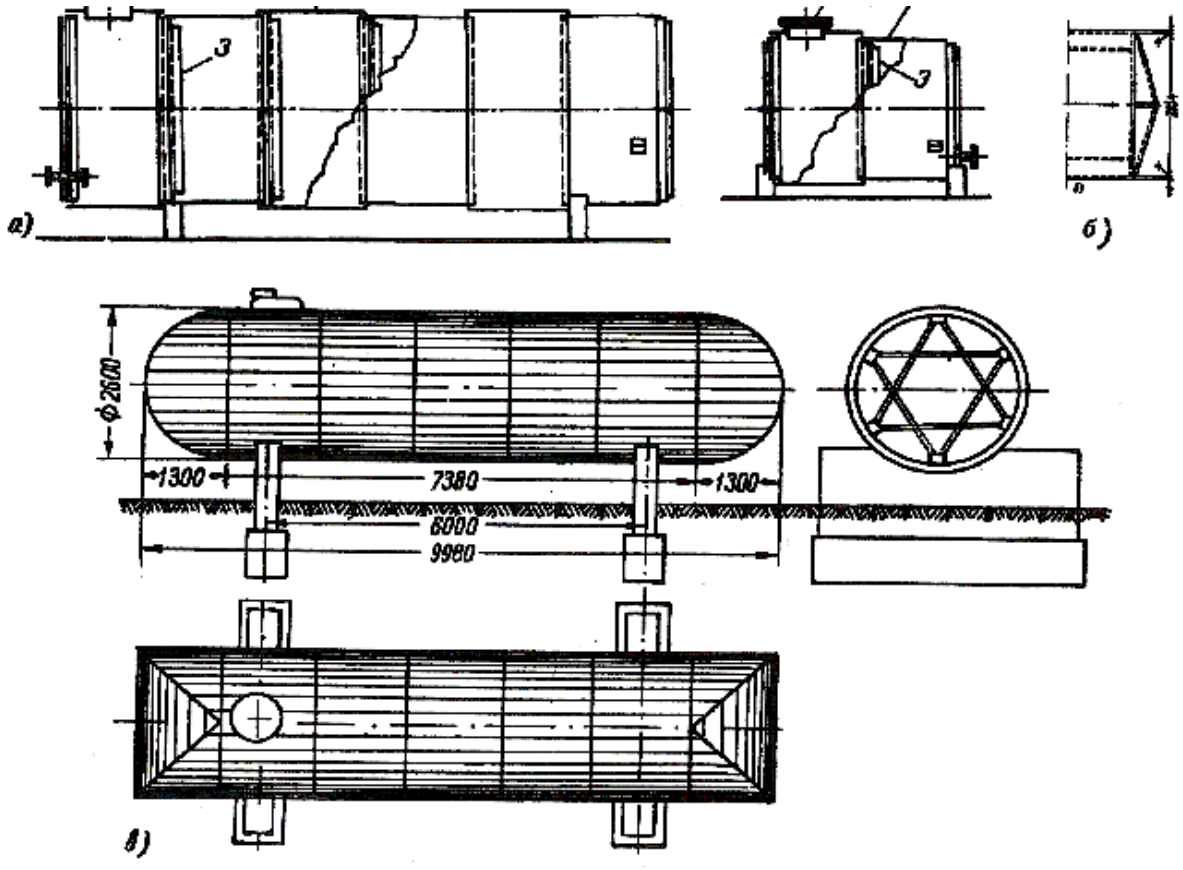
1 — резервуар; *2* — подкладка под днище; *3* — стальные балки; *4* — бетонный фундамент, состоящий из двух полуколец и центральной опоры; *5* — колонны; *6* — железобетонная площадка.

3.3.8 *Горизонтальные цилиндрические резервуары (цистерны)*

Горизонтальные цилиндрические резервуары (цистерны) широко применяются на нефтебазах и пунктах хранения нефтепродуктов вследствие своей транспортабельности. Как правило, изготовляются на предприятиях изготовителях. Однако горизонтальные резервуары являются неэкономичными по сравнению с вертикальными резервуарами. Вес металла, приходящийся на 1 м^3 емкости горизонтального резервуара емкостью 50 м^3, превышает в 2.5 раза вес металла, расходуемого на 1 м^3 вертикального резервуара емкостью 100 ^{3}, и почти в шесть раз вертикального резервуара емкостью 200 м^3.

По конструкции днищ горизонтальные цилиндрические резервуары подразделяются на: с плоскими коническими, цилиндрическими и сферическими днищами. По пространственному расположению подразделяются на надземные (выше планировочной отметки) и подземные.

Для обеспечения устойчивости цилиндрической оболочки устанавливаются наружные кольца жесткости. Внутри заглубленных резервуаров устанавливаются ребра жесткости



Горизонтальные стальные резервуары: *а* — с плоскими днищами (типовые); *б* — коническое днище резервуара; *в* — с цилиндрическими днищами (вид с боку; вид в плане; поперечный разрез).

Рис. 24. Горизонтальные цилиндрические резервуары (цистерны).

3.3.9 *Неметаллические резервуары*

К неметаллическим относятся резервуары различных форм и конструкций выполненные из различных матенриалов: железнобетонные, бетонные, кирпичные, каменные, гибкие оболочки (из синтетических материалдов) и емкости природного характера. Неметаллические резервуары сооружаются заглубленными, т.е. подземными и полуподземными, и реже-наземными. Они долговечнее металлических, так как в меньшей степени подвержены коррозии. Строятся неметаллические резервуары монолитные и сборные.

Материалы. Применяемые для строительства должны быть прочными и непроницаемыми для нефти, ее продуктов и воды. Кроме того, они должны быть морозоустойчивыми.

Применять бетонные, железобетонные и каменные резервуары без покрытия нельзя, так как эти материалы пропускают нефть и нефтепродукты. С покрытием из цемента и песка (торкретная штукатурка) допускается хранение мазутов, гудронов, битумов и отбензиненных нефтей. Для хранения светлых нефтепродуктов используются покрытия, обладающие хорошей бензо и водостойкостью: из виниловых смол, резиновых лаков, синтетической резины (бутадиеновый каучук), пластмассовые, полиэтиленовые, фторопластовые и металлические.

На форму и размеры резервуара влияет: величина заглубления ниже уровня грунтовых вод; вид строительного материала, экономические соображения. В целом неметаллические резервуары могут быть круглые, прямоугольные, сферические, с наклонными стенками и т.д..

Железобетонные резервуары. В основном стояться монолитные заглубленные резервуары (рис. 25–26). Преимущества таких резервуаров по сравнению с металлическими заключается в следующем: а) срок службы 40-60 лет; низкий расход металла; возможность хранения сернистых нефтепродуктов; низкий теплообмен с окружающей средой, что существенно сокращает потери тепла при хранении и потери нефтепродуктов от испарения; более высокая пожарная безопасность. Внутренняя поверхность заглубленных резервуаров может быть покрыта: торкретной штукатуркой для хранения остаточных нефтепродуктов; с металлической разборной облицовкой для хранения светлых нефтепродуктов и смазочных масел. Днища резервуаров выполняются монолитными из железобетона толщиной 100-200 мм, стенки от 8 мм

Рассчитаны такие резервуары на избыточное давление паров нефтепродуктов до 25 мм. рт. ст.

Разработаны и сборные железобетонные резервуары из панелей. В этом случае расход бетона на 25–40 % меньше, соответственно стоимость резервуара на 15 % меньше, чем у железобетонного монолитного. Однако требуются изолирующие материалы для герметизации швов и дополнительные конструкции для обеспечения «жесткости» на сжатие.

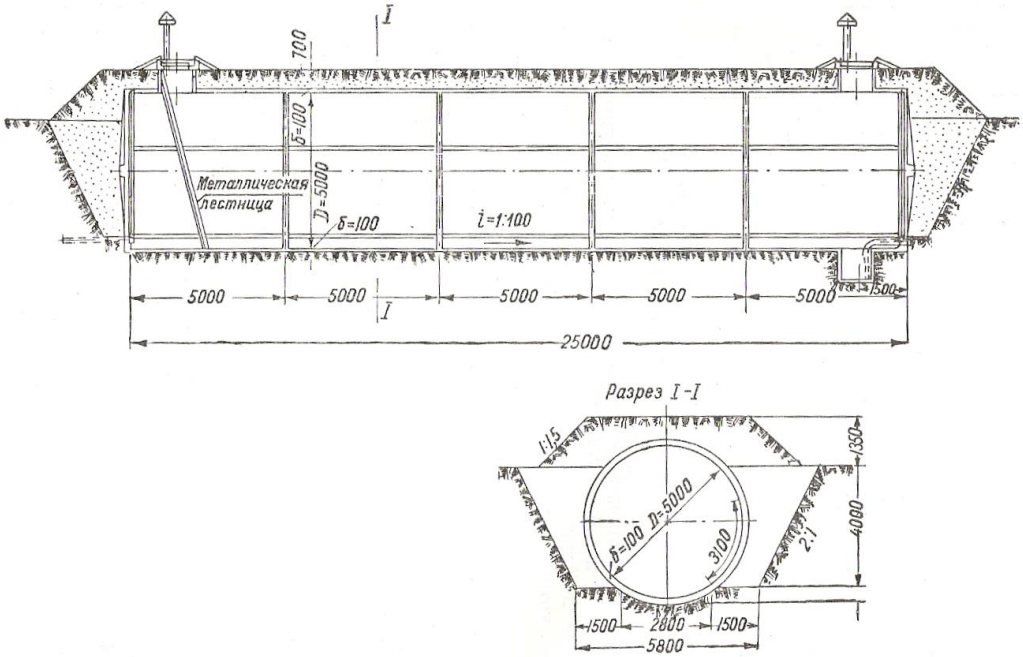


Рис. 25. Железобетонный горизонтальный резервуар

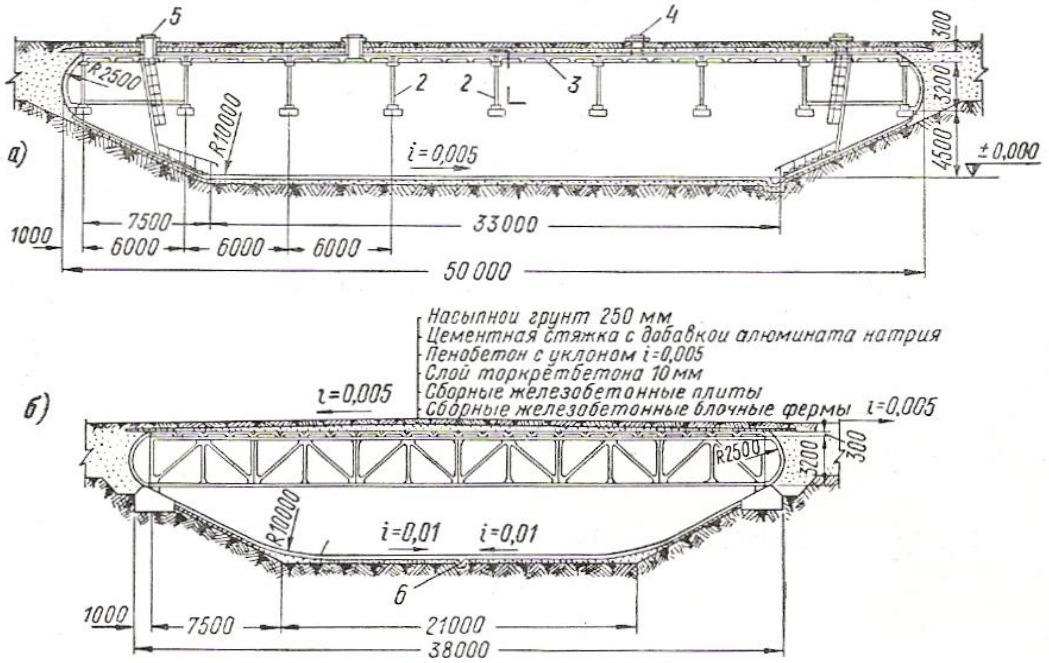
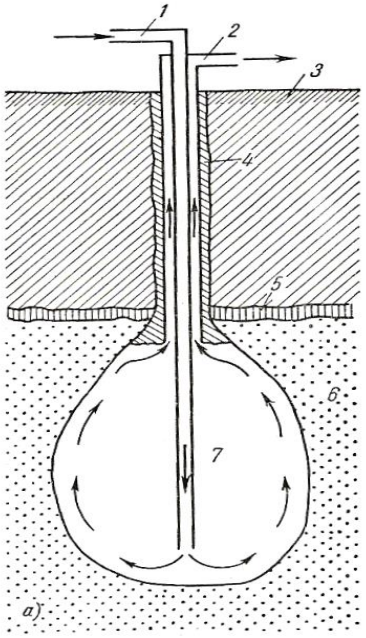


Рис. 26. Заглубленный железобетонный резервуар траншейного типа, где 1-стальная облицовка; 2-железобетонные блочные фермы; 3-железобетонные плиты; 4-световой люк; 5-люк-лаз; 6-дренажный лоток.

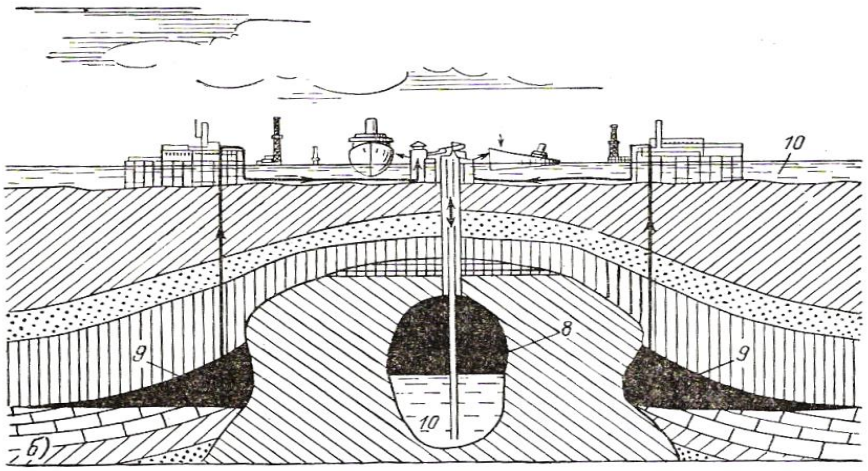
Подземные хранилища в природных емкостях. Используется хранение нефтепродуктов в естественных и искусственных емкостях, находящихся в горных породах. В них осуществляется хранение больших количеств газов и нефтепродуктов. Наиболее эффективное хранение осуществляется в горных выработках соляных пластов (направленное вымывание). Учитывая гигроскопичность и прочность данной породы потери при хранении нефтепродуктов за счет естественного капиллярного впитывания не более 0.01 % в год. Экономически целесообразно создание подземных хранилищ объемом не менее 50 000-100 000 м^3.

В настоящее время особый интерес представляют подземные хранилища для нефти, созданные в соляных куполах под морским дном. Такое хранилище располагается к местам добычи нефти и заменяет наземные резервуары, находящихся на ограниченном пространстве морских платформ.



1 — труба для подачи воды; *2* — труба для отвода соляного раствора; *3* — поверхность земли; *4* — заделка цементным раствором; *5* — ангидрит; *6* — соляной пласт; *7* — вымытая полость; *8* — хранимая нефть; *9* — добываемая нефть; *10* — морская вода.

Рис. 27. Подземное хранилище в соляных пластах: а) подземное; б) в соляном куполе ниже дна моря



Гибкие оболочки. Для временного хранения нефтепродуктов применяются гибкие оболочки, состоящие из вулканизированного каучука и кордонной ткани, являющийся каркасом эластичной оторочки.

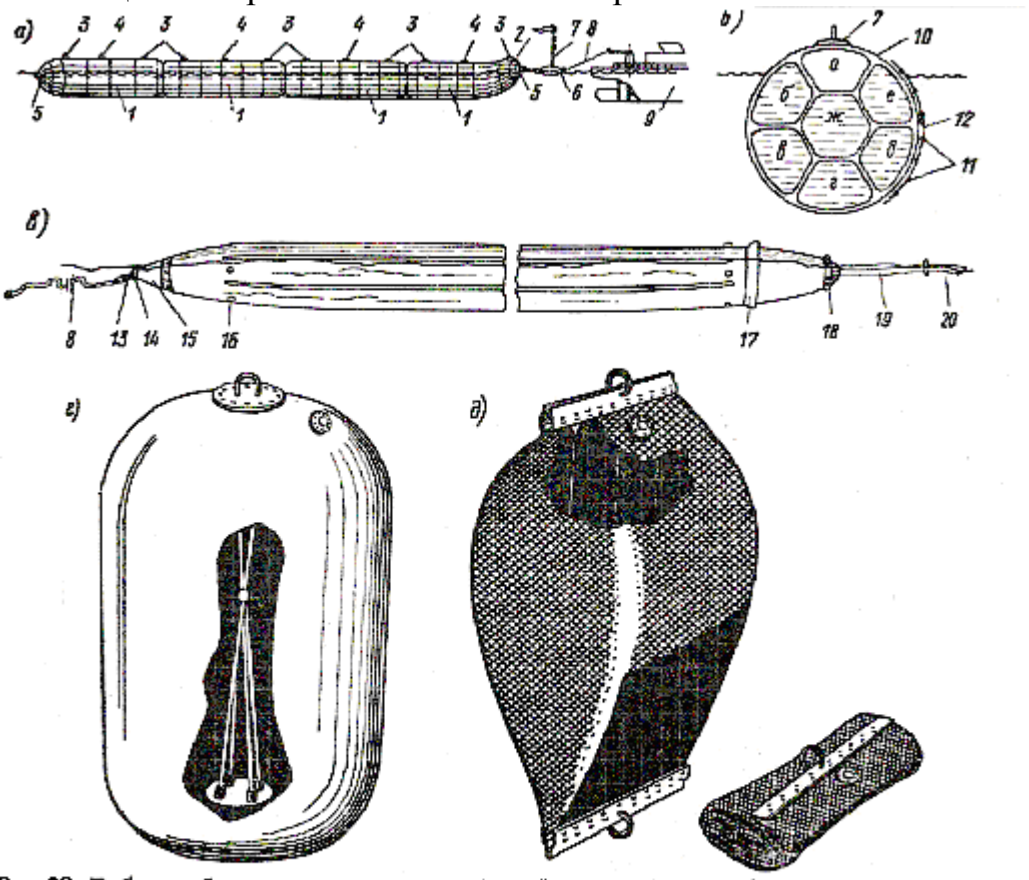


Рис.28. Гибкие оболочки для транспорта нефти и нефтепродуктов: *а* — предложенная Доершингхаузом; *б* — сечение оболочки; *в* — оболочка типа «Дракон»; *г* и *д* — оболочки-контейнеры (внизу контейнер в свернутом виде).

1 — секция оболочки; *2* — носовая часть первой секции; *3* — загрузочное отверстие; *4* — предохранительный клапан; *5* — соединительная планка; *6* — поплавок; *7* — сигнальные фонари; *8* — буксирный трос; *9* — буксир; *10* — наружная оболочка; *11* — продольные тросы сетки; *12* — поперечные тросы сетки; *13* — скоба; *14* — буксирный рым; *15* — оконечность; *16* — приспособление для креплений; *17* — стабилизатор; *18* — швартовые рымы; *19* — кормовая труба; *20* — поплавок кормовой трубы.

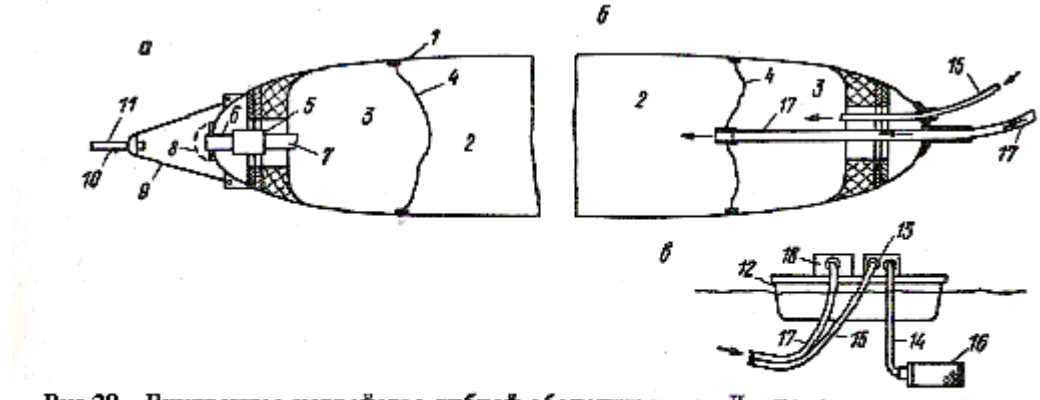
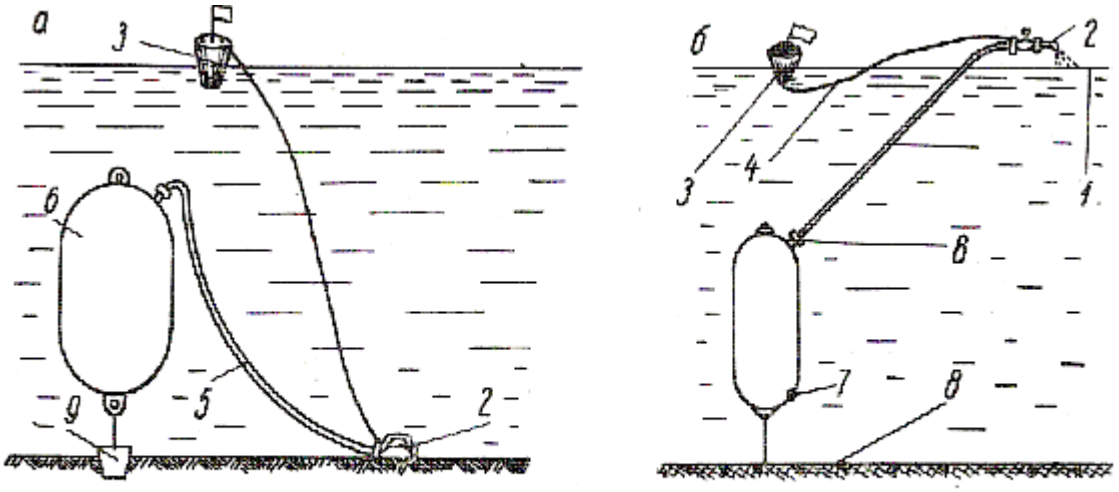


Рис.29. Внутреннее устройство гибкой оболочки типа «Дракон»: *а* — носовая часть; *б* — кормовая часть; *в* — плавучая перекачивающая станция.

1 — гибкая оболочка; *2* — грузовой отсек; *3* — балластный отсек; *4* — гибкая герметическая переборка; *5* — электронасос; *6* — впускная труба; *7* — балластная труба; *8* — фильтр; *9* — буксирная скоба; *10* — буксирный трос; *11* — электрический кабель; *12* — поплавок; *13* — электронасос; *14* — впускная труба; *15* — балластная труба; *16* — фильтр; *17* — грузовая труба; *18* — грузовой насос.

Кордонная ткань может изготавливается из синтетических волокон: полихлорвиниловые, полиэфирные (лавсан-терилен, хлорин, нитрон), полипропиленовые, фторосодержащие (тифлон) и сополимерные. Эти волокна обладают высокой прочностью, устойчивостью к истиранию, воздействию окислителей. Внутренняя поверхность кордонной ткани, соприкасающаяся с нефтепродуктами, методом вулканизации покрывается синтетическим каучуком (бутадиено-акрил-нитрильный, полихлоропреновый, полиуретановый). Эти полимеры являются нерастворимыми в бензине, керосине и дизельном топливе. Снаружи кордонная ткань покрывается неопреном, обладающего высокой масло и светостойкостью, а также устойчивостью к истиранию, действию соленой воды и пара. Наряду с каучуком эластичные оболочки изготавливаются из пластических масс (полиэтилен, полиамиды).



1 — поверхность воды; *2* — кран; *3* — буй; *4* — буйреп; *5* — шланг; *6* — контейнер; *7* — предохранительный клапан; *8* — грунт; *9* — якорь.

Рис. 30. Гибкие оболочки для подводного хранения нефтепродуктов: а-заполненная емкость; б-из емкости производится выдача нефтепродукта, где –поверхность воды; 2-кран; 3-буй; 4-буйреп; 5-шланг; 6-эластичная емкость; 7-предохранительный клапан; 8-дно; 9-якорь

Эластичные оболочки по форме подразделяются на цилиндрические, конусообразные, сферические, а так же виде подушек-контейнеров. По своей конструкции: с внутренним каркасом и без внутреннего каркаса. Применяются в качестве наземных (заглубленные-грунтовые), водных (поплавковые) и подводных хранилищ (рис.29-30). Изготавливаются в виде многослойных конструкций (не менее 8 слоев), в том числе и с внутренней сеткой. Подводное хранение является безопасным в пожарном отношении, кроме того, исключаются потери от испарения. Глубина погружения может достигать до 120 м. Объем подводных хранилищ может достигать до 16000 м^3. Заглубленные-грунтовые гибкие оболочки (рис. 31) используются для хранения всех видов нефтепродуктов и достигают объемов до 40000 м^3.

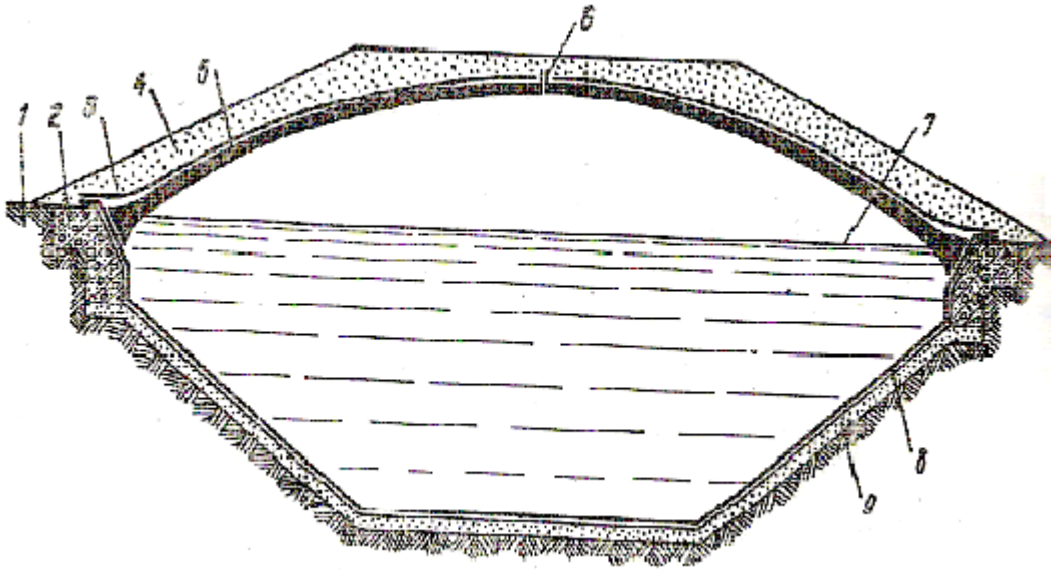


Рис. 31. Заглубленный резервуар - гибкая оболочка, где 1-котлован (траншейный); 2-бетонный фундамент; 3, 8-изоляционный слой (полиэтиленовая пленка); 4-слой грунта; 5-сводчатое сборное покрытие; 6-отверстие для залива (откачки) нефтепродукта; 7-нефтепродукт; 9-песчаная «подушка».

3.4 Защита резервуаров от коррозии

Основными видами коррозии наземных металлических резервуаров является: атмосферная электрохимическая коррозия; химическая коррозия внутренних поверхностей соприкасающихся с сернистыми продуктами; коррозия, вызванная соприкосновение нижнего пояса с подтоварной водой, содержащей минеральные соли, щелочи, кислоты и растворенные газы. Кроме того, в застоявшейся воде присутствуют тионовокислые и сероводородные бактерии, вызывающие образование сероводорода.

Защита от коррозии внутренних частей резервуара пребывающих в газовой фазе осуществляется с применением следующих средств:

1. Покрытие алюминием;
2. Обработка цементным торкет-раствором с добавлением магнезиально-фтористо-кремистым раствором;
3. Обработка пластическими покрытиями (бакелитовый лак, полихлорвиниловые эмали, перхлорвиниловый лак ХВ-77 т.д.).

Защита днища и нижнего пояса резервуара, соприкасающихся с подтоварной водой осуществляется:

1. добавлением в подтоварную воду щелочей, нейтрализующих растворенные кислоты или ингибиторов коррозии, снижающих скорость коррозии;
2. покрытие асфальтом или коменноугольным пеком с устройством над ним водяной подушки;
3. покрытие цементным раствором;

4. биметаллизация – нанесением обычную углеродистую сталь тонкого слоя легированной антикоррозионной стали.

5. протекторной защитой, т.е. установкой на днище резервуара в слое электропроводящей воды протекторов из цинка или сплавов цинка, алюминия и магния, подвергающихся разрушению вместо металла резервуара.

Для защиты внутренней поверхности резервуара от сернистой коррозии и образования пирофоров применяется лакокрасочные покрытия «А» и «Б». «А»-на основе перхлорвинила и этиноля с железным суриком; «Б»-на основе перхлорвинила и торкрет-цемента.

Почвенной коррозией называют разрушение металла, происходящее в результате взаимодействия почвенного электролита с металлом. Почвенная коррозия зависит от состава почв (щелочная, кислая) и ее влажности. Защита осуществляется битумизацией днищ, а так же при помощи автономных гальванических анодов (протекторная защита) или поляризацией днищ (катодная защита). Сущность катодной защиты заключается в том, что вся соприкасающаяся с грунтом поверхность искусственно делается катодом путем включения в цепь источника постоянного тока. Анодом служит заземление. Постоянный ток от положительного полюса источника тока течет к заземлению, от него в почву, являющуюся электролитом и через поврежденные места изоляции, соприкасающиеся с почвой, переходит на резервуар, а затем к отрицательному полюсу источника постоянного тока. Активному разрушению подвергается заземление. Сущность протекторной защиты заключается в создании такой электрической цепи, в которой катодом является днище резервуара, а анодом-протекторы, представляющие собой металлические стержни (сплав магния, цинка и алюминия), имеющие более высокие отрицательный потенциал и электрохимический эквивалент, чем сталь резервуара.

3.5 Оборудование резервуаров

Оборудование резервуара снабжено устройствами, которые обеспечивают правильную эксплуатацию резервуаров. Эти устройства предназначены для: наполнения и опорожнения резервуара; замера уровня нефтепродукта; отбора проб нефтепродукта; зачистки и ремонта резервуара; подогрева нефтепродукта; отстоя нефтепродукта; удаления подтоварной воды; поддержания давления в хранилище в безопасных пределах (дыхательные и предохранительные клапана).

Оборудование резервуаров, в зависимости от свойств хранимых нефтепродуктов, подразделяется на две группы: оборудование для резервуаров со светлыми нефтепродуктами; оборудование резервуаров с темными нефтепродуктами и маслами

К основному оборудованию, устанавливаемому на резервуары можно отнести:

Световой люк. Световой люк устанавливается на крыше и предназначен для проветривания перед зачисткой и ремонтом.

Люк-лаз устанавливается на нижнем поясе резервуара и предназначен для входа обслуживающего персонала внутрь для зачистки, ремонта. Размер люка лаза определяется размерами самой большой неразборной деталью внутри резервуара.

Замерный люк служит для замера в резервуаре уровня нефтепродукта и подтоварной воды, а так же для отбора проб при помощи проботборника. Устанавливается на специальном патрубке, вваренного в крышку резервуара.

Приемо-раздаточные патрубки предназначаются для присоединения к ним приемных и раздаточных трубопроводов снаружи резервуаров и хлопушки или шарнира подъемной трубы внутри резервуара. Устанавливаются на нижнем поясе вертикальных резервуаров. Наиболее часто устанавливают 2 приемо-раздаточных патрубка.

Хлопушка предназначена для предотвращения утечек нефтепродуктов из резервуаров при неисправных задвижках. Представляет собой чугунный патрубок с наклонным срезом и плотно прилегающей к нему крышкой. При наполнении резервуара струя нефтепродукта силой давления приподнимает крышку хлопушки. При остановке перекачки крышка под собственным весом опускается на место, закрывая трубу. Устанавливается на нижнем поясе резервуара. Хлопушка снабжена механизмом открывания.

Перепускное устройство. Чтобы облегчить открывание хлопушки, применяется перепускное устройство, позволяющее уравнивать давление нефтепродукта с обоих сторон крышки хлопушки путем перепуска его из резервуара в приемо-раздаточный патрубок.

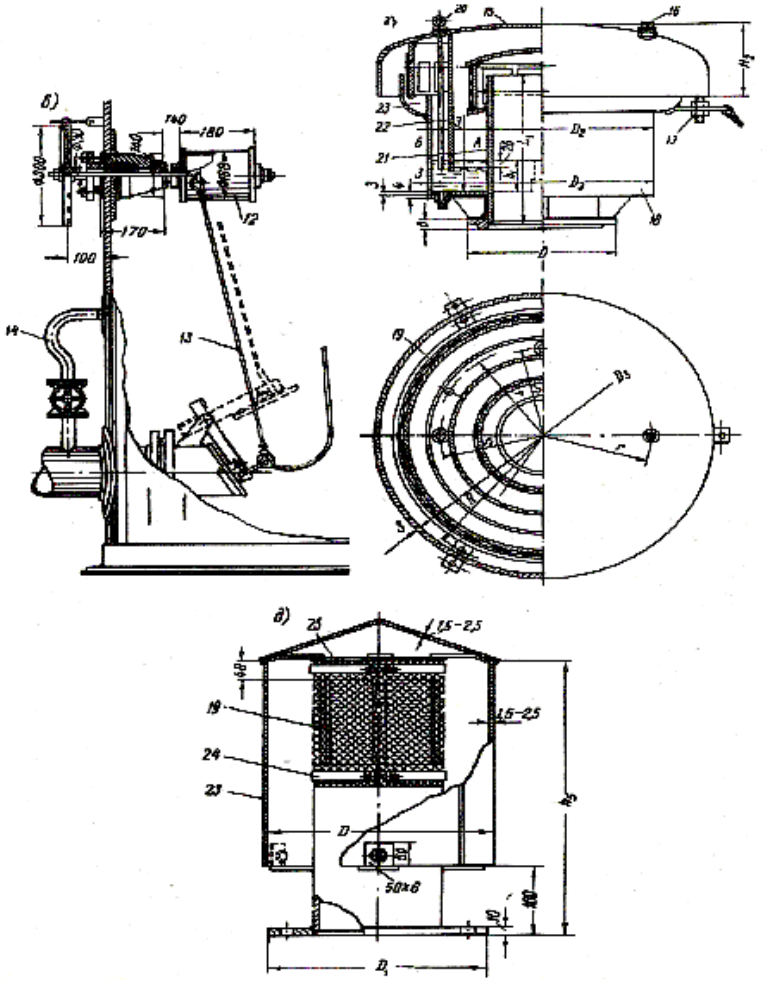
Дыхательный клапан. Предназначен для стравливания паров нефтепродуктов когда в емкости создается предельное допустимое давление или вакуум в результате изменения температуры, а также при наполнении и опорожнении резервуара. В остальное время дыхательный клапан закрыт. Представляет собой литую коробку, в которой размещены два клапана. Первый клапан открывается при повышении давления в газовом пространстве над поверхностью нефтепродукта. Второй клапан открывается при разряжении и дает возможность воздуху поступать в резервуар.

Гидравлический предохранительный клапан. Предназначен для ограничения величины избыточного давления или вакуума в случае отказа в работе дыхательного клапана, а также, если сечение дыхательного клапана окажется недостаточным для быстрого пропуска газа или воздуха. Гидравлические предохранительные клапана рассчитаны на несколько большее давление, чем дыхательные. Устанавливается в комплексе с огневым предохранителем. В кольцевое пространство заливается соляровый дистиллят с температурой застывания менее минус 20^0С. При повышении давления масло из полости *А* выдавливается в полость *В*. Это перемещение будет происходить пока уровень масла не опуститься до нижней кромки внутренней перегородки. Как только это произойдет паро-воздушная смесь начнет побулькивать через более тонкий слой масла в полость *В* и выходить

наружу. Как только давление паро-воздушной смеси в резервуаре упадет, масло из полости *В* снова перейдет в полость *А* и снова создаться гидрозатвор. При образовании вакуума масло из полости *В* начнет вытесняться в полость *А*, соответственно воздух снаружи будет проходить в резервуар. Глубина погружения перегородки в масло зависит от перепада давлений в резервуаре, соответственно от типа хранимой жидкости.

Огневой предохранитель предназначен для предохранения газового пространства резервуара от проникновения в него пламени через дыхательный или предохранительные клапаны. Состоит из литого корпуса с фланцами и помещаемой внутри спиральной ленточной кассеты, которая образует проходные каналы треугольной формы или пакеты металлических пластин. Пламя попадая в огневой предохранитель проходит систему каналов малого сечения и дробиться на отдельные малые потоки; поверхность соприкосновения пламени высокая, возрастает отдача тепла стенкам каналов и пламя затухает.

Вентиляционный патрубок. Устанавливается на резервуары, где хранятся темные нефтепродукты или масло. Он предназначен для сообщения газового пространства с атмосферой. Обертываются сеткой диаметром ячеек 0.25-0.35 мм. Закрывается сверху съемным колпаком. Выбираются в зависимости от приемо-раздаточных патрубков.



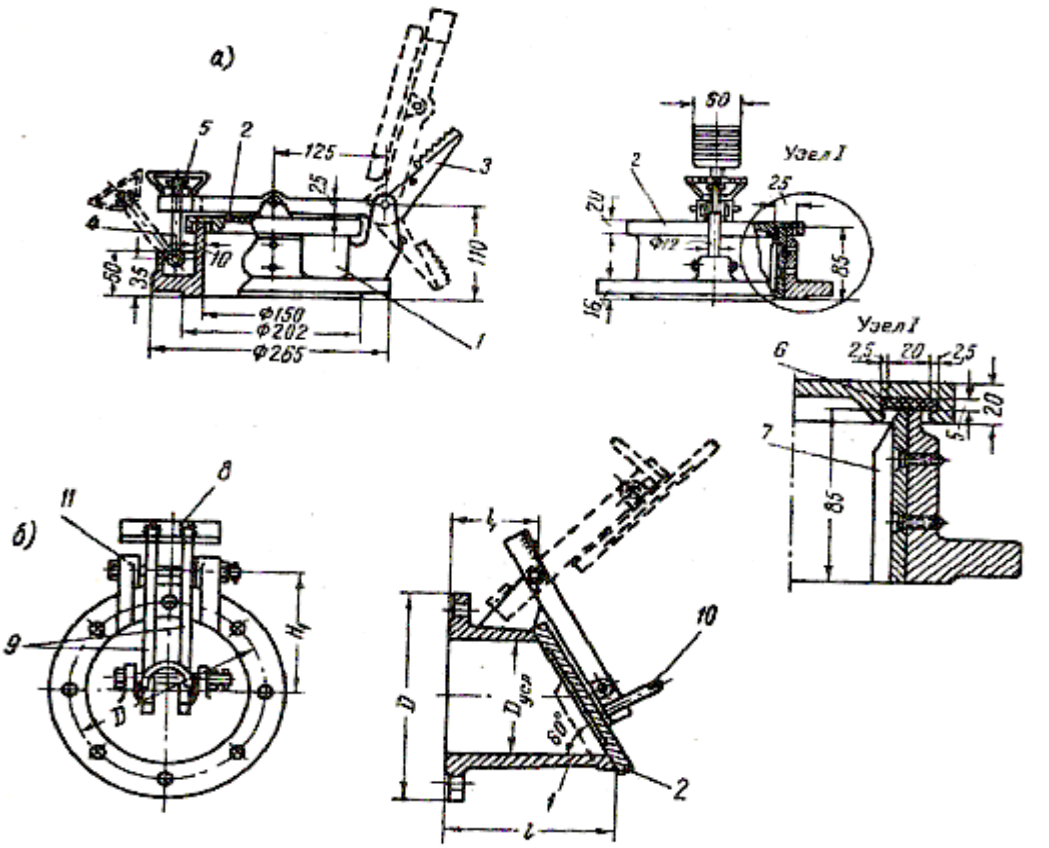


Рис. 32. Стандартное оборудование: а-замерный люк; б-хлопушка; в-управление хлопушкой и перепускное устройство; г-гидравлический предохранительный клапан; д-вентиляционный патрубок.

Сифонный кран. Предназначен для спуска подтоварной воды.

Приемо-раздаточное устройство (ПРУ). Применяется вместо хлопушек в заглубленных железо-бетонных резервуарах.

Подъемная труба. Предназначена для отбора нефтепродуктов с требуемой высоты. В основном устанавливается 1-2 штуки.

Приборы для замера уровня. Подразделяются на местные и дистанционные. Местный указатель уровня состоит: из отсчетного механизма, устанавливаемого на резервуаре; гидрозатвора; поплавка. Из дистанционных наиболее часто применяют радиоактивные, основанные на β и γ излучении.

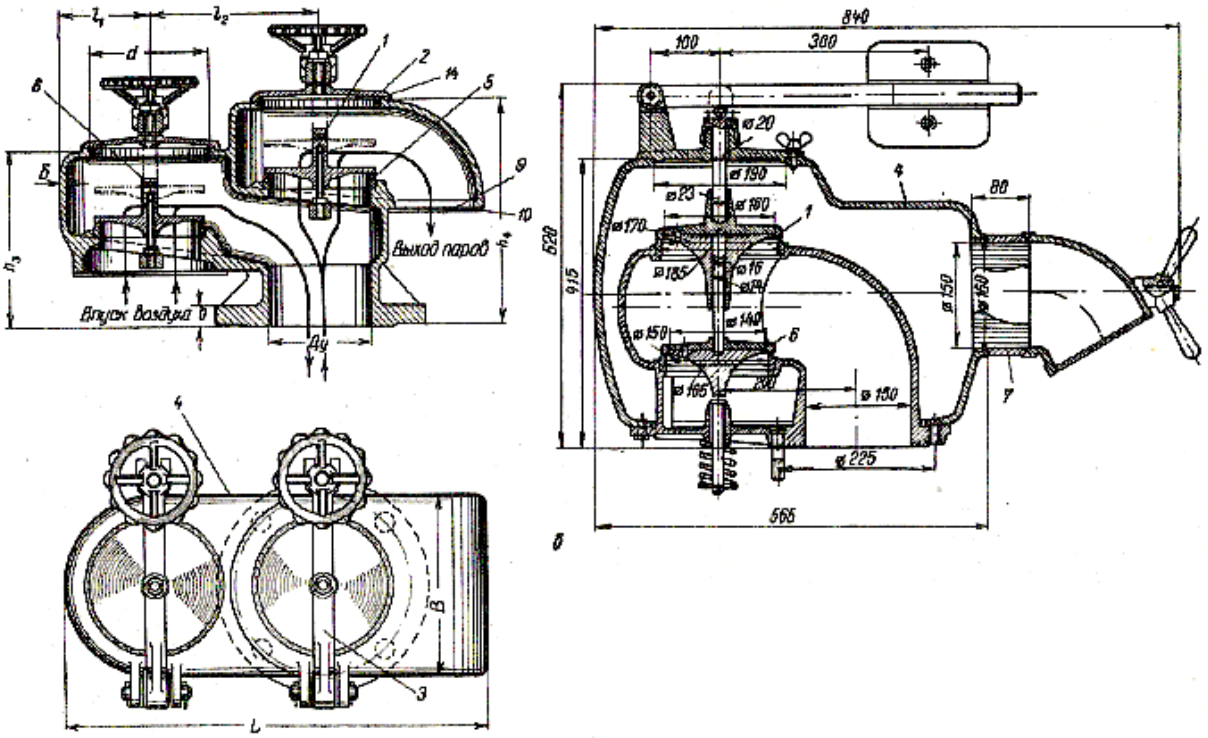
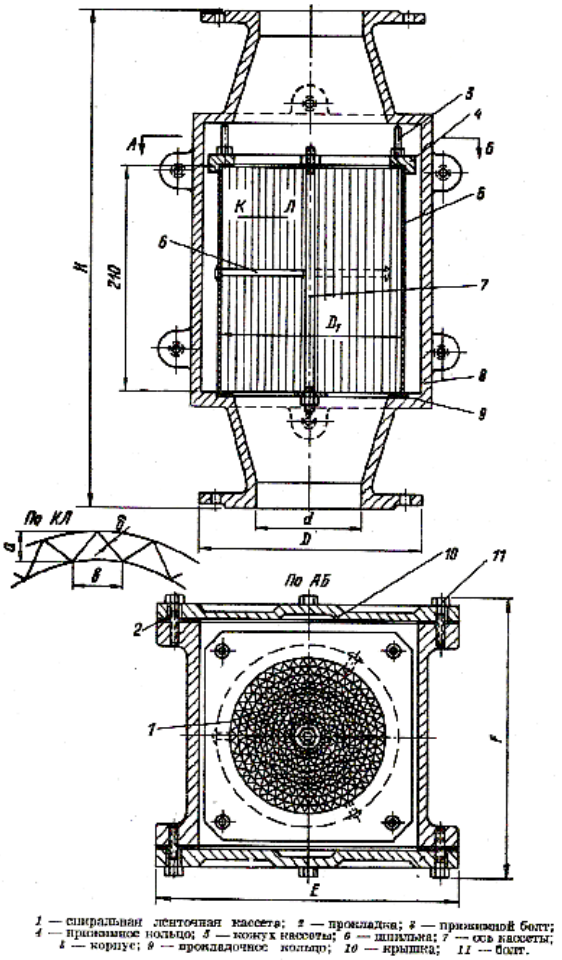


Рис. 33. Дыхательный клапан: а-стандартный; для каплевидных резервуаров

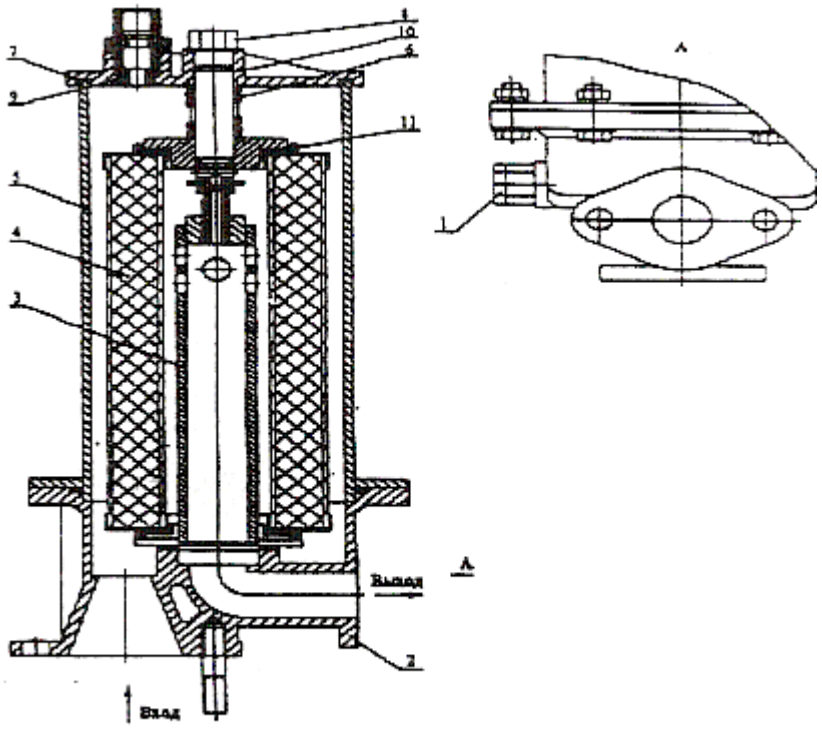


1 — спиральная ленточная кассета; 2 — прокладка; 3 — прижимной болт; 4 — прижимное кольцо; 5 — кожух кассеты; 6 — шпилька; 7 — ось кассеты; 8 — корпус; 9 — прокладочное кольцо; 10 — крышка; 11 — болт.

Рис. 34. Огневой предохранитель

Газоотделитель. Используется для отделения газа и воздуха от светлых нефтепродуктов.

Стандартное оборудование для металлических резервуаров представлено на рисунках 35-36



1 – пробка; 2 – корпус; 3 – трубка; 4 – фильтрующий элемент; 5 – корпус; 6 – пружина; 7 – прокладка; 8 – винт; 9 – втулка; 10 – крышка; 11 – кольцо.

Рис. 35. Газоотделитель

Пробоотборники. Подразделяются на переносные (рис.36) и стационарные (рис.34). Стационарные устанавливаются в резервуаре и позволяют отбирать пробы нефтепродуктов с различных уровней. Используются полуавтоматические пневматические стационарные пробоотборники типа ПРС

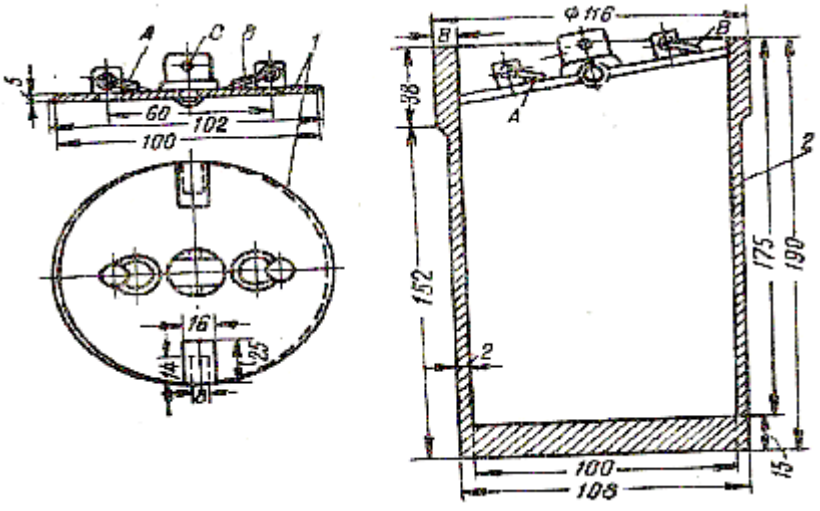
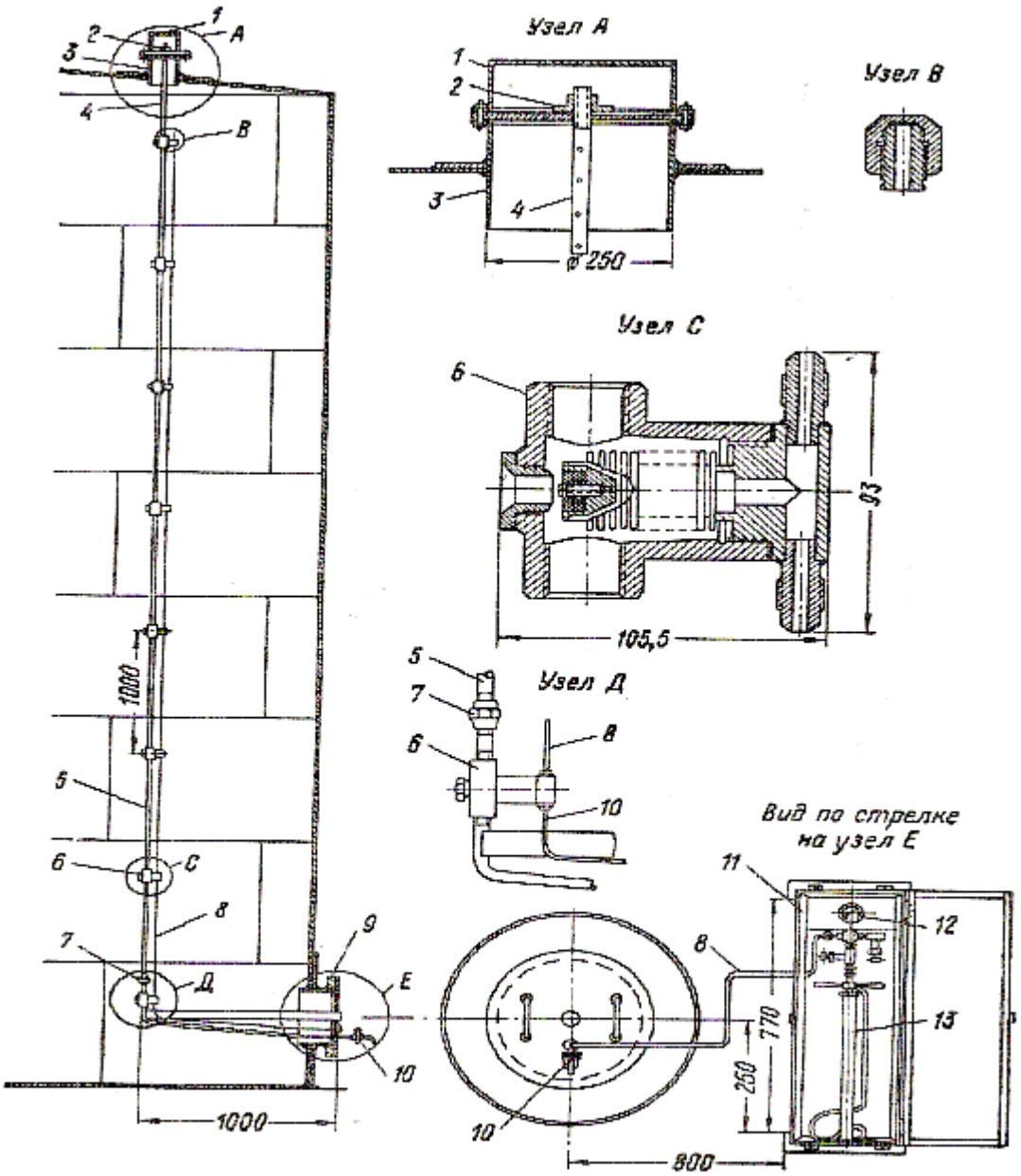


Рис. 36. Пробоотборник переносной



1 — крышка верхнего люка; *2* — регулировочная гайка; *3* — верхний люк; *4* — перфорированная труба; *5* — труба пробоотборная; *6* — клапанное устройство; *7* — соединительная муфта; *8* —воздушная труба; *9* — нижний люк; *10* — кран; *11* — ниппель; *12* — манометр; *13* — ручной насос.

Рис. 37. Пробоотборник стационарный типа ПСР

Подъёмная труба. В резервуарах для хранения темных нефтепродуктов и масел хлопушки ставят на приемных трубопроводах, на отпускных же трубопроводах устанавливают подъемные трубы (рис.38), позволяющие забирать нефтепродукты из верхних слоев резервуара, где они имеют наибольшую температуру и наиболее чисты, так как грязь и вода, оседая под влиянием силы тяжести, находятся в нижних слоях. Подъемная труба, поднятая выше уровня нефтепродукта, предохраняет резервуар от утечек при повреждении отпускного трубопровода или резервуарной задвижки, выполняя функции хлопушки. .

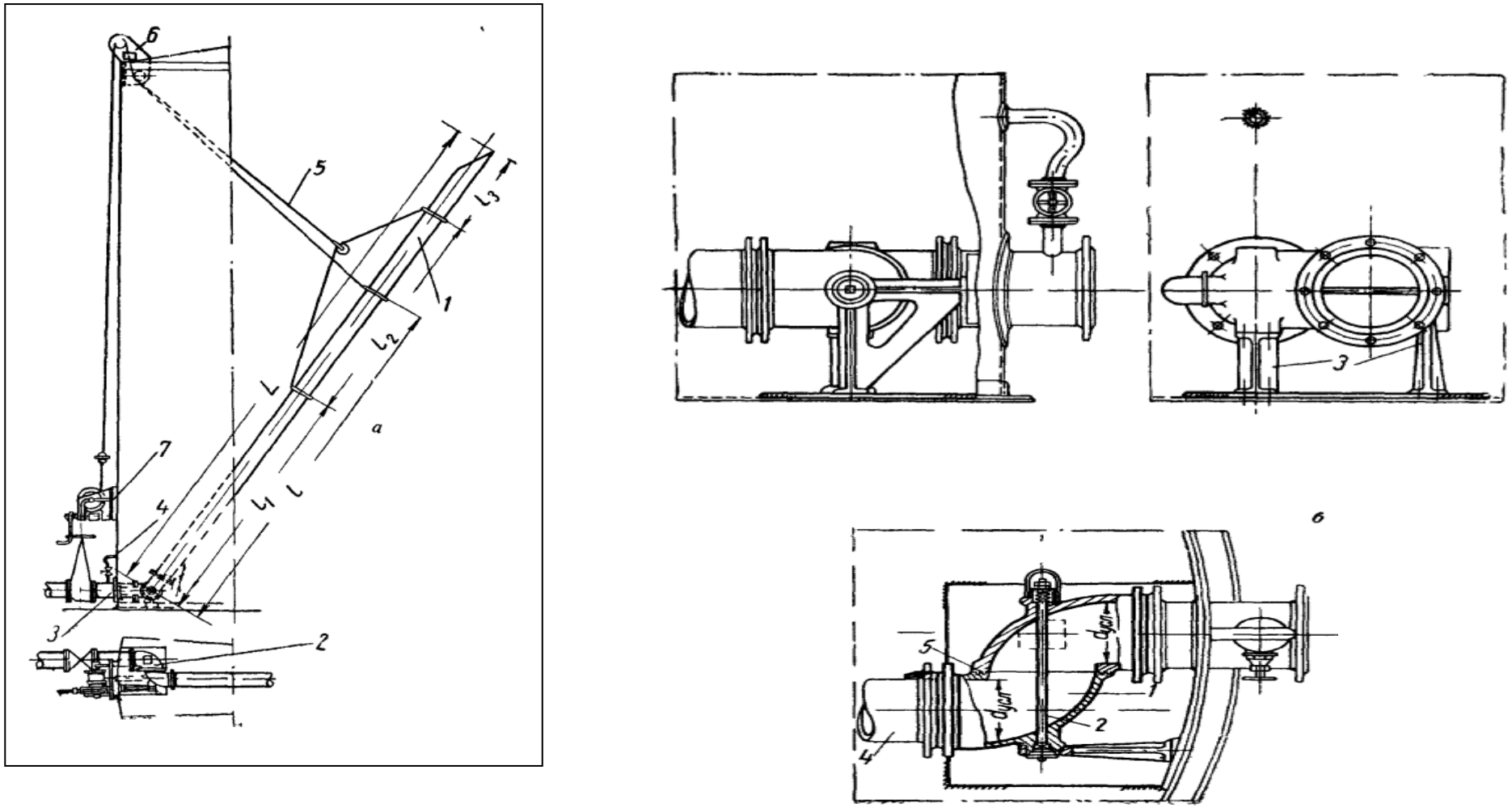


Рис. 38. Подъемная труба, где а-схема установки, в которой: 1-подъемная труба; 2-шарнир; 3-приемно-раздаточный патрубок; 4-перепускное устройство; 5-трос; 6-роликовые блоки, 7-лебедка для труб подъемной трубы; б-шарнир подъемной трубы: 1-угольник; 2-стяжной болт, 3-опоры шарнира, 4-подъемная труба, 5-уплотняющие выточки.

Подъемные трубы поднимаются тросами с помощью лебедок. Для облегчения подъема их изготовляют из тонкого железа. Подъемную трубу можно поднимать только до определенного предела. Когда труба составляет с горизонтальной плоскостью угол, больший 70—75°, она входит в угол трения и под собственным весом опуститься в нижнее положение не может; поэтому длина подъемной трубы 1 (рис.35) делается больше высоты резервуара, а именно конец подъемной трубы срезается под углом 30° в целях увеличения входного сечения в трубу и, следовательно, для уменьшения входной скорости подтекания нефтепродуктов. Это особенно необходимо, когда нефтепродукта в резервуаре мало и его приходится отбирать из слоев, непосредственно прилегающих к водяной подушке. В этих случаях при больших скоростях подхода нефтепродукта к входному сечению подъемной трубы вода может быть засосана вместе с нефтепродуктом. Иногда подъемные трубы снабжают в верхней части поплавками, которые поддерживают их все время на небольшой глубине под уровнем нефтепродукта.

Колпак-гаситель. Колпак-гаситель ставят на дне резервуара в том месте, куда опускается срезанный конец подъемной трубы при ее наинизшем положении. Колпак-гаситель еще более понижает («гасит») скорость подхода нефтепродукта к отверстию подъемной трубы и этим предупреждает засасывание воды с нефтепродуктом. Верхняя плоскость колпака-гасителя должна на 5-10 см возвышаться над уровнем водяной подушки. Диаметр колпака 1.5-2.0 м.

Внутренние подогреватели. Резервуары, предназначенные для хранения вязких нефтепродуктов, оборудуют внутренними подогревателями. В последние годы получили широкое распространение секционные подогреватели (рис. 39). Преимущество многосекционных подогревателей - возможность включать в работу не все секции. Небольшая длина секций обеспечивает более полный спуск конденсата, что особо важно в зимнее время. При обслуживании небольших резервуаров и хранении маловязких нефтепродуктов применяют местный подогреватель (рис. 40) с поверхностью нагрева не более 5м^2. Нормами технологического проектирования для подогрева нефтепродуктов в вертикальных резервуарах предусмотрено применение насыщенного водяного пара и горячей воды.

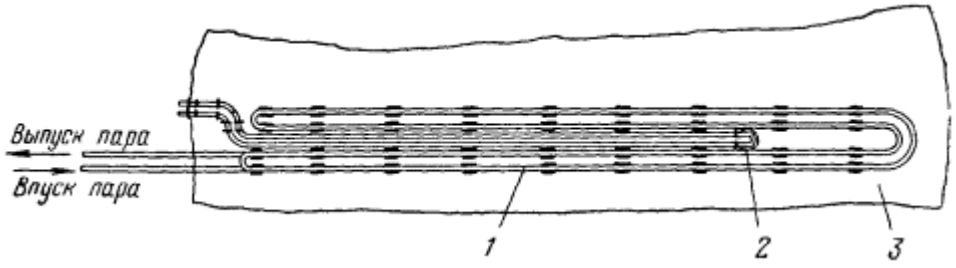


Рис. 39. Местный подогреватель, где на рисунке 1-подогреватель; 2-подъемная труба; 3-резервуар.

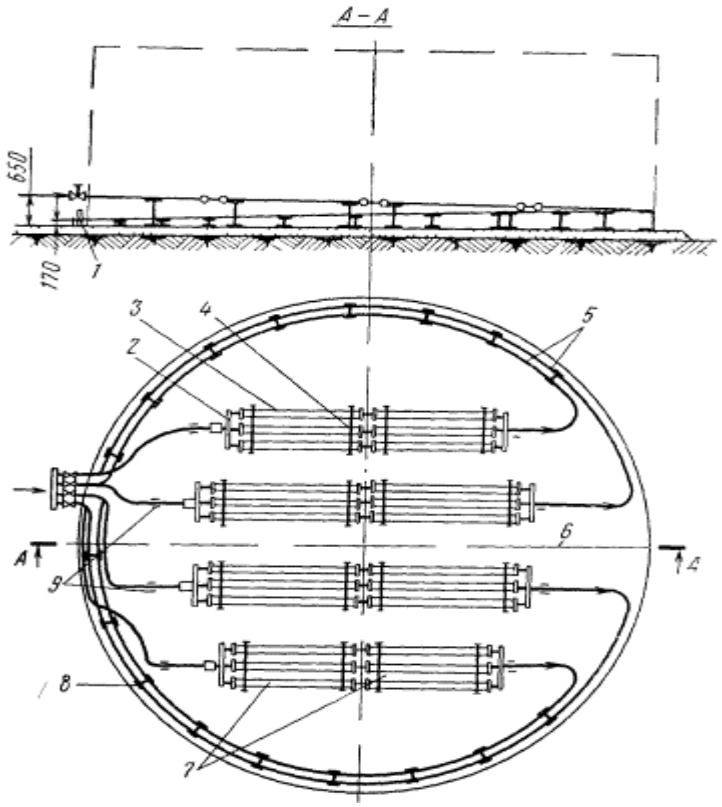


Рис. 40. Секционный подогреватель, где на рисунке 1-карман для замера температуры конденсата; 2-коллектор распределительный; 3-подогревательный элемент ПЭ; 4,8,9-стойки; 5-конденсатопровод; 6-ось подъемной трубы; 7-нагревательные секции.

Указатель уровня это специальное устройство, предназначенное для измерения уровня нефтепродуктов. Указатель уровня состоит из трех узлов: показывающего прибора с отсчитывающим механизмом (рис.41), пружинным двигателем постоянного момента и механизмом проверки зацепления мерной лепты, смонтированными в едином алюминиевом корпусе; гидрозатвора с угловыми роликами и защитными трубами; поплавка с направляющими тягами и натяжным устройством. Принцип работы прибора основан на следящем действии поплавка, находящегося на поверхности жидкости и перемещающегося вместе с ней (рис.39). Поплавок 10, подвешенный на перфорированной мерной ленте 9, при своем движении скользит вдоль направляющих струн 8, жестко закрепленных на дне емкости и натянутых при помощи специальных устройств 7, которые установлены на крышке выходного патрубка. Лента по роликам 6 проходит через гидрозатвор 5 и вступает в зацепление с мерным шкивом 4. Перемещение шкива передается на счетчик, показания которого соответствуют уровню нефтепродукта в резервуаре. Натяжение мерной ленты обеспечивается пружинным двигателем постоянного момента, принцип действия которого следующий: стальная закаленная лента 2, навитая специальным способом, одним концом прикреплена к барабану 1, а другим свободно охватывает ось барабана 3, создавая момент постоянной величины в направлении, показанном стрелкой. Когда поплавок находится в верхнем положении,

мерная лента намотана на барабан 1, а лента пружинного двигателя — на барабан 8. При понижении уровня жидкости масса поплавка преодолевает момент трения в системе и момент, создаваемый пружинным двигателем. Поплавок начинает перемещаться вниз, мерная лента вращает барабан 1 и перематывает пружинную ленту двигателя постоянного момента с барабана 8 на барабан 1, накапливая тем самым энергию. При повышении уровня жидкости масса поплавка компенсируется выталкивающей силой жидкости, пружинный двигатель преодолевает момент трения в системе и наматывает освободившуюся мерную ленту на барабан 1 за счет энергии, накопленной при понижении уровня.

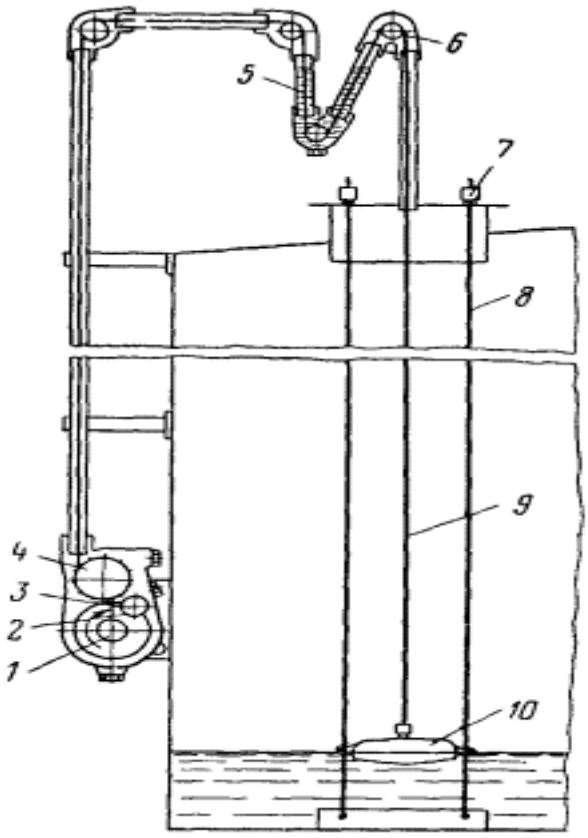


Рис. 41.Указатель уровня

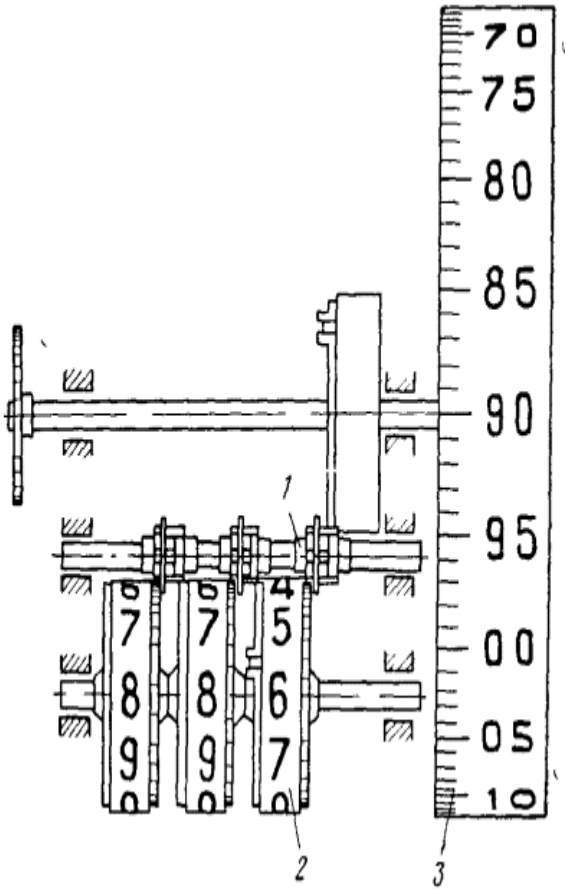


Рис. 42. Отсчетное устройство

4. Транспорт нефтепродуктов

Транспортировка нефтепродуктов осуществляется следящими видами транспорта: железнодорожным; водным; автомобильным, воздушным и трубопроводным.

Железнодорожные перевозки получили наибольшее распространение, так как подавляющее большинство распределительных нефтебаз находятся на железнодорожных магистралях. Перевозка нефтепродуктов по железной дороге осуществляется вагонами-цистернами (рис.43), которые формируются в поезда, называемыми наливными маршрутами. Незначительная часть нефтепродуктов осуществляется в таре в товарных вагонах.

Грузоподъемность вагонов-цистерн измеряется весом вмещаемой воды. Применяются цистерны грузоподъемностью 25, 50. 60 и 90 тонн. Наиболее распространены вагоны-цистерны грузоподъемностью 50 и 60 тонн. По количеству осей вагоны-цистерны делятся на двухосные, четырехосные и шестиосные. Во избежание разрушения путей допускается нагрузка от оси не более 20.5 тонн. Для сокращения простоя цистерн под сливом и упрощения процесса слива большинство современных железнодорожных цистерн оборудованы универсальными сливными приборами. На рис. 43 представлен сливной прибор, состоящий из корпуса 3, клапана 5 с уплотнительным резиновым кольцом 4, направляющей стойкой 6, кронштейна 7, штанги 8, крышки 12, прижимного винта 10, скобы 9, валиков 1, паровой рубашки 2, патрубка для отвода пара 15 и патрубка для отвода конденсата 14. Направляющие 11 служат для центрирования клапана относительно седла при закрывании сливного прибора.

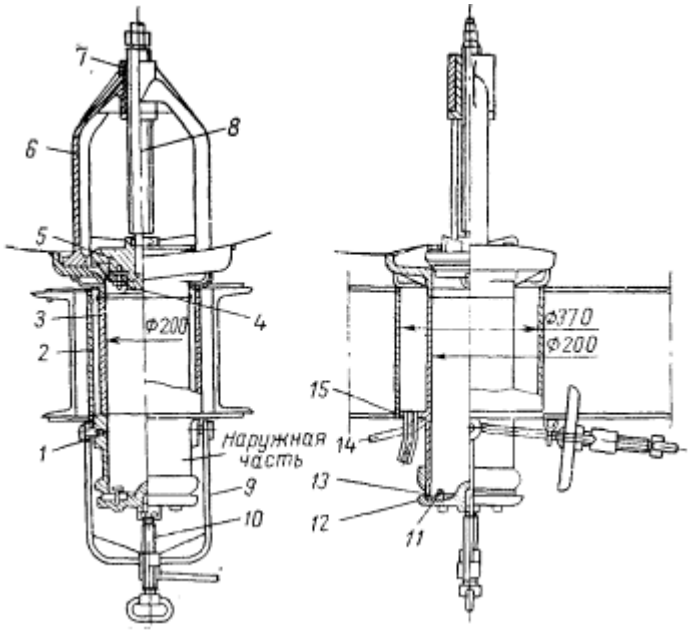


Рис. 43.Универсальный сливной прибор.

Кронштейн 7 предназначен для удержания верха штанги 8 и центрирования ее с осью сливного прибора. Крышка 12

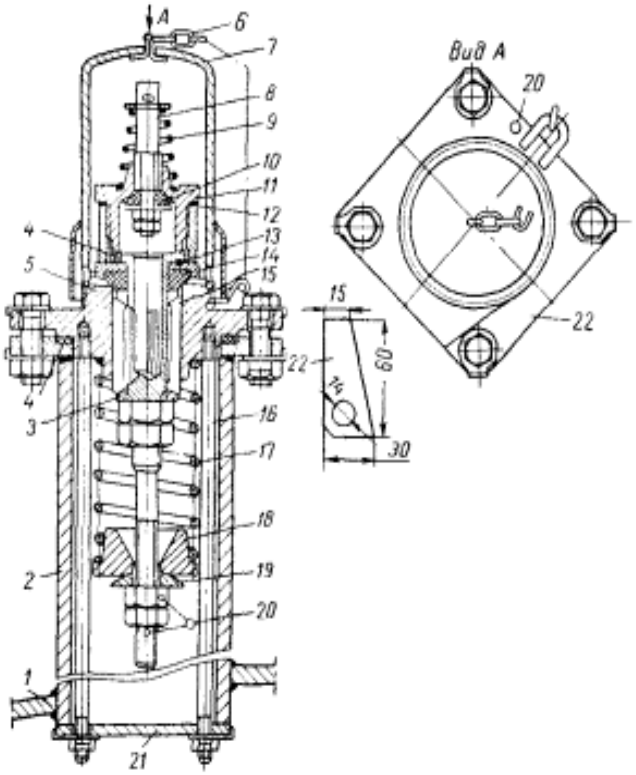


Рис. 44. Предохранительный клапан железнодорожной цистерны, где: 1-котел цистерны; 2-патрубок; 3-стержень клапана; 4-прокладка; 5-фланец-седло; 6-цепь; 7-колпак; *8*-стержень впускного клапана; 9-пружина впускного клапана; *10*-прокладка впускного клапана; *11*-седло впускного клапана; *12*- уплотнение из пеньки, смоченной свинцовым суриком; *13*-крышка; *14*-прокладка предохранительного клапана; 15-направляющая втулка; *16*- шпилька; *17*-пружина предохранительного клапана; *18*-втулка; *19*- сферическая шайба; 20-пломба; 21-прижимная планка; 22-бирка.

находится в нижней части сливного прибора и служит для дополнительной герметизации клапана. Она укреплена на скобе 9, а для плотного прилегания к торцу патрубка сливного прибора снабжена резиновым кольцом 18. В закрытом состоянии крышка 12 удерживается при помощи скобы 9 и прижимного винта 10. Скоба 9 при помощи валиков 1 шарнирно закреплена в выступах, приваренных к корпусу 3. В открытом состоянии крышка 12 отводится и удерживается крючком. Паровая рубашка 2 приварена к корпусу 3.

Для предотвращения возникновения в стенках котла вагона-цистерны больших напряжений от избыточного давления или вакуума на цистерне устанавливается предохранительный клапан (рис.44), который состоит из впускного клапана, рассчитанного на вакуум 0.2МПа, и клапана избыточного давления, рассчитанного на 0.15 МПа.

Имеются специальные вагоны-цистерны (котлы) для перевозки и застывающих нефтепродуктов (масел, парафинистых нефтепродуктов) двустенные с устройством для подогрева. Эти цистерны (котлы) с внешним паровым обогревом отличаются от обычных тем, что нижняя половина котла этой цистерны оборудована паровой рубашкой. Пар для разогрева нефтепродуктов перед сливом подается через штуцер паровой рубашки универсального сливного прибора, а конденсат выпускается через два патрубка, находящихся на концах паровой рубашки котла. Внедрение таких цистерн значительно облегчает слив высоковязких нефтепродуктов, сокращает время простоя, а также расход энергии и рабочей силы. Однако существенным недостатком этих цистерн-увеличение веса тары на 0.8-1.2 тонны. В настоящее время для снижения затрат, потерь при проведении сливо-наливных операций при перевозке смазочных масел или консистентных смазок применяются цистерны-контейнеры, устанавливаемые на железнодорожные платформы. По прибытии к месту назначения они перегружаются с железнодорожной платформы на автомашину. Эти контейнеры изготавливаются с рубашкой для подогрева. Слив нефтепродуктов из вагонов-цистерн осуществляется через верхние люки (верхний слив) или через нижние сливные приборы (нижний слив). Для перевозки светлых нефтепродуктов на вагонах-цистернах устанавливаются пружинные предохранительные клапана, отрегулированные на избыточное давление 1.5 атм. Для перевозки горячих высоковязких нефтепродуктов применяются цистерны-термосы. Котел этой цистерны покрыт трехслойной теплоизоляцией (первый слой-смесь 30% асбестита и 70% инфузорной земли; второй слой-мешковина, пропитанная жидким стеклом и укрепленная металлической сеткой; третий слой-шевелин толщиной 100 мм). Снаружи изоляция покрыта кожухом из кровельного железа. Внутри котла имеется стационарный трубчатый подогреватель. Трубы подогревателя уложены с уклоном для стока конденсата. Сливной прибор снабжен паровой рубашкой. Для перевозки битумов используются бункерные полувагоны, которые состоят из вагонной рамы, на которой на опорах установлены четыре бункера. Сверху бункер закрывается створчатой крышкой. Бункеры имеют

двойные стенки (паровые рубашки), служащие для подплавления битума перед выгрузкой. Вследствие смещения центра тяжести заполненного бункера выше опорных точек при освобождении захватов он легко опрокидывается, и битум в виде глыбы вываливается на разгрузочную площадку. После выгрузки бункер легко возвращается в вертикальное (транспортное) положение, так как центр тяжести его после опорожнения смещается ниже точек опоры. Грузоподъемность бункерного полувагона составляет 40 тонн, а объем одного бункера-11.8м^3. Разгрузка жидких нефтепродуктов из вагонов-цистерн осуществляется с применением сливо-наливных эстакад (рис.45-46), которые устанавливаются на железнодорожных путях на территории нефтебазы (железнодорожные тупики). Нефтегрузовые операции на эстакадах могут производиться одновременно с маршрутом, группой или одиночными вагонами-цистернами. При маршрутной подаче цистерн длина одной эстакады должна быть не менее половины длины маршрута (эстакады двухсторонние).

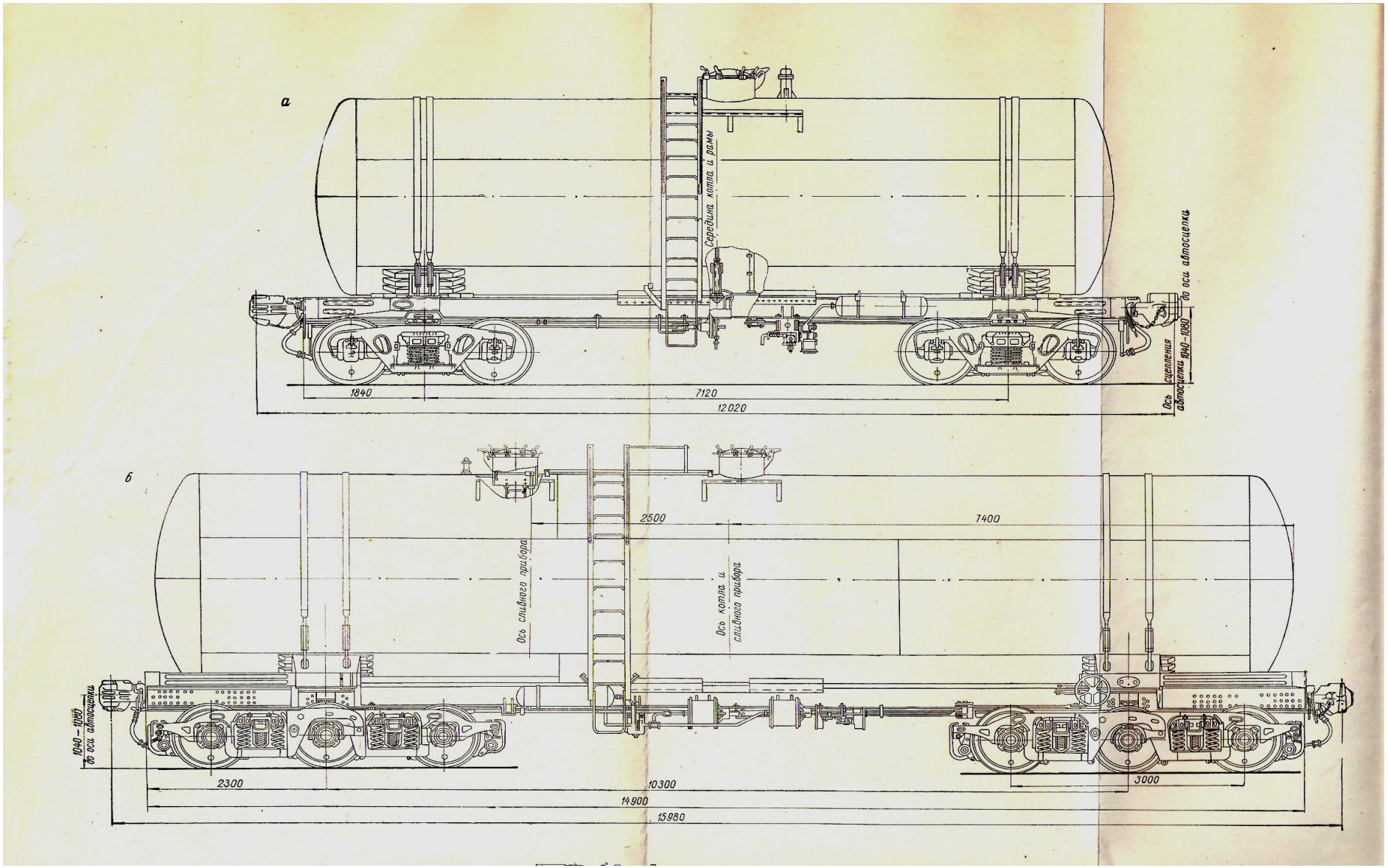


Рис. 45. Вагоны-цистерны грузоподъемностью а-60; б-90 тонн.

Рис. 46. Сливо-наливная эстакада для разгрузки вагонов-цистерн на один сливо-наливной фронт, установленная на железнодорожном тупике.

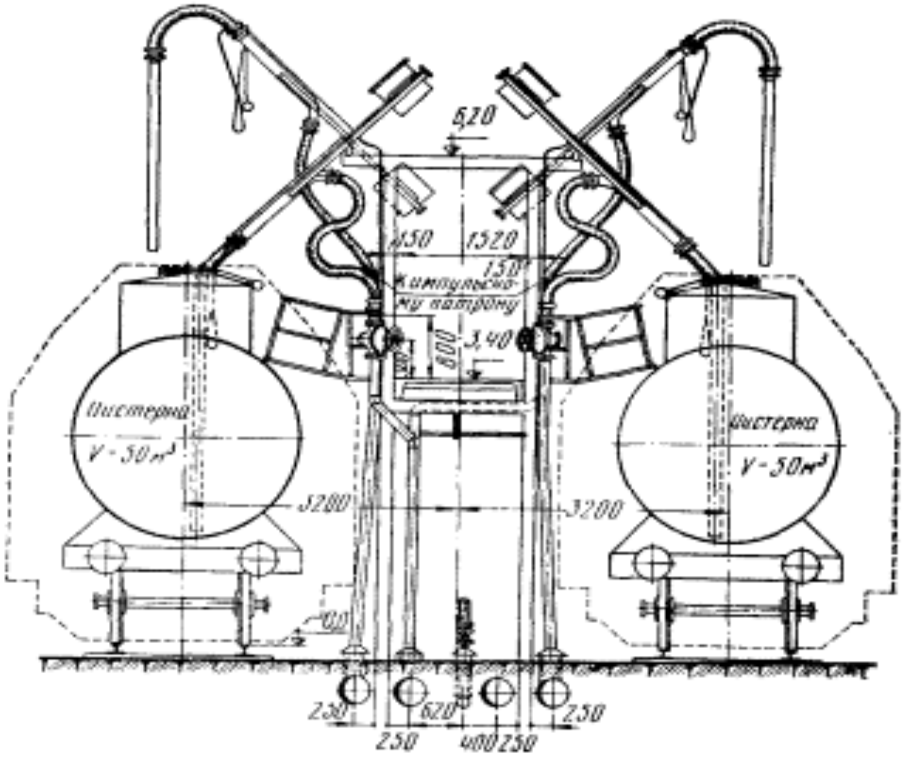


Рис. 47. Наливная железнодорожная эстакада для светлых нефтепродуктов (НС).

Железнодорожные нефтепродуктовые тупики располагаются в наиболее высоком (при разгрузке) или низком (при погрузке) участке территории нефтебазы. Железнодорожные пути на территории нефтебазы прямолинейны и строго горизонтальны во избежание самопроизвольного движения маршрутов при погрузке или разгрузке. Пути железнодорожных тупиков для разгрузки вагонов-цистерн подразделяются на:

- рабочие пути, на которых устанавливаются вагоны для погрузки и разгрузки нефтепродуктов;
- маневровые пути;
- обгонные и сквозные - для вывода составов при пожаре или занятости других путей;
- пути обслуживающие разгрузочные площадки и тарные склады.

Схемы железнодорожных путей подразделяются на один, два и три сливо-наливных фронта (рис.48) и зависят от грузооборота нефтебазы, ассортимента нефтепродуктов,

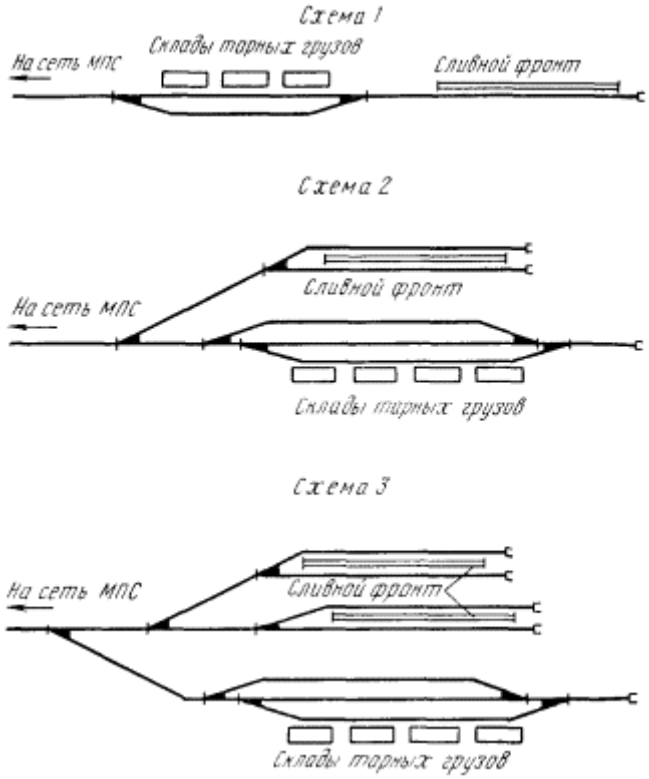


Рис. 48. Схема железнодорожных путей нефтебазы на: схема 1-один; схема 2-два; схема 3-три сливо-наливных фронта.

Для верхнего слива и налива нефтепродуктов в одиночные вагоны-цистерны используется типовой стояк, изображенный на рис.49. Для нижнего слива маловязких нефтепродуктов (бензина, керосина, дизельного топлива и др.) разработаны различные конструкции сливных устройств. На рис. 50 представлена одна из конструкций УНС (устройство нижнего слива), состоящая из неподвижного патрубка 1 для присоединения к сливному коллектору, отвода 2, шарнирно сочлененного трубопровода 3 и

соединительной головки 4. Последняя подключается к патрубку сливного прибора цистерны при помощи захватов. Легкость горизонтального перемещения отдельных звеньев устройства достигается установкой между фланцами шарниров с шариковыми подшипниками.

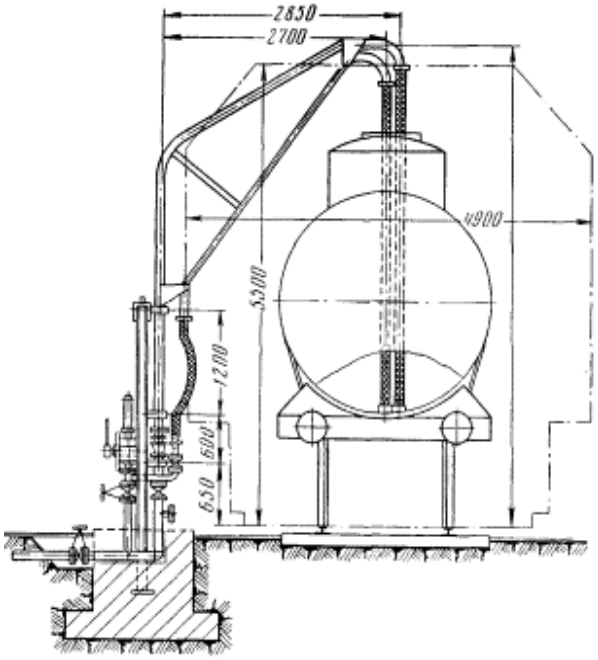


Рис. 49. Типовой железнодо-рожный стояк для слива и налива нефтепродуктов.

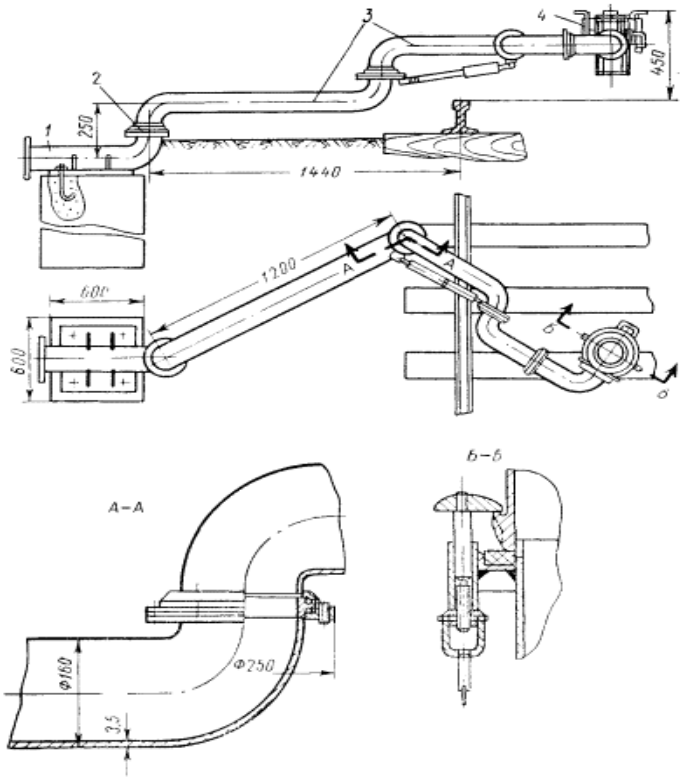


Рис. 50. Устройство для нижнего слива нефтепродуктов из железнодо-рожной цистерны

Слив нефтепродуктов (рис. 50) из вагонов-цистерн осуществляются по следующим схемам: слив при помощи насосов; самотечный слив сифоном; открытый самотечный слив; слив под давлением; закрытый самотечный слив.

Откачка нефтепродуктов насосами применяется как при верхнем сливе, так и нижнем. Верхний слив осуществляется вакуум-насосами для создания разряжения во всасывающей линии и эжекторными насосами.

При расположении резервуара на более низкой отметке по отношению к вагону цистерне используется сифон, который использует периодическое включение вакуум-насоса. Основной недостаток низкий напор слива.

Открытый самотечный слив используется для откачки нефтепродуктов с температурой вспышки не ниже 62^0С.

Слив под давлением используется для ускоренного слива, когда над поверхностью нефтепродукта создается избыточное давление путем подачи сжатого воздуха, инертного газа или пара. Паром допускается осуществлять слив только мазутов. Для упрощения нижнего слива используется межрельсовый желоб.

Верхний слив имеет ряд недостатков, наиболее важными из которых являются: скопления паров в верхней точки слива; значительные потери от

испарения через верхние линии; трудность обеспечения герметичности всасывающих линий. Поэтому более приемлем нижний слив.

Налив нефтепродуктов (рис.52) осуществляется тремя способами:

1. Самотеком, когда наиболее низкий уровень нефтепродуктов находится выше наливной эстакады;
2. Принудительным способом при помощи насосов;
3. Комбинированным способом, когда нефтепродукт предварительно закачивается в буферную емкость. Из которой и поступает в вагоны-цистерны самотеком. Налив через буфер позволяет сократить производительность насосов, так как заполнение буферной емкости осуществляется заблаговременно в более длительный срок, по сравнению со сроком налива. Кроме того, как правило, буферная

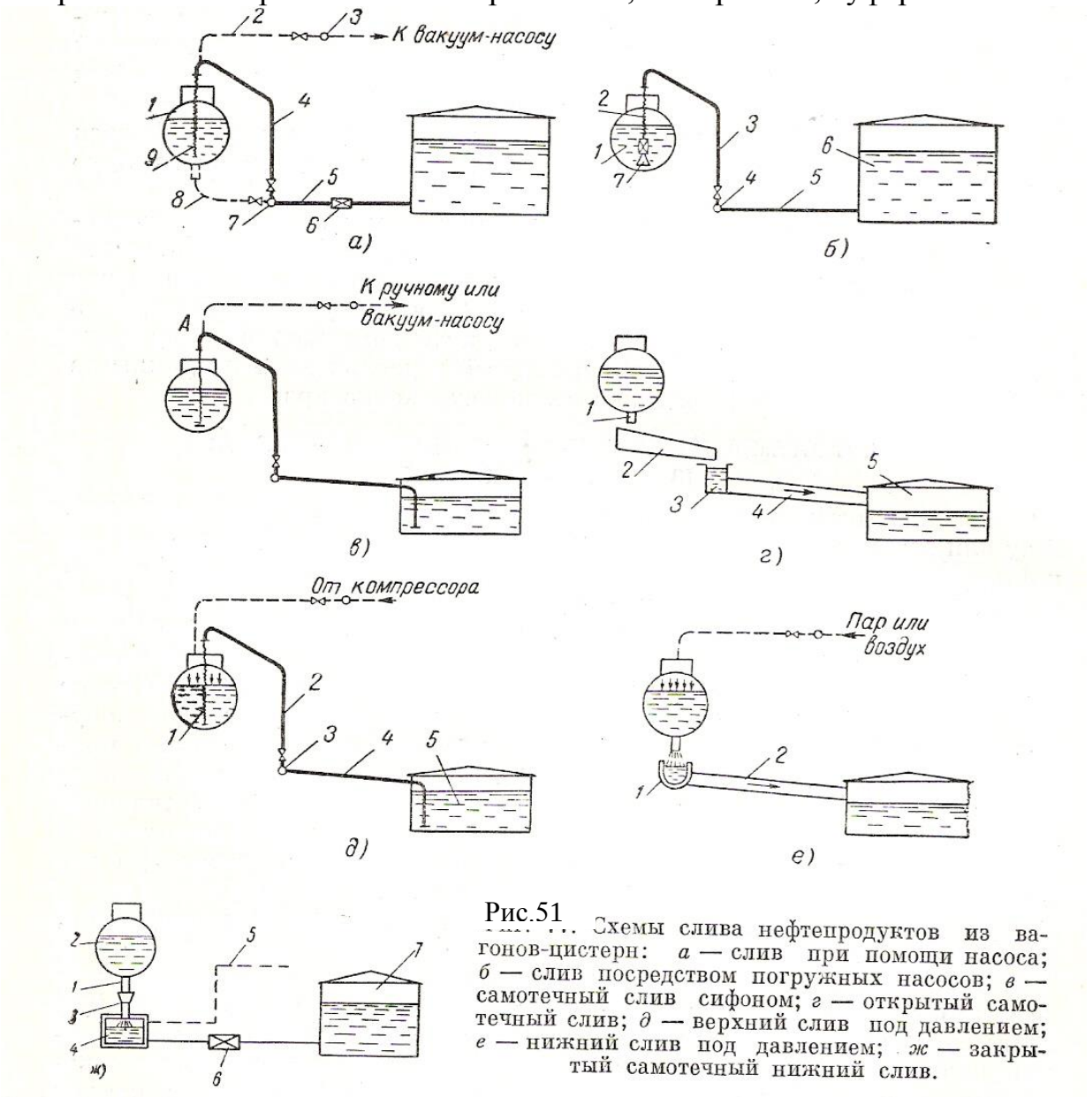


Рис.51 ... Схемы слива нефтепродуктов из вагонов-цистерн: *а* — слив при помощи насоса; *б* — слив посредством погружных насосов; *в* — самотечный слив сифоном; *г* — открытый самотечный слив; *д* — верхний слив под давлением; *е* — нижний слив под давлением; *ж* — закрытый самотечный нижний слив.

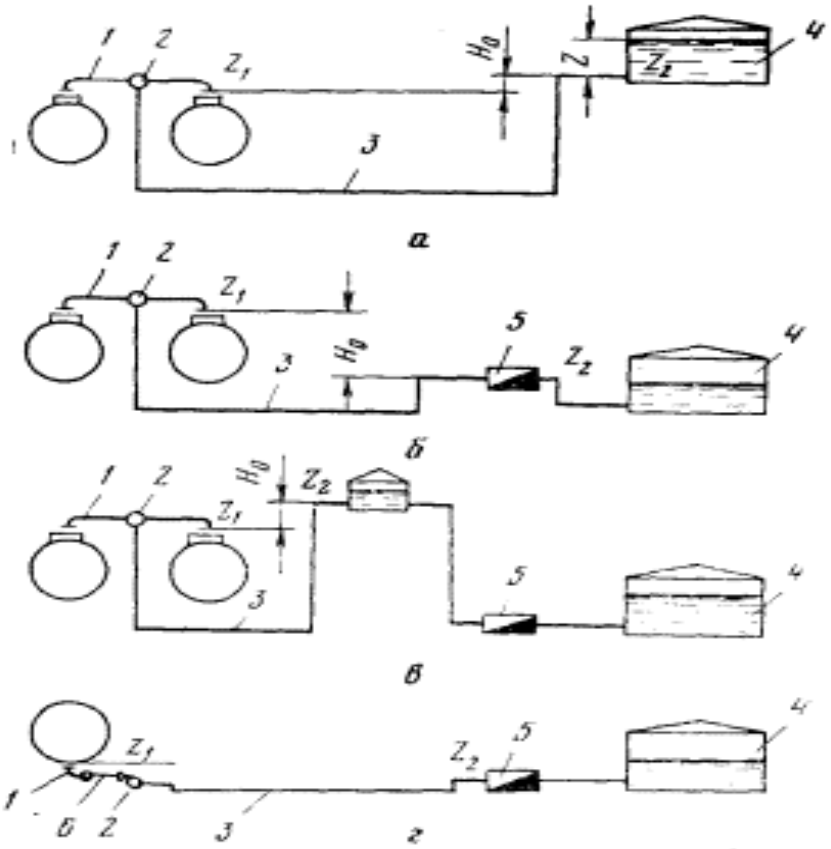


Рис. 52. Системы налива нефтепродуктов в железнодорожные вагоны-цистерны, где *а*-налив самотеком; б-принудительный налив; в-налив через буферный резервуар; г-нижний налив; 1-отвод; 2-наливной коллектор; 3-подводящий трубопровод; 4-резервуар; 5-насос; *в*-специальное наливное устройство. Примечание. $H_o = Z_2 — Z_1$.

Водные перевозки нефтепродуктов. Наличие большого количества морей, судоходных рек, каналов и озер на территории России обусловило широкое развитие водных перевозок нефтепродуктов. Для некоторых экономических районов страны водный транспорт является основным средством перевозки нефтепродуктов. По своим экономическим показателям во многих случаях этот вид транспорта успешно конкурирует с трубопроводным. Различают следующие типы нефтеналивных судов: танкеры морские и речные; баржи морские (лихтеры) и речные.

Нефтеналивное судно состоит из жесткого стального каркаса, к которому крепится обшивка. Каркас судна выполнен из продольных и поперечных жестких связей (рис.48). Продольные и поперечные переборки образуют наливные отсеки-танки, которые соединяются между собой через перекрываемые клинкетами отверстия, расположенные у днища. Открываются и закрываются клинкеты посредством маховика, выведенного на палубу. Каждое нефтеналивное судно характеризуется следующими основными показателями:

1. водоизмещение — вес воды, вытесненной груженым судном. Водоизмещение судна при полной осадке равно собственному весу судна и полного груза в нем;

2. дедвейт-полный вес поднимаемого груза (транспортируемого и для собственных нужд);
3. грузоподъемность-вес транспортного груза;
4. осадка при полной загрузке;
5. скорость хода при полной загрузке;

Отношение дедвейта к водоизмещению называется коэффициентом утилизации водоизмещения (для танкеров колеблется в пределах 0,65—0,75 и характеризует степень совершенства судна).

Существенное отличие конструкции нефтеналивных судов от других транспортных судов обусловлено особыми свойствами жидкого груза:

1. жидкий груз, имеющий свободную поверхность, перетекает при крене на один борт, уменьшая устойчивость судна;
2. удары жидкого груза при качке создают дополнительную нагрузку на переборки и борта;
3. Увеличение объема жидкого груза при повышении его температуры требует наличия свободного объема в танках при полной загрузке судна;
4. повышенная пожарная опасность требует принятия некоторых противопожарных мер;
5. необходимость применения специальных технологических трубопроводов и насосов для производства грузовых операций.

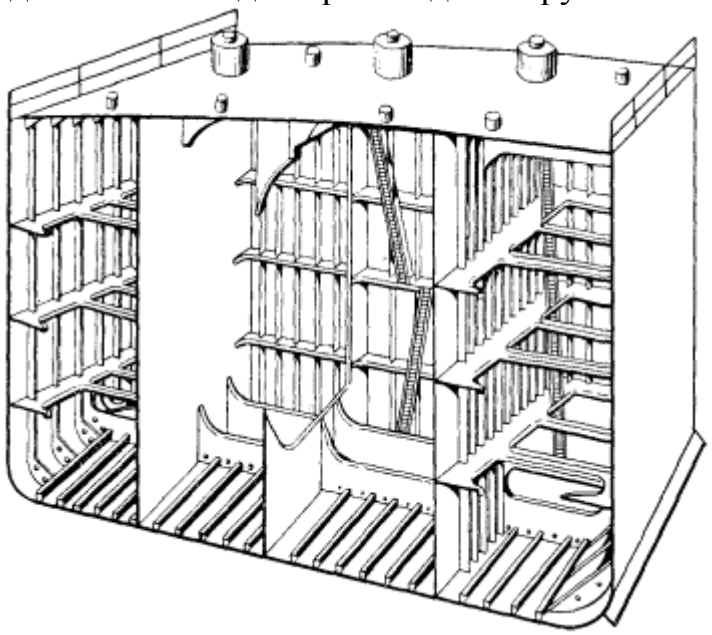
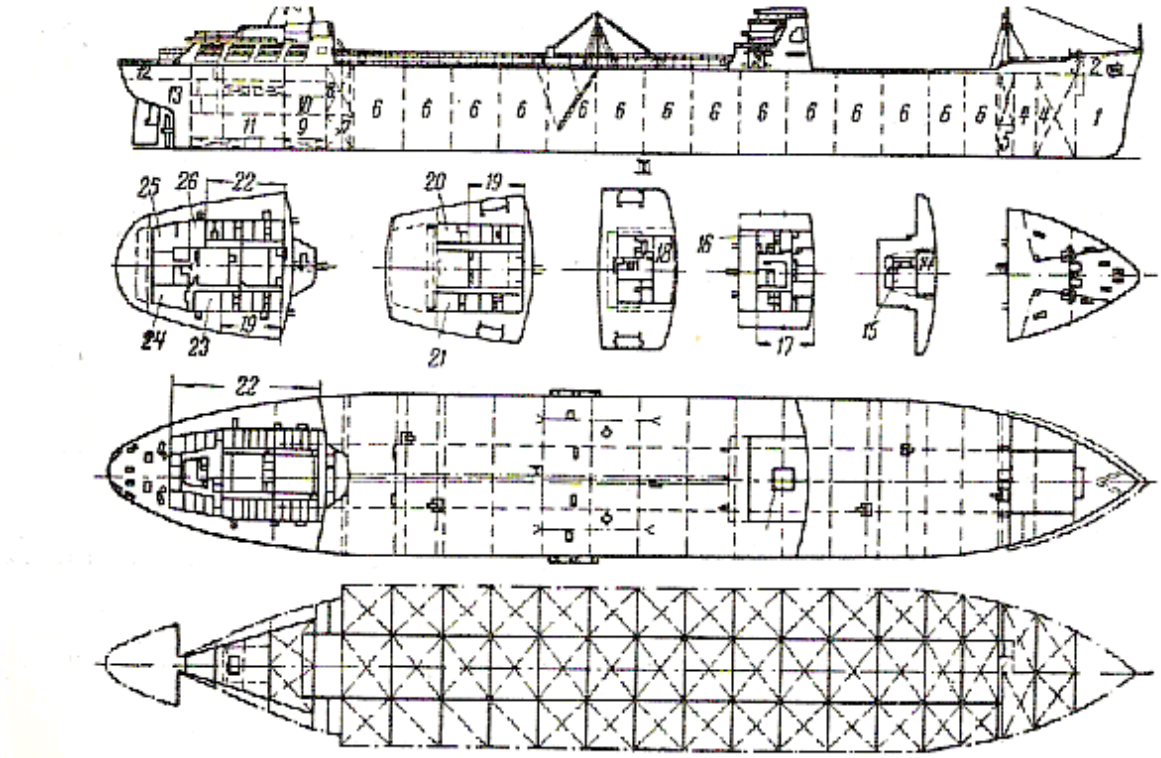


Рис. 53. Поперечный разрез корпуса танкера

Для уменьшения вредного воздействия жидкого груза на устойчивость судна устанавливают продольные переборки. Поперечные переборки ставятся на расстоянии не более 12,5 м одна от другой. Это позволяет уменьшить удары жидкого груза в переборки при качке.



1 — форпик; *2* — кладовые; *3* — цепной ящик; *4* — диптанки; *5* — вспомогательное насосное отделение; *6* — грузовые танки; *7* — грузовое насосное отделение; *8* — топливные бункера; *9* — отделение вспомогательных двигателей; *10* — котельное отделение; *11* — машинное отделение; *12* — румпельное отделение; *13* — ахтерпик; *14* — рулевая рубка; *15* — штурманская рубка; *16* — радиорубка; *17* — каюты командного состава; *18* — салон; *19* — каюты механиков; *20* — госпиталь; *21* — помещение вспомогательного дизель-генератора; *22* — каюты команды; *23* — комната отдыха; *24* и *25* — столовые; *26* — комната отдыха; *27* — цистерна пресной воды.

Рис. 54. Схематичный и продольный разрез и планы палуб танкера.

Из всех типов нефтеналивных судов наибольшее распространение получил танкер (рис.54)-самоходное судно, корпус которого системой продольных и поперечных переборок разделен на отсеки. Различают носовой (форпик), кормовой (ахтерпик) и грузовые отсеки (танки). Для предотвращения попадания паров нефтепродуктов в хозяйственные и машинные отделения грузовые танки отделены от носового и кормового отсеков специальными глухими отсеками (коффердамами). Для сбора продуктов, испарения нефтепродуктов, регулирования давления в танках на палубе танкера устроена специальная газоотводная система с дыхательными клапанами. Все грузовые танки соединены между собой трубопроводами, проходящими от насосного отделения по днищу танков. Различают грузовой и зачистной трубопроводы (рис. 55). Грузовые и зачистные приемники размещаются в наиболее глубокой части танка, у кормовой переборки, так как танкеры обычно имеют дифферент на корму. Кроме грузовой и зачистной систем, грузовые танки оборудуются и другими технологическими трубопроводами и устройствами: подогревателями, установками для орошения, мойки палубы, вентиляции и пропаривания танков, средствами пожаротушения и др. Погрузка и выгрузка танкера производятся с соблюдением следующих условий.

1. Для разгрузки корпуса танкера от опасных концентраций напряжений нефтепродукт (а при порожнем рейсе балласт) следует размещать по отсекам с учетом возможного равномерного распределения веса по длине судна. Загрузку и выгрузку танков необходимо производить по строго определенной очередности. Например, кормовую и носовую группы танков надо загружать равномерно.

2. Для предотвращения нормального крена судна бортовые танки следует загружать равномерно.

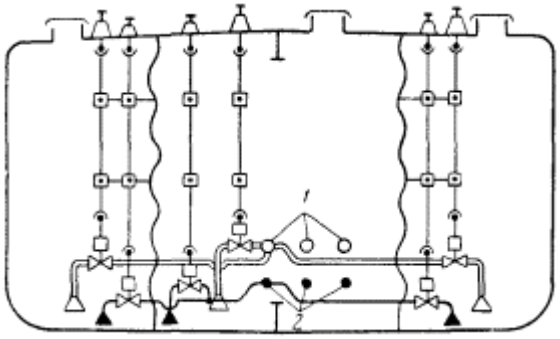


Рис. 55. Схема размещения нефтепроводов на танкере

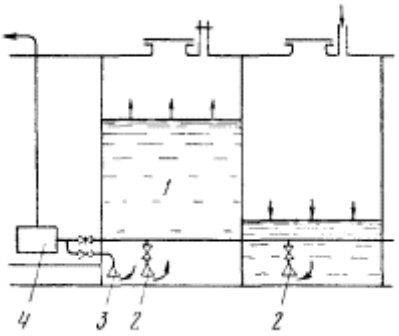


Рис. 56. Схема откачки нефтепродуктов через вакуумный танк

При снижении уровня нефтепродуктов танках в конце выгрузки может произойти подсасывание воздуха, что приведет к резкому падению производительности вплоть до прекращения откачки вследствие срыва работы насоса. Для устранения попадания воздуха в насосы на танкерах широко применяют откачку с помощью вакуумтанков. Сущность этого способа состоит в том, что насосы откачивают продукт не отдельно из каждого танка, а из одного герметически закрытого танка, в котором поддерживается разрежение; из остальных танков продукт поступает в этот вакуумтанк самотеком за счет перепада давлений. В качестве вакуумного (рис.57) используется танк 1, смежный с насосным отделением. Танк оборудуется дополнительным приемником 3, соединяющим его с насосом 4, а также клинкетами на газоотводных и других трубопроводах, подведенных к танку с палубы. Перед началом выкачки вакуумтанк отключают от всех трубопроводов и проверяют надежность герметизации. Затем через дополнительный приемник 3 из танка откачивают нефтепродукт, примерно на 2/3 высоты заполнения при этом в танке создается разрежение, равное 0,035 МПа. После этого продолжают откачку, сообщают вакуумтанк с очередным грузовым танком, для чего открывают соответствующий клинкет 2 на грузовом трубопроводе. Переход на следующий танк по мере откачки нефтепродукта выполняется обычным переключением приемных клинкетов. Воздух, попадающий в грузовую магистраль, теперь уже не проникнет в насос, а останется в вакуумтанке. По этому же принципу производится зачистка танков. Величина разрежения в вакуумтанке должна быть назначена с учетом давления насыщенных паров нефтепродукта при температуре откачки. Если $P_y > P_{вак1}$ начнется кипение нефтепродукта в танке. Применение вакуумтанков позволило сократить время выкачки нефтепродуктов на 20%.

При откачке воды балластной и после зачисток танков необходимо принимать специальные меры по предотвращению загрязнения моря нефтепродуктами. Согласно требованиям Международной конвенции по предотвращению загрязнения моря нефтью вдоль берегов установлена зона шириной 100-150 миль, где запрещается выбрасывать воды с содержанием нефтепродуктов. Нежелателен слив нефтяных остатков и в открытое море, поскольку, плавая на поверхности воды, они могут быть занесены ветром или течением в запретные зоны. Для приема с судов воды, загрязненной нефтепродуктами, на нефтебазах предусматриваются специальные береговые емкости с очистными установками. Кроме того, большинство танкеров оборудованы специальными сепараторами. По своим техническим показателям и условию плавания различают морские, речные и озерные танкеры. Наибольший удельный вес имеют морские танкеры, получившие особенно широкое применение для перевозки нефти. Некоторые данные о находящихся в эксплуатации танкерах приведены в таблице 16.

Таблица 16 Основные данные морских нефтеналивных танкеров

Показатели	Танкеры				
	«Олег Кошевой»	«Казбек»	«Прага»	«Лисичанск»	«Серия»
Дедвейт (водоизмещение), тс	4696	11800	30 720	34640	49370
Мощность двигателя, л. с.	2Х800	2Х2000	19000	18000	19000
Техническая скорость, узлы	10,5	12.2	18,7	17,9	17,1
Размеры, м:					
длина	123,5	145,5	202,8	195,0	230,5
ширина	16,0	19,2	25.8	27,0	31,0
осадка с грузом	4,3	8.5	10,4	10,7	11,6
Объем транспортируемого груза, $м^3$	6680	14020	40370	47 400	57730
Удельный объем транспортируемого груза, $м^3/т$	1,67	1,40	1,48	1,48	1.26
Число насосов и производительность выкачки одного насоса, т/ч	2×500	4×250	3×750	3×1100	4×750

В настоящее время в мировом судостроении наметилась тенденция к резкому увеличению грузоподъемности. Уже сейчас плавают супертанкеры дедвейтом 200 000 т. Разрабатываются проекты строительства супертанкера дедвейтом 500 000 т. Но, несмотря на явные экономические преимущества крупнотоннажных танкеров дедвейтом более 80 000 т, число таких судов исчисляется единицами. Это объясняется малочисленностью портов с достаточными глубинами для приема таких судов. При постройке крупнотоннажных танкеров с высокой скоростью хода возникает серьезная проблема вибрации корпуса и его отдельных конструкций. Поэтому по сравнению с темпами роста дедвейта значительно медленнее растет скорость хода танкера. Речные танкеры в отличие от морских имеют сравнительно меньшую осадку, а следовательно, и ограниченную грузоподъемность. Строительство речных танкеров в настоящее время ведется по типовым

проектам. Некоторые основные данные этих танкеров приведены в таблице 17.

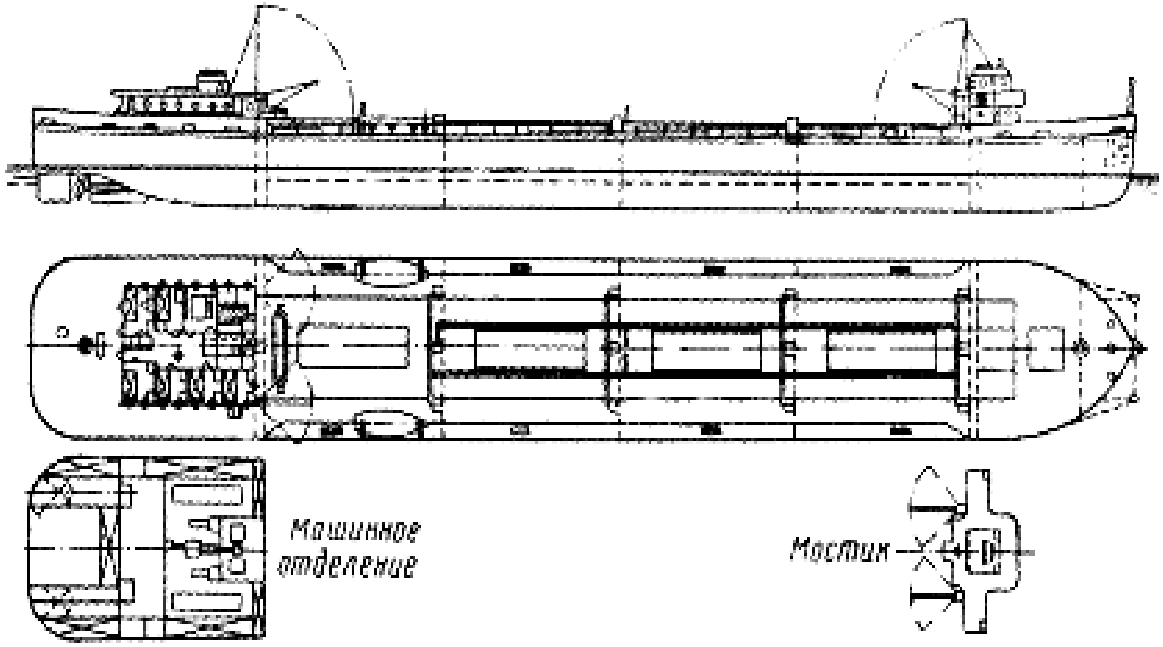


Рис. 57. Самоходная речная баржа

Наличие на малых реках перекатов и незначительных глубин, особенно в летний период навигации, требует применения танкеров с минимальной осадкой. Величина наименьшей осадки, исходя из условий обеспечения нормальной работы двигателей, может быть доведена до 1,25м (в этом случае грузоподъемность составит около 600 тонн). В I960 г. введен в эксплуатацию речной танкер грузоподъемностью 150 тонн осадкой при полном грузе 1.12м. Вместо танков применены четыре вставные цистерны, что позволяет перевозить четыре сорта нефтепродукта. Кроме того, на танкере размещается 10 т масла в таре.

Нефтеналивные баржи (рис.57) получили широкое применение при речных перевозках. Внедрение метода толкания каравана барж вместо буксировки способствовало повышению экономичности речных перевозок.

Таблица 17 Основные данные речных танкеров

Грузоподъемность, тонн	Осадка танкера, м		Габаритные размеры, м		
	с полным грузом	порожнего	длина	ширина	высота
5000	2,04	1,89	132,6	16,75	11,80
3000	3,36	1,73	110,25	13,40	13.00
2800	3,20	2,21	109,31	13,40	12.50
1000	1,98	1,25	86,70	12,99	8,00
600	2,14		66,00	9,54	11,30
600	1,89	1,35	65,60	9,60	8,70
500	1,32	1,08	43,10	7,40	7,35

При этом способе толкаемые баржи счаливаются жестко, что обеспечивает лучшее использование попутного потока и лучшую маневренность. Этот прогрессивный способ проводки несамоходных барж позволил резко увеличить скорость хода каравана и сократить расход топлива.

Основные показатели некоторых эксплуатируемых несамоходных барж приведены в таблице 18.

Таблица 18 Основные данные несамоходных речных барж

Показатели	Типы барж					
	РНБ-1	РНБ-2	РНБ-4	РНБ-6	РНБ-8	РНБ-12
Грузоподъемность, те	1000	2000	4000	6000	8000	12000
Осадка с грузом, м	1,4	1,7	2,5	3,0	3,2	3.6
Габаритные размеры, м:						
длина	70	103	122	133	145	160
ширина	11	13,5	17	19	20	22
высота	1.9	2,15	2,75	3,25	3,45	3,85

Для проведения нефтепродуктогрузовых операций при водных перевозках применяются нефтяные гавани и причальные сооружения.

Нефтяные гавани и причальные сооружения служат для производства нефтегрузовых операций при водных перевозках. К основным требованиям к нефтяным гаваням можно отнести:

1. Минимальная глубина воды h_{min} (в м) в гавани у причалов

$$h_{\min} = H_o + h_в + 0{,}5, \quad (3)$$

где H_o — наибольшая осадка судна (наиболее глубоко сидящего) в м;

$h_в$ — наибольшая высота волны в м.

2. Нефтяная гавань должна иметь достаточную акваторию для размещения необходимого числа причалов и для свободного маневрирования судов.
3. Нефтяная гавань должна быть надежно укрыта от господствующих ветров.
4. Для защиты водоема от загрязнения нефтепродуктами в гавани должны быть предусмотрены специальные меры на случай аварийного разлива.

В морских гаванях нефтяные пирсы размещаются перпендикулярно к берегу. Расстояние между смежными пирсами должно быть более 200 м и не менее длины самого крупного танкера, прибывающего в порт.

В речной гавани нефтяные причалы размещаются параллельно берегу на расстоянии не менее 300 м от сухогрузных причалов. Речные причалы нефтебаз, как правило, размещают ниже по течению от населенных пунктов, крупных рейдов и мест постоянной стоянки флота, на расстоянии не менее 1000 м. При невозможности соблюдения этого условия речные причалы нефтебаз могут быть сооружены и выше по течению, но в этом случае указанное расстояние должно быть не менее 5000 м. Количество причалов на нефтебазах определяется в зависимости от грузооборота нефтепродуктов различных сортов, с учетом грузоподъемности прибывающих судов, частоты

прибытия и времени их обработки. Причалы речных нефтебаз бывают стационарные и временные в виде плавучих понтонов или разборных деревянных эстакад, устанавливаемых на период навигации. Наиболее распространенным типом стационарного причала являются железобетонные «бычковые» причалы с насосной установкой внутри «бычка». На рисунке 58 приведена схема стационарного «бычкового» причала. Причал состоит из следующих основных сооружений: причальные «бычки» для швартовки судов, центральный «бычок» для установки насосов и устройств для шланговки судов, отбойно швартовые палы, предназначенные для швартовки судов, подводящие эстакады для укладки технологических трубопроводов, соединяющие коммуникации нефтебазы с причалом, ледозащитные устройства, предохраняющие эстакаду от возможного разрушения во время ледохода.

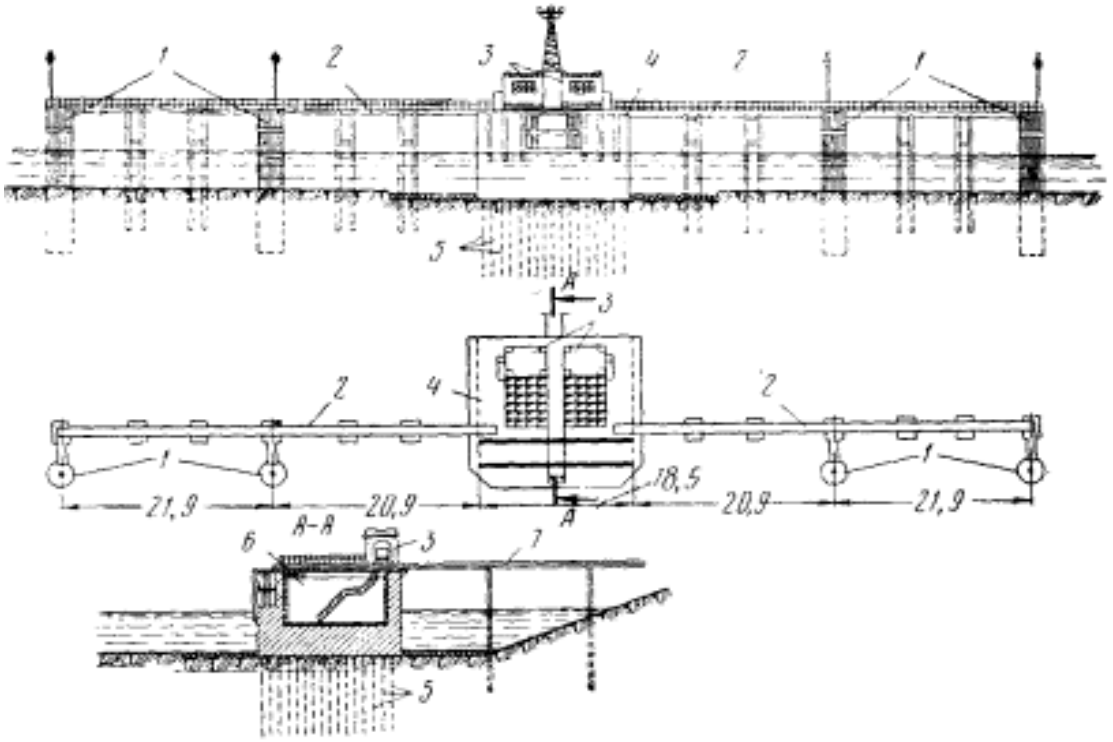


Рис. 58. Речной «бычковый» причал на свайном основании, состоящий из: 1-швартово-отбойные палы из металлического шпунта; 2-переходные мостки; 3-надстройка для размещения аппаратуры дистанционного управления и служебных помещений; 4-железобетонный «бычок» с насосной станцией; 5-железобетонные сваи «бычки»; 6-помещение насосной; 7-подводящая эстакада.

В настоящее время за рубежом широкое распространение получили рейдовые причальные буи для швартовки танкеров и перекачки нефтегруза. Это позволяет обходиться без сооружения дорогостоящих пирсов обычного типа для приема крупнотоннажных танкеров с большой осадкой. Причальные буи представляют собой плавучую конструкцию, установленную в определенной точке рейда при помощи якорей. Посредством гибких шлангов буи соединены с подводными нефтепроводами, проложенными к нефтебазе.

Автомобильные перевозки осуществляются в автоцистернах (рис.54). Автоцистерна это цилиндрическая горизонтальная емкость имеющая внутри продольные и поперечные волнорезы для гашения колебаний жидкости при остановках и начала движения, а так же для гашения колебаний при поворотах автоцистерны направо и налево. Имеются так же волногасители при наличии в цистерне топлива менее 1/3 полной вместимости. Автоцистерна имеет так же: поплавковый указатель уровня жидкости; ограничитель налива жидкости; поплавок для перекрытия заборной (сливной) трубы; сливной патрубок для слива подтоварной воды; дыхательный клапан; люк для налива.

Рис. 59. Автоцистерна для перевозки светлых нефтепродуктов

Отпуск нефтепродуктов в автоцистерны осуществляется с применением специальных герметичных раздаточных устройств (рис.59), включающее в себя узел учета, подготовки и отпуска нефтепродуктов и (рис.60).

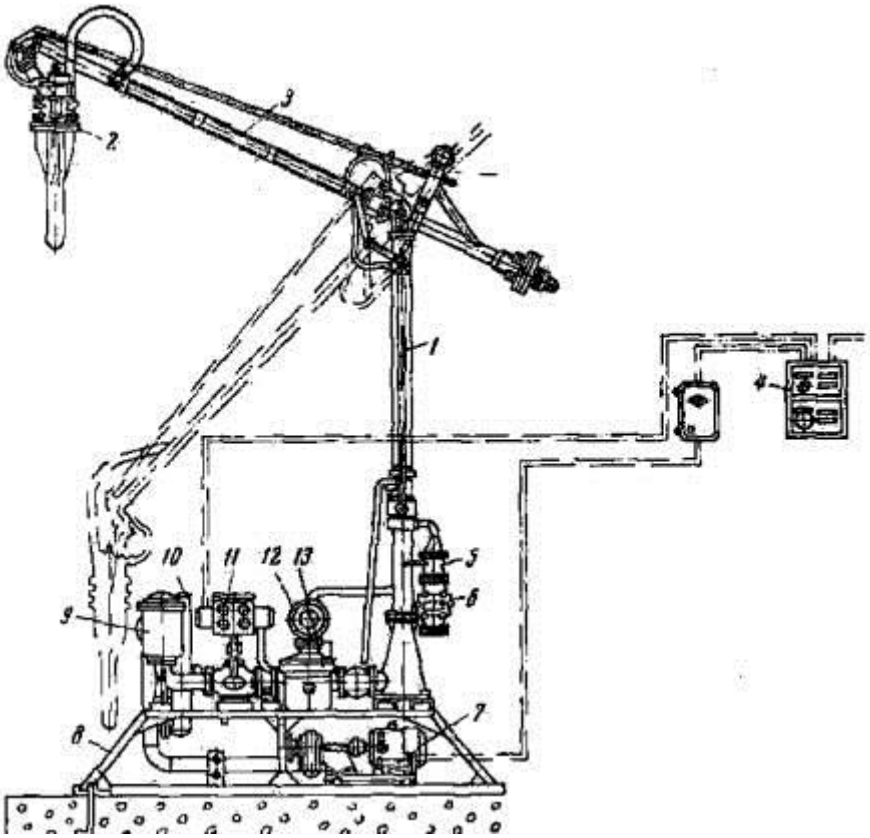


Рис. 60. Установка герметизированного налива автоцистерн АСН-12, состоящая из следующих элементов: 1-наливной стояк; 2-датчик налива с герметизирующей крышкой; 3-газоотводящая линия; 4-пульт управления наливом; 5-обратный клапан; 6-огневой предохранитель; 7-насосный агрегат; 8-арка; 9-фильтр-воздухоотделитель; 10-гидроамортизатор; 11-полуавтоматический дозирующий клапан; 12-термокорректор; 13-счетчик жидкости.

Рис. 61. Узел учета и отпуска нефтепродуктов

Трубопроводный транспорт нефтепродуктов осуществляется методом последовательной перекачки. Для каждого вида нефтепродуктов применяется отдельный трубопровод: для светлых нефтепродуктов; для масел; отдельно для перекачки различных сортов авиационных керосинов; мазутопровод. В основном метод последовательной перекачки применяется для транспортировки светлых нефтепродуктов. Сущность последовательной перекачки заключается в том, что по одной трубе перекачиваются разносортные нефтепродукты, объединенные в партии. Эти нефтепродукты последовательно один за другим закачиваются в один трубопровод. Получается, что трубопровод по всей своей длине заполнен разносортными нефтепродуктами. При этом каждая последующая партия нефтепродуктов вытесняет предыдущую. Последовательная перекачка нефтепродуктов осуществляется циклами. Каждый цикл состоит из нескольких партий, расположенных в определенной последовательности. Порядок следования такой, что каждая партия нефтепродуктов контактирует с двумя другими, близкими к нему по своим эксплуатационным и физико-химическим свойствам. Например при перекачки бензинов и дизельных топлив будет осуществляться следующая последовательность закачки в трубу:

автобензин АИ-92
автобензин АИ-95
автобензин АИ-92
автобензин А-80
автобензин А-76
дизельное топливо Л-1.0-40
дизельное топливо Л-0.5-62
дизельное топливо Л-0.5-40
дизельное топливо Л-0.2-40
дизельное топливо Л-0.5-62
дизельное топливо Л-1.0-62
автобензин А-76

Основной недостаток такого способа перекачки-образование смесей нефтепродуктов в зоне контакта различных марок. Поэтому существует специальная технология последовательной перекачки.

5. Насосные установки

5.1 Насосы

Применяемые насосы для перекачки нефтепродуктов должны быть: 1) надежными; экономичными в эксплуатации; 3) удобными для монтажа и демонтажа; иметь минимальный вес и габариты и обладать максимальной высотой всасывания.

Выбор того или иного типа насосов определяется:

1. параметрами и физико-химическими свойствами перекачиваемой жидкости (вязкость, плотность, упругость паров, температурой кипения и т.д.);
2. количеством перекачиваемой жидкости в единицу времени;
3. потребным напором;
4. требуемой высотой всасывания и самовсасывающей способностью насосов;
5. режимом перекачки (постоянный или переменный);
6. обеспеченностью нефтебазы паром и электроэнергией.

Для откачки из резервуаров и перекачки нефтепродуктов на нефтебазах применяются центробежные, поршневые, роторные, струйные, вихревые и погружные насосы.

Центробежные насосы. Выпускаются насосы: холодные-для перекачки нефтепродуктов с температурой до 200^0С; горячие-для перекачки нефтепродуктов с температурой от 200 до 400^0С; для перекачки сжиженных нефтяных газов; кислотные; щелочные; водяные. Характеристикой, определяющей тип насоса и влияющей на выбор числа ступеней является коэффициент быстроходности. Коэффициентом быстроходности называется число оборотов насоса, которое должна иметь геометрически подобранная модель насоса, развивающая при оптимальном к.п.д. напор в 1 м при подаче 0.075 $м^3$/сек. В зависимости от числа оборотов насосы подразделяются : на тихоходные 40-80; нормальные 80-150; быстроходные 150-300.

Рис. 62. Центробежный насос

При перекачке нефтепродуктов с помощью центробежных насосов возможны отрицательные явления типа кавитации. Под кавитацией понимают образование на внутренних поверхностях насоса полостей с пониженным давлением. В результате снижения давления до величины, соответствующей процессу парообразования при температуре перекачки, жидкость начинает вскипать, и в ней образуются полости, заполненные паром; при малейшем увеличении давления происходит конденсация паров, и в полости заполняются жидкостью с большей скоростью, вызывая удары о поверхности деталей насоса, повторяющиеся десятками тысяч раз в секунду. В результате такого явления появляется вибрация насоса, шум, сопровождаемые разрушением стенок насоса, колеса и всасывающего привода, уменьшением расхода перекачиваемой жидкости и соответственно снижением к.п.д.. Явления кавитации возникают в следующих случаях: 1) при регулировании расхода посредством задвижки на всасывающем трубопроводе; 2) при понижении уровня нефтепродукта в резервуаре ниже допустимого; 3) при недостаточном сечении или засорении всасывающего трубопровода; 4) при повышении температуры перекачиваемой жидкости; 5) при неправильной установке насоса.

Поршневые насосы. Применяются для перекачки холодной и горячей нефти и нефтепродуктов, а так же для перекачки сжиженных газов. Насосы для перекачки горячих нефтепродуктов отличаются только набивкой сальников и системой их охлаждения. Поршневые насосы могут быть ручными и электрическими. Поршневые насосы более предпочтительны при перекачки вязких нефтепродуктов. Допустимая предельная вязкость перекачиваемых нефтепродуктов зависит от типа насосов и от их подачи.

Роторные насосы. К роторным насосам, применяемым на нефтебазах, относятся: винтовые, шестерные, пластинчатые, червячные, поршеньковые, кулачковые, и др. Они работают по объемному принципу, так как всасывание и нагнетание осуществляются вытеснением поступившей в рабочий цилиндр жидкости посредством вращения ротора. В связи с малыми зазорами между вращающимися частями и корпусом роторные насосы применяются для перекачки нефтепродуктов не имеющих загрязнений. Лучшими для перекачки вязких жидкостей имеющие загрязнения являются винтовые насосы. К.П.Д таких насосов достигает 0.85-0.90.

Струйные насосы. Работают на принципе использования живой силы потока жидкости. Используются в основном при выкачке нефтепродуктов из вагонов-цистерн, при откачке остатков из барж.

Вихревые насосы. Являются насосами лопастного типа, применяются для перекачки нефтепродуктов с вязкостью не выше 8 сСт (бензины, керосины, дизельные топлива).

Погружные насосы для обслуживания заглубленных резервуаров.

Рис. 63. Погружной насос

По причине недостаточной высоты всасывания центробежных насосов наблюдаются затруднения при выкачке нефтепродуктов из заглубленных резервуаров. Заглубление насосной станции в этом случае нецелесообразно. Поэтому применяются центробежные насосы артезианского типа, называемыми погружными. Для откачки нефтепродуктов применяются насосы двух типов: НА (нефтяные артезианские); ПНР (погружные нефтяные резервуарные). НА применяются для вертикальных заглубленных резервуаров. ПНР представляют собой единый агрегат, состоящий из центробежного насоса и электродвигателя на одном валу. Жидкость всасывается через фильтр и поступает в рубашку для охлаждения электродвигателя. Используются для всасывания нефтепродуктов с кинематической вязкостью от 0.015 до 1.1 $см^2/с$ и температурой от минус 30 до плюс 40 ^{0}С.

5.2 Оборудование насосных станций

Насосные станции производят следующие операции с нефтепродуктами: слив (налив) вагонов-цистерн; налив в нефтеналивные суда; перекачку в резервуары; зачистку железнодорожных цистерн, коллекторов и

трубопроводов; откачку подтоварной воды из резервуаров. При насосной станции устанавливают два узла управления по одному с каждой стороны по отношению к обслуживающим объектам.

Оборудование насосных станций состоит из нефтемеханического, энеогетического, грузоподъемного и санитарно-технического.

К нефтемеханическому оборудованию относятся: насосы, подразделяющиеся на главные, зачистные и вспомогательные, служащие для пуска главных насосов (вакуум-насосы) и для обслуживания энергетического оборудования (топливные и маслянные насосы) и для обслуживания энергетического оборудования (топливные и маслянные насосы); конитрольно-измерительная аппаратура (счетчики, манометры, вакуумметры, термометры); арматура (задвижки, вентили, фильтры, клапан-регуляторы); трубопроводы.

Рис. 64. Насосная станция с однорядным расположением агрегатов (центробежных насосов).

В состав энергетического оборудования входят двигатели для привода в действие насосов, пусковая аппаратура двигателей. Генераторы для освещения насосных станций в случаях, где это необходимо, и генераторы или выпрямители, обслуживающие автоматическое управление насосной станцией.

К грузоподъемному оборудованию относятся мостовые подъемные краны, монорельсы с тельферами, подъемные блоки, используемые для обслуживания агрегатов во время ремонта.

Санитарно-техническое обслуживание состоит из отопительных и вентиляционных установок.

Двигатели для насосных станций могут применяться паровые, внутреннего сгорания и электрические. В насосных станциях для перекачки нефтепродуктов с температурой вспышки до 45^0С устанавливаются в отдельном помещении во взрывобезопасном исполнении. Обозначаются следующим образом: В2Б, В1А, где В-взрывозащитном исполнении; 2(1) категория перекачиваемой смеси; Б(А) –группа по воспламенению смеси.

Насосы совместно с трубопроводами образуют технологические схем, которые должны обеспечивать: проведение операций по перекачке нефтепродуктов в заданных направлениях и с заданной производительностью; одновременную работу нужного количества насосов и их взаимозаменяемость; удобство и быстроту управления задвижками; необходимую специализацию трубопроводов и насосов по сортам и группам перекачиваемых нефтепродуктов.

6. Трубопроводы

6.1. Назначение и классификация трубопроводов

В зависимости от территориального расположения и дальности перекачки различают трубопроводы промысловые, нефтебазовые и магистральные.

Нефтебазовые технологические трубопроводы предназначаются для транспортировки нефтепродуктов на территории нефтебазы при примо-сдаточных, внутрискладских и вспомогательных операций.

В зависимости от транспортируемой среды технологические трубопроводы нефтебаз подразделяются на нефтепроводы (для траспортировки нефти); бензопроводы; керосинопроводы, мазутопроводы и маслопроводы. Трубопроводы, используемые для перекачки нефтепродуктов, называют продуктопроводами. Давление в трубопроводах (напор) создается насосами и за счет разницы отметок между конечными и начальными точками (самотек). В связи с этим трубопроводы подразделяются на самотечные и напорные (всасывающие и нагнетательные). В целях сокращения количества трубопроводов используют последовательную перекачку нескольких, близких по свойствам нефтепродуктов по одному трубопроводу. По одному трубопроводу на нефтебазах можно перекачивать нефтепродукты в пределах одной группы следующие нефтепродукты:

1 группа – автобензины неэтилированные;

2 группа – керосины (технические), дизельное топливо. Соляровое масло;

3 группа – топливо для тихоходных дизелей, мазут

4 группа - авиакеросины

Отдельные трубопроводы предусматриваются для этилированных авто и авиабензинов; бензинов технических (растворителей: «Галоша», «Уайт-спирит» и т.д.)

Соответственно для масел по одному трубопроводу можно перекачивать нефтепродукты в пределах одной группы:

1 группа – авиационное,

2 группа – компрессорное

3 – группа - моторное

4 группа – трансформаторное, турбинное;

5 группа – индустриальное;

6 группа – для высокоскоростных механизмов;

7 группа – цилиндровые

8 группа трансмиссионные, осевые.

6.2 Элементы трубопроводных коммуникаций

Трубопроводные сети состоят из следующих основных элементов:

1) труб разного назначения;

2) соединительных частей (фланцев, соединительных муфт; колен, угольников, отводов, крестовин, гребенок и т.д.);

3) арматуры;

4) компенсаторов.

Для выбора размеров элементов трубопроводов используют обозначение по внутреннему диаметру (внутреннему диаметру), выраженному в мм, например D_y 100.

Классификация труб, применяемых на нефтебазах осуществляется по следующим признакам.

По материалу изготовления:

-металлические трубы (стальные, чугунные, из цветных металлов и сплавов);

-неметаллические трубы из нерудных материалов (асбоцементные, бетонные);

Использование труб из полимерных материалов на нефтебазах запрещено в связи с их пожароопасностью.

По однородности материала в поперечном сечении:

-однослойные трубы;

-многослойные трубы (металлопластиковые трубы);

-по форме поперечного сечения: обычные трубы (кольцевое сечение);

-профильные трубы (квадратные, прямоугольные, овальные, плоскоовальные трубы);

По способу производства:

-чугунные литые трубы. Используются трубы чугунные напорные с раструбным соединением по ГОСТ 9583-75. Трубы чугунные напорные с раструбным соединением по ГОСТ 9583-75 предназначены для водонапорных систем. В зависимости от толщины стенки трубы подразделяются на три класса: ЛА, А и Б.

-стальные бесшовные горячекатанные из углеродистой стали марок 10, 15, 20 и легированной стали марок М06-М56А по ГОСТ 8732-78;

-стальные бесшовные холоднотянутые и холоднокатанные из углеродистой стали и лигированных сталей по ГОСТ 9940-81 и стали ГОСТ 9941-81;

-стальные сварные: спирально сварные и рулонные (плоскосворачиваемые) по ГОСТ 10705-80. В зависимости от показателей качества трубы изготовляют следующих групп: А-с нормированием механических свойств из спокойной, полуспокойной и кипящей стали марок Ст.1-Ст.4 по ГОСТ 380-94; Б-с нормированием химического состава из стали марок Ст.1-Ст.4 по ГОСТ 380-94 и ГОСТ 4637-89, стали марок 08, 10, 15 и 20 по ГОСТ 1050-88, из стали марки 08Ю по ГОСТ 9045-93, из низколегированной марки стали 22ГЮ; В-с нормированием механических свойств и химического состава из стали марок Ст.1-Ст4 по ГОСТ 380-94, Ст.8, Ст.10, Ст.15 и Ст.20 по ГОСТ 1050-88, Ст.8Ю по ГОСТ 9045-93, Ст.22ГЮ; Д-с нормированием испытательного гидравлического давления;

-стальные сварные водогазопроводные по ГОСТ 3262-75. К данной группе относятся неоцинкованные и оцинкованные стальные сварные трубы, применяемые для водопроводов и газопроводов, а также для систем отопления и деталей конструкций нефтебаз. Трубы стальные электросварные коррозионно-стойкие по ГОСТ 11068-81. Трубы стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 10704-91. Трубы стальные квадратные ГОСТ 8639-82. Трубы стальные квадратные электросварные (мебельные) ТУ 14-105-566-93. Трубы стальные овальные по ГОСТ 8642-68. Трубы стальные прямоугольные сварные по ГОСТ 25577-83, ТУ 14-105-568-93. Трубы стальные плоскоовальные по ГОСТ 8644-68. Стальные электросварные прямошовные трубы из углеродистой стали применяются для трубопроводов, в том числе и газопроводов с рабочим давлением не более 16 МПа и металлоконструкций.

По назначению:

-трубы общего назначения. Применяются для монтажа неответственных (т.е. к которым не предъявляются специальные требования) трубопроводов для транспортировки неагрессивных газов и жидкостей, суспензий, сыпучих материалов; в качестве элементов различных конструкций - строительных лесов, ограждений, опор и для прокладки кабелей.

-трубы специального назначения. Применяются для перекачки коррозирующих нефтепродуктов. Изготавливаются из легированных сталей.

Кроме металлических труб, на нефтебазах при сливе и наливе применяют рукава, которые подразделяются на: резинотканевые (из чередующихся слоев прорезиненной ткани и резины), резиновые, металло-резиновые и металлические гибкие, сильфонные и полиуретановые. Резинотканевые и резиновые применяются для перекачки нефтепродуктов в пределах температур минус 30 - плюс 60^0С. При более высоких температурах и для транспортирования сжиженных и компримированных газов применяются гибкие металлические рукава. Во избежание сплющивания от атмосферного давления при работе под вакуумом внутри рукава помещена спираль из оцинкованной стальной проволки или ленты. Напорные рукава,

работающие под большим внутренним давлением расширения снабжаются наружной проволочной спиралью или специальной оплеткой. Всасывающие (под вакуумом)-напорные (распирающее давление) изготавливаются с наружными и внутренними спиралями. Сильфонные гибкие металлорукава изготавливаются из нержавеющей стали (с оплеткой и без оплетки) и применяются для подводки газа, подачи воздуха, пара, воды, масла и транспортировки высокотемпературных жидкостей. Гибкость такой конструкции обеспечивается за счет упругости гофры. Под действием изгибающих напряжений наружная часть гофры растягивается, а внутренняя сжимается.

Соединение труб. Наиболее распространенными являются сварные и фланцевые болтовые соединения. Фланцевые имеют перед сварными ряд недостатков: ослабление болтов, увеличение габаритов соединения, дополнительно требуют прокладки. В основном фланцы приваривают. В качестве прокладок к фланцам применяю:

1) промасленный картон для давления до 10 атм и температуры до 40^0С;

2) паронит вулканизированный, давление 10-16 атм и температура до 300^0С;

3) мягкая сталь и алюминивые 16-64 атм;

из железа марки «армико» или отожженной стали марки Ст.1, при давлении более 64 атм и температуре 200-400^0С.

Арматура трубопроводов. Арматура трубопроводов, применяемая на нефтебазах классифицируется по следующим признакам:

-под дистанционное управление. Она не имеет непосредственного органа управления, а соединяется с ним при помощи колонок, штанг и других переходных устройств;

-по способу герметизации (уплотнения) относительно внешней среды. В основном применяется арматура сальниковая. Герметизация штока или шпинделя относительно внешней среды обеспечивается эластичным элементом, находящимся в контакте с подвижным штоком (шпинделем) под нагрузкой, исключающей протечки рабочей среды;

-по температурному режиму. Подразделяется на криогенную (рабочие температуры ниже -153°С), для холодильной техники (рабочие температуры от -153 до -70°С), для пониженных температур (рабочие температуры от -70 до -30°С), для средних температур (рабочие температуры до +455°С), для высоких температур (рабочие температуры до +600°С), жаропрочная (рабочие температуры свыше +600 °С).

-по способу присоединения к трубопроводу. Подразделяется на арматуру муфтовую (присоединяется к трубопроводу или емкости с помощью муфт с внутренней резьбой), арматуру цапковую (присоединяется к трубопроводу или емкости на наружной резьбе с буртиком под уплотнение);

-в зависимости от условного давления рабочей среды подразделяется на вакуумную (давление среды ниже 1 кгс/см^2); низкого давления (от 0 до 16 кгс/см^2), среднего давления (от 16 до 100 кгс/см^2), высокого давления (от 100 до 800 кгс/см^2), сверхвысокого давления (от 800 кгс/см^2).

-по функциональному назначению. подразделяется на: запорную, регулирующую и предохранительную.

Регулирующая арматура предназначена для регулирования расхода путем изменения количества протекающей по трубопроводу рабочей среды. Регулирующая арматура управляется от постороннего источника энергии. К регулирующей арматуре относятся: регуляторы давления, расхода, уровня, температуры. К предохранительной – относятся перепускные клапана, фильтры и предохранительная арматура. Арматура подразделяется на приводную и самодействующую. Приводной относятся задвижки, вентили, краны. К самодействующей предохранительные и обратные клапана, конденсаторные горшки. Регуляторы расхода и давления применяются для поддержания давления и расхода в трубопроводе на заданном уровне. Подразделяются на регуляторы прямого действия и приводные.

К запорной арматуре относятся задвижки, краны, затворы, конденсатоотводчики. Задвижки относятся к запорной арматуре. Применяются на трубопроводах с внутренним диаметром 50 мм и выше. По конструкции подразделяются на параллельные и клиновые (клинкетные). Задвижки снабжаются червячным, гидравлическим, пневматическим или электрическим приводом.

а) б) в) г)

Рис. 65. Задвижки чугунные а) и б), в) из нержавейки, г) из цветных сплавов

Вентили применяют на трубопроводах малого диаметра. Основной недостаток вентили обладают большим гидравлическим сопротивлением.

В кранах изменение величины прохода достигается за счет вращения запорной конической пробки.

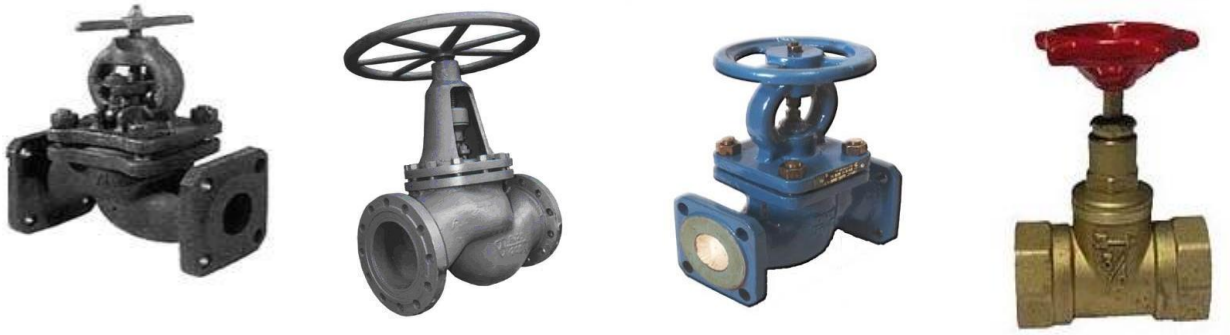
а б) в) г)

Рис. 66. Краны а) из цветных сплавов, б) стальные, в) чугунные, г) нержавеющие

а) б)

Рис. 67. Затворы дисковые поворотные а) чугунные б) стальные

Обратные клапана предназначаются для отключения трубопроводов при изменении направления движения потока. Клапана открываются под действием напора движущейся жидкости. А закрываются при прекращении движения жидкости, под действием собственного веса. По принципу перемещения клапана подразделяются на подъемные и поворотные (захлопки).



а) б) в) г)

Рис. 68. Клапаны а) чугунные, б) стальные; в) из нержавейки; из цветных сплавов

Предохранительная арматура является видом арматуры, используемой для автоматического выпуска избытка жидкой, паро- или газообразной среды из системы высокого давления при чрезмерном повышении давления в ней в систему низкого давления или в атмосферу и обеспечивающей безопасную эксплуатацию установок и предотвращение аварий. Предохранительная арматура выполняется в виде предохранительных клапанов (арматура многократного использования) или разрывных устройств. Предохранительные клапана обеспечивают сохранность трубопроводов при повышении давления выше максимального. По способу уравновешивания давления подразделяются на рычажные и пружинные предохранительные клапана.

6.3 Эксплуатация трубопроводов

В процессе эксплуатации в связи с разницей в температурах окружающей среды и перекачиваемых жидкостей происходит изменение длины трубопровода. Так как трубопровода жестко закреплены, то в них возникают термические напряжения растяжения или сжатия, которые

вызывают в точках закрепления усилия, направленные вдоль оси трубопроводов. Величина силы может быть очень большой. Изменения длины подземных трубопроводов зависят не только от колебаний температур, но и от сил трения трубы о грунт, которая препятствует изменению длины. Разгрузка трубопроводов от термических напряжений осуществляется установкой компенсаторов и компенсационных устройств. Они подразделяются на линзовые, сильфонные, сальниковые, гнутые, трубчатые и резинотканевые.

Линзовые компенсаторы. Изготавливаются из конических тарелок, которые свариваются между собой, образуя волну высотой 70-200 мм. Количество вол в компенсаторе не более 12, воизбежании продольного изгиба. Применяются при давлении 0.2-6 атм и диаметре трубопровода 150-200 мм. Выпускаются одно, двух, трех и четырехлинзовые компенсаторы.

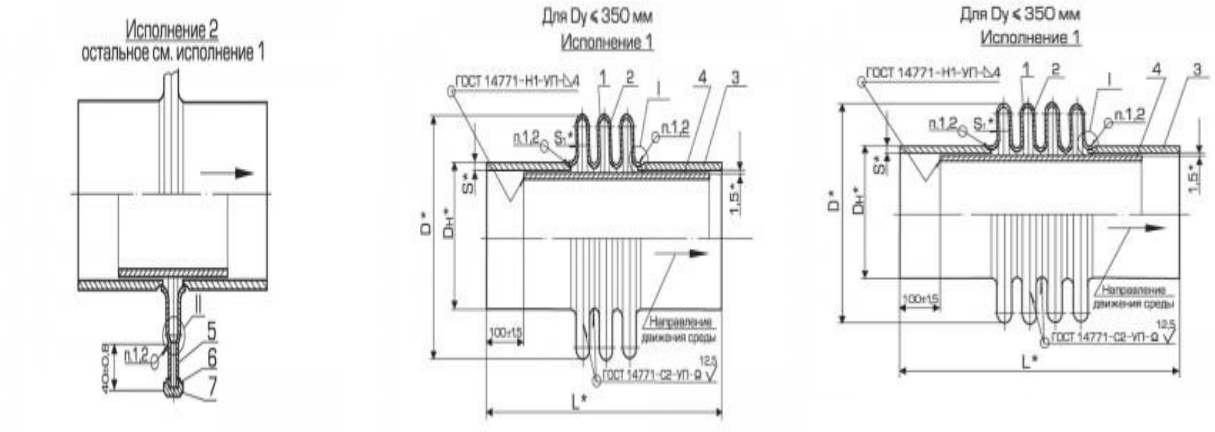
Подразделяются на:

-осевые линзовые компенсаторы (рис.69-70), которые изготавливаются из полулинз и линз, сваренных в вершинах и впадинах волны.

-компенсаторы линзовые прямоугольные, предназначенные для компенсации температурных удлинений в прямоугольных газовоздухопроводов теплообменного и газотурбинного оборудования.

-угловые круглые линзовые (рис.71) компенсаторы применяются для компенсации температурных удлинений (расширений) в угловой плоскости.

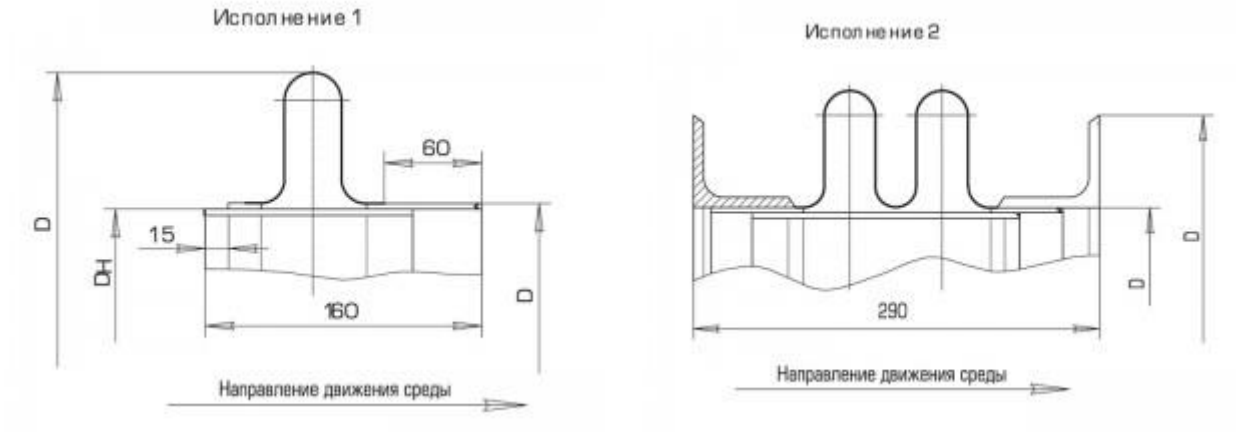
-осевые линзовые компенсаторы, предназначенные для компенсации температурных и механических перемещений трубопроводов и аппаратов, работающих со средами разной агрессивности, с различной температурой и давлением. Используются в системах транспортировки газа.



а) б) в)

Рис.69 Осевые а) одно, б) трех, в) четырехлинзовые компенсаторы

Рис. 70. Внешний вид осевых четырех и двух линзовых компенсаторов



а) б)

Рис. 71. Угловые круглые а) одно, б) двухлинзовые компенсаторы

Сальниковые компенсаторы. Являются осевыми компенсаторами. Применяются при давлении до 16 атм, диаметре трубопровода 150-500 мм и температуре до 200^0С. Состоят из чугунного или стального корпуса и входящего в него стакана. Уплотнение между стаканом и корпусом создается сальником. Устанавливаются на трубопроводах с точной укладкой, так как перекосы могут привести к заеданию стакана и разрушению компенсатора. Подразделяются на односторонние (рис.72) и двухсторонние.

Рис. 72. Компенсатор сальниковый односторонний

Сильфонные компенсаторы. Используются для компенсации осевых температурных удлинений трубопроводов внутренних систем отопления и теплоснабжения жилых жилых помещений. Подразделяются на сильфонные осевые, угловые (рис.73), сдвиговые, поворотные.

а)

б)

Рис. 73. Сильфонные а) осевой; б) угловой компенсаторы

Тканевые и резинотканевые компенсаторы. Тканевый компенсатор-это гибкое соединение, разработанное для компенсации напряжения в трубопроводах путем поглощения вибраций, гидравлических ударов, компенсации продольных, поперечных смещений и тепловых удлинений трубопроводов. Упругий элемент компенсатора изготавливается из жаро и бензостойкой синтетической резины, превосходящей по своим качествам натуральную или хлоропреновую резину, что создаёт повышенную стойкость к воздействию химически агрессивных веществ и постоянную устойчивость к давлению в течение длительного периода времени. Рабочая среда: воздух, вода, нефтепродукты и неагрессивные жидкости Температура рабочей среды от -10^0С до $+150^0$С. Подразделяются на: ламинированные компенсаторы; резиновые компенсаторы (вибровставки) (рис.74).

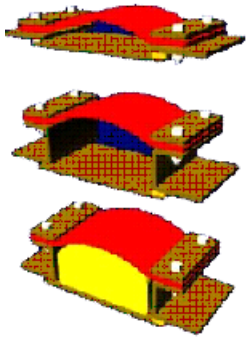


Рис. 74. Резинотканевый компенсатор

Рис. 75. Гнутый компенсатор

Трубчатые компенсаторы. Применяются на трубопроводах больших диаметров и давлений.

Гнутые компенсаторы. Имеют П образную или лирообразную форму (рис.75). Эти компенсаторы пригодны для любых давлений. Основным недостатком является большие габариты (вылет компенсатора) и малая компенсирующая способность.

Опоры трубопроводов подразделяют на свободные и неподвижные. Свободные опоры не ограничивают перемещение трубопроводов в осевом

направлении. Неподвижные устанавливаются в местах присоединения к оборудованию и т.д.

6.4 Защита трубопроводов от коррозии

Трубопроводы подвергаются атмосферной, почвенной и внутренней коррозии. Защита от атмосферной коррозии достигается окрашиванием масляной и алюминивой красками, белилами и т.д.

Почвенная коррозия вызывает наибольшие разрушения трубопроводов, до сквозных разъеданий стенок. Выбор вида защиты от почвенной коррозии зависит от коррозионной активности грунта. Защита от почвенной коррозии подразделяется на активную и пассивную. Под пассивной понимается изоляция поверхности трубопроводов от почвы различными материалами (битумами и поверх обмотки из крафт-бумаги, полихлорвиниловые, полиэтиленовые, эмали и т.д.).

Активная защита устраняет причину, вызывающую коррозию, для этого переносят процесс коррозии с трубопровода на заземляющие устройства. Коррозионная агрессивность почвы определяется ее электрическим (омическим) сопротивлением. Чем оно выше, тем меньше происходит в почве электролитических процессов и тем меньше ее коррозионное воздействие на трубопровод. При малом электрическом сопротивлении почвы сила тока достигает большой величины, и разъедание металла ускоряется. В грунтах с удельным электросопротивлением менее 100 ом устанавливается катодная защита. Она состоит из источника постоянного тока, анодного заземлителя, контрольно-измерительной и регулировочной аппаратуры, проводника. Электрические блуждающие токи образуются не только на сооружениях нефтебаз, но и заносятся с рельсовых путей, вследствие недостаточной изоляции последних и транзитных трубопроводов.

7. Подогрев нефтепродуктов

Подогрев нефтепродуктов необходимо производить в следующих случаях:

1. для ускорения слива и налива вагонов-цистерн и нефтеналивных судов вязких и темных нефтепродуктов;
2. для уменьшения гидравлических сопротивлений при перекачках по трубопроводам;
3. при обезвоживании и отстое нефтепродуктов от механических примесей;
3. для ускорения смешения нефтепродуктов;
4. при регенерации отработанных масел.

Для подогрева применяются различные теплоносители: водяной пар, горячая вода; горячие нефтепродукты, горячие газы, высокотемпературные органические теплоносители и электро и нифракрасный подогрев.

Водяной пар является наиболее удобным, распространенным и доступным теплоносителем. Он обладает большим теплосодержанием, коэффициентом теплоотдачи, легко транспортируется и не является пожаровзрывоопасным. Используется сухой пар 3-8 атм.

Горячая вода как теплоноситель имеет меньшее теплосодержание, чем водяной пар (в 5-6 раз). Использование горячей воды целесообразно при водозеркальном подогреве нефтепродуктов.

Подогрев горячими маслами мазутов применяется в том случае, если отсутствует пар и горячая вода, так как возможен процесс коксообразования в маслах, что ухудшает процесс теплообмена.

Для подогрева тугоплавких нефтепродуктов (битумов, пеков) используются высокотемпературные органические теплоносители, у которых температура кипения выше 258^0С. К ним относятся: даутерн, арохлор (тетрахлордифенил), глицерин, тетракпезилоксисилан, представляющий собой кремнийорганичечскую жидкость. Основные физико-химичексие свойства высокотемпературных органических теплоносителей приведены в таблице 19.

Таблица 19 Физико-химичексие свойства высокотемпературных органических теплоносителей

Теплоноситель	ρ, кг/м^3	Температура, ^{0}С		Теплоемкость, кКал/кг·^{0}С	Вязкость динамич, при 100^0С
		Кипения	застывания		
Даутерм	1060	258	12	0.45	100
Арахлор	1440	340	-7	0.53	400
Глицерин	1260	290	-19	0.67	1430
Тетракрезилсиликат	1120	440	-36	0.43	4060

Горячие газы имеют ограниченное применение из-за малой теплоемкости. Применяются в трубчатых печах, в автоцистернах, обогреваемых газами моторов.

Электрообогреватели весьма эффективны, однако их применение ограниченно пожарной опасностью. Применяется в основном для подогрева нефтепродуктов с высокой температурой коксования и вспышки (масел перед их сливом-наливом из вагонов-цистерн).

К числу наиболее распространенных способов относятся: подогрев открытым (голым) паром; подогрев электрообогревателями; посредством переносных и стационарных закрытых подогревателей.

Открытым паром разогревают в основном топочные мазута перед их сливом-наливом из вагонов-цистерн и танков нефтеналивных судов. Однако такой способ подогрева приводит к обводнению нефтепродуктов.

Подогрев нефтепродуктов посредством подогревателей заключается в передаче тепла от теплоносителя к нагреваемой жидкости через стенки подогревателя. Что исключает непосредственный контакт теплоносителя с нефтепродуктами. Применяются стационарные и переносные подогреватели.

Переносные обогреватели подразделяются на погружные (опускаемые в нагреваемый нефтепродукт) и плавучие (плавающие на поверхности жидкости). Основным недостатком этих подогревателей является их малая поверхность нагрева, ограниченная габаритами люков вагонов-цистерн и танков нефтеналивных судов. Для вязких нефтепродуктов такие устройства снабжаются механическими устройствами для перемешивания. В качестве теплоносителя используется водяной пар, горячая вода, высокотемпературные органические растворители. Подогрев водой используется для маловязких нефтепродуктов (дизтопливо, бензина. бензола).

Для подогрева мазутов и битумов в хранилищах устанавливаются подогреватели двух типов:

-общие, когда подогреватели устанавливают под днищем;

-местные подогреватели, размещаемые в центральной части хранилища.

Переносные погружные подогреватели делятся на спиралеобразные, петлеобразные и радиаторные (цилиндрические и плоские).

При сливе темных нефтепродуктов из вагонов цистерн или при сливе дизельных топлив и минеральных масел в осенне-зимний период применяется циркуляционный подогрев «горячим размывом». Продукт греется вне цистерны в теплообменном аппарате до высокой температуры и затем насосом под высоким давлением в вагон-цистерну. Горячая струя подаваемого насосом нефтепродукта размывает застывший нефтепродукт в вагоне-цистерне, перемешивается с ним и нагревает его. Подогретый нефтепродукт из вагона-цистерны откачивается насосом. Часть его сливается в хранилище, а другая направляется в теплообменник для подогрева следующего размыва. Эта операция производится до полного опорожнения вагонов-цистерн.

Самым совершенным способом подогрева нефтепродуктов в вагонах-цистернах является инфракрасный подогрев (рис.76). Способ подогрева состоит в том, что поток инфракрасных лучей от излучателя подогревает металлическую поверхность. Применение этого способа самый экономный, так как нет потерь в окружающую среду от излучения, вследствие того, что наружная сторона подогревателей не является теплопередающей.

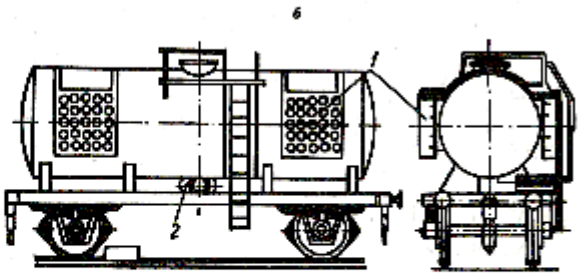


Рис. 76. Ламповый нагреватель инфракрасного излучения, где 1,2 излучатели светло и темнокрасного накала

8 Классификация и характеристика потерь нефтепродуктов

При хранении в закрытых емкостях возникают потери вследствие дыханий емкостей, утечки через их неплотности, потери паров при обслуживании емкостей (замеры, отбор проб и пр.); при сливе-из-за «больших дыханий» приемного резервуара, наличия остатка паров нефтепродуктов в освобождаемой таре (танке нефтеналивного судна, вагоне-цистерне, автоцистерне), остатка не слитого нефтепродукта при сливе железнодорожных цистерн, теряемого при зачистке, и различных утечек и разлива нефтепродуктов при сливе; при наливе (отпуске)-в результате потери паров, вытесняемых в атмосферу при наливе в тару (танкер, цистерну и пр.), утечки и разливе при перекачках и наливе, потери от «больших дыханий» мерников (если налив происходит через них). При транспортировке водным транспортом происходят потери от «малых дыханий» за счет остатков паров в танкерах, баржах и от «больших дыханий» при наполнении, перевалке на рейде или частичных перевалках (паузах) на речных путях; при транспортировке по железной дороге и на автомобилях-вследствие испарения нефтепродуктов, от утечек и расплескивания в пути. Кроме перечисленных потерь нефтепродуктов наблюдается смешение различных сортов нефтепродуктов (пересортица). Таким образом, по физическому состоянию потери подразделяются на газообразные (парообразные) и жидкие потери.

Потери нефтепродуктов могут быть:

- количественными -от утечек и разливов;
- качественно-количественными (количественные потери с одновременным ухудшением качества остающегося нефтепродукта)-от испарения;

• качественными (ухудшение качества нефтепродукта при неизменном количестве его)-при недопустимом смешении.

Существует так же деление потерь нефтепродуктов при хранении на эксплуатационные и аварийные.

К эксплуатационным относятся потери, происходящие в результате: утечек жидких нефтепродуктов; испарения; смешения разных сортов нефтепродуктов; очистки нефтепродуктов от воды и грязи; очистки хранилищ, оборудования и трубопроводов.

К аварийным относятся потери, возникающие: от нарушения правил технической эксплуатации сооружений и устройств; от повреждения вагонов-цистерн, нефтеналивных судов, сооружений и устройств; в результате стихийных бедствий.

Потери от утечек происходят в следующих случаях: в результате неплотностей в резервуарах, трубопроводах, насосах; при спуске отстоявшейся воды; из-за неисправностей наливных устройств, сливных клапанов; при наличии свищей на трубопроводах.

Помимо прямых потерь при транспортировке и хранении нефтепродуктов большое количество жидкого топлива и смазочных материалов теряется за счет неправильного, нерационального расходования их потребителями.

Потери нефтепродуктов на нефтебазах, а также при их транспортировке и потреблении наносят большой ущерб народному хозяйству, поэтому борьба с ними — важнейшая задача. Для успешного осуществления мероприятий по предотвращению потерь нефтепродуктов необходимо точно знать причины их возникновения.

8.1 Источники и причины потерь нефтепродуктов

Приведенная выше классификация потерь нефтепродуктов дает примерное представление об источниках и причинах их образования.

Количественные потери нефтепродуктов происходят от неудовлетворительного технического состояния сооружений и оборудования нефтебаз, а также в результате небрежности и халатности отдельных работников.

Основные причины потерь нефтепродуктов от утечек и разлива на нефтебазах:

-неисправное состояние днищ и корпусов стальных резервуаров, вызывающих течь и потение швов, а также резервуарного оборудования (хлопушек, подъемных труб, сифонных кранов, задвижек, водоспускных кранов и др.);

-неумелое удаление подтоварной воды из резервуаров (переливы резервуаров, железнодорожных цистерн, автоцистерн, мелкой тары и т. п.);

-неправильная зачистка остатков из резервуаров; неисправность технологических грубо проводов и трубопроводной арматуры, насосных установок (течи во фланцах сальниках, швах);

-неправильный подогрев нефтепродуктов в железнодорожных цистернах и других емкостях, сопровождающийся выбросом части нефтепродукта, аварии с резервуарами, трубопроводами и другими устройствами, нефтебаз, вызывающие разлив нефтепродуктов.

Эти потери могут быть устранены при своевременном проведении профилактических ремонтов и внимательном отношении к порученной работе обслуживающего персонала.

Качественные потери нефтепродуктов происходят:

-от смешения при небрежном или неправильном выполнении операций по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов;

-от обводнения и загрязнения механическими примесями.

Неплановое смешение, приводящее к количественным потерям нефтепродуктов, происходит:

-при недостаточном числе на нефтебазах технологических трубопроводов (перекачка разных сортов нефтепродуктов ведется по одному трубопроводу без соответствующей подготовки его и без учета распределения нефтепродуктов по родственным группам);

-при приеме нефтепродуктов в резервуары, имеющие нестандартные остатки нефтепродуктов или не подготовленные к приему в соответствии с требованиями действующих нормативных документов;

-при негерметичности или неисправности резервуарной и трубопроводной арматуры.

Количественно-качественные потери представляют собой главным образом потери нефтепродуктов от испарения. Величина потерь от «малых и больших дыханий» резервуаров зависит от ряда факторов: климатических условий, температурного режима хранилищ, конструкции и оборудования емкостей, наличия или отсутствия улавливающих газосборных обвязок, соотношения размеров и степени заполнения резервуара, свойств хранимых нефтепродуктов, допустимого давления в газовом пространстве, цвета и качества окраски резервуаров. Наибольшее влияние на величину потерь оказывают климатические условия, размеры, тип и режим работы резервуара, а также свойства нефтепродукта. Основная причина потерь нефтепродуктов от испарения-резкое несоответствие между свойствами нефтепродуктов, конструкцией и оборудованием резервуаров. Максимальные потери от испарения наблюдаются при хранении бензинов. Например, при заполнении резервуара бензином на каждый закачанный 1м^3 бензина через дыхательный клапан резервуара вытесняется в атмосферу в летнее время примерно 0.55 кг, в зимнее 0,35 кг бензина. Таким образом, в средней зоне при заполнении резервуара вместимостью 5000 м^3 бензином теряется в летний период около 2.5 т, а в зимний период 1.7 т бензина.

Суммарные годовые потери от испарения бензина при хранении его в типовых резервуарах приводятся в таблице 20.

Таблица 20 Среднегодовые потери бензина (в тоннах) от испарения при хранении его в типовых резервуарах

Вместимость резервуара, $м^3$	Южная зона			Северная зона		
	Годовая оборачиваемость резервуара					
	12	48	96	12	48	96
400	4.8	12.4	22.6	2.9	9.4	15.9
1000	11.5	29.4	58.4	6.7	19.4	36.4
2000	22.2	55.6	100.3	12.6	35.5	66.0
3000	34.8	88.3	159.7	20.5	57.9	107.0
5000	50.4	126.2	227.2	28.4	80.8	150.6

Современные исследования показывают, что среднегодовые потери дизельного топлива при длительном хранении в наземных резервуарах для всех климатических зон практически одинаковы и составляют в среднем 1.4 кг на $1м^3$ парового пространства, тогда как эти потери при хранении в полуподземных резервуарах составляют в среднем лишь 0.5 кг на $1м^3$ парового пространства. Среднегодовые потери авиационных и автомобильных бензинов значительно больше и за месяц хранения в наземных вертикальных резервуарах по данным тех же исследований составляют 2.19 кг на $1м^3$ парового пространства (см. таблицу 21).

Таблица 21 Среднегодовые потери авиационных и автомобильных бензинов в средней климатической зоне

Марка бензина	Потери от испарения, % масс.	Давление паров при 38 °С, мм рт.ст.	Объем, $м^3$		Степень заполнения резервуара, %	Масса бензина, тонн	Потери	
			резервуара	парового пространства			кг	кг на $1м^3$ парового пространства
Б95/130	0.80	224	370	57,5	85,5	250,3	90,1	1,57
А-80	1.26	281	830	133,4	93,0	579,4	275	2,06
Б-70	1.15	314	186	44,0	81,0	107,3	107	2,44
А-76	1.20	338	182	25,6	94,0	119,6	138	2,55
А-92	1.27	290	1470	143,8	97,7	1043,4	266	1,85
А-95	1.36	379	288	28,2	95,0	206,4	74,3	2,64
А-98	1.33	328	1422	197,7	92,0	965,1	389	1,97
А-93	1.77	442	1400	215,2	84,0	912,9	525	2,44
Среднее значение	1.27	324	-	-	90,0	-		

8.2 Мероприятия по борьбе с потерями нефтепродуктов

Наибольшие потери нефтепродуктов наблюдаются при хранении их в резервуарах различных типов. Потери нефтепродуктов из емкостей от «малых и больших дыханий» могут быть сокращены при:

-использовании тепловой защиты резервуаров;

-специальной конструкции емкостей;

-газовой обвязки и правильной организации технологических операций.

Тепловая защита позволяет уменьшить колебания температуры газового пространства резервуара и поверхностного слоя нефтепродукта.

Тепловая защита резервуаров на нефтебазах осуществляется:

-окраской крыш и боковых стенок резервуаров лучеотражающими красками;

-тепловой изоляцией, непосредственно наложенной на крышу и стенки резервуара;

-созданием теплоизоляционного экрана путем применения водяного орошения заданной температуры;

-применением железобетонных резервуаров.

Для защиты резервуаров от нагревания солнечными лучами они окрашиваются в светлые тона. Это наиболее простой и доступный способ борьбы с потерями от «малых дыханий», не требующий больших капитальных затрат и применимый в любых условиях. Эффективность окраски для борьбы с потерями тем выше, чем больше суточные колебания температуры. С повышением лучеотражающей способности резервуара колебания температуры газового пространства и поверхности нефтепродукта уменьшаются. Например, бензин, находящийся в одинаковых условиях хранения в наземных атмосферных резервуарах, нагревается в летний период в зависимости от цвета окраски на: 11.5^0С при окрашивании в алюминиевый цвет; 14.6^0С-серый; 16.6^0С-суриковый; 25.7^0С-зеленый; 48^0С-черный. Соответственно годовые потери (% масс.) от испарения составляют, если резервуары окрашены в цвета: алюминиевый-0.83; серый-0.99, красный-1.14; черный-1.24. Отражающая способность (%) поверхности резервуаров, окрашенной в разные цвета представлена в таблице 22.

Таблица 22 Отражающая способность окрашивания

Поверхность окрашивания	Отражающая способность, % от.
Зеркальная	100.0
Белая	90.0
Светло-кремовая	88.5
Светло-розовая	86.5
Голубая	85.0
Светло-зеленая	78.5
Алюминиевая (новая)	67.0
Светло-серая	57.0

Испарение нефтепродуктов так же зависит от климатических условий нахождения резервуаров хранения (см. табл. 23).

Таблица 23 Сравнительные данные о годовых потерях от испарения автомобильного бензина из наполовину заполненных резервуаров вместимостью 5 тыс.м^3 в зависимости от окрашивания и местонахождения

Годовые потери (в т) при покрытии:	Ленинград	Москва	Астрахань
Алюминиевой краской АЛ-177	18,1	27,6	51
белой эмалью ПХВ-1	13,3	19,2	37
Снижение потерь, т	4,8	8,4	14

Опытные наблюдения показывают, что наибольшая часть солнечного тепла поступает в резервуар через корпус, так как теплопроводность нефтепродукта, соприкасающегося с корпусом, значительно выше, чем теплопроводность паровоздушной смеси у крыши резервуара. Газовое пространство резервуара создает как бы теплоизоляционный слой. У стенки резервуара нагретый нефтепродукт поднимается вверх и создает конвекцию, способствующую испарению нефтепродукта с поверхности и повышению парциального давления паров.

Для резервуаров с плавающими крышами и понтонами выбор цвета окраски не имеет существенного значения, поскольку суточные колебания температуры практически не влияют на потери. Краску для них подбирают с учетом срока службы, стоимости и надежности защиты металла от коррозии.

Резервуары, работающие при повышенном давлении, и резервуары, включенные в газоуравнительную систему, целесообразно окрашивать в белый или алюминиевый цвет. В первом случае уменьшается необходимое избыточное давление для предотвращения потерь от «малых дыханий», во втором-объем газосборника.

Тепловая изоляция крыш и корпусов резервуаров выполняется из легких материалов, не дающих больших дополнительных нагрузок (больше 22—23 кгс/м^2), например из стеклянной ваты, пенобетона, пеностекла, асбеста и др. Днем за счет плохой теплопроводности изоляции уменьшается нагрев нефтепродукта через стенки и крышу резервуара, ночью теплоизоляция препятствует охлаждению резервуара. В результате повышается средняя температура газового пространства по сравнению со средней температурой окружающего воздуха. Потери от «малых дыханий» в таком резервуаре сокращаются, но возрастают от «больших». Применение тепловой изоляции имеет смысл при неподвижном хранении нефтепродуктов в резервуарах. Тепловая изоляция должна защищаться от действия атмосферных осадков.

Экранирование резервуаров осуществляется путем посадки вблизи них деревьев лиственных пород или путем устройства защитных стационарных

или подвижных экранов, которые располагают на расстоянии 0.1—0.5 м от корпуса и покрытия резервуара. Слой воздуха, находящийся между экраном и поверхностью резервуара, препятствует передаче тепла от экрана резервуару. Наибольший эффект в снижении амплитуды колебаний температуры газового пространства и нагревания нефтепродукта достигается при полной экранизации резервуара.

Отражательно-тепловая изоляция выполняется из сдвоенных асбоцементных щитов-экранов, скрепляемых металлическими планками. На крыше резервуара щиты прикрепляются к тросам, натянутым во взаимно перпендикулярных направлениях, на корпусе - с помощью поясов из полосовой стали. Весь монтаж выполняется без применения сварочных работ. Для улучшения лучеотражательной способности теплоизоляционный экран окрашивают алюминиевой краской. Недостаток экранизации и отражательно-тепловой изоляции - большой срок окупаемости (до 10 лет) и отсутствие контроля над техническим состоянием резервуара. Экранирование может давать наибольший эффект (сокращение потерь от «малых дыханий» в 2—3 раза) в южных климатических зонах.

Орошение крыш резервуаров водой производится через специальные распылители. Вода, выходя из распылителей, создает водяную завесу, которая покрывает всю поверхность крыши и стекает по стенкам корпуса резервуара. Водяной экран устраивается непосредственно на плоской крыше резервуара, для чего боковые стенки корпуса резервуара делают несколько выше отметки крыши. Водяной экран на 20—30% снижает потери от «малых дыханий» и дает большой эффект в южной климатической зоне России в летний период (Краснодарский, Ставропольский край, Астраханская область). В это время существенное сокращение потерь от «малых дыханий» достигается при непрерывном орошении резервуаров, однако это затратное мероприятие.

Хранение в железобетонных резервуарах как способ сокращения потерь нефтепродуктов получило широкое распространение в нашей стране и за рубежом. В наземных железобетонных резервуарах потерн от «малых дыханий» сокращаются в 3—5 раз, в заглубленных — в 8—10 раз по сравнению с атмосферными резервуарами. Срок службы железобетонных резервуаров в 2—3 раза больше, чем наземных металлических резервуаров. Годовая стоимость хранения 1 т бензина в железобетонных резервуарах с учетом сокращения потерь от испарения, стоимости сооружения и эксплуатационных расходов ниже, чем у резервуаров атмосферных и повышенного давления. Она приближается к стоимости хранения бензина в резервуарах с плавающими понтонами.

Таблица 24 Годовые потери бензина и расход материалов для сооружения наземных атмосферных и заглубленных железобетонных резервуаров в средней и южной климатических зонах

Показатели	Группа из двух наземных атмосферных резервуаров вместимостью 5 тыс. $м^3$ каждый	Заглубленный сборно-офактуренный железобетонный резервуар вместимостью 10 тыс. $м^3$
Геометрический объем, $м^3$	9764	10250
Расход металла (в т) всего	180.4	130.4
В том числе на 1 $м^3$ вместимости, тонн	18.48	12.72
Расход бетона (в $м^3$) всего	-	560.0
В том числе на 1 $м^3$ вмести мости, $м^3$	-	0.054
Годовые потери бензина, т/год:		
в Москве (средняя климатическая зона)	55.2	5.5
в Астрахани (южная климатическая зона)	102.0	10.2

Большая экономическая целесообразность достигается хранением нефтепродуктов в заглубленных железобетонных резервуарах (см. табл. 24). Это связанно с тем, что теплопроводность стенок и крыши железобетонных резервуаров в несколько сотен раз меньше, чем металлических. Например, через 1 $м^2$ металлической стенки толщиной 7-6 мм при разности температур ее поверхности в 1^0С в течение 1 часа проходит около 4000 кКал. Через железобетонную стенку толщиной 25 см при тех же условиях переход тепла составляет 8 кКал. Поэтому колебания температуры газового пространства и нагрев нефтепродукта внутри железобетонного резервуара, а следовательно, и потери от испарения значительно меньше, чем в металлических атмосферных резервуарах.

Основными показатели, определяющими выбор типа резервуаров по потерям нефтепродуктов являются упругость паров нефтепродукта, атмосферные условия в районе расположения резервуара и оборачиваемость резервуара. С этих позиций для хранения керосинов, масел и мазутов наиболее пригодны вертикальные цилиндрические резервуары, рассчитанные на избыточное давление до 20 мм вод. ст. Для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов выбор типа емкостей более сложен. Весьма эффективно хранение легкоиспаряющихся нефтепродуктов под давлением в резервуарах с переменным объемом. В целом выбор типов резервуаров в целях предохранения от потерь легкоиспаряющихся нефтепродуктов обосновывается технико-экономическими расчетами, в которых учитываются

количественные и качественные потери. Расчеты показывают, что наибольший технико-экономический эффект достигается при хранении бензинов (см. табл. 14) в резервуарах, рассчитанных на избыточное давление в газовом пространстве 0.2-0.3 кгс/см^2 (каплевидные и шаровые резервуары, сфероидные резервуары со сферическими и радиальными крышами, с подъемной, плавающей крышей).

Таблица 25 Годовые потери (в %) бензина от «малых и больших дыханий» в резервуарах вместимостью 5000 м^3, климатическая зона-Северный Кавказ

Тип резервуара, рассчитанного на избыточное давление 0.2-0.3 кгс/см^2	Оборачиваемость резервуара в год		
	12	12	12
Каплевидный	9.0	27.3	38.7
С «дышащей крышей»	13.9	45.5	65.2
С плавающей крышей	20.6	14.6	10.3

Анализируя данные таблицы 25, можно сделать вывод, что при годовой оборачиваемости резервуаров, превышающей двенадцатикратную, хранить легкоиспаряющиеся нефтепродукты целесообразно в резервуарах с плавающей крышей, поэтому такие резервуары рекомендуется устанавливать на перевалочных нефтебазах.

В средней и северной климатических зонах хранение легкоиспаряющихся нефтепродуктов в резервуарах с плавающей крышей из-за неблагоприятных атмосферных условий осложняется. В этих условиях легкоиспаряющиеся нефтепродукты более целесообразно хранить в каплевидных резервуарах, так как они менее подвержены атмосферным влияниям (обледенение, снег, ветер). Применение этих резервуаров целесообразно также при малой оборачиваемости резервуаров.

Газовая обвязка резервуаров (газоуравнительная система, улавливание и конденсация паров) - это система газопроводов, соединяющих между собой газовые пространства резервуаров, в которых хранятся нефтепродукты одного сорта. Одновременно с использованием газовой обвязки применяют специальные газосборники, подключенные трубопроводом к системе газовой обвязки. Газовая обвязка обеспечивает циркуляцию паровоздушной смеси по замкнутому контуру, что предотвращает потери паров нефтепродуктов в атмосферу, способствует снижению потерь нефтепродуктов при приеме и отпуске (газовая обвязка предназначается для взаимной компенсации вытесняемых и всасываемых объемов газов при перекачках нефтепродуктов из одной емкости в другую). На рис. 69 представлена принципиальная схема газоуравнительной системы резервуарного парка. Выход паровоздушной смеси при «малых дыханиях» из резервуаров с продуктом 1 осуществляется в резервуар с подъемной крышей 2. Система снабжена огневыми предохранителями 3, запорными задвижками 4, задвижкой для спуска конденсата 5, сборником конденсата 6 и насосом 7 для его откачки. На

случай отключения резервуаров при ремонте газоуравнительной системы или заливе другого сорта нефтепродукта резервуары имеют дыхательное оборудование.

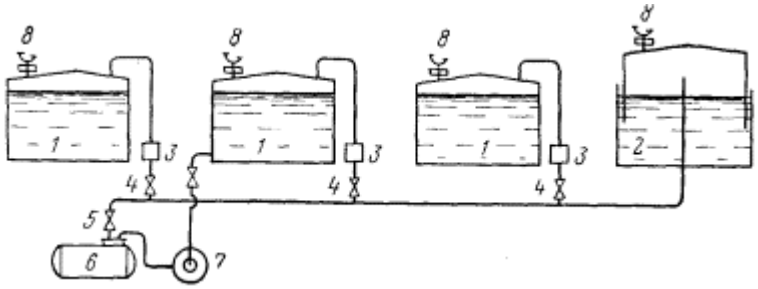


Рис. 77. Схема газовой обвязки резервуаров

В данной схеме дыхательные клапана (с огневыми предохранителями) 8 резервуаров, подключенных к указанной газоуравнительной системе, регулируются на открытие лишь при максимальном или минимальном давлениях газового пространства резервуара с подъемной крышей (газосборника). Огневые предохранители устанавливаются на газоуравнительных трубопроводах у каждого резервуара и обеспечивают нераспространение пожара в случае загорания одного из них. Газовая обвязка резервуаров выполняется из труб, диаметр которых обеспечивает прохождение паровоздушной смеси при максимальной выкачке или закачке нефтепродукта и устранение вакуума при понижении температуры окружающего воздуха. В качестве газосборников (газокомпенсаторов) могут применяться: резервуары с подъемной крышей; с мембранной «дышащей» крышей; с баллонными крышами типа «дышащий баллон»; мягкие «дышащие» резервуары из синтетических материалов. Последний тип газосборника по опыту эксплуатации за рубежом используется для предотвращения потерь из резервуаров малой и средней вместимости, а также для сбора паровоздушной смеси, выходящей из железнодорожных цистерн при наливе. Допустимое внутреннее давление в нем достигает 0.015-0.07 кгс/см^2. Наиболее экономичным по стоимости и эксплуатационным расходам для резервуарного парка с большой годовой оборачиваемостью является газосборник типа «дышащий баллон» (рис. 70). Изменение объема в нем производится за счет подъема или прогиба металлических днищ. Стенка баллона с помощью тросов соединена с противовесами, которые меняют свое положение в зависимости от степени наполнения баллона. Разработаны проекты газосборнnков типа «дышащий баллон» вместимостью 1 и 10 тыс. м^3. Они изготовляются из листовой стали толщиной 4 мм: общая масса металлоконструкций 185 т.

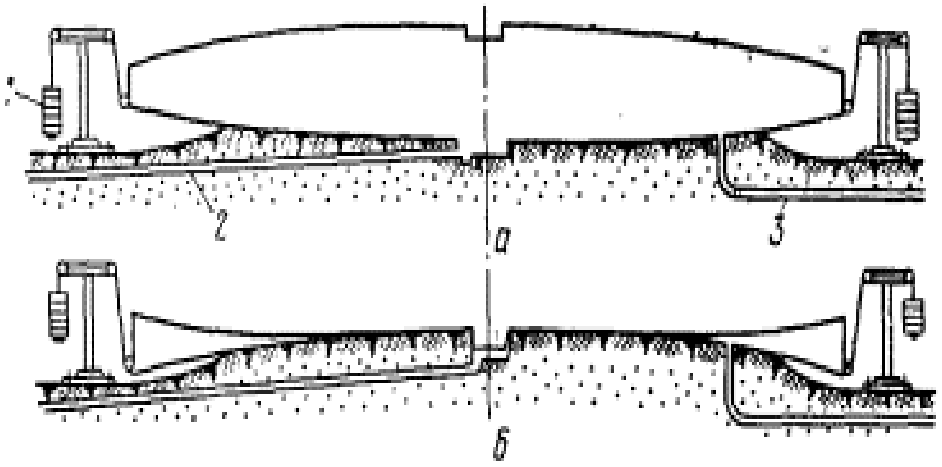


Рис. 78. Газокомпенсатор типа «дышащий баллон», где а-при максимальном наполнении; б-в порожнем состоянии. Оборудование 1-противовес; 2-труба для отвода конденсата; 3-труба к предохранительному клапану

В газоуравнительную систему включают резервуары, залитые нефтепродуктами одинакового химического состава и физико-химических свойств. Невыполнение этого требования может привести к изменению качества одного из нефтепродуктов. Например, соединение газоуравнительной системой резервуаров, в которых находятся нефтепродукты с разной упругостью паров, способствует переходу легких фракций в резервуар с более тяжелым нефтепродуктом и последующей их абсорбцией. Установлено, что совместная обвязка резервуаров с этилированными и неэтилированными бензинами ведет к ухудшению качества неэтилированных бензинов ввиду перехода в него паров ТЭС. Для включения в общую газовую обвязку резервуаров с этилированными и неэтилированными бензинами необходимо применение специальных поглотителей ТЭС, которые экономически невыгодны.

Объем газосборнников в газоуравнительной системе обычно определяется по среднесуточному движению нефтепродукта через данную группу резервуаров с учетом коэффициента несовпадения операций по приему и выдаче и выхода паровоздушной смеси в результате «малых дыханий». Однако выбор объема газосборников производят, руководствуясь технико-экономическими расчетами. Считается, что объем газосборников оптимален лишь тогда, когда достигается минимум затрат на их сооружение и эксплуатацию, а также минимум потерь от испарения.

Помимо только улавливания паров нефтепродуктов имеются способы улавливания их с последующей конденсацией следующими способами:

- абсорбция паров активированным углем или маслом с последующей их десорбцией и конденсацией;
- конденсация паров охлаждением в специальных холодильных установках;
- конденсация компрессией паров с охлаждением водой.

Опыт эксплуатации углеабсорбционных и маслоабсорбционных установок на нефтяных промыслах показал целесообразность их применения для улавливания паров нефтепродуктов, вытесняемых из резервуаров при проведении перекачек.

Сокращение газового пространства резервуаров дает наибольший эффект в борьбе с потерями нефтепродуктов от испарения. Наиболее эффективным средством уменьшения газового пространства резервуара с нефтепродуктами является применение плавающих крыш и понтонов, а также микрополых шариков из пластмасс и защитных эмульсий.

По опыту эксплуатации применение плавающих понтонов (металлических и пластмассовых) в резервуарах со стационарной кровлей дает следующие результаты:

1. Срок окупаемости понтонов зависит от оборачиваемости резервуара. Чем больше число полных наполнений резервуара за год, тем меньше срок окупаемости понтона. Для металлических понтонов при коэффициенте оборачиваемости 30 срок окупаемости составляет приблизительно 2 года, при 100— 8 месяцев; для понтонов из полимерных материалов этот срок несколько меньше — соответственно 1.5 и 0.5 года. При отсутствии движения продукта в резервуаре или при коэффициенте оборачиваемости менее 10—12 срок окупаемости капитальных затрат в зависимости от вместимости резервуара возрастает до 4—8 лет, т. е. применение плавающих понтонов становится нерентабельным.

2. Срок окупаемости плавающего понтона зависит от температуры окружающего воздуха. Чем ниже средняя температура окружающего воздуха, тем больше срок его окупаемости.

3. Эксплуатационные расходы и срок окупаемости резервуаров с плавающими понтонами уменьшается с возрастанием их вместимости. Так, в южном климатическом поясе срок окупаемости понтона для резервуара вместимостью 5000 м3 при коэффициенте оборачиваемости 50 составляет около 1 года, для резервуара вместимостью 400 м3 (при тех же условиях) — 2 года.

Как уже отмечалось, поверхность нефтепродуктов от газового пространства резервуара может изолироваться с помощью микрополых шариков и защитных эмульсий, применение которых возможно в обычных атмосферных резервуарах независимо от их конструкции без капитальных затрат на переоборудование. Это один из самых простых способов уменьшения газового пространства резервуаров (табл. 26). Микрополые шарики изготовляются из фенольных и карбомидных смол размером 5—130 мкм. Внутри они заполнены азотом. Плотность микрошариков 60—140 кг/м^3. В резервуаре шарики всплывают и образуют покрытие на поверхности продукта. Толщина слоя микрошариков должна быть тем больше, чем больше оборачиваемость резервуара. Обычно она достигает 15—50 мм (табл. 27). Использование шариков сократить потери от испарения для бензинов в 2 раза и выделение сероводорода до 90 % масс., благодаря чему улучшаются условия эксплуатации резервуара и значительно уменьшается коррозия

крыши. Наряду с положительными качествами покрытие из полых микрошариков имеет определенные недостатки. По сравнению с плавающими понтонами оно менее надежно, так как целостность покрытия может нарушаться при большой скорости заполнения или выкачки резервуара. Интенсивное перемешивание нефтепродукта в резервуаре ведет к перемешиванию микрошариков с нефтепродуктом, т. е. их рассеиванию, поэтому между заливом и выкачкой нефтепродукта из резервуара необходим некоторый интервал (5—20 ч), за который микрошарики всплывают и располагаются на поверхности нефтепродукта. Для предотвращения попадания микрошариков в трубопроводы применяют специальные предохранительные устройства, а перекачку нефтепродукта ведут с малой скоростью. Качество покрытия из микрошариков значительно ухудшается при температуре ниже 5^0С. Присутствие воды в в составе нефтепродукта может привести к затоплению шариков.

Таблица 26 Эффективность применения микрошариков из фенольных и карбомидных смол

Продукт в резервуаре	Толщина слоя микрошариков, мм	Сокращение потерь (по сравнению с резервуарами без микрошариков), %
Бензин:		
длительность хранения	25 суток	0—30
оборачиваемость	25-30	30—50
Дизельное топливо:		
длительность хранения	13 суток	70—90
оборачиваемость	25	50—70

Таблица 27 Количество микрошариков, необходимое для создания в резервуарах слоя толщиной 25 мм

Вместимость резервуара, $м^3$	Диаметр резервуара, м	Количество микрошариков (в кг) из смол	
		Карбомидных (ρ = 59,2 $кг/м^3$)	Фенольных (ρ = 139,0 $кг/м^3$)
100	5,53	35,8	83,6
200	6,67	52,0	122,0
400	8,00	74,4	174,5
700	10,67	132,6	310,0
1000	12,00	167,4	392,0
2000	15,25	268,0	627,0
3000	19,06	460,0	1080,0
5000	22,88	610,0	1430,0

В настоящее время в нашей стране и за рубежом проводятся исследования вопроса о создании устойчивых защитных эмульсий из поверхностно-активных веществ, которые, растекаясь по поверхности нефтепродукта, образуют устойчивые пленки. Исследования показали, что такими свойствами обладают фторсодержащие вещества, обладающие большими коэффициентами растекания. Снижение упругости паров под пленкой в четыре раза ведет к сокращению потерь от испарения до 75%. Известны и другие типы эмульсий из поверхностно-активных веществ, однако они не нашли промышленного применения из-за малого срока службы и низкой экономической эффективности.

Уменьшение потерь нефтепродуктов от «больших и малых дыханий» в атмосферных резервуарах (наземных и заглубленных) может быть достигнуто установкой под обычными дыхательными клапанами отражательных щитков, диаметр которых в три раза больше диаметра дыхательного клапана. Щиток обеспечивает отражение поступающего в резервуар через клапан воздуха вверх, а не в глубь газового пространства. Этим самым уменьшается перемешивание паровоздушной смеси, наибольшая концентрация которой наблюдается у поверхности нефтепродукта. Наличие отражательного щитка способствует вытеснению из резервуара во время «дыхания» более бедной паровоздушной смеси. Схема расположения диска-отражателя в резервуаре показана на рисунке 71. К диску 1 с помощью подвижного болтового соединения прикрепляется стойка 2, которая болтом 6 соединяется с промежуточным фланцем 4. Фланец устанавливается на монтажном патрубке 8. Диск в двух местах имеет петлевые соединения, которые позволяют складывать его и вводить в резервуар через монтажный патрубок. Для принятия горизонтального положения после ввода диск слегка встряхивают, а затем болтом закрепляют на промежуточном фланце. Эффективность работы диска-отражателя в резервуаре зависит от его диаметра и высоты установки.

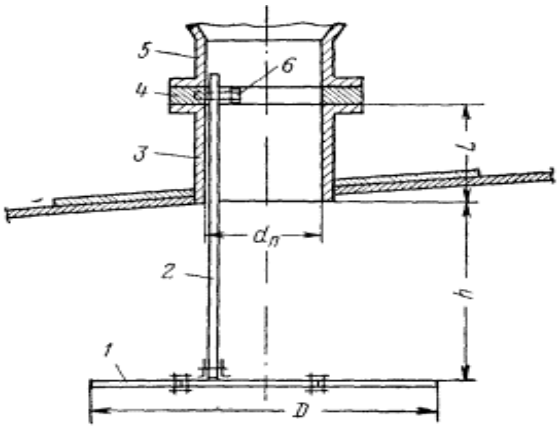


Рис. 79. Диск-отражатель для атмосферных резервуаров, где 1 — диск; 2 — стойка; 3 — монтажный патрубок; 4 — промежуточный фланец; а — дыхательный клапан; б — болт для крепления стойки к промежуточному фланцу

Наилучшая работа дисков-отражателей помимо установки на соответствующей высоте обеспечивается еще строгой установкой их параллельно горизонтальному сечению монтажного патрубка. В практической деятельности для достижения максимального эффекта в сокращении потерь от испарения дисками-отражателями нужно стремиться уменьшить время простоя резервуара с «мертвым» остатком. На рисунке 72 показана зависимость процента сокращения потерь *а* дисками-отражателями от условий эксплуатации резервуара РВС-5000 при следующих данных: диаметр резервуара D = 22,8 м, высота H = 11 68 м высота взлива продукта в резервуаре до выкачки $H_{в1}$ = 11,3 м, после выкачки $H_{в2}$ = 0,65 м, производительность выкачки и закачки $Q_в = Q_з$ = 1200 м^3/ч плотность паров продукта ρ = 2,8 кг/м^3, концентрация паров продукта на линии насыщения для авиабензина C_s = 0,29, для автобензина C_s = 0,26.

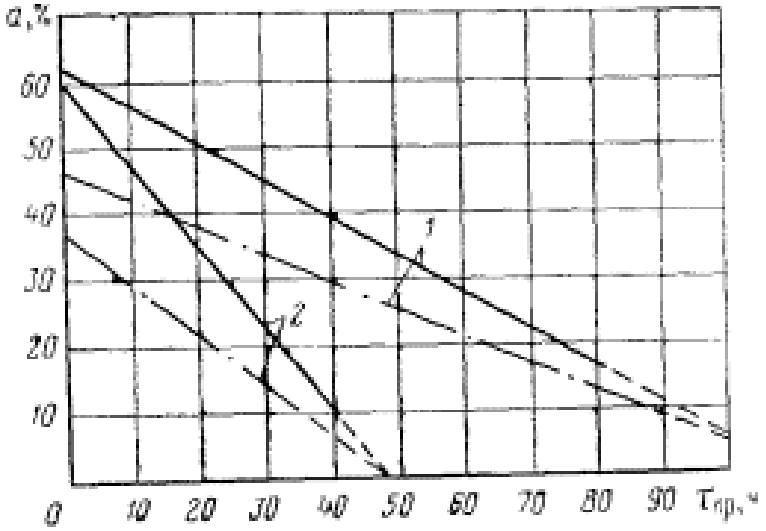


Рис. 80. Зависимость процента сокращения потерь дисками-отражателями от условий эксплуатации резервуара при хранении – автобензина; — авиабензина, где 1 — переменная погода; 2 — солнечная погода

9. Замер и учет нефтепродуктов

9.1. Калибровка резервуаров

Предназначена для получения замерных таблиц, характеризующих объем заполненной части резервуара в зависимости от высоты налива с интервалом через каждый сантиметр. Замерные таблицы составляются на каждый резервуар в отдельности, так как они зависят от конструкции резервуара, его основных размеров и оборудования. По мере заполнения горизонтальная или вертикальная цилиндрическая емкость «раздувается» и приобретает форму «бочки». Поэтому, по геометрическим размерам жидкости, находящейся в цилиндрической емкости невозможно точно определить ее объем. Калибровка производится следующими способами:

1) для малых емкостей путем налива в емкость и слива из нее отмеренных объемов воды;

2) с помощью объемных счетчиков. Путем пропуска через них воды при наливе и сливе из резервуара;

3) путем обмера и подсчета объема хранилища, исходя из его фиктивных размеров. Этот способ является наиболее распространенным.

Обмер производится стальной лентой, для измерения высоты и окружности и измерения толщины резервуара на всех его участках, за исключением объема внутреннего оборудования (колонн, труб и т.д.).

Замерные таблицы составляются не только на стационарные резервуары нефтебаз и АЗС, но и на наливные котлы авто и вагонов-цистерн, танки нефтеналивных судов, а так же на трубопроводы (на 1 погонный метр трубопровода).

Пример градуировочной таблицы 28 приведен ниже.

Таблица 28 Градуировочная таблица резервуара № 107 РВС-5000, Казанской нефтебазы

Высота налива (взлив), см	Объем налива, $м^3$	Высота налива (взлив), см	Объем налива, $м^3$
0	0.000	1189	4846.228
1	4.075	1190	4850.301
2	8.151	1191	4854.375
3	12.226	1192	4857.554
.	.	0	0.000
.	.		

9.2 Учет нефтепродуктов

Производится в весовых единицах, чаще всего в тоннах. Для этих целей используют:

-взвешивание на стационарных весах авто и вагонов цистерн;

-по замерным таблицам объемной величины с последующим пересчетом в весовые единицы;

3) путем пропуска через счетчики (весовые или объемные).

Для пересчета с объемных единиц на массовые необходимо знание плотности нефтепродукта. Для расчета плотности нефтепродукта используют смешанную (усредненную, представительскую) пробу, которую приготавливают путем смешения точечных проб, отобранных с различных уровней налива.

Для замера высоты налива (взлива) нефтепродукта применяют мерную стальную ленту с лотом (для натягивания стальной ленты) или метрошток (измерительная линейка с делениями). В настоящее время все большее применение нашли автоматические уровнемеры дистанционного измерения уровня.

Для замера уровня подтоварной воды используют водочутвительную ленту, которая прикрепляется к стальной ленте и лоту с помощью пружинящего кольца (надетая на стальную ленту натянутая пружина). Эта лента пропитана раствором который меняет цвет при контакте с водой.

9.3 Отбор проб нефтепродуктов

В зависимости от способа отбора и назначения пробы нефтепродуктов подразделяются на: точечные, объединенные, контрольные (арбитражные) и донные. Отбор производится по ГОСТу 2517. Для обеспечения качества работ по отбору проб нефтепродуктов предусматривается следующее оборудование:

- стационарный проботборник для отбора точечных проб с трех уровней;
- автоматический проботборник для отбора проб из продуктопроводов;
- металлический однокорпусной переносной проботборник;
- бутылка в металлическом каркасе;
- стационарная проботборная трубка;
- проботборный щуп.

При изменении температуры и плотности нефтепродуктов проботборник выдерживают на заданном уровне до начала его заполнения не менее 5 минут.

Объединенную пробу нефтепродукта делят не менее чем на 2 части. Одну пробу анализируют, другую опломбируют на случай разногласия в качестве.

Отбор пробы нефтепродукта из вертикального резервуара (высота налива более2 м). Отбирают с трех уровней:

верхнего-на 250 мм ниже поверхности нефтепродукта;

среднего-середина высоты столба нефтепродукта;

нижнего-на 250 мм выше днища резервуара.

Объединенную пробу составляют смешением одинаковых объемов проб верхнего, среднего и нижнего уровня в соотношении 1:3:1 соответственно.

Отбор пробы нефтепродукта из вертикального резервуара (высота налива не превышает 2 м). Отбирают с двух уровней:

верхнего-на 250 мм ниже поверхности нефтепродукта;

нижнего-на 250 мм выше днища резервуара.

Объединенную пробу составляют смешением одинаковых объемов проб верхнего и нижнего уровня в соотношении 1:1 соответственно.

Отбор пробы из горизонтального цилиндрического резервуара с диаметром более 2.5 м. Отбирают с трех уровней:

верхнего-на 200 мм ниже поверхности нефтепродукта;

среднего-середина высоты столба нефтепродукта;

нижнего-на 250 мм выше днища резервуара.

Объединенную пробу составляют смешением одинаковых объемов проб верхнего, среднего и нижнего уровня в соотношении 1:6:1 соответственно.

Отбор пробы из горизонтального цилиндрического резервуара с диаметром менее 2.5 м. Отбирают с двух уровней:

среднего-середина высоты столба нефтепродукта;

нижнего-на 250 мм выше днища резервуара.

Объединенную пробу составляют смешением одинаковых объемов проб среднего и нижнего уровня в соотношении 3:1 соответственно.

Отбор пробы из горизонтального цилиндрического резервуара с диаметром более 2.5 м, но заполненный до высоты половины диаметра. Отбирают с двух уровней:

среднего-середина высоты столба нефтепродукта;

нижнего-на 250 мм выше днища резервуара.

Объединенную пробу составляют смешением одинаковых объемов проб среднего и нижнего уровня в соотношении 3:1 соответственно.

Отбор пробы из горизонтального цилиндрического резервуара независимо от диаметра при высоте столба горючего менее 0.5 м. Отбирают с одного уровня; нижнего-на 250 мм выше днища резервуара.

Отбор пробы из резинотканевого резервуара осуществляют с нижнего уровня на 50-60 мм выше днища резервуара.

Отбор пробы из вагона-цистерны и автоцистерны. Отбирается на высоте 0.33 диаметра цистерны от нижней внутренней образующей. Точечная проба из нескольких цистерн с нефтепродуктом одной марки отбирают из каждой третьей цистерны, но не менее чем из двух цистерн.

Отбор пробы из резервуара стационарным пробоотборником. Перед отбором из системы сливают не менее 2-х объемов проботборной системы, после чего наполняют пробоотборник.

Отбор пробы из трубопровода. Отбирают точечные пробы равного объема нефтепродуктов через равные промежутки времени. При перекачке с расходом менее 500 $м^3$/ч точечные пробы отбирают через каждые 500 $м^3$. Объемная проба составляется смешением одинаковых по объему точечных проб. При расходе более 500 $м^3$/ч пробы отбирают через каждый час. Объединенная проба составляется смешением точечных проб, пропорциональных объему нефтепродукта, перекачиваемых за это время.

Отбор пробы нефтепродукта из бочек и другой транспортной тары. Отбирают точечную пробу. Перед отбором нефтепродукта тару перемешивают: бочку не менее 5 минут; бидон не менее 5-7 минут. Если тар с одной маркой нефтепродукта несколько, то объединенную пробу составляют смешением в соответствии со следующей таблицей 29.

Таблица 29 Объединенная проба нефтепродукта

Количество тары (прежде всего бочки)	Количество точечных проб
1-3	Все
4-64	4
65-125	5
126-216	6
217-343	7
344-512	8
513-729	9
730	10

10 Контроль и обеспечение сохранности качества нефтепродуктов на нефтебазах.

10.1 Задача испытательной лаборатории

Задача испытательной лаборатории состоит в следующем.

1) Осуществление контроля за выполнением мероприятий по обеспечению сохранности нефтепродуктов, хранимых и транспортируемых в соответствии с ГОСТ 1510;

2) Проведение анализа нефтепродуктов по установленному перечню показателей качества в соответствии с требованиями нормативных документов. Срок проведения анализа в объеме нормативного документа (ГОСТ или ТУ) не более 4 суток, контрольного анализа не более 2 суток.

3) Осуществление отбора проб, оформление и хранение арбитражных, контрольных и приемо-сдаточных проб в соответствии с требованиями ГОСТа 2517.

Проводятся следующие лабораторные испытания:

а) приемо-сдаточный анализ проводят:

- при приеме нефтепродукта из транспортных средств (до слива);
- при отпуске нефтепродукта (до заполнения транспортного средства).

б) контрольный анализ проводят:

- после слива из транспортного средства;
- после внутрискладских перекачек;
- при длительном хранении: бензина не реже одного раза в 6 месяцев, остальных не реже одного раза в год;
- если номера транспортных средств не совпадают с номерами, указанных в сопроводительных документах;
- если транспортные средства не имеют пломб или они неисправны или транспортные средства опломбированы не на станции отправления;
- если нефтепродукт поступил в неисправной таре или с нарушением заводской упаковки;
- если нефтепродукт поступил без паспорта качества или он не заполнен не по всем показателям;

- если по результаты приемо-сдаточного анализа не совпадают с показателями, заложенными в паспорте качества.

в) арбитражный анализ проводят по всем показателям качества нефтепродукта вызвавшим разногласия. При этом используют два метода анализа, выбранные как арбитражный.

4) осуществление контроля за соблюдением графиков зачистки трубопроводов и резервуаров;

5) организация своевременной поверки средств измерений в соотвествии с требованиями ПР 50.2.006;

6) разработка рекомендаций по исправлению качества нефтепродуктов по отдельным показателям;

7) для обеспечения учета контрольных операций лаборатория обязана оформлять следующие документы:

- акты отбора проб, оформление этикетки отобранных проб. Акты оформляются в двух экземплярах. Один хранят, а другой отправляют в месте с пробой;
- журнал регистрации проб;
- журнал анализа проб нефтепродуктов (топлив, масел и спецжидкостей);
- график проведения и хранения проб нефтепродуктов;
- оформление и выдача паспорта качества. Паспорт выдаваемый лабораторией должен иметь заключение о соответствии нефтепродукта показателям нормативного документа (не соответствует требованиям нормативного документа; соответствует требованиям нормативного документа; стандартный). Паспорт качества хранят не менее 3-х месяцев;
- журнал регистрации некондиционных нефтепродуктов;
- график поверки средств измерений;
- график зачистки резервуаров;
- журнал поверки химреактивов;

Тоже самое оформляет и организация не имеющая своей лаборатории, но занимающаяся отпуском, приемкой и хранением нефтепродуктов.

8) осуществление контроля и определение ПДК паров нефтепродуктов в рабочей зоне, а также в помещениях, где проходят ремонтные работы (в том числе и в помещениях, напрямую не связанных с нефтепродуктами;

9) анализ качества выбросов и стоков.

Контроль и надзор за соблюдением лабораторий возложенных на нее обязанностей осуществляет нефтяная инспекция.

10.2 Требования к оборудованию, с помощью которого осуществляют технологические операции с нефтепродуктами

Оборудование нефтебаз, которое применяется для хранения нефтепродуктов, проведения сливо-наливных операций, перекачки

нефтепродуктов и подготовка емкостного хозяйства должно отвечать следующим требованиям:

а) проверку хранилищ, транспортных средств, хранилищ в которых осуществляется хранение нефтепродуктов осуществляют по ГОСТ 1510;

б) сливо-наливные эстакады должны быть оборудованы в соответствии с ГОСТ Р 50559;

в) для каждой партии или нефтепродуктов, объединенных в группу должен быть свой трубопровод;

г) зачистка резервуаров также осуществляется в соответствии с ГОСТ 1510;

д) насосы должны иметь технологические схемы, исключающие смешение нефтепродуктов различных марок;

е) при смене нефтепродукта осуществляется промывка емкостей и трубопроводов более высококачественным нефтепродуктом;

ж) перед приемом в резервуаре проверяется отсутствие подтоварной воды.

11 Противопожарные средства нефтебаз

11.1 Тушение горящих нефтепродуктов

Тушение горящих нефтепродуктов в резервуарах осуществляется следующими огнегасительными средствами: химической пеной; воздушно-механической пеной; распыленной водой; водяным паром; углекислым газом. Огнегасительные средства применяются посредством стационарных, полустационарных и передвижных систем пожаротушения.

Система пожаротушения выбирается с учетом следующих условий:

- температуры вспышки паров нефтепродуктов;
- степени оснащенности пожарной команды техническими средствами;

Для получения химической пены используются пенообразующие порошки, состоящие из кислых и щелочных солей (кальцинированной соды, сернистого глинозема) и стабилизирующего вещества (чаще ПАВ), увеличивающего стойкость пены. Для создания пены используются пеногенераторы.

Воздушно-механическая пена представляет собой механическую смесь воздуха, воды и пенообразователя. Создается путем подсасывания пенообразователя воздуха. Для распыления этой смеси используются эжекторные воздушно-пенные стволы. Основной недостаток такого способа тушения в том, что эжекторные воздушно-пенные стволы способны подавать пену на высоту не более 3 м.

Горящие резервуары тушат, покрывая поверхность нефтепродуктов слоем пены, вырабатываемой в пеноаккумуляторных или пенореактивных установках. Ввод пены в резервуар осуществляется с помощью пенокамер (рис. 81) или пеногенераторов (рис. 82).

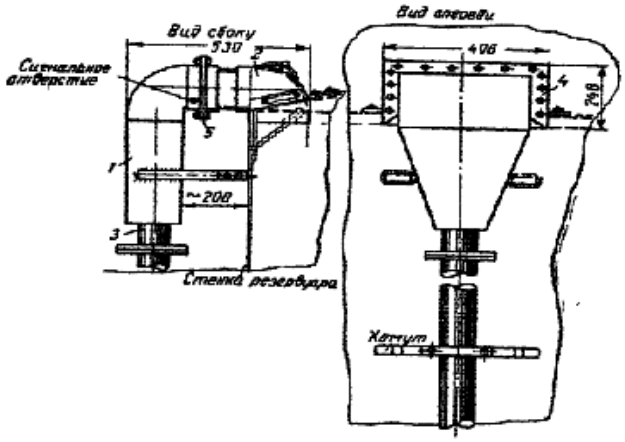


Рис. 81. Пенокамера, где 1 и 2-коробки пенокамеры; 3-пенопровод; 4-фланец; 5-диафрагма.

В последнее время для большей надежности пенокамеры устанавливают внутри резервуаров, у верхнего уторного угольника. Число устанавливаемых пенокамер зависит от диаметра резервуара (см. табл. 30).

Таблица 30 Рекомендуемое число пенокамер на один резервуар

Диаметр резервуара, м	Число камер
До 10	1
10-20	2
20-30	3
Более 30	4

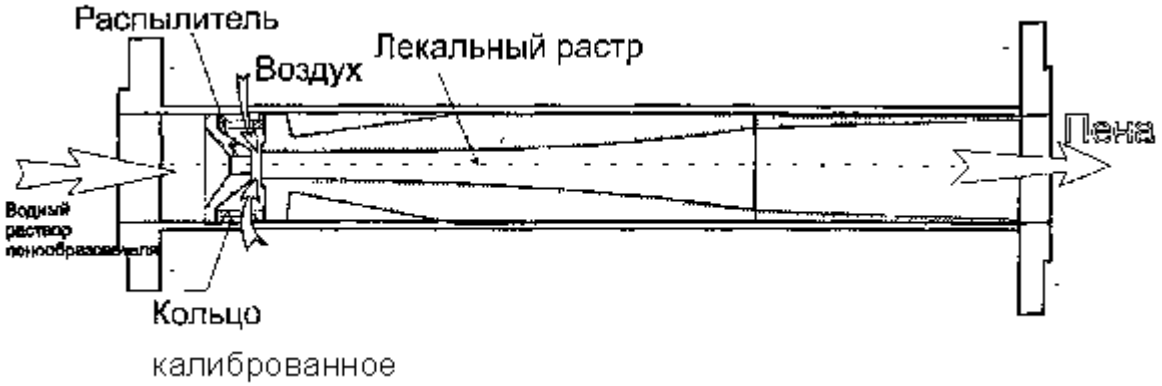


Рис. 82. Схема высоконапорного пеногенератора с встроенным воздушным предохранителем (а) и обратным клапаном (б)

Основные технические показатели пленкообразующих пен приведены в таблице 31.

Таблица 31 Основные технические показатели пленкообразующих пенообразователей и пен на их основе

Наименование показателя	Значение показателя
Поверхностное натяжение рабочего раствора пенообразователя, мН/м	не выше 18.0
Межфазное натяжение на границе с гептаном, мН/м	не менее 3.0
Критическая интенсивность подачи пенообразующего раствора, кг/м^2 в сек	не более 0.015
Вязкость концентрата пенообразователя при температуре 20^{0}С	не более 100 сСт
Кратность пены	не менее 5,0
Концентрация рабочего раствора, не более	6,0 % (масс)
Температура замерзания не выше	минус 15^{0}С
Пленкообразующая способность, через 10 мин	не ниже 20 мкм

Тушение пожаров водой производится через стационарные распылители, установленные в резервуарах с помощью лафетных распылителей. Распылители применяются двух видов: щелевые (бортовые) и дефлекторные.

Для тушения пожара паром необходимо, чтобы концентрация пара в воздухе должна превышать 35 % об. Поэтому водяной пар применяют в закрытых помещениях, для небольшой зоны горения. Используется мятый, перегретый и насыщенный водяной пар.

11.2 Молнезащита

Различают несколько видов воздействия молнии:

- воздействие прямого удара молнии, когда имеет место непосредственный контакт главного канала молнии с поражаемым объектом;
- вторичные воздействия молнии, те. Есть явления, возникающие внутри сооружения в результате действия электромагнитного поля грозового разряда на некотором расстоянии от объекта нефтебазы;
- занос опасных потенциалов по воздушным проводам (силовым, телефонным, осветительным, сигнализационным и т.п.) в результате прямого удара молнии в провода или возникновения индуктированных потенциалов.

От прямых ударов сооружения нефтебазы защищают молнеотводами, которые состоят из молнеотвода, токоотвода и заземлителя. Молнеотводы делятся на стержневые и тросовые, одиночные двойные и многократные.

Зона защиты одиночного стержневого молнеотвода составляет конус с высотой h (при h< 60м) и радиусом основания конуса 1.5 h высоты.

Для отвода токов молнии применяются заземлители следующих видов:

- глубинные электроды в виде стальных труб или стержней;
- поверхностные электроды в виде стальных полос или колец, укладываемых с небольшим заглублением;
- электроды ввиде металлических пластин.

11.3 Защита от статического электричества

Движение нефтепродукта по трубопроводу вызывает возникновение статических разрядов электричества. В результате трения бензина о стенки трубопровода в самом бензине накапливаются электрические заряды. При наливе бензина в металлические емкости, изолированные от земли (например в автоцистерну, резервуар, установленный на битуминозном основании) бензин передает свой заряд емкости. При этом емкости получают высокие электрические потенциалы. Наибольшие электрические потенциалы кроме бензинов создают керосины и легроины, имеющие высокие удельные сопротивления (10^{10}-10^{18} ом см). Присутствие воздуха, газов, воды усиливает этот процесс. Предотвращение накопления статического заряда достигается путем заземления емкостей, трубопроводов. Однако при перекачке бензинов заземление недостаточно и используется так называемая релаксационная емкость. Релаксационная емкость представляет собой расширенный участок трубопровода с отводом газо-воздушного пространства.

Для борьбы с накоплением статического электричества применяются следующие средства:

резиновые шланги, соединяющие трубопроводы или имеющие металлические наконечники, обвиваются медной проволкой, концы которой припаиваются к емкости и наконечнику.

воронки, применяемые в различных наливных устройствах соединяются с трубопроводом гибким проводом (медным);

Величина сопротивления заземлителей должна быть не более 10 ом.

12. Автозаправочные станции и комплексы

12.1 Краткая характеристика АЗС

Автозаправочные станции (АЗС) предназначены для заправки транспортных средств (АЗС) нефтепродуктами.

На АЗС предусматривается реализация топлив, масел, консистентных смазок, прием отработанных масел, а также организация технического обслуживания и мойка автомобилей.

Все многообразие АЗС можно разделить на пять групп: традиционные стационарные, передвижные (ПАЗС), блочные, контейнерные и модульные.

Традиционная АЗС – стационарная автозаправочная станция с подземным расположением резервуаров с размещением над ними заправочных островков, топливораздаточных колонок, насосного оборудования (рис.83).

Модульные АЗС Наземные АЗС Традиционные АЗС

Рис. 83. Виды автозаправочных станций

Модульная (МАЗС) и контейнерная (КАЗС) – предназначены для временного размещения АЗС с наземным (подземным) расположением резервуаров, отличительная особенность которых является компоновка технологического оборудования из отдельно размещаемых модулей (контейнеров) для хранения топлива, заправочных островков. Как правило модули (контейнеры) изготавливаются на заводе-изготовителе.

Передвижная АЗС (ПАЗС) предназначена для розничной торговли топливом. Технологическая схема размещается на базе автомобильного шасси с прицепом, предназначенная для приема, хранения и выдачи топлива. В качестве резервуаров используются передвижные автоцистерны для различных марок топлива (в редких случаях бочки).

Наиболее распространены стационарные АЗС. Передвижные ПАЗС используются в Российской Армии, МЧС и на сельскохозяйственных станах, в период посевной и уборочной, а так же на речном транспорте, где нет необходимости в стационарной АЗС.

По производительности стационарные АЗС делятся по числу заправок в часы пик: 57, 100, 135, 170 автомобилей в час.

Доставка нефтепродуктов на АЗС осуществляется авто, железно и трубопроводным транспортом.

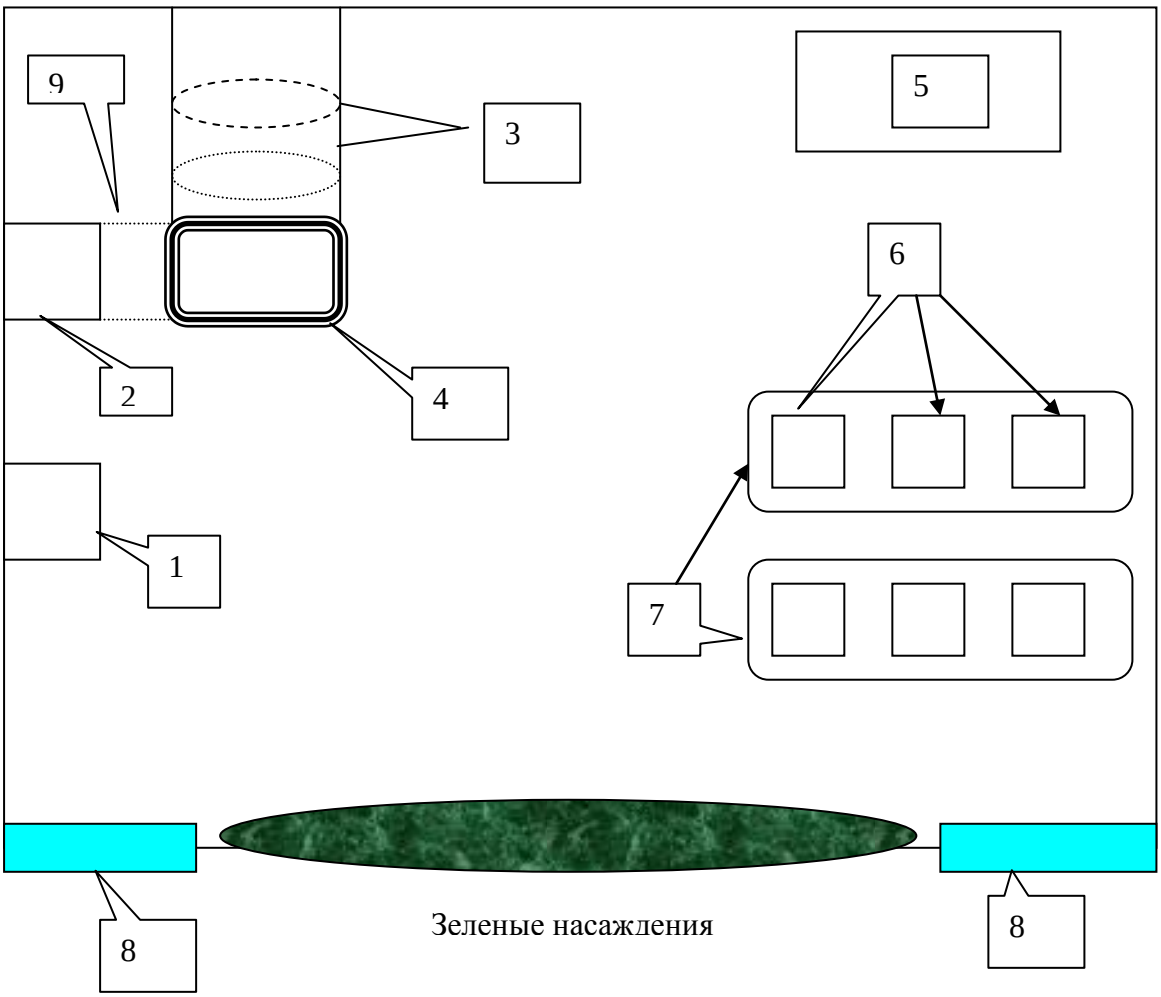


Рис. 84. Традиционная АЗС: 1-очистные сооружения; 2-емкость для сбора крупных проливов; 3- подземные резервуары; 4 – площадка для АЦ; 5 – здание операторной; 6 – ТРК; 7 – заправочный островок; 8 – лоток отвода атмосферных осадков; 9 – лотки отвода крупных проливов.

Как правило, АЗС не являются самостоятельными предприятиями, а входят в состав акционерных обществ, производственных объединений и нефтебаз (АО «Татнефть», «Татнефтепродукт», ТНК, Лукойл и т.д.).

Здания и сооружения АЗС имеют следующие особенности:

- помещения и здания АЗС оснащаются автоматическими средствами пожаротушения;
- закрытие пространства очистных сооружений оснащаются сигнализаторами довзрывоопасных концентраций паров топлива;
- площадки с резервуарами и автоцистернами оснащаются сооружениями для отвода и сбора крупных проливов;
- трансформаторные подстанции вынесены за территорию АЗС.

Очистные сооружения АЗС состоят из следующей последовательной схемы очистки: коалесцирующий фильтр→флотатор→механический фильтр→сорбционная колонна→ливнесток→шламосборник→отстойник очищенной воды.

Вокруг площадки АЗС должна быть организована санитарно-защитная зона и иметь ограждение по периметру в соответствии со СНиП III-10-75.

Расстояние от АЗС до окружающей постройки определяются в соответствии со следующими документами:

СНиП 2.07.01-89 «Планировка и застройка городских и сельских поселений»;

СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»;

СНиП 2.05.02-85 «Автомибильные дороги»;

СНиП II-89-80 «Генеральные планы промышленных предприятий».

Экологические проблемы на АЗС решаются следующим способом:

- применение газовых обвязок резервуаров с дыхательными клапанами повышенного давления;
- сбором паровоздушной смеси при сливе в резервуары в автоцистерны;
- очисткой загрязненного воздуха специальными фильтрами;
- применением резервуаров с двойными стенками;
- применением сигнализаторов и датчиков утечек топлива и масла;
- установка резервуаров в изолированные железобетонные колодцы.

12.2 Технологическое оборудование АЗС

Технологическое оборудование подразделяется на следующие группы:

оборудование для хранения топлив и масел;

оборудование для выдачи топлива и масла (топливораздаточные, смесераздаточные и маслораздаточные колонки);

оборудование для управления колонками и автоматизация технологических процессов;

оборудование для технического обслуживания и ремонта автомобилей;

торговое и сервисное оборудование (магазины, бары, рестораны и т.д.);

оборудование для очистки бытовых и ливневых стоков;

экологическое оборудование;

противопожарное оборудование;

молнезащита.

Для хранения топлива и масел на стационарных АЗС применяют подземные горизонтальные и вертикальные резервуары.

Эксплуатируемые резервуары могут быть одно и двустенные. Односменные резервуары устанавливаются как в заглубленные бетонные боксы, так и на фундамент. Бывают с теплоизоляцией, так и без нее. Более безопасны как с экологической точки зрения, так и с позиции пожаробезопасности двустенные резервуары. В них межстеночное пространство заполняется негорючей жидкостью с плотностью, превышающей плотность топлива (например тосолом) или инертным газом.

Перед вводом в эксплуатацию резервуары подвергаются проверке на герметичность:

избыточное давление воздуха до 0.025 МПа, при этом должны отсутствовать мыльные пузырьки на сварных швах;

гидравлическое испытание под давлением на 25 % выше рабочего в течении 3 минут без течи и потерь давления.

Каждый резервуар снабжается дыхательным клапаном и уровнемером. Уровнемеры по принципу действия подразделяются на механические (поплавковые), буйковые, пьезометрические, электрические, емкостные, радиоактивные и ультразвуковые.

В зависимости от вида выдаваемого продукта на АЗС раздаточные колонки разделяются на:

- топливораздаточные (рис.85) для заправки транспортных средств топливом (бензин, дизельные топлива);
- смесераздаточные для заправки транспортных средств с двухтактными двигателями (мотоциклы, мотороллеры, мопеды и др.) топливной смесью (автол и бензин);
- маслораздаточные.

Иногда для приготовления промежуточных топлив (например из АИ-92 и АИ-95 приготавливается АИ-93) на ТРК устанавливаются смесеобразователи.

Рис. 85. Топливораздаточная колонна

Оборудование колонок должно соответствовать ГОСТ 9018 «Колонки топливораздаточные. Общие технические требования» и ГОСТ 11537 «Колонки маслораздаточные. Общетехнические требования». Топливораздаточные колонки (ТРК) по скорости выпуска подразделяются на колонки с расходом 50 и 100 л/мин. На современных АЗС устанавливаются ТРК серии 2000 Нара-27М1 и НАРА-27М1Э. Топливораздаточные колонки в

своем составе имеют насос, рукав с пистолетом для отпуска топлива, систему газоотделения, поплавковую камеру. Для управления колонок применяются пульты дистанционного управления, но имеются и колонки с ручным управлением. Колонки также снабжены фильтрами тонкой и грубой очистки. Газоотделители служат для отделения от топлива воздуха, который может попадать при сливе топлива в резервуары, а так же при всасывании. Отделение воздуха происходит за счет резкого уменьшения скорости потока, путем прохождения топлива через расширяющийся трубопровод или прохождения через закручиватель по винтовой линии. Для измерения количества отпущенного топлива применяются механические, поршневые, роликовые и электронно-механические отчетные устройства. Раздаточные рукава выполняются в резинотканевом исполнении.

12.3 Количественный и качественный учет нефтепродуктов

Приемо-сдаточный анализ топлив на АЗС заключается в определении:

- плотности;
- содержания воды;
- содержания механических примесей.

Прием нефтепродуктов осуществляется в единицах массы, а транспортировка с использованием единиц объема. Поэтому для пересчета необходимо знание плотности ρ^{20}_4. Плотность определяют ареометром. Используют наборы ареометров типа АНТ-1 (7 штук), АНТ-2 (5 штук), АН (14 штук).

Вода содержится в топливе в диспергированном и растворенном состоянии. В диспергированном состоянии вода оседает на дно резервуаров и формирует там слой подтоварной воды. Количественное определение содержания гигроскопической (растворенной) воды основано на взаимодействии гидрида кальция с водой и измерении объема выделившегося водорода:

$CaH_2+2H_2O=Ca(OH)_2+2H_2$

Механические примеси определяют визуально за осевшими на дно цилиндра частицами и количественно пропуская через фильтр 100 мл испытуемого топлива.

В настоящее время дополнительно определяют октановое число безмоторным методом, основанном на измерении диэлектрической проницаемости и оптической плотности с поправкой на температуру. Для широкого применения используется анализатор АК-3Б. Однако данный метод удобен для известной партии, если таким анализатором определено ОЧ на месте производства. Кроме того, такой метод «не видит» различные октаноповышающие присадки.

12.4 Потери топлива и методы их сокращения

Условно потери на АЗС подразделяются на естественные, эксплуатационные, организационные и аварийные.

К естественным потерям относятся потери от испарения. К эксплуатационным относятся потери от утечек, проливов, неполного слива, загрязнения, обводнения, осмоления, смешения и нарушения герметичности емкостей. Потери от испарения сокращаются в результате осуществления следующих мероприятий:

уменьшение объема газового пространства резервуара;

хранение топлив под избыточным давлением;

уменьшение амплитуды колебаний температур;

хранение топлив в отложений каменной соли, шахтных и ледогрунтовых хранилищах;

улавливании паров нефтепродуктов;

окраска наземных резервуаров;

использование газо-уравнительных систем.

На поступающие на АЗС нефтепродукты устанавливаются нормы естественной убили. Это установленные допустимые потери в массе нефтепродуктов от естественной убыли. В нормы естественной убыли не включаются потери, связанные с внутрискладскими перекачками, с ремонтом и зачисткой резервуаров, а так же аварийные потери. Норма естественной убыли устанавливается в килограммах на 1 тонну нефтепродукта или 100 км линейной части трубопровода. Устанавливаются для двух периодов года: Осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта), весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября) и подразделяется на климатические зоны (в РФ 5 климатических зон). Определяется умножением соответствующей нормы на массу принятого нефтепродукта в тоннах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила технической эксплуатации нефтебаз. Под ред. Е.Л. Ржавского. М: Недра, 1968. - 168 С.
2. Оленев Н.В. Хранение нефти и нефтепродуктов. из-ние третье переработанное и дополненное. Л. : недра, 1964, 428С.
3. Л.А. Мацкин, И.Л. Черняк, М.С. Илембитов. Эксплуатация нефтебаз. Недра. М.:-1975.-392 С.
4. Сафарян М.К. Металлические резервуары и газгольдеры. М: Недра, 1987. -200 С.
6. Правила технической эксплуатации нефтебаз. Т.: ООО «Альбина Плюс», 2003. – 128 С.
7. Пятьдесят вопросов о последовательной перекачке нефтепродуктов/И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, С.П. Макаров, М.В. Лурье. М.: Нефть и газ, 1996. - 64 С.
8. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам./ И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, С.П. Макаров, М.В. Лурье. М.: Нефть и газ, 1997. - 112 С.
9. Инструкция о порядке поступления, хранения. Отпуска и учета нефти и нефтепродуктов на нефтебазах, наливных пунктах и автозаправочных станциях системы Госкомнефтепродукта СССР. М.: Госкомнефтепродукт СССР, 1985. - 70 С.
10. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. СНиП 2.11.03-93.
11. Правила по технике безопасности и промышленной санитарии при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций. М.: Химия, 1988. – 40 С.
13. Щербаков А.З. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов с подогревом. М.: Недра, 1981. - 220 С.
14. Инструкция по контролю и обеспечению сохранности качества нефтепродуктов на предприятиях трубопроводного транспорта. РД 153-39.4-034-98.
15. Правила и инструкции по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений. М.: Недра, 1977. - 464С.
16. Руководство по эксплуатации технических средств службы горючего. М.: Воениздат, 1990. - 168С.
17. Руководство по работе складов и баз горючего Советской армии и Военно-морского флота. Часть1. Центральные, окружные, и флотские склады и базы горючего. М.: Воениздат, 1981. - 192 С.
18. Резервуары для хранения нефтей и нефтепродуктов: курс для студентов./Ю.Д. Земенков, Н.А. Малюшин, Л.М.Маркова и др. Тюмень.:ТюмГНГУ, 1998.- 55 С.
19. Резервуарные парки складов нефти и нефтепродуктов. Методические указания. Уфа.: УГНУ, 1999. - 20 С.

20. Т.Т. Стулов, Б.В. Поповский, О.М. Иванцов и др. Сооружение газохранилищ и нефтебаз. Учебное пособие. Недра. М.: 1973. - 366 С.

21. А.А. Тарасенко, Г.Г. Хоперский и др. Методы ремонта элементов конструкций стальных вертикальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации. Инструкция АООТ «Сибнефтепровод», АК «Транснефть», Тюмень,1997. - 90 С.

ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА (ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЯ ПРОДУКТОВ НЕФТ - ГАЗ)

(*Глоссарий)*

-A-

Absolute	Mutlaq	Абсолютний
Absorbent	absorbent(so‘radigan, shimadigan)	Абсорбент (рассасывающий, поглощающий)
absorbent carbon	Aktivlangan ko‘mir	активированный уголь
Absorber	yutuvchi, yutgich, amortizator, zarb yumshatgich	Поглотитель, амортизатор,
Absorption	Yutish	Поглощение
absorption factor	yutish(singdirish) koeffitsiyenti	Коэффициент поглощения
absorptive power	Yutish qobiliyati	Поглотительная
Acetate	asetat, uksus kislota efiri yoki tuzi	ацетать,сол или эфир
acetic acid	Sirka kislota $c_2h_4o_2$ (o‘tkir hidi bor, rangsiz suyuq modda, bir negizli to‘yingan kislota)	уксусная кислота $c_2h_4o_2$ (прозрачная жидкая вещества)
Acetone	aseton c_3h_6o (propanon yoki dimetilketon - rangsiz suyuqlik, hidibor, ko‘pgina moddalarni yaxshi eritadi, suv, spirt, efir va benzin bilan har qanday nisbatta aralashadi)	Ацетон c_3h_6o (пропан или диметилкетон-прозрачная жидкость)
Acetopytnon	asetofenon (yupqa kristallardan iborat,spirtda, efirda, benzolda va xloroformda eriydi, narkoz sifatida ishlatiladi)	Ацетофенон (состоит из тонких кристаллов, применяется в качестве наркоза)
Acetylene	atsetilen (rangsiz, hidsiz yonuvchigaz)	Ацетилен (прозрачный, горючий газ)
Acid	Kislota	Кислота
acid-base	kislota asosli kataliz	кислотно-основной
Acidity	kislota darajasi	Кислотность
activation energy	faollashtiruvchi energiya	энергия активации
addition reaction	birikish reaksiyasi	реакция присоединения
Addition	polimerlanish bilan birikish	полимеризация с присоединением
Additives	qo‘shilmalar	Присадки
Additivitiy	additivlik, qo‘shiluvchanlik	Аддитивность
Adduct	qo‘shilish mahsuloti, addukt, reaksiya mahsuloti	продукт присоединения, аддукт
Adsorbent	adsorbent, sirtyutuvchi, yutuvchi modda	адсорбент, адсорбирующее вещество
Adsorber	adsorber, yutuvchi, singdiruvchi	адсорбер, поглотитель
Adsorption	adsorbsiya, yuzaki singish, shimilish,yutilish: yutish, singdirish	Адсорбция, поглощатся, поглотить
Air-cooled	Havo bilan sovitiladigan	с воздушным охлаждением
Alcohol ester	murakkab efir	сложный эфир
Alcohol ether	oddiy efir	Простой эфир

Alkane	alkan C_nH_{2n+2}(to‘yingan uglevodorod birikmasi)	Алкан C_nH_{2n+2}
	-B-	
Back reaction	qaytariluvchi reaksiya	обратная реакция
Back run	qaytariluvchi (tiklovchi) jarayon	обратный процесс
Batch fractionating	davriy tozlash	Периодическая ректификация
batch process	davriy jarayon	Периодический процесс
Benzene	benzol, C_6H_6 (rangsiz suyuq modda, suvda erimaydi, desa ham bo‘ladi, spirt va efirda erimaydi; toshko‘mir smolasidan olinadi)	Бензол
Bitumen	bitum (uglevodoroddan iborat smolali moddalarning, mas., neft gudron,asfalt va sh.k.larning umumiy nomi); asphalt	битум, асфалть
branched chain	tarmoqlangan zanjir	Разветвленная цепь
branched reaktion	tarmoqlangan reaksiya	Разветвленная реакция
	-C-	
Calorifier	kalorifer(issiq suv, bug‘ yoki issiq havo o‘tadigan quvurlardan iborat isitish qurilmasi)	Калорифер
Calorimeter	kalorimetr(issiqlik o‘lchaydigan asbob)	Калориметр
carbolic acid	fenol(oksibenzol yoki karbol kislota)	Фенол
carbon dioxide	uglerod ikki oksidi	Двуокись углерода
carbon disulphide	uglerod disulfide(rangsiz yoki och sariq tiniq suyuqlik; qo‘lansa hidi bor; yorug‘da ajraladi, zaharli, olovga o‘ch)	Сероуглерод
Carboxyl	karboksil guruhi	карбоксильная группа
Catalysis	kataliz(katalizator tufayli kimyoviy reaksiyaning tezlashuvi yoki sekinlashuvi)	Катализ
Catalyst	katalizator(kimyoviy reaksiyani tezlashtiruvchi yoki sekinlashtiruvchi modda)	Катализатор
catalyst chamber	kontakt kamerasi	контактный аппарат
Chloroform	xloroform(uxlatadigan va hushni ketqazadigan tussiz, suyuq modda)	Хлороформ
Clean	tozalamoq, soflamoq, aralashmalardan tozalamoq; tozalangan soflangan	очищать; чистый, очищенный
cleaning agent	tozalovchi omil	очистка; осветление
Cleavage	Ajralish	Расщепление
Coagulating	quyuqlashtirilgan, koagulyatsilayangan ko‘mir, toshko‘mir	свертывание, коагуляция
coiled tube	zmeyevik, burama(spiral)naycha	Змеевик
Coking	koksga aylantirish	коксование; спекание

compressed air	siqilgan havo	сжатый воздух
Consentration	konsentratsiya (quyuqlik, to‘yinganlik, boyiganlik darajasi)	Концентрация
Concise	qisilgan, siqilgan	Сжатый
Condensate	Kondensat	конденсат; конденсировать сгущать; сжижат конденсированный, сгущённый; сжиженный
Conjugation	bog‘lanish; aloqa	сопражение связей; соединение
Continuous	tanaffussiz, to‘xtovsiz	Непрерывный
	-D-	
dangerous oils	olovga xafli neft mahsulotlari	Огнеопасные Нефтепродукт
Deactivation	Dezaktivatsiya	дезактивация
Decomposition	tarkibiy qismlarga bo‘linish, parchalanish	разложение, распад
Degassing	degazlash; vakumlash	Дегазация
Degradation	degradatsiya; pasayish, yomonlashish	Разложение
Densitification	qotirilgan; tig‘izlash; zichlash, joylashtirish	Уплотнение
Density	zichlik; mahkamlik; jipslik	Плотность
Deodorant	Dezodorant	Дезодорант
Desalting	tuzsizlash; tuzsizlantirish	Обессоливание
Desiccation	Quritgich	Сушка
Desorption	Desorpsiya	Десорбция
destructive distillation	destruktiv haydash	деструктивный дистилляция
Dewaterer	suvini yoqotuvchi qurilma; suvsizlantiruvchi modda	обезвоживающий аппарат, обезвоживатель
Diluents	Suyuqlantiruvchi	Разбавитель
Dilute	Suyultirilgan	Разбавленный
Dispersity	Dispersiyalik	Дисперсность
Displacement	o‘rin olish, siqib chiqarish	вытеснение; перемещение
	-E-	
Effluent	vayronkor oqim	вытекающий поток
electoconductivity	elektr o‘tkazuvchanlik	Электропроводность
Electrolysis	elektroliz(moddani shu eritmasi orqali elektr o‘tkazib, tarkibiy qismlarga ajratsih)	Электролиз
electroliytic dissocation	elektrolitik dissotsiyasiya(parchalanish)	электролитическая диссоция
Emulgator	Emulgator	Эмульгатор
Emulsify	emulsiyaga aylanuvchi	эмульгироват
Emulsion	Emulsiya	Эмульсия
Endothermic	Endotermik	эндотермический
Entopy	Entropiya	Энтропия
Enzyme	Ferment	Фермент
equilibrium constant	muvozanat doimiysi	Константа равновесия

Ester	murakkab efir	сложный эфир
Esterefication	efirlash, eterifikatsiyalash	Этерификация
Etherification	efirlash; oddiy efir xususiyati	Этерификация
	-F-	
Fan	ventilator	Вентилятор
Fanning	shamollatish, puflash	вентилирование; обдувание
Faraday	faradey(1 faradey=96587 kulon)	Фарадей
Filter	tozalamoq, suzmoq; filtr	Фильтроват; фильтр
Filtration	Filtrlash	Фильтрование
Fission	Parchalanish	Расщепление
flue gases	yonish gazlari	топочные газы
Flushing	yuvish, yuvib tozalash	прмывка, смывание
fractional crystallization	fraksiyalarga ajralib kristallanish	фракционная кристаллизасия
fractional distillation	fraksion haydash	фракционная перегонка
fractianating argent	rektifikatsiyalovchi omil	ректификационный агент
fractianating column	rektifikatsiyalovchi kolonnasi	колонна ректрификации
functional group	funksional guruh	функциональная группа
furnace coke	temirli havosiz qizdirilgan ko‘mir - koks	металлургический кокс
furnace gas	o‘choq gazi	газ обжигательной печи
	-G-	
Gaseous	Gazsimon	Газообразный
Gasoline	benzin; gazolin	бензин; газолин
gas oil	gazli neft	газовая нефть
gas well	gaz qudug‘i	газовая скважина
graphitik carbon	grafit ko‘rinishdagi uglerod	углерод в виде графита
Guns	o‘simlik shirasi; kaushuk; rezina(qatron)	смола;каучук; резина
	-H-	
half-life	yarim yemirilish davri	период полураспада
Halogen	Galogen	Галоген
Halogenations	galoidlash, galogenlash	Галоидирование
Hard	temirdek qattiq(mustahkam), qattiq	Твердый, жесткий
Harmful	Zararli	Вредный
heat capacity	issiqlik sig‘imi	Теплоемкости
heat of combustion	yonish issiqligi	теплота горения
heat conductivity	issiqlik o‘tkazuvchanlik	Теплопроводность
heat of dilution	eruvchanlik issiqligi	теплота растворения
heat exchange	issiqlik almashuvi, uzatish	Теплообмен
heat exchanger	issiqlik almashtiruvchi , uzatuvchi	Теплообменник
heat of formation	hosil bo‘lish issiqligi	теплота образования
heat-of-ionization	ionlanish issiqligi	теплота ионизации
heat of neutralization	neytrallanish(neytrallash)issiqligi	теплота нейтрализации
heat of reaction	reaksiya issiqligi	теплота реакции
	-I-	
Ideal	nazariy: eng mukammal	теоритический; идеальный
Identify	o‘xshatmoq, yaqinlashtirmoq; amalga kiritmoq; aniqlamoq	устанавливать определять

Immovable	haraktsiz,qo‘zg‘almas	Неподвижный
Indicator	indikator ; ko‘rsatgich	индикатор;указатель
inert gas	inert(reaksiyaga kirishmaydigan)gaz	инертный газ
Inflammable	tez yonuvchan, yonuvchan	Грючий
inflammable fluel	yonuvchan yoqilg‘i	горючее топливо
Initiate	boshlamoq; paydo qilmoq	начинать; инициировать
Initiation	boshlash; kiritish; paydo qilish	зарождение; инициирование
Initiator	initsiator; tashabbuskor	Инициатор
Insoluble	Erimaydigan	Нерастворимый
Intensification	Jadallashtirish	Интенсификация
Isobar	izobar(atom og‘irliklari bir xil, ammo kiyoviy xossalari turlicha bo‘lgan elementlar)	Изобара
Isobar	izobar(atom og‘irliklari bir xil, ammo kiyoviy xossalari turlicha bo‘lgan elementlar)	Изобары
Isobutene	izobutan c_4h_{10}(butan izomeri, suyuq modda, suvda eriydi, spirtda, efirda yaxshi eriydi)	Изобутан
Isomer	izomer(tarkibi va molekulyar og‘irligi bir, tuzilishi, fizik-kimyoviy xususiyatlari turlicha bo‘lgan moddalar)	Изомер
Isomerism	izomeriya(izomer moddalarning mavjud bo‘la olish hodisasi)	Изомерия
	-J-	
Jacket	Qoplama	кожух; рубашка
jet engine	reaktiv dvigatel	Реактивный двигатель
Jump	sakrash(funksiyaning bo‘linishi), uzilish	скачок; разрыв(функции)
	-K-	
Kelvin	kelvin(mutlaq harorat shkalasi)	кельвин(шкала абсолютной температуры)
Kernel	mag‘iz o‘zak	Керосин
Ketone	keton(ikki karbon vodorod radikali bilan bog‘langan birikmalar)	Кетон
Kettle	qozon; reactor	котел; реактор
Kiln	pech; quritgich	печь; сушилка
Kilocalorie	Kilokaloriya	Килокаллория
	-L-	
Lability	turg‘un bo‘lmagan yetarlicha qattiq bo‘lmagan)	Неустойчивость
latent heat	ichki issiqlik	скрытая теплота
Lattice	kristall panjara	кристаллическая решетка
law of constant proportion	tarkibning doimiylik qonuni	закон сохранения массы
lean gas	ozgan gaz	тощий газ
le-chatelier’s prinsciple	le shatele tamoyili	Принцип Ле-Шателье
Liquation	issitmoq, eritmoq, qizitmoq	сжижение, ожижение
Liquefaction	Suyuqlantirish	Сжижение

liquid oil	suyuq yoqilg‘i	жидкое топливо
	-M-	
Machine	dvigatel, motor	двигатель, мотор
Macromolecule	makromolekula, ulkan molekula	Макромолекула
Manufacture	ishlab chiqarish, ishlab chiqarmoq	Производство
many-stage	ko‘p pog‘onali, ko‘p bosqichli	многоступенчатый
Marking	markalash; tamg‘alash	маркировка; клеймовка
Methane	metanch$_4$(rangsiz, hidsiz, yonuvchan gaz, alangasi oz miqdorda yorug‘lik beradi; suvda kam eriydi; kislorod qilgan aralashmasiga gugurt chaqilsa, portlaydi)	Метан
Methanation	uglerod oksidi va ikki oksidli uglerodning vodorod yordamida metanga aylanishi	конверсия окиси углерода и двуокиси углерода водородом в метан
Methanol	Methanol	Метанол
Methyl	metal CH_3(erkin radikal, gaz, uzoq vaqt tura olmaydi; faqat sekundning mingdan ulushi qadar vaqtgina mavjud bo‘la oladi)	Метил
Methylation	Metillash	Метилирование
Methylene	metilen CH_3(erkin radikal, nihoyatda beqaror, mingdan bir sekunddayoq o‘zgarib ketadi)	Метилен
Mix	aralash, qorishma, omixta, aralashma; aralashtirmoq, qorishtirmoq	смесь; смешивать
moisture free	Quruq	Сухой
Mol	mol, gramm-molekula	моль, грамм-молекула
Molal	Molli	Мольный
Mollality	Molyarlik	Молярность
	-N-	
Naphtha	ligroin(neft fraksiyasi, benzindan og‘ir, kerosindan yengil)	Лигроин
Neoprene	neoprene, sintetik xloroprenli kauchuk	неонпрен, синтетический хлоропреновый каучук
nitro group	Nitroguruh	Нитрогруппа
noble gas	inert gaz; asl gaz	инертный газ
Nucleophilic	yadrosimon, nukleofiya	Нуклеофильный
	-O-	
Octane	oktanC_8H_{18}(suvda erimaydi, spirtda oz eriydi, efirda eriydi)	Октан
octane level	oktan soni(ichki yonuv dvigatellarda ishlatiladigan benzinlarning yonilg‘ilik sifatini mbelgilash uchun xizmat qiladigan kattalik)	октановое число
octane rating	detonatsiyaga chidamlilikni belgilash (baholash)	оценка детонационной стойкости

Octet	oktet(8 elektronli elektron qavat oktet deb ataladi)	Октет
off-gas	gaz chiqindisi	отходы газа
Oil	neft, moy	нефть, масло
oil additivies	moyga qo‘shilmalar	присадки к маслам
oil bath	moyli hammom	масляная баня
oil coke	neft koksi	нефтяной кокс
oil-insoluble	moyga chidamlilik	Малостойки
oil processing	neftni qayta ishlash	переработка нефти
oil refinery	neftni qayta ishlash zavodi	нефтеперабатывающий завод
oil tar4	qatron; gudron, neft chiqindisi	Гудрон
oil-tight	moy o‘tkazmaydigan	Маслонепроницаемый
Oily	Moyli	Маслянистый
Olephin	olefin(etilen qatorining uglevodorodi)	Олефин
	-P-	
Packed	joylangan; zichlashtirilgan	упакованный; уплотненный
Paraffin	parafin(asosan neftdan olinadigan mumsimon mahsulot)	Парафин
Paraffinaccous	parafinlangan (parafinli)	Парафинистый
Parameter	Parameter	Параметр
partial pressure	qismiy bosim	парциальное давление
partitioncoeffitcient	taqsimlash ko‘rsatgichi	коэффициент распределения
Petrol	neft; kerosin	Нефт, керосин
Petroleum	neft; kerosin	Нефт
petroleum field	neft maydoni	Поля нефта
phenol acid	fenol kislota	Фенол-кислота
phenol formaldehyde	Fenolformaldegid	Фенол формалдегид
Physical	Fizikaviy	Физический
pit-kiln	kokslaydigan pech	коксовальная печь
Pitch	smola, qora moy	Смола
Pitchblende	smolali yaltiroq, uranit (u_3o_8 bo‘lib, UO_2 bilan UO_3 birikmasidir, unda odatda temir, qo‘rg‘oshin, kalsiy va boshqa qo‘shimchalar ham bo‘ladi)	смоляная обманка, уранит
plank’s constant	plank doimiysi	постоянная планка
Plastifier	Plastifikator	Пластификатор
Polyther	oddiy poliefir polimeri	полимер простого эфира
polethylene(polythene)	polietilen($-CH_2-CH_2-)_n$(oq modda, odatdagi temperaturada hech qanday erituvchida erimaydi, suvda bo‘kmaydi, gazlarni o‘zidan o‘tkazmaydi)	Полиэтилен
polyhdric alcochol	ko‘p atomli spirt	многоатомный спирт
polymer blend	polimerlar aralashmasi	смес полимеров
Polypropylene	Polipropilen $(CH2_{\square} - CH2)$	Полипропилен
Polystyrene	Polistirol	полистирол

	-Q-	
Quantum	kvant(chiqarilishi yoki yutilishi mumkin bo‘lgan eng oz, bo‘linmas energiya miqdori)	Квант
quantum number	kvant soni	квантовое число
Quinoline	xinolin C_9H_7n(2,3-benzilpiridin-rangsiz suyuq modda, o‘ziga xos hidi bor; suvda eriydi spirtda va efirda cheksiz eriydi, toshko‘mir smolasida, suyak moyida uchraydi; geterosiklik birikmadir)	хинолин(2,3-бензил-пиридин)
Quinine	xinon $C_6H_4O_2$ (p-benzoxinon-oltindek sariq kristallik modda; o‘tkir hidi bor; suvda oz eriydi, spirt va efirda, qaynoq ligrionda eriydi)	Хинон(п-бензохинон)
	-R-	
rare gas	inert(asl)gaz(geliy, argon, ksenon va sh.k.)	Инертный (благородный) газ
Rate	Tezlik	Скорость
rate constant	tezlik konstantasi	константа скорости
rate of reaction	reaksiya tezligi	скорост реакции
Rectifier	rektifikator, tozalovchi; to‘g‘irlagich (o‘zgaruvchan tokni o‘zgarmas to‘kka ayl;antiradigan asbob)	Ректификатор выпрямитель
Rectify	rektifikatsiya qilmoq; tozalamoq	Ректифицироват, очищать
Recuperation	Rekuperatsiya	Рекуперация
Recuperator	rekuperator(qaytaruvchi)	Рекуператор
Refine	Tozalamoq	очищать, рефинировать; перерабатывать
refinery gas	tozalangan(qayta ishlangan) gaz	нефтезаводской газ
Reflux	teskari oqim	обратный поток; флегма; орощение
reflux condenser	vertical(teskari)sovitgich	Вертикальный (обратный) конденсатор
Reforming	ligroinni(og‘ir benzin) krekinglash, reforming	крекинг лигроина, реформинг
	-S-	
Saturation	to‘yintirish	Насыщение
Scrubber	shlak, skrubber, gaz tozalagich	скруббер, газоочититель
Seasoning	havoda quritish; ushlab turish	сушка на воздухе; выдерживание
Segregation	segregatsiya(ajratish)	Выделение
self-condensation	molekulaning kondensatsiyalanishi	конденсасия молекул одного и того же соединения
Separator	Separator	Сепаратор
Sketch	eskiz, tarh, chizma	схема, чертеж
Slurry	suspenziya(tiniq bo‘lmagan dispers moddalar aralashmasi)	Суспензия
smoke-black	qurum, qorakuya	Сажа

Salvation	Solvatlanish	Сольватация
Solvent	Erituvchi	Растворитель
Sorbent	yutuvchi, singdiruvchi, sorbent	Сорбент
specific gravity	solishtirma og‘irlik	удельный вес
Squeeze	siqish, qisish, ezish; siqilish, qisilish	сжатие; сжимание
Stability	bardosh berishlik, barqarorlik, stabillik	Устойчивость Стабильность
Stabilize	stabillashtirmoq, barqarorlashtirmoq, mustahkamlamoq	Стабилизировать
Stabilizer	stabillagich; stabilizator	Стабилизатор
Structure	tuzilish, struktura	строение,структура
	-T-	
Tank	bak, katta idish; zerervuar(suyuq narsa yoki gazlar saqlash uchun maxsus idish), biror narsaning mo‘l manbayi	бак; резервуар
Tenacious	egiluvchan, qayishqoq; yopishqoq, yopishadigan	вязкий, липкий
Tenacity	Qovushqoqlik	Вязкость
tetraethyl lead	tetraetilqo‘rg‘oshin $Pb(C_2H_5)_4$(benzinga qo‘shiladigan antidetonator, texnikada tes nomi bilan yuritiladi)	Тетраэтилсвинец
thermochemical	Termokimyoviy	Термохимическое
thermodynamics	Termodinamika	Термодинамика
Thermostabile	termik chidamli	теплостойкий, теплоустойчивый
	-V-	
Vacuum	vakuum(berk idish ichidagi havoning yoki gazning siyraklashgan holati); eletrsizlantirish	вакуум разряжение
vacuum chamber	vakuumli kamera(bo‘shliq)	вакуумная камера
vacuum distillation	vakuumda haydash	перегонка под вакуумом
Valve	klapan(suv, havo yoki bug‘ yo‘lini ochib-berkitib turadigan detal yoki qopqoq); ventil, jo‘mrak	клапан; вентиль
Vaporization	bug‘lanish, bug‘lantirish	испарение;выпаривание
Vaporize	bug‘lanmoq; bug‘lantirmoq, bug‘latmoq	Испаряться
Vaporizer	bug‘latgich	Испаритель
Vapour	bug‘	Пар
vapour density	bug‘ zichligi	плотност пара
vapour pressure	bug‘ bosimi	паровое давления
Ventilation	ventilyatsiya(binoning havosini almashtirib, tozalab turish uchun xizmat qiladigan qurilma); shamollatish	Вентиляция
Ventilator	Ventilator	Вентилятор

Vessel	Idish	Сосуд
Viscosity	Qovushqoqlik	Вязкость
Volatility	Uchuvchanlik	Летучесть
Volatilization	uchuvchanlik, bug‘lanuvchanlik, parlanuvchanlik	улетучивание; испарение
Volatilize	uchib ketmoq, bug‘lanmoq bug‘lanib ketmoq	Улетучиваться испаряться
	-W-	
water gas	suvli gaz	водяной газ
water jacket	suv g‘ilofi	водяная рубашка
Whirler	markazdan qochirma gaz tozalagich; dezintegrator	газоочититель; дезинтегратор
white sipirit	uayt-spirit	уайт-спирт
wood alcochol	metal spirt ch_3oh (yog‘och spirt, methanol, karbinol; to‘yingan spirt, rangsiz suyuqlik, suv bilan har qanday nisbatda aralashadi; yog‘ochning quruq haydalishidan hosil bo‘ladi)	метиловый спирт(древесный спирт, метанол, карбинол)
	-X-	
Xylidine	ksilidin$(CH_3)_2C_6H_3NH_2$	Ксилидин
	-Y-	
Yield	mahsulotning chiqishi; chiqish; berish	выход продукта; выпуск; давать
	-Z-	
Zeolite	seolit(umumiy formulasi $Me_xE_yO_{2y}*nH_2O$	Цеолит
zeolite process	seolitda qayta ishlash	обработка в цеолите