

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. Общая характеристика склада ГСМ.....	6
2. Технические средства приема ГСМ	10
2.1. Прием ГСМ из железнодорожного транспорта	10
2.2. Прием ГСМ из водного транспорта	15
2.3. Прием ГСМ из автомобильного транспорта	22
2.4. Прием ГСМ из магистральных трубопроводов	24
3. Насосные станции склада ГСМ	24
3.1. Устройство насосных станций.....	24
4. Резервуары склада ГСМ	29
4.1. Общие сведения и требования к резервуарной группе склада ГСМ	29
4.2. Классификация резервуаров и требования к ним.....	31
4.2.1. Вертикальные резервуары.....	34
4.2.2. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные	39
4.2.2.1. Типы резервуаров.....	41
4.2.2.2. Выбор основных размеров резервуаров	42
4.3. Требования к проектированию резервуаров	44
4.3.1. Требования к металлоконструкциям резервуаров.....	44
4.3.1.1. Общие требования	44
4.3.1.2. Требования к конструкции днища	45
4.3.1.3. Требования к конструкции стенки	46
4.3.1.4. Требования к патрубкам и люкам в стенке резервуара	46
4.3.1.5. Требования к стационарным крышам.....	48
4.3.1.6. Требования к плавающим крышам	50
4.3.1.7. Требования к понтонам	52
4.3.1.8. Требования к расчету конструкций	54
4.4. Срок службы и обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров	55
4.4.1. Срок службы резервуаров	55
4.4.2. Обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров	56
4.5. Испытания и приемка резервуаров	57

4.5.1. Основные требования к организации и проведению испытаний	60
4.6. Горизонтальные резервуары	61
4.6.1. Требования к проектированию	62
4.6.1.1. Основные требования	62
4.6.1.2. Расчетные требования	63
4.6.1.3. Конструктивные требования.....	63
4.6.1.4. Оборудование резервуара	65
4.6.1.5. Требования к выбору стали.....	65
4.6.1.6. Требования к защите резервуаров от коррозии	67
4.6.1.7. Комплектность поставки	67
4.7. Срок службы и обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров	67
4.7.1. Срок службы	67
4.7.2. Обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров.....	67
4.7.3. Указания по монтажу.....	68
4.8. Оборудование резервуаров	70
Контрольные вопросы.....	82
Литература	84

ВВЕДЕНИЕ

Система авиатопливообеспечения аэропортов гражданской авиации является составной частью системы нефтепродуктообеспечения Российской Федерации и составляет разветвленную инфраструктуру, имеющую большое общегосударственное значение. В настоящее время система авиатопливообеспечения аэропортов находится в стадии становления и адаптации к новым условиям хозяйствования. Уточняются структуры государственного регулирования деятельности служб авиатопливообеспечения аэропортов, формируются новые по степени приватизации и функционированию топливозаправочные компании, в том числе на базе прежних служб ГСМ аэропортов. В процессе приватизации топливозаправочные компании (далее – ТЗК), как правило, становятся интегрированными компонентами отечественных или иностранных нефтяных компаний.

К объектам инфраструктуры нефтепродуктообеспечения в общем случае относятся:

- склады и базы нефтепродуктов;
- аэродромные склады ГСМ;
- магистральные трубопроводы от нефтеперерабатывающих заводов (далее – НПЗ) к линейным распределительным станциям;
- магистральные трубопроводы от линейных распределительных станций к линейным отводам аэродромных складов ГСМ;
- трубопроводы от морских и речных перевалочных пунктов к аэродромным складам ГСМ;
- железнодорожные сливно-наливные эстакады на нефтебазах;
- железнодорожные сливные эстакады аэродромных складов ГСМ;
- автомобильные наливные станции промежуточных нефтебаз;
- автомобильные сливные пункты аэродромных складов ГСМ;
- резервуарные парки для хранения ГСМ;
- складские помещения для отпуска ГСМ в таре;
- аэродромная сеть трубопроводов с насосными станциями и фильтрационными установками;
- стационарные системы централизованной заправки топливом (далее – ЦЗТ);
- аэродромные топливозаправщики и заправщики маслами и специальными жидкостями.

Часть из перечисленных объектов не входят в состав оборудования аэродромных складов ГСМ и находятся вне территорий аэропорта, но номинально входят в комплекс оборудования, находящегося в собственности нефтяных компаний и их ТЗК.

ТЗК и службы ГСМ аэропортов гражданской авиации должны выполнять также заправку средства наземного обеспечения полетов (далее – СНО) дизельным топливом и автомобильными бензинами, маслами и специальными жидкостями. Поэтому в состав технических средств ТЗК должно быть включено соответствующее оборудование и заправочные средства.

В состав оборудования аэродромных складов ГСМ входят также технические средства обеспечения безопасности выполнения технологического процесса авиатопливообеспечения и других видов безопасности, включая охрану окружающей среды. Технические средства обеспечения безопасности могут быть встроенными в оборудование складов ГСМ или специальные, например, пожарные машины.

1. Общая характеристика склада ГСМ

Основное внимание в учебном пособии будет уделено оборудованию аэродромных складов ГСМ.

На территории склада ГСМ аэропорта располагается следующее основное оборудование: приема, учета, хранения, перекачки, транспортирования, подготовки к выдаче, очистки от загрязнений, подогрева, контроля качества и заправки ГСМ.

Оборудование для приема авиатоплива на аэродромных складах ГСМ включает технические устройства приема (слива) из следующих видов транспортных средств:

- железнодорожных цистерн;
- магистрального трубопровода;
- танков нефтеналивных судов;
- автомобильных цистерн.

В зависимости от номенклатуры применяемых авиационных горюче-смазочных материалов (далее – авиаГСМ) оборудование аэродромных складов ГСМ подразделяется на подгруппы:

- авиационных топлив;
- авиационных масел;
- рабочих жидкостей гидросистем;
- противообледенительных жидкостей;
- противоводокристаллизационных жидкостей;
- пластических смазок.

В соответствии с ГОСТ 15.001-88 и ГОСТ15.005-88 оборудование аэродромных складов ГСМ подразделяется на продукцию:

- выпускаемую серийно предприятиями-изготовителями в виде законченного заводского изделия для поставки или продажи потребителю

(заказчику), прошедшую комплекс испытаний, в том числе сертификационных;

- единичного и мелкосерийного выпуска, окончательная сборка, наладка, испытания, доводка и приемка которой может выполняться на месте эксплуатации в составе объекта или сооружения.

По принципу деления на составные части в соответствии с ГОСТ 2.711-82 и выполнения конструкторской документации в соответствии с ГОСТ 2.10-68 оборудование аэродромных складов ГСМ относится к специфицированным изделиям и подразделяется на виды: сборочные единицы, комплексы и комплекты. Это очень важный классификационный признак.

В соответствии с ГОСТ 15150-89 технические средства для складов ГСМ могут выпускаться в климатическом исполнении:

- У – для умеренного климата;
- УХ – для умеренно холодного климата;
- Х – для холодного климата.

Учитывая географическое расположение аэропортов гражданской авиации, в технических требованиях или контрактах на поставку изделий должен обязательно указываться вариант климатического исполнения.

Оборудование аэродромных складов ГСМ, в том числе сборочные единицы и комплексы, относятся к виду ремонтируемых изделий, некоторые элементы комплектов являются неремонтируемыми изделиями.

Основные требования к техническим средствам для реконструируемых аэродромных складов ГСМ регламентированы в ГОСТ Р 20812-2008.

Технологические принципы формирования структуры (состава) оборудования авиатопливообеспечения аэродромных складов ГСМ должны предусматривать соблюдение основных требований, определенных в нормативно-правовых документах [1–7], действующих в гражданской авиации, и обеспечить:

- сохранность качества авиаГСМ в процессе транспортирования по складу, при хранении и подготовке к выдаче;
- недопустимость отклонения их качественных показателей, установленных нормативными документами на всех переходных технологических операциях;
- подачу в баки воздушных судов кондиционного авиатоплива;
- предотвращение несанкционированного смешения различных видов (марок) авиатоплива на всех технологических операциях авиатопливообеспечения;
- строгую регламентацию продолжительности отстоя авиатоплива и верхний забор авиатоплива из расходных резервуаров;
- регламентированную последовательность очистки (фильтрации и водоотделения) в процессе подготовки авиатоплива и заправки воздушных судов;

- сквозной учет и контроль авиаГСМ;
- возможность отбора проб авиаГСМ на всех технологических операциях;
- соответствие расходных и параметрических характеристик последовательно установленных составных частей (систем) оборудования требованиям технологии авиатопливообеспечения;
- соответствие основных параметров оборудования действующим нормам и правилам промышленной безопасности и требованиям эргономики, определенным принятыми техническими регламентами и международными правилами и стандартами;
- предотвращение гидроударов и защиту от проявления их опасного воздействия на оборудование;
- предотвращение электризации авиатоплива и снижение уровня статического электричества в авиатопливе и проявлений его опасного воздействия;
- отсутствие в узлах и деталях, соприкасающихся с авиатопливом и ПВКЖ, меди, цинка, кадмия и их сплавов;
- безопасность выполнения технологических операций авиатопливообеспечения;
- соблюдение требований охраны окружающей среды при эксплуатации оборудования и его утилизации;
- соблюдение требований пожарной безопасности и взрывозащищенности;
- соблюдение требований национальной системы единства измерений и использования средств измерений.

Состав и комплектация техническими средствами аэродромных складов ГСМ должны обеспечивать выполнение следующих технологических операций:

- прием авиатоплива из видов транспортирования (железнодорожных и автомобильных цистерн, танков нефтеналивных судов водного транспорта, магистральных трубопроводов);
- хранение авиатоплива;
- внутрискладские перекачки;
- выдачу авиатоплива в систему трубопроводов пунктов налива или трубопроводы централизованной системы заправки воздушных судов;
- выдачу авиатоплива на пунктах налива в подвижные и передвижные технические средства заправки ВС;
- транспортирование авиатоплива к местам стоянки ВС и заправка ВС с использованием подвижных и передвижных технических средств;
- заправку ВС с использованием систем централизованной заправки топливом ВС (далее – систем ЦЗТ);
- учет авиатоплива на всех переходных технологических операциях;
- учет, прием, хранение, подготовку к выдаче противоводокристаллизационных жидкостей (далее – ПВКЖ);
- контроль качества авиатоплива и ПВКЖ.

В зависимости от емкости резервуарного парка склады ГСМ классифицируются в соответствии со строительными нормами и правилами «Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования» (табл. 1.1).

В каждом аэропорту, как правило, должен предусматриваться один расходный склад, обеспечивающий хранение всего установленного запаса ГСМ. При невозможности поставки ГСМ непосредственно на расходный склад при соответствующем экономическом обосновании должен предусматриваться перевалочный склад. При расположении сооружений системы ЦЗС на участке расходного склада следует совмещать сооружения, сходные по назначению. Для перспективного развития склада ГСМ его территория в зависимости от категории должна иметь запас площади от 15% до 30%.

Таблица 1.1

Классификация складов

Категория складов	Общая емкость, м ³
Первая	свыше 50000
Вторая	свыше 10000 до 50000
Третья	до 10000

Все сооружения склада ГСМ по функциональному назначению и расположению делятся на пять зон:

- зона приема ГСМ;
- зона хранения;
- зона выдачи ГСМ;
- административно-хозяйственная зона;
- зона вспомогательных сооружений.

Территория склада ГСМ должна иметь не менее двух КПП и ограждаться бетонным забором с Т-образным козырьком из колючей проволоки. Внутри территории склада должна быть предусмотрена кольцевая сеть дорог с твердым покрытием и удобным подъездом к каждому объекту. К территории склада должны быть подведены необходимые автомобильные и железнодорожные транспортные магистрали, а также при возможности отводы магистральных трубопроводов.

В необходимых случаях устанавливается береговое оборудование морских или речных причалов. Расположение объектов авиатопливообеспечения в зависимости от класса аэропорта, способов доставки ГСМ, расчетной потребности и других конкретных условий уточняется при проектировании в соответствии с действующими нормативными документами.

2. Технические средства приема ГСМ

2.1. Прием ГСМ из железнодорожного транспорта

Аэропорты гражданской авиации, на которые могут доставляться ГСМ и другие грузы (в том числе ГСМ в таре) железнодорожным транспортом, оборудуются специальными подъездными тупиковыми путями. Железнодорожные пути подразделяются на рабочие, маневровые, обгонные и сквозные, а также пути, обслуживающие разгрузочные площадки, тарные склады (рис. 2.1).

На рабочих путях устанавливаются вагоны и железнодорожные цистерны. Обгонные и сквозные пути предназначены для вывода составов при пожаре или занятости других путей. Железнодорожные тупиковые пути чаще всего примыкают к магистралям со стороны станционных путей. Железнодорожные пути на территории сливных фронтов должны быть прямолинейными и строго горизонтальными во избежание самопроизвольного движения цистерн.

Рабочие пути оборудуются эстакадами и отдельными сливными устройствами, рассчитанными на маршрутный, групповой или одиночный слив вагонов-цистерн, в том числе большой вместимостью. Расстояние между железнодорожными сливными устройствами (технологический шаг) принимается равное 12 м. Эстакады могут быть односторонними и двухсторонними, оборудованными сливными и наливными устройствами. При этом предусматривается оборудование как для нижнего, так и для верхнего слива.

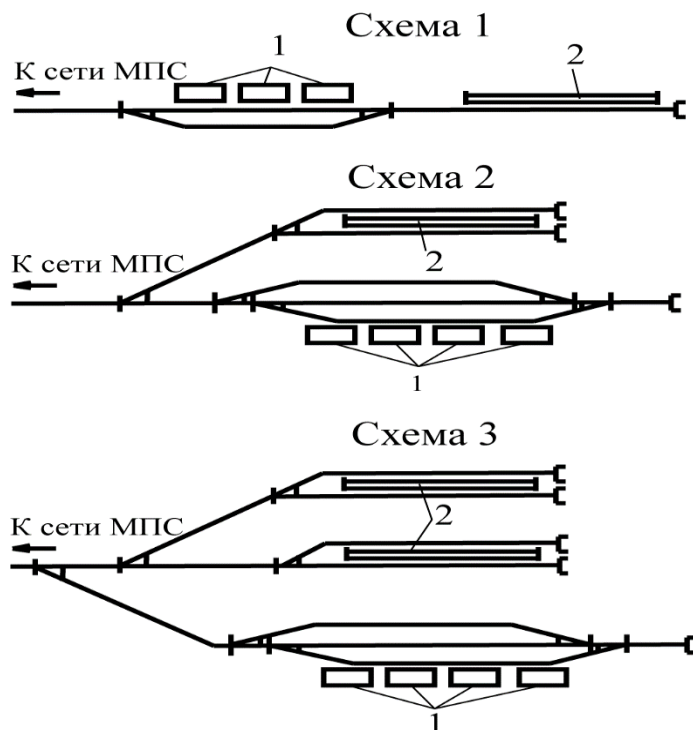


Рис. 2.1. Схемы железнодорожных путей склада ГСМ аэропорта: 1 – склады тарных грузов; 2 – сливно-наливная эстакада

Расчетное число эстакад определяется в зависимости от количества прибывающих в сутки маршрутов.

Для определения количества насосных агрегатов сначала выбирают тип насоса, затем по паспортным данным определяют подачу насоса (Q), напор (H) и рассчитывают количество насосных агрегатов.

Для слива топлива необходимо устанавливать на один насос больше – резервный.

Размещение сливных и наливных устройств и других сооружений на железнодорожных путях должно соответствовать СНиП 2.11.03-93, эксплуатация

железнодорожных путей, сливных и наливных устройств должна проводиться в соответствии с нормами и правилами, в том числе и на железнодорожном транспорте с учетом требований к маршрутам. Под железнодорожным маршрутом понимается состав с определенным количеством вагонов-цистерн, допустимая грузоподъемность железнодорожных маршрутов устанавливается региональными органами железных дорог, поэтому при определении состава маршрута поставки ГСМ в аэропорт должны учитываться требования региональных органов железных дорог от поставщика ГСМ до аэропорта.

В настоящее время вагонный парк железных дорог и транспортных компаний, входящих в интегрированные нефтяные компании РФ, пополняется новыми более совершенными вагонами-цистернами, в том числе и со сливными приборами, облегчающими стыковку и нижний слив-налив авиатоплив. В табл. 2.1 приведены основные характеристики современных вагонов-цистерн для перевозки нефтепродуктов, которые должны учитываться при разработке проектов сливо-наливных фронтов.

Вагоны-цистерны (рис. 2.2) состоят из платформы, двух и более колесных тележек, котла с горловиной, люком-лазом и предохранительно-выпускным клапаном в верхней части, а также со сливными приборами в нижней части цистерны.

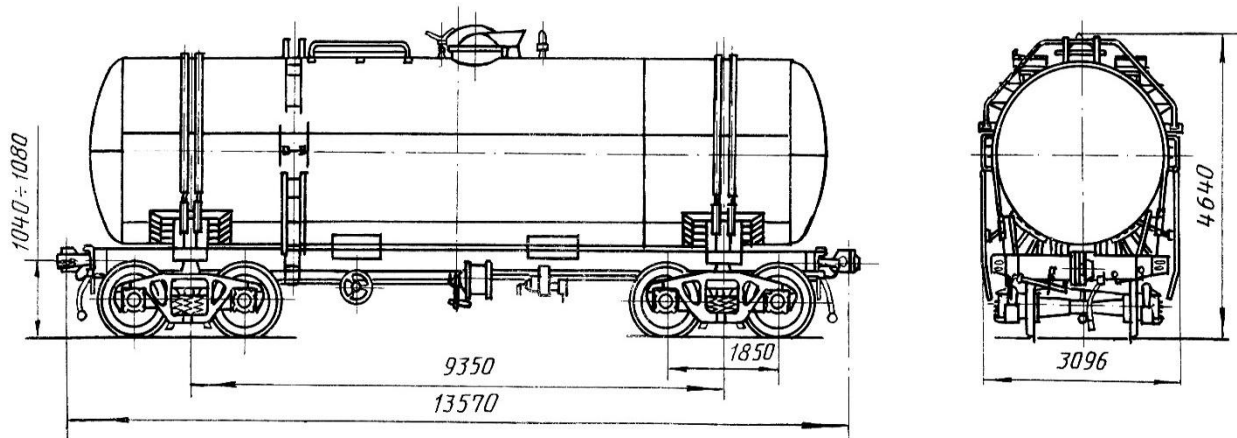


Рис. 2.2. Четырехосная вагон-цистерна для перевозки бензина и светлых нефтепродуктов модели 15-869

Современные вагоны-цистерны имеют сливные приборы, обеспечивающие стыковку и нижний слив-налив авиатоплив.

Они состоят из трех установленных последовательно и действующих независимо друг от друга запорных органов:

- основного запорного органа (крана шарового), установленного внутри нижней части цистерны и предназначенного для обеспечения сохранности авиатоплив при транспортировании и сливо-наливных операциях;
- первого дополнительного запорного органа (дискового затвора),

предназначенного для обеспечения полного слива авиатоплива без потерь и герметичности цистерны в случае неисправности основного запорного органа;

- второго дополнительного запорного органа (заглушки предохранительной), предназначенного для обеспечения герметичности цистерны в случае неисправности основного запорного органа и первого дополнительного запорного органа;

- рычагов для управления перечисленными запорными органами.

Таблица 2.1

Характеристики вагонов-цистерн для перевозки нефтепродуктов

Наименование параметра	Значение параметра для вагона модели				
	15-Ц863	15-Ц864	15-869	15-871	15-1427
Назначение (основной груз)	Бензин, нефть	Бензин, нефть	Бензин, светлые нефтепродукты	Нефть	Бензин
Тип вагона	712 (720)	713 (721)	732	794	731
Грузоподъемность, т	60	60	62	120	60
Масса вагона (тара), т	23,1	23,9	25,3	48,8	23,4
Нагрузка: - от оси колесной пары на рельсы, кН (тс); - на один погонный метр пути, кН/м (тс/м)	204 (20,8) 68 (6,9)	206 (21,0) 66 (6,7)	216(22,0) 63 (6,4)	207 (21,1) 78 (8,0)	205 (20,9) 66 (6,7)
Количество осей	4	4	4	8	4

Общая схема слива-налива железнодорожных цистерн приведена на рис. 2.3.

Слив и налив железнодорожных цистерн может выполняться через верхнюю горловину цистерны (верхний слив-налив) или через нижний сливной прибор (нижний слив-налив). В данной схеме при необходимости используется так называемый «нулевой резервуар».

Установки нижнего слива-налива нефтепродуктов шарнирно-сочлененного исполнения изготавливаются трех типов: без подогрева для светлых нефтепродуктов и с подогревом для вязких нефтепродуктов. Принципиальная схема установок нижнего слива-налива светлых нефтепродуктов типа АСН-7Б для светлых нефтепродуктов приведена на рис. 2.4.

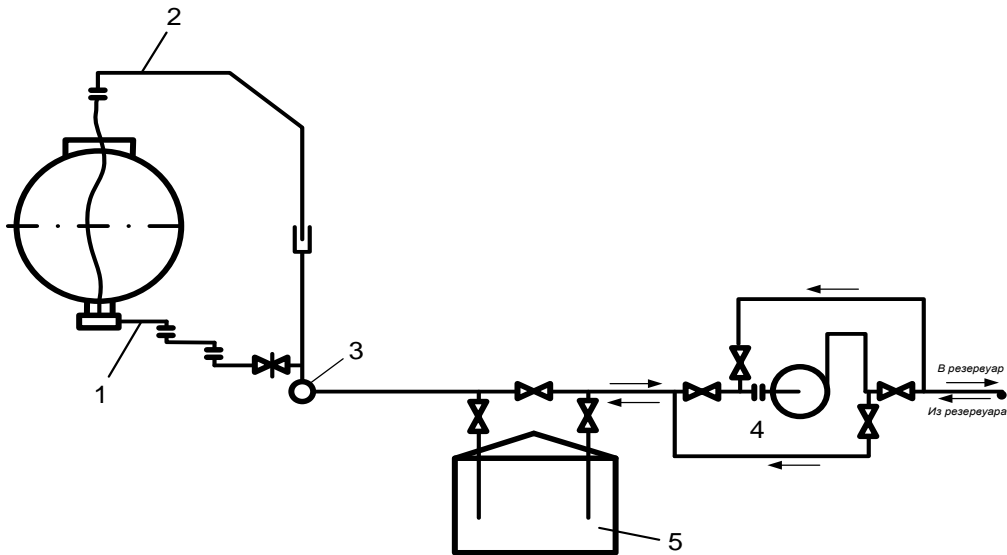


Рис. 2.3. Схема слива-налива железнодорожных цистерн: 1 – установка нижнего слива-налива; 2 – установка верхнего слива-налива; 3 – коллектор; 4 – насос; 5 – нулевой резервуар

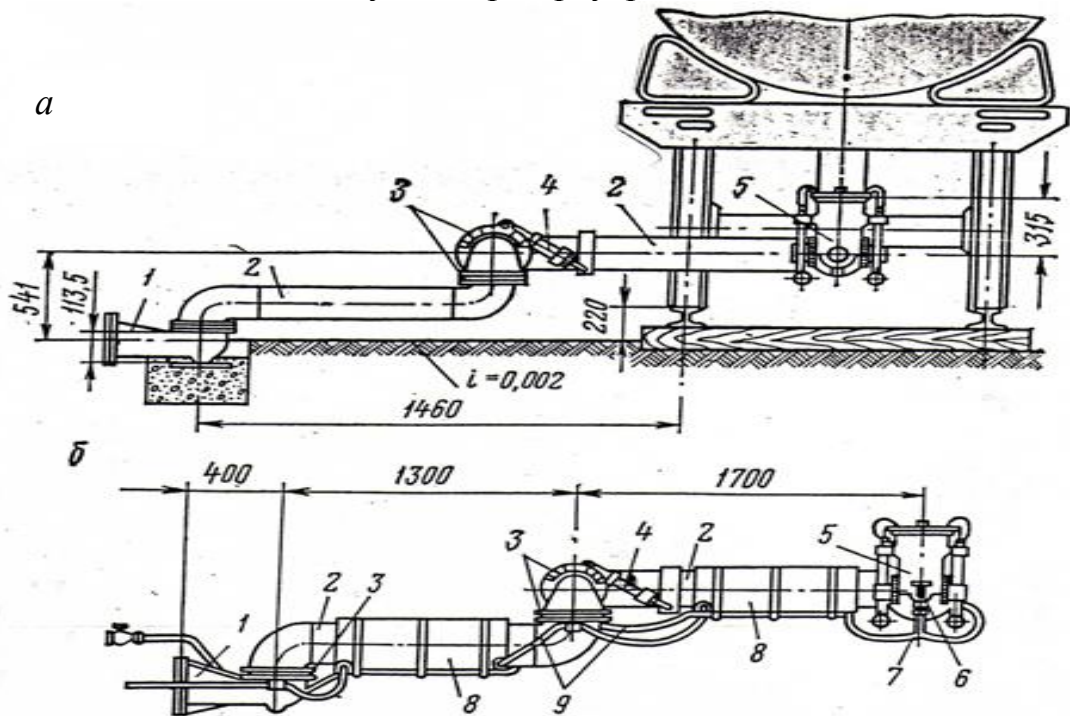


Рис. 2.4. Установки для нижнего слива-налива светлых нефтепродуктов: а – АСН-7Б; б – АСН-8Б; 1 – коренной опорный патрубок; 2 – подвижной патрубок; 3 – шарнир; 4 – уравнивающее устройство; 5 – соединительная головка; 6 – кран; 7 – опорные шарниры; 8 – паровая рубашка; 9 – подводный шланг

Установка АСН-7Б состоит из опорного соединительного патрубка 1, подвижных труб 2 и 5, двух опорных шарниров 3 для перемещения в горизонтальной плоскости труб и двух опорных шарниров 7 для перемещения в верти-

кальной плоскости, уравнивающего пружинного механизма 4, соединительной головки с крышкой и воздушного клапана. Опорный соединительный патрубок 1 предназначен для присоединения к запорному органу, установленному на отводе продуктового коллектора. Одновременно патрубок служит коренной опорой, на которой смонтирована вся установка.

Принцип действия установки АСН-7Б основан на применении системы патрубков с герметичными опорными шарнирами. Шарнирный хобот, огибая выступающие части цистерны, позволяет присоединяться к сливному прибору железнодорожной цистерны с любой стороны. Вертикальное перемещение концевой трубы позволяет учитывать различные положения нижнего торца сливного прибора железнодорожной цистерны, а также компенсировать положения установки при вертикальных перемещениях цистерны в процессе слива. Установка АСН-7Б позволяет производить слив авиатоплива из железнодорожной цистерны как самотеком, так и принудительно с помощью насосного агрегата. Шарниры оснащены самоуплотняющимися резиновыми манжетами.

Пружинный механизм удерживает концевую трубу установки в верхнем положении. Воздушный клапан служит для пропуска воздуха внутрь установки в процессе зачистки.

Установка АСН-7Б монтируется у сливной эстакады в соответствии с установочным чертежом. После монтажа установка опрессовывается для проверки герметичности в местах соединения узлов и в шарнирах.

Для слива авиатоплива из железнодорожной цистерны после подачи ее на сливную эстакаду оператор открывает нижнюю часть сливного прибора цистерны и присоединяет головку установки. Затем оператор открывает задвижку на коллекторе эстакады, поднявшись на верх железнодорожной цистерны, открывает люк и клапан сливного прибора.

После окончания слива оператор закрывает клапан сливного прибора и люк цистерны, отсоединяет головку установки и отводит ее в сторону из-под железнодорожной цистерны, закрывает головку крышкой. Затем оператор открывает задвижку на коллекторе эстакады.

Аналогично проводятся работы по сливу топлива из остальных железнодорожных цистерн маршрута. В нерабочем положении рабочая головка установки должна закрепляться за габаритами железнодорожной цистерны в специальной пружинной скобе.

Техническое обслуживание установки и всего оборудования эстакады, их текущий ремонт проводятся в соответствии с руководствами по эксплуатации.

Часть авиаГСМ транспортируется в таре. В качестве тары применяются стальные и деревянные бочки, барабаны, бидоны, стеклянные бутылки, разного

исполнения контейнеры-цистерны и канистры. Тара выбирается в зависимости от свойств нефтепродуктов, от дальности перевозки и вида транспорта. После разгрузки авиаГСМ в таре из железнодорожного транспорта они хранятся в специальных помещениях, в которых должно быть не более трех этажей при хранении горючих авиаГСМ и не более одного этажа при хранении легковоспламеняющихся нефтепродуктов. При хранении легковоспламеняющихся и горючих авиаГСМ в одном помещении места размещения тары должны быть разделены глухими огнестойкими перегородками.

Для механизации погрузо-разгрузочных работ применяют подъемники бочек, тельферы и транспортеры различных конструкций.

2.2. Прием ГСМ из водного транспорта

Прием авиатоплив из водных видов транспорта на аэродромный склад авиаГСМ является редким случаем. Чаще для этого используются промежуточные (перевалочные) нефтебазы при морских и речных портах, нефтяных гаванях и терминалах с причалами или пирсами. На них размещено техническое оборудование для слива ГСМ: насосные установки, трубопроводные коммуникации с запорно-регулирующей арматурой, фильтры для очистки нефтепродуктов, системы заземления, молниезащиты, защиты от статического электричества, связи, электрического обеспечения, пожаротушения.

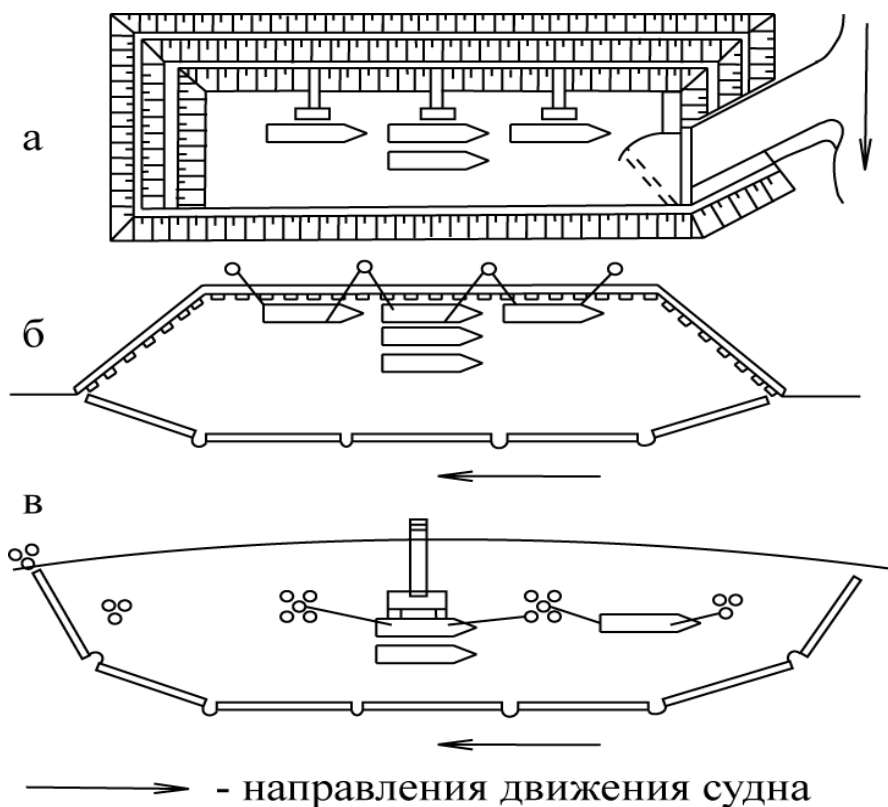


Рис. 2.5. Схемы современных нефтяных гаваней

При этом на причалах или пирсах оборудуется проезд шириной не менее 3,5 метров для пожарных автомашин с площадкой для разворота, сооружаются пирсы, причалы по течению реки ниже населённых пунктов, водозаборников, мест стоянки флота. Если это невозможно, их сооружают

выше по течению реки на расстоянии от 3 до 5 километров до указанных объектов. На рис. 2.5 приведены схемы современных нефтяных гаваней в виде узкого

выше по течению реки на расстоянии от 3 до 5 километров до указанных объектов. На рис. 2.5 приведены схемы современных нефтяных гаваней в виде узкого

тупикового бассейна со специальными затворами; в виде береговой выемки с боковым ограждением, препятствующим выходу нефтепродуктов в случае пролива на акваторию; образованную сплошным ограждением искусственную гавань.

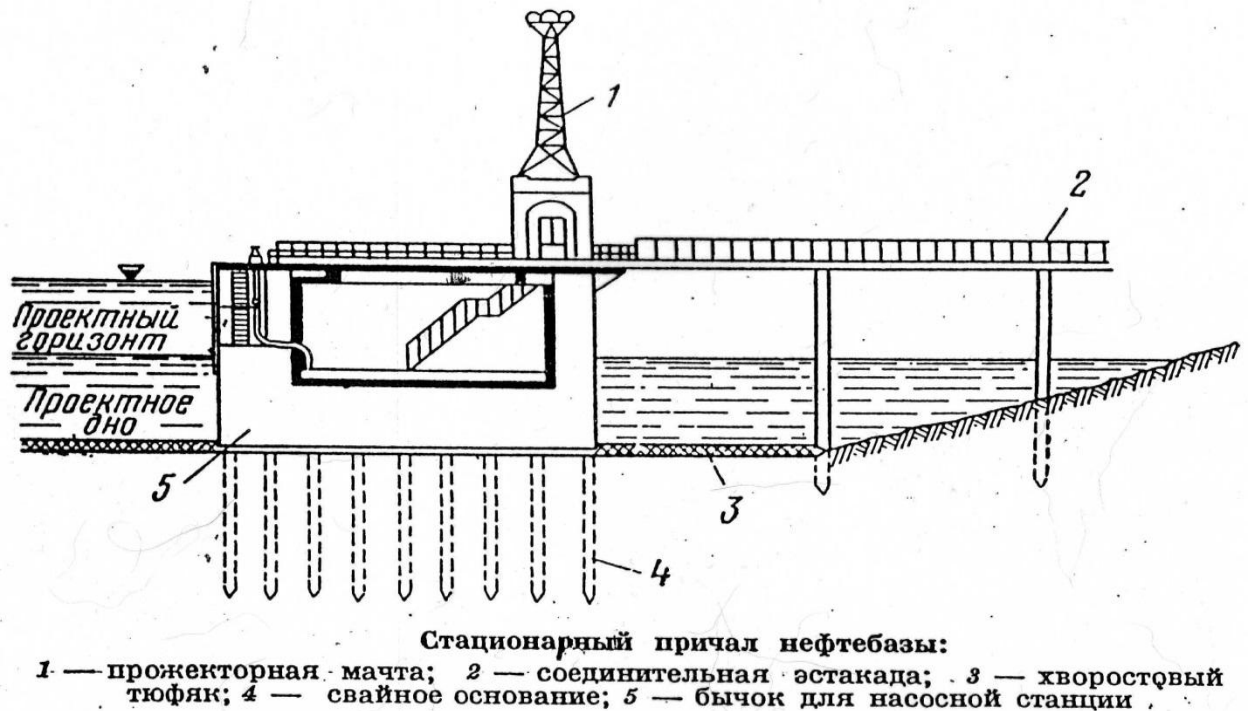


Рис. 2.6. Схема причала нефтебазы

На рис. 2.6 приведена схема причала нефтебазы со всем оборудованием, включая насосные станции на специальном сооружении (бычке). Этот комплекс оборудования обеспечивает прием нефтепродуктов со всех типов нефтеналивных судов, включая баржи, не имеющие своих насосных станций.

Для слива (налива) на причалах применяются специальные устройства (стендеры) с зонами обслуживания от 8,5 до 15 м (рис. 2.7).

Наружные обоймы шарниров связаны между собой кронштейнами, воспринимающими всю нагрузку стендера. Это позволяет выполнять замену манжет без демонтажа установки и без разборки шарниров.

Нефтеналивные суда могут быть самоходными (морские и речные танкеры) и несамоходными (баржи морские, озёрные или речные). Рейдовые морские баржи, так называемые «лихтеры», служат для перевозки нефтепродуктов на большие расстояния, когда танкеры не могут подойти непосредственно к причалам.

Из нефтеналивных судов наиболее распространенными являются танкеры. Нефтеналивное судно состоит из жесткого стального каркаса, к которому

крепится обшивка. Каркас судна выполнен из продольных и поперечных связей (рис. 2.8). Продольные и поперечные переборки образуют наливные отсеки-танки, которые соединены между собой клинкетами, перекрывающими отверстия в нижней части переборок у днища.



Рис. 2.7. Специальные устройства (стендеры) для слива (налива) на причалах

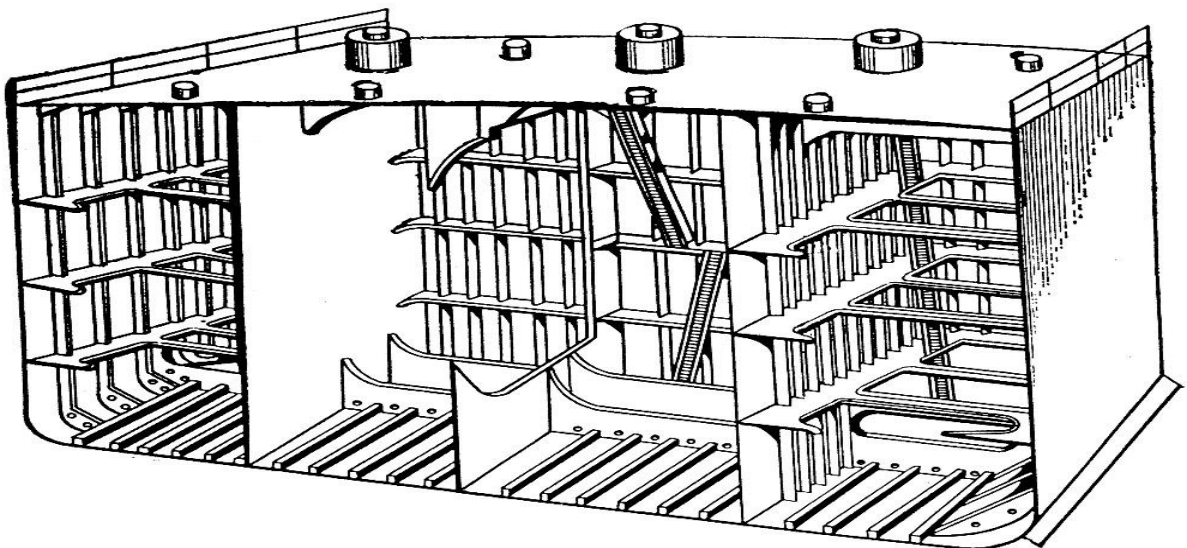


Рис. 2.8. Нефтеналивное судно

Конструкция нефтеналивных судов обусловлена свойствами жидкого груза, требующими применять меры пожарной безопасности. Увеличение объема жидкого груза от повышения температуры требует наличия свободного пространства в танках при полной загрузке судна. Для уменьшения влияния свободного пространства жидкого груза при бортовой качке на остойчивость

судна устанавливаются продольные переборки, а для уменьшения ударов жидкого груза при килевой качке – поперечные переборки.

Предотвращение попадания паров нефтепродуктов в хозяйственные и машинные отделения грузовых танков обеспечивается конструктивно отделением их от носового и кормового отсеков глухими отсеками, которые с целью пожарной безопасности заливают водой. Для сбора и отвода продуктов испарения, а также для регулирования давления в танках на палубе устроена газоотводная система с дыхательными клапанами.

Все грузовые танки соединены между собой трубопроводами и задвижками (клинкетами) для осуществления погрузки и выгрузки нефтепродуктов и балласта. Остатки нефтепродуктов или балласта, не откачанные из танков по грузовым трубопроводам 1 (рис. 2.9), удаляют по зачистным трубопроводам 2, имеющим меньший диаметр и пропускную способность по сравнению с грузовыми трубопроводами. Грузовые и зачистные приемники размещают в наиболее глубокой кормовой части танка, так как танкеры обычно имеют дифферент на корму. Грузовые трубопроводы могут быть расположены на танкере по кольцевой или линейной схеме. На новых танкерах для повышения сохранности нефтепродуктов имеются специальные балластные танки и трубопроводы.

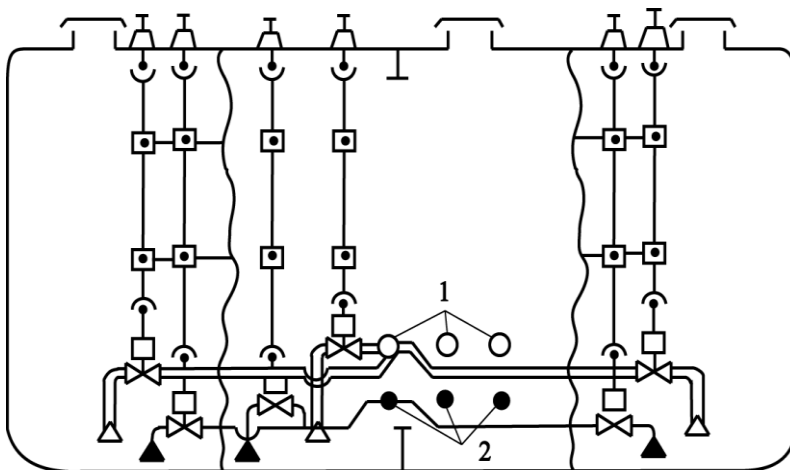


Рис. 2.9. Схема размещения грузового 1 и зачистного 2 трубопроводов на танкере

Подача нефтепродуктов на береговой склад обеспечивается только насосами танкера из одного герметично закрытого вакуумного танка (рис. 2.10), в котором поддерживается разрежение.

Из остальных танков нефтепродукты поступают в этот вакуумный танк самотеком за счет перепада давления. Величина разрежения в вакуумном танке должна быть меньше давления насыщенных паров нефтепродуктов при температуре откачки.

Применение вакуумных танков позволяет сократить время выкачки нефтепродуктов на 20%. Основные данные морских, речных танкеров и нефтерудовозов приведены в табл. 2.2, малотоннажных речных танкеров – в табл. 2.3, показатели речных барж – в табл. 2.4.

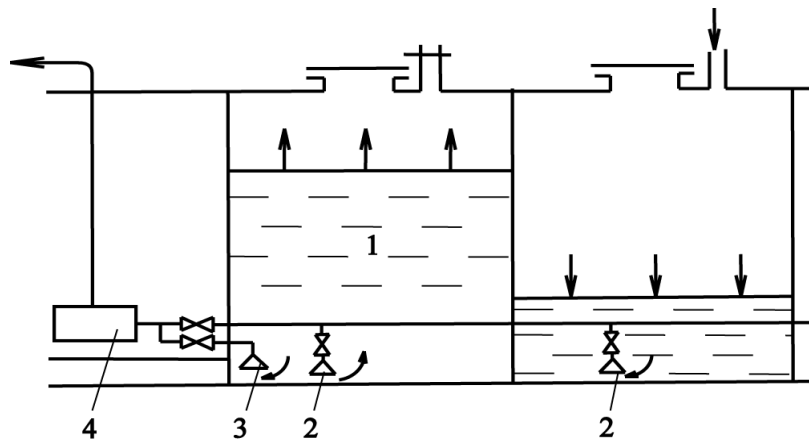


Рис. 2.10. Схема откачки нефтепродуктов через вакуумный танк

Таблица 2.2

Основные данные морских танкеров

Показатели	«Олег Кошевой»	«Казбек»	«Прага»	«Лисичанск»	«София»	«Крым»
Дедвейт, т	4696	11800	30720	34640	49370	150000
Техническая скорость, км/ч	18,5	23,7	34,6	33,1	31,5	31,5
Число насосов	2	4	3	3	4	3
Подача насоса м ³ /ч	500	250	750	1100	750	5000
Напор грузового насоса, м	100	100	80	100	100	80
Размеры, м						
длина	123,5	145,5	202,8	195,0	230,6	295,5
ширина	16,0	19,2	25,8	27,0	31,0	45,0
осадка с грузом	4,3	8,5	10,4	10,7	11,6	17,0

Основные данные речных танкеров и нефтерудовозов

Показатели	Номер проекта					
	1754А	Р77	1553 (нефтерудовоз)	558	1577	587
Класс перевозимого нефтепродукта	I, II	I,II,III	II,III,IV	I,II	III	IV
Грузоподъемность, т	100	2150	2700	5000	4800	3000
Грузовые насосы:						
марка	ЦСП-57	ЦСН-57	8НДВ	10НД-6х1	10НД-6х2	6НДВБ
число	2	2	2	2	2	2
подача, м ³ /ч	130	148/74	500	500	500	360
напор, м	55	71,5/143	33	55	55	47
Размеры, м:						
длина	86,7	108,8	119,9	132,6	132,6	110,2
ширина	12,99	15,1	13,42	16,75	16,90	13,40
осадка с грузом	1,6	2,5	3,5	3,6	3,5	3,3

Таблица 2.3

Основные данные малотоннажных речных танкеров

Показатели	Номер проекта			
	P42	795	868	866
Класс перевозимого нефтепродукта	I,II,III,IV	I,II,III,IV	I,II,III,IV	III,IV
Грузоподъемность, т	600	150	150	600
Число цистерн	5	4	4	5
Грузовой насос для вязких нефтепродуктов:			ЭМН-11/І-ІІ	НВВ55(ЭМН-11/І-ІІ)
тип	НВВ-55	P3-30		
число	1	1	1	2(1)
подача, м ³ /ч	45	18	45	50(43)
напор, м	80	35	80	40(80)
Грузовой насос для светлых нефтепродуктов:		СЦЛ-20-	СЦЛ-20-	
тип	ЦСП-57	24а	24	-
число	2	2	2	-
подача, м ³ /ч	65	30-40	30-40	-
напор, м	110	65-40	65-40	-
Размеры, м:				
длина	66,0	50,1	43,1	65,6
ширина	9,54	8,84	7,4	9,6
осадка с грузом	2,08	0,9	1,15	1,88

Таблица 2.4

Основные показатели речных нефтеналивных барж

Показатели	Номер проекта и тип баржи								
	P27	186Б	459Н	428	403Б	248	504	«Великан»	«Алдан»
Класс перевозимого нефтепродукта	III, IV	I,II	I,III	I,II,III	I	I	I	II,III,IV	IV
Грузоподъемность, т	3000	3909	2050	6000	3700	200	40	11750	10000
Подача, м ³ /ч:									
погрузки	1000	1000	1200	1000	1000	-	-	1200	1200
выгрузки	800	800	800	1000	800	-	-	600	600
Размеры, м:									
длина	111,2	109,0	78,35	137,7	110,8	40,65	25,9	177,5	165,4
ширина	20,5	16,48	15,44	19,5	16,48	7,33	5,63	24,6	22,6
осадка с грузом	2,6	2,9	2,88	3,05	2,85	1,11	0,75	3,60	35,6

Отгрузка нефтепродуктов поставщиком в наливные суда производится на нефтебазах, где к началу навигации создаются соответствующие запасы нефтепродуктов, в том числе авиатоплив. Нефтепродукты подаются в загружаемое наливное судно из расходных резервуаров, при этом количество отгруженных нефтепродуктов может замеряться одним из следующих способов:

- 1) по замерам в береговых расходных резервуарах;
- 2) по показаниям счётчиков, расходомеров;
- 3) по замерам в танках наливного судна.

После загрузки танкера его люки пломбируются поставщиком или совместно поставщиком и пароходством (двойное пломбирование), если предусмотрена частичная разгрузка танкера при следовании его в конечный пункт.

На отгруженное количество нефтепродуктов оформляются: накладная, дорожная ведомость, копия дорожной ведомости, корешок дорожной ведомости, квитанция. В пакет документов входит паспорт качества каждой марки отгруженного нефтепродукта. Капитану танкера передаётся поставщиком для доставки получателю проба каждой марки нефтепродукта из расходных резервуаров поставщика (капитанская проба). Время выхода судна, марки и количества нефтепродукта на нём по радиосвязи сообщается через пароходство получателям. За 24 часа до подхода наливного судна радиосообщение повторяется и следует через 12 часов и за два часа до подхода. За два часа до подхода наливного судна получатель должен указать точное место его швартовки. При подходе наливное судно швартуется и заземляется.

Сливоналивные причальные сооружения для слива ГСМ, поставляемых водным транспортом, по своему устройству и режиму работы должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования морских (речных) портов и пристаней, а также правилам перевозки нефтепродуктов водным транспортом. Стационарные или плавучие причалы (пирсы), бункеровочные причалы и другого вида причальные сооружения оснащаются:

- швартовыми устройствами для упора и надежной швартовки судов;
- шлангирующими для соединения береговых трубопроводов со сливными устройствами наливных судов;
- средствами механизации швартовки и шланговки судов;
- стационарными, передвижными или плавучими насосными установками с приборами контроля давления при перекачке ГСМ;
- средствами подачи электроэнергии, стационарным и переносным освещением;
- средствами связи с судами;
- устройствами для защиты от гидроударов;
- устройствами для заземления судов;
- системой пожарной защиты и пожарными средствами;
- системой сбора дождевых стоков и аварийных проливов ГСМ.

Плавучие насосные станции применяют на прибрежных нефтебазах, расположенных на берегах рек и озер с большим колебанием уровня воды (до 4–5 м). В этих условиях береговые насосные станции не могут откачивать нефтепродукты из наливных судов при низких горизонтах воды. Применение плавучих насосных станций, смонтированных на баржах и понтонах, пришвартованных к борту судна, позволяет производить перекачку независимо от уровня в водоеме.

Для случая несанкционированного отхода судна от причала предусматривается автоматическое устройство по аварийному отсоединению шлангов. Для предотвращения пролива ГСМ причальные сооружения при аварии, а также при отсоединении наливных устройств от патрубков судна сооружения, оснащаются автоматически закрывающимися клапанами. На закрытых от волнения рейдах сливноналивные операции могут производиться на беспричальных устройствах через подводные трубопроводы.

Приём ГСМ из наливных судов осуществляется комиссией, персональный состав которой утверждается приказом руководства авиапредприятия. В состав комиссии входят ИТР ГСМ, других служб, в некоторых случаях представители отдельных служб. Возглавляет комиссию председатель. Принятые ГСМ передаются материально ответственному лицу предприятия. Комиссия выполняет распределение прибывшего груза (оформление документации), получает по ней пробы, сертификат качества, проверяет состояние судна, наличие пломб, герметичность. В каждом танке выполняются замеры уровней воды, продукта, а также элементы входного контроля. Председатель комиссии даёт разрешение на слив нефтепродукта по подготовленной схеме в приёмный резервуар. В процессе слива контролируется герметичность схемы, скорость наполнения приёмного резервуара, уровень чистоты топлива.

Стояночное время наливных судов под сливом исчисляется в соответствии с действующими судовыми нормами, уточненными для каждого бассейна. Эти нормы должны учитывать диаметры и длины трубопроводов, геодезические отметки (резервуар-судно), типы судов и безопасные скорости перекачки нефтепродукта.

Количество сливноналивных устройств (стендеров), их взаимное расположение и специализация должны соответствовать ассортименту нефтепродуктов и обеспечивать выполнение судовых норм слива-налива. Шлангующие устройства, подаваемые с берега, присоединяет экипаж судна, а устройства, подаваемые с судна на берег, присоединяют работники причала. Наблюдение за трубопроводами до причала входит в обязанности вахтенного персонала наливных судов. При сливе нефтепродукта из судов совместно грузополучателем и паромством замеряют уровень в танках судна до и после опорожнения судна.

2.3. Прием ГСМ из автомобильного транспорта

Прием ГСМ (авиатоплив, дизельного топлива, автомобильных бензинов), авиационных и моторных масел, противоводокристаллизационных жидкостей и других жидкостей из автоцистерн на аэродромном складе должен выполняться на отдельных площадках, оборудованных узлами учета. Расчет количества площадок приема по маркам (сортам) ГСМ определяется при проектировании в

зависимости от потребностей в заправке воздушных судов и наемной техники при обеспечении полетов.

Оборудование новых систем приема ГСМ из автомобильного транспорта должно предусматривать использование:

- систем технологических трубопроводов и коллекторов;
- запорной и регулирующей арматуры;
- предохранительной арматуры;
- обратных клапанов;
- устройств отбора проб ГСМ (со сбором и локализацией остатков);
- фильтров предварительной очистки топлива от механических примесей;
- фильтров тонкой очистки топлива от механических примесей;
- средств учета перекачиваемого топлива в соответствии с требованиями МВИ;
- систем предотвращения гидроударов, защиты от гидроударов и превышения давления в оборудовании и гидравлических магистралях;
 - газосбрасывающих клапанов и системы удаления паровоздушной смеси, образующейся при выполнении технологических операций перекачки топлива;
- систем плавного пуска или регулирования привода насосных агрегатов;
- системы заземления и выравнивания потенциалов;
- системы визуализации и контроля качества авиатоплива в потоке;
- системы сбора и локализации возможных проливов авиатоплива, химически загрязненных (смывных) технологических стоков и вод атмосферных осадков;
 - устройств нижнего слива для одиночных автоцистерн или эстакады для группового опорожнения автоцистерн;
 - насосных агрегатов;
 - систем контроля и регулирования потока топлива в сливных коллекторах либо средств автоматики контроля предельного уровня наполнения топливом промежуточных (сливных) резервуаров.

Пункты приема ГСМ из автомобильного транспорта допускается совмещать с пунктами налива автотопливозаправщиков. Площадки должны быть оборудованы производственно-дождевой канализацией и иметь твердое покрытие.

Слив ГСМ из автомобильного транспорта может осуществляться с помощью насосов склада или собственным насосом автоцистерны.

2.4. Прием ГСМ из магистральных трубопроводов

Аэродромные склады ГСМ получают авиатоплива от магистральных нефтепродуктопроводов по отводящим распределительным трубопроводам. Распределительный трубопровод до выходной задвижки на территории склада ГСМ принадлежит управлению магистрального нефтепродуктопровода. Управление магистрального нефтепродуктопровода составляет и утверждает карту технологических режимов работы отводящих распределительных трубопроводов, в которых указывается производительность подачи нефтепродукта по ответвлениям, давление в характерных точках ответвления, номинальные плотности и вязкости нефтепродукта и порядок передачи нефтепродукта в узел приема топлива склада ГСМ.

При доставке авиатоплива по трубопроводу на территории склада ГСМ обустраивается узел приема топлива со специальным комплектом оборудования, включающим следующие виды:

- специальные распределительные (линейные) отводы от магистрального трубопровода;
- системы контроля и регулирования потока авиатоплива в коллекторах и трубопроводах;
- запорно-регулирующие устройства (задвижки, обратный и предохранительный клапаны, воздушно-спускные вентили);
- фильтр грубой очистки;
- подземный резервуар для сброса топлива при повышении давления в трубопроводе выше допустимого;
- контрольно-измерительные приборы;
- заземляющие устройства.

Количество приемных трубопроводов принимается по числу видов основных марок топлива (авиатоплива, авиабензина).

Узел приема топлива из магистрального трубопровода размещается на отдельной площадке или совмещается с фильтрационным пунктом и насосной станцией склада.

3. Насосные станции склада ГСМ

3.1. Устройство насосных станций

Насосные станции являются одним из важнейших объектов склада ГСМ и предназначены для внутрискладских перекачек авиатоплив по технологическим трубопроводам из одной группы резервуаров в другую, для слива железнодорожных и автомобильных цистерн и наливных судов, для налива цистерн автотопливозаправщиков, а также для работы систем централизованной заправки топливом воздушных судов (систем ЦЗТ). Насосные станции могут быть ста-

ционарными и передвижными. Для обеспечения бесперебойной работы стационарных насосных станций при выходе насосов должна быть предусмотрена возможность подключения передвижных (подвижных) перекачивающих средств. Привод насосов передвижных насосных установок может осуществляться от двигателей автомобилей, отдельного двигателя внутреннего сгорания или электродвигателя, подключаемого в энергосеть аэродрома.

Комплект оборудования насосных станций должен обеспечивать:

- прием ГСМ;
- внутрискладские перекачки ГСМ;
- фильтрацию авиатоплива с заданными значениями тонкости фильтрации и содержания механических примесей;
 - учет принятого и выданного авиатоплива в соответствии с требованиями методик выполнения измерений, предусмотренных действующей технологией авиатопливообеспечения (МВИ);
 - отбор проб и контроль качества авиатоплива (со сбором и локализацией остатков);
 - контроль режимов работы и безопасности функционирования оборудования;
 - предотвращение гидроударов, защиту от гидроударов и превышения давления в гидравлических системах;
 - снижение уровня статического электричества в авиатопливе;
 - сбор и локализацию возможных проливов авиатоплива, химически загрязненных (смывных) технологических стоков и вод атмосферных осадков.

Стационарные насосные станции размещают в бесчердачных зданиях с огнестойкостью не ниже 2 степени, оборудованных средствами пожарной защиты, вентиляцией, освещением и отоплением. Здания могут быть с отдельной или совместной установкой насосов и электродвигателей.

Здание насосной станции обычно включает: машинный зал, фильтрационный пункт (если он совмещен с насосной станцией), вентиляционную камеру, помещение для обслуживающего персонала и другие вспомогательные помещения.

Материалы стен, покрытий и полов насосной должны обладать соответствующей огнестойкостью. Полы делаются из материалов, не впитывающих нефтепродукты и обеспечивающих хорошее смывание пролитых нефтепродуктов. В полах предусматриваются стоки, по которым пролитые нефтепродукты удаляются в промышленную канализацию через гидравлические затворы.

На аэродромах с небольшими расходами топлива насосные агрегаты могут устанавливаться на открытых площадках, под навесами или в специальных камерах и кожухах, если позволяют местные условия.

В комплекс основного оборудования стационарных насосных станций входят: насосы, двигатели, средства фильтрации, трубопроводная обвязка с запорной и предохранительной арматурой, контрольно-измерительные приборы, электрооборудование, вентиляционное и грузоподъемное оборудование. Насосные станции рекомендуется оборудовать однотипными, взаимозаменяемыми центробежными насосами с приводом от электродвигателей во взрывобезопасном исполнении. Не исключается использование для этих целей двигателей внутреннего сгорания и газотурбинных двигателей с соблюдением требований по пожарной безопасности.

В насосных станциях, как правило, устанавливаются рабочие и резервные насосы. Как исключение, работа без резервного насоса допускается в том случае, если количество рабочих насосов больше двух, а работа без резерва обоснована. Резервные насосы используются при выходе из строя или проведении профилактических работ рабочим насосам. Для каждой насосной станции количество рабочих насосов определяется расчетом исходя из того, что их суммарная подача должна соответствовать расходу топлива в час максимальной интенсивности вылета самолетов. Включение и выключение насосов может осуществляться дистанционно, с мест заправки или автоматически.

Одним из возможных вариантов современной компоновки насосной станции является исключение вспомогательного насоса, но при этом по крайней мере один из «дежурных» насосов группы должен иметь регулируемую подачу, в том числе и за счет изменения оборотов электропривода.

Насосные агрегаты в зависимости от их количества размещаются в машинном зале в один или два ряда, при этом должен быть обеспечен свободный доступ для их обслуживания.

Соединение насосов между собой и с трубопроводной сетью системы ЦЗС осуществляется с помощью трубопроводной обвязки, которая с установленной на ней запорной и предохранительной арматурой образует технологическую схему трубопроводов насосной станции. Выбор технологической схемы насосной станции производится с учетом обеспечения возможности отключения любого насоса на период проведения регламентных (ремонтных) работ без прекращения работы станции.

Для обеспечения безопасности работы насосных станций и поддержания в них требуемого давления напорные линии трубопроводов соединяют со всасывающими байпасами, на которых устанавливаются предохранительные клапаны, отрегулированные на определенное давление.

Трубопроводы насосной станции в основном укладываются в специальных каналах, сделанных в полу. Запорную арматуру насосных станций рекомендуется сосредоточивать по возможности в одном месте.

Электрооборудование насосных станций (пусковые электроприборы, выключатели, телефонные аппараты и т.д.) изготавливают взрывобезопасными. Освещение насосных станций – электрическое внутреннее во взрывобезопасном исполнении или наружное с применением рефлекторных светильников и наружной электропроводкой.

Насосные станции оборудуют естественной вентиляцией с применением дефлекторов или искусственной вентиляцией с применением взрывобезопасных вентиляционных установок.

Необходимая для насосной станции величина кратности обмена воздуха в 1 ч определяется расчетным путем. Так, для помещения насосной станции высотой 6 м, перекачивающей авиатопливо с содержанием сернистых соединений, кратность воздухообмена равна 10, а без сернистых соединений – 8. Для помещений меньшей высоты кратность воздухообмена увеличивается на 16% на каждый метр снижения высоты здания насосной станции.

Для обеспечения надежной работы насосов необходимо тщательно производить расчет фундаментов, на которые они устанавливаются. Фундаменты устанавливают в виде массивов с колодцами для анкерных болтов. Основанием под фундаменты служит грунт, плотно утрамбованный щебнем, под давлением не менее 1,5 кгс/см².

Фундаменты под агрегаты не должны опираться или жестко связываться с элементами здания насосной во избежание передачи на них вибраций.

Для облегчения и удобства монтажа и демонтажа оборудования насосные станции рекомендуется оснащать грузоподъемными устройствами: при массе отдельного оборудования до 500 кг – переносными треногами и таями, при большей массе – монорельсами с кошками или таями. Ширина дверей должна соответствовать габаритам наиболее крупных частей оборудования, но не более 1,2 м и высотой не менее 2 м.

Эксплуатация насосных станций

Технологическое оборудование насосных станций должно поддерживаться в исправном состоянии на уровне, обеспечивающем надежную и безопасную работу в течение длительного времени. Техническая исправность оборудования стационарных и других насосных станций обеспечивается службами ГСМ, топливозаправочными компаниями аэропортов в соответствии с действующими в РФ нормативными документами, руководствами по эксплуатации компонентов технологического оборудования. В настоящее время эти работы проводятся согласно Регламенту технического обслуживания объектов ГСМ и дополнению к нему по технологии регламентных работ по компонентам технологического оборудования.

По современным требованиям предприятия ГСМ разрабатывают технологии проведения всех работ с учетом фактической комплектации оборудованием насосных станций и документацией на составные элементы технологического оборудования. На насосную станцию и каждый элемент (составную часть) комплектующего оборудования заводится технический паспорт (формуляр), в который вносятся сведения о проводимых работах по плановым видам технического обслуживания, ремонта и замены агрегатов, а также результаты проверок состояния.

По международным рекомендациям, одобренным ИАГА, результаты всех значимых проверок и испытаний оборудования насосных станций должны регистрироваться в документах, которые хранятся в течение года и должны быть доступны контролирующим органам. В состав учетной документации могут входить журналы и другие документы по регистрации работ, периодическому обслуживанию, контролю состояния, в том числе, например, графики перепада давления на фильтрах и фильтрах-водоотделителях. В документации насосных станций должно быть также регламентировано оформление актов о периодических осмотрах, проверках и испытаниях, зачистке и ремонте, замены комплектующих элементов, метрологических проверок КИП и др. Документация подписывается лицами, выполняющими работы. Документация о ежедневных проверках, если она оформляется, должна храниться не менее 3 месяцев, о еженедельных и ежемесячных проверках – не менее года.

В отечественных нормативных документах ГА для технологического оборудования предусматриваются в основном следующие виды технического обслуживания: ежедневное, периодическое (ТО-1, ТО-2), сезонное. В рекомендациях, одобренных ИАГА, периодичность регламентируется по временным периодам, а не по наработке: ежедневное, еженедельное, ежемесячное, поквартальное, ежегодное. В некоторых случаях предусматривается обслуживание оборудования через 2–3 года.

Техническое обслуживание насосной станции проводится с учетом конструкции применяемых топливных насосов и их электроприводов, в том числе зарубежного производства, по технологиям заводов-изготовителей. Как правило, контроль состояния и работоспособности проводится ежедневно в процессе работы совместно с контролем САУ в соответствии с описаниями и инструкциями по эксплуатации этого оборудования.

Каждый насосный агрегат перед пуском должен быть тщательно осмотрен и подготовлен дежурным машинистом к работе. При этом контролируется общее состояние, плотность сальниковых уплотнений, исправность ограждений (кожухов) и контрольно-измерительных приборов, электрооборудования, а также плавность и легкость хода вала электродвигателя и насоса поворачиванием ротора от руки или прилагаемого к муфте ключа.

Во время работы насосной станции должен быть обеспечен систематический контроль показаний приборов (манометров, вакуумметров, мановакуумметров) и поддерживать нормальное рабочее давление. При установке приборов контроля нагрева подшипников насосов не допускать их нагрев выше 60°C.

Эксплуатация и техобслуживание подвижных перекачивающих станций и мотонасосных установок топливных (ПСГ, МНУГ и др.) проводятся в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей с учетом инструкций по эксплуатации шасси автомобилей и прицепов.

4. Резервуары склада ГСМ

4.1. Общие сведения и требования к резервуарной группе склада ГСМ

Большую часть территории на складе ГСМ занимает резервуарная группа, предназначенная для приема и хранения необходимого запаса ГСМ. Резервуары в зоне резервуарного парка размещают группами отдельно для каждой марки авиатоплива. Общая вместимость группы резервуаров с плавающими крышами или понтонами в соответствии с действующими нормативами должна быть не более 120000 м³. Вместимость группы резервуаров со стационарной крышей не должна превышать 80000 м³ при хранении легковоспламеняющихся жидкостей и не более 120000 м³ – при хранении горючих жидкостей.

Каждую группу наземных резервуаров ограждают земляным валом высотой 1,5 м и шириной поверху 0,5 м или стенкой из несгораемых материалов высотой 1,5 м, способных выдержать гидростатическое давление разлившейся жидкости. Объем обвалования должен равняться вместимости отдельно обвалованного резервуара или вместимости большого резервуара для группы резервуаров. В зоне обвалования устанавливают не менее двух лестниц (переходов) для отдельно стоящих резервуаров и не менее четырех – для группы резервуаров.

С внутренней и наружной стороны обвалования создают кюветы для отвода сточных вод в канализацию. Внутреннюю кювету оборудуют задвижкой, предотвращающей самопроизвольный сток в канализацию разлившегося топлива, и соединяют трубопроводом с подземной емкостью, в которую собирают пролитый нефтепродукт. Управление задвижками располагают с внешней стороны обвалования. Между отдельными группами резервуаров и по границе зон хранения оборудуют пожарные проезды шириной не менее 3,5 м. Внутри обвалования каждой группы резервуаров устанавливают внутренний земляной вал или стенку, которая делит резервуарную группу на части вместимостью не более 20000 м³.

В зоне обвалования наземные вертикальные резервуары располагают друг от друга на расстоянии: резервуары с плавающими крышами на 0,5 *Д* (здесь *Д* –

диаметр резервуара), но не более 20 м; с понтонами – 0,65 *Д*, но не более 30 м; со стационарными крышами – 0,75 *Д*, но не более 30 м при хранении легковоспламеняющихся нефтепродуктов и 0,5 *Д*, но не более 20 м при хранении горючих нефтепродуктов.

Для обеспечения пожарной безопасности резервуары размещают на определенном расстоянии от остальных объектов склада ГСМ. Подземные резервуары устанавливают в группе на расстоянии друг от друга > 1 м.

Оборудование каждой резервуарной группы для хранения авиатоплива должно обеспечивать:

- прием и выдачу авиатоплива;
- отстаивание и хранение авиатоплива в резервуарах, исключаящее гравитационное движение внутри объема;
- выдачу авиатоплива в трубопроводы и коллекторы пунктов налива и ЦЗС через плавающие устройства верхнего забора авиатоплива (ПУВ);
- дренирование подтоварной воды и механических примесей;
- учет хранимого авиатоплива;
- послойный отбор проб в процессе хранения авиатоплива;
- зачистку резервуаров и резервуарного оборудования;
- наличие устройств отбора проб подтоварной воды;
- наличие информационно-измерительной системы контроля уровня, объема, плотности, температуры авиатоплива и подтоварной воды в резервуарах;
- наличие системы сбора и локализации возможных проливов авиатоплива, химически загрязненных (смывных) технологических стоков и вод атмосферных осадков;
- рабочую оснастку (лестниц, поручней, ограждающих конструкций, рабочих площадок).

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

- обеспечения не менее трех резервуаров каждой марки авиатоплива;
- необходимой оперативности аэродрома при обеспечении полетов и заданных условий эксплуатации и возможности своевременного ремонта резервуаров;
- однотипности по конструкции и единичной вместимости резервуаров;
- коэффициента использования емкости резервуара;
- грузоподъемности железнодорожных маршрутов, отдельных цистерн, а также наливных судов, занятых при доставке авиатоплива.

Допускается установка одного резервуара на некоторые марки (сорта) ГСМ в следующих случаях:

- операции приема и выдачи не совмещаются во времени;
- резервуар используется как промежуточная (буферная) емкость без промежуточного замера количества ГСМ.

При проектировании технического переоснащения или реконструкции склада в случае выявления необходимости изменения емкости резервуарного парка в проектах должны предусматриваться меры по переводу высвобождающихся резервуаров под хранение менее опасных в пожарном и экологическом отношении марок (сортов) ГСМ или соответствующие меры по выводу их из эксплуатации.

4.2. Классификация резервуаров и требования к ним

По способу размещения резервуары подразделяют на наземные, подземные или подводные. У наземных резервуаров днище делают на одном уровне или выше наименьшей планировочной отметки прилегающей территории.

Подземные резервуары имеют наивысший уровень жидкости ниже планировочной отметки прилегающей территории не менее чем на 0,2 м. К этой группе относятся также резервуары, имеющие обсыпку, которая выше на 0,2 м допустимого наивысшего уровня нефтепродукта в резервуаре. Ширина обсыпки должна выдерживать гидростатическое давление жидкости при возможном разрушении стенки резервуара. Гидростатическое давление на обсыпку рассчитывается по формуле:

$$P = \rho g H, \quad (4.1)$$

где ρ – плотность нефтепродукта;

g – ускорение свободного падения;

H – максимально возможная высота налива.

Подводные резервуары погружают в воду. Они могут быть плавающими или донными.

По значению избыточного давления различают резервуары низкого ($p_{и} < 0,002$ МПа) и высокого давления ($p_{и} > 0,002$ МПа). В резервуарах низкого давления хранят топлива, масла и специальные жидкости. Резервуары высокого давления, предназначенные для хранения жидкостей при температуре до +120°C, изготавливают по специальным ТУ.

По конструкции бывают резервуары вертикальные (со стационарной и плавающей крышами), горизонтальные, каплевидные и шаровые. Вертикальные резервуары со стационарной крышей предназначены в основном для хранения топлива для ЛА.

По материалу изготовления различают резервуары стальные, железобетонные, из синтетических материалов, резервуары и хранилища ледогрунтовые, шахтные и из бутобетона.

Требования, предъявляемые к резервуарам для сохранения кондиционности и уменьшения потерь ГСМ, следующие:

- оснащение необходимым оборудованием в зависимости от находящегося в резервуаре нефтепродукта;
- регулировка дыхательной аппаратуры на проектное давление резервуаров;
- наличие технологической карты, в которой указывают высотный трафарет, максимальный уровень наполнения, минимальный остаток, допустимые максимальные производительность наполнения и опорожнения, максимальную температуру подогрева (при хранении вязких нефтепродуктов);
 - полная герметизация горловин;
 - оборудование резервуаров устройствами для орошения их с наружной стороны в жаркое время года, а для районов с низкой температурой окружающего воздуха должна быть предусмотрена теплоизоляция;
 - утепление нижней части резервуара теплоизолирующими материалами (например, шлаковата, стекловата) с последующей штукатуркой поверхности для исключения возможности застывания подтоварной воды и предотвращения его разрушения. Утепление должно быть защищено металлическим козырьком, предотвращающим возможность затекания атмосферных осадков под изоляцию;
- заполнение резервуара продуктом в зонах возможного затопления во время паводка;
 - для предотвращения их всплытия от паводковых вод и под действием выталкивающей силы грунтовых вод резервуары должны быть оснащены якорными устройствами;
 - оборудование резервуаров, из которых топливо поступает на выдачу, должно быть оснащено плавающими устройствами, обеспечивающими верхний забор топлива (ПУВ);
 - антикоррозионное покрытие внутренней поверхности резервуаров должно быть топливостойким;
 - должны быть предусмотрены устройства для отвода статического электричества;
 - окраска поверхностей наземных резервуаров должна быть светлых тонов;
 - оборудование резервуаров должны быть оснащено устройствами, исключающими перезалив нефтепродукта;
 - установка в районах Крайнего Севера оборудования, пригодного для эксплуатации при низких температурах.

Оборудование хранения авиатоплива резервуарного парка должно обеспечивать:

- прием и выдачу авиатоплива;
- отстаивание и хранение авиатоплива в резервуарах, исключаящее гравитационное движение внутри объема;
- выдачу авиатоплива в трубопроводы и коллекторы пунктов налива и ЦЗС через плавающие устройства верхнего забора авиатоплива (ПУВ);
- дренирование подтоварной воды и механических примесей;
- учет хранимого авиатоплива;
- послойный отбор проб в процессе хранения авиатоплива;
- зачистку резервуаров и резервуарного оборудования.

Резервуары для хранения авиатоплива должны быть оснащены:

- запорной и регулирующей арматурой;
- обратными клапанами (хлопушками);
- указателями положения и пробоотборниками;
- световыми, смотровыми и технологическими люками;
- предохранительной арматурой;
- дыхательной арматурой с огнепреградителями и воздушным фильтром;
- устройствами измерения уровня авиатоплива и подтоварной воды;
- дренажными устройствами;
- устройствами послойного отбора проб авиатоплива (со сбором и локализацией остатков);
 - устройствами отбора проб подтоварной воды;
 - информационно-измерительной системой контроля уровня, объема, плотности, температуры авиатоплива и подтоварной воды в резервуарах;
 - системой сбора и локализации возможных проливов авиатоплива, химически загрязненных (смывных) технологических стоков и вод атмосферных осадков;
 - рабочей оснасткой (лестницами, поручнями, ограждающими конструкциями, рабочими площадками).

Конструкция стальных резервуаров должна соответствовать требованиям нормативных документов [20 – 26] и изготавливаться в соответствии с проектом и контрактом (договором) на разработку, изготовление и поставку конкретных образцов резервуаров. При этом должны выполняться следующие требования:

- для транспортирования авиатоплива по территории резервуарного парка должны применяться технологические трубопроводы из стальных труб;

- скорость потока авиатоплива в трубопроводах не должна превышать норм, установленных с учетом электризации авиатоплива;
- внутреннее давление авиатоплива в резервуарах должно поддерживаться при помощи дыхательной и предохранительной арматуры с равнозначной пропускной способностью;
- скорость наполнения (опорожнения) резервуара должна определять пропускную способность дыхательных устройств.

Не допускается изменение скорости наполнения резервуара и увеличение производительности слива авиатоплива при эксплуатации без пересчета пропускной способности установленной дыхательной аппаратуры. В случае необходимости дыхательная аппаратура подлежит замене. Используемые предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на повышение значения внутреннего давления не более чем на 5–10 %; в случае отказа в работе дыхательного клапана внештатная ситуация должна быть исключена.

Дыхательные и предохранительные клапаны устанавливаются на отдельных патрубках совместно с огневыми предохранителями, обеспечивающими защиту от проникновения пламени в резервуар в течение заданного интервала времени. Дыхательные и предохранительные клапаны должны быть непримерзающими.

Резервуары в случаях использования их в качестве расходных должны быть оборудованы ПУВ, обеспечивающими забор с высоты от 0,5 до 0,6 м от зеркала авиатоплива. ПУВ оснащаются приборами контроля их положения внутри резервуара и пробоотборниками.

4.2.1. Вертикальные резервуары

Типы вертикальных резервуаров в зависимости от расположения поясов бывают со ступенчатым, телескопическим и цилиндрическим корпусом. У них может быть центральная опорная стойка 3 (рис. 4.1).

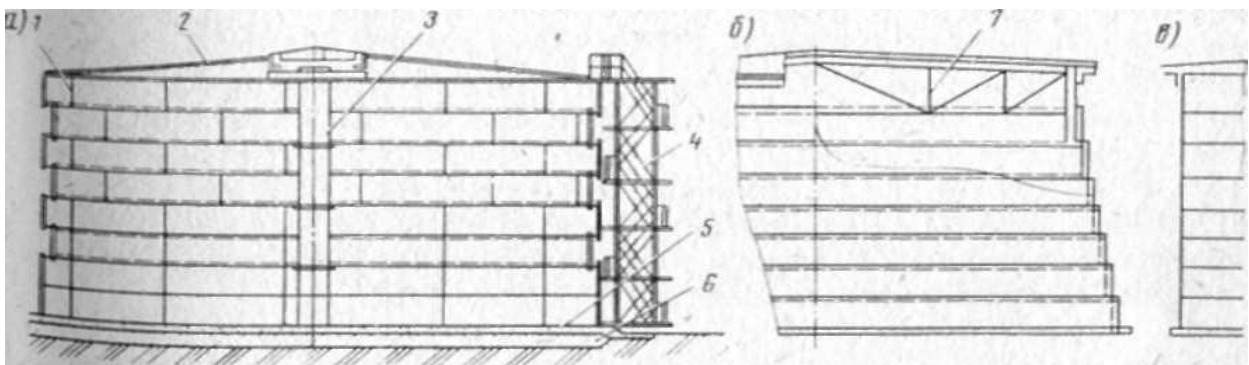


Рис. 4.1. Расположение поясов вертикальных резервуаров со стационарной крышей: а – ступенчатое; б – телескопическое; в – цилиндрическое; 1 – корпус; 2 – крыша; 3 – стойка; 4 – лестница; 5 – днище; 6 – фундамент; 7 – ферма

Виды резервуаров в зависимости от типа крыши отличаются вместимостью, конструкцией перекрытия и номинальными нагрузками на крышу.

Резервуары с щитовой крышей имеют вместимость 100–200000 м³. После установки корпуса крышу монтируют из сборных щитов заводского изготовления. Щиты представляют собой каркас, на котором приварены листы настила. В собранном виде щиты опираются на корпус резервуара и центральную стойку. Этот тип резервуара имеет стопроцентную сборность конструкции. На крышу расходуется от 2 до 25 сборных щитов.

Применение сборных элементов значительно сокращает сроки монтажа резервуара. Например, резервуар вместимостью 5000 м³ собирают из 56 основных элементов 12 типоразмеров, в то время как при полистовой сборке требовались сотни отдельных листов и деталей.

Резервуары с безмоментной крышей (рис. 4.1а) были предложены с целью экономии металла при устройстве покрытия. По верхнему краю корпуса резервуара устанавливают периферийный каркас, закрепленный к обвязочному уголку. В центре резервуара монтируют стойку, на вершине которой с помощью косынок закрепляют металлический зонд из листовой стали толщиной 6 мм. Для стойки можно использовать трубы диаметром 100–300 мм и на 1,5–2 м выше, чем резервуар. Между зондом и периферийным каркасом настилают металлические секторы из листовой стали толщиной 2,5 мм. Крыша работает в этой конструкции как пространственная оболочка. Такие резервуары рекомендованы для районов с малым снеговым покровом.

Резервуары со сферической крышей, обычно имеют вместимость 10–15 тыс. м³. Днище и корпус резервуара делают из рулонных заготовок. Для кровли применяют щиты заводского изготовления. Монтажный щит собирают из трех заводских щитов, после чего их устанавливают на центральное кольцо и кольцо жесткости.

Резервуары с конусной крышей изготавливают вместимостью 100–50000 м³. Корпус и днище монтируют из рулонных заготовок или методом полистовой сборки. В резервуарах вместимостью 2–5 тыс. м³, устанавливаемых в районах со скоростным напором ветра 550 Н/м², внутри корпуса на уровне низа строительных ферм ставят кольцо жесткости. После окончания строительства корпуса возводят перекрытие, а затем приваривают кровлю из листов толщиной 2,5 мм.

Материал для изготовления резервуаров – углеродистые или низколегированные стали. Углеродистые стали выплавляют мартеновским или конверторным способом, в зависимости от степени раскисления они могут быть кипящие, полуспокойные и спокойные, которые подразделяются на три группы: А – по механическим свойствам; Б – по химическому составу; В – по химическому составу и механическим свойствам.

При маркировке углеродистую сталь обозначают буквами Ст, а в зависимости от химического состава и механических свойств добавляют цифры: 0; 1; 2; 3; 4; 5; 6 для групп сталей Б и В. Степень раскисления отличают так: кп – сталь кипящая, пс – полуспокойная, сп – спокойная. Категорию также обозначают порядковыми номерами: 1, 2, 3, 4, 5, 6. Пример расшифровки обозначения; ВСтЗсп2 – сталь 3 спокойная, группы В, второй категории.

Сталь группы В должна удовлетворять следующим требованиям:

- верхний предел содержания углерода – 0,22 %; кремния – 0,05 %, серы – 0,05, фосфора – 0,045 %; содержание никеля, хрома, меди (каждого из элементов) – не более 0,3 %;
- временное сопротивление 37–46 МПа;
- предел текучести не менее 24 МПа для первого разряда при толщине проката 20–41 мм;
- ударная вязкость при температуре 20°C не менее 30 Дж/см².

Углеродистые стали при низких температурах (< 20°C) имеют малую ударную вязкость и повышенную хрупкость. Поэтому для районов Крайнего Севера резервуары из этих сталей изготавливать не рекомендуется. Здесь лучше применять резервуары из низколегированных марганцовистых сталей, которые имеют следующие свойства:

- при толщине 4–7 мм предел текучести равен 37 МПа, предел прочности – 51 МПа;
- при толщине 8–32 мм предел текучести – 34 МПа, предел прочности – 50 МПа;
- ударная вязкость 30 Дж/см² при температуре минус 40°C и 24,5 Дж/см² при температуре минус 70°C.

Для изготовления днища используют стальные листы 1,5х6 м толщиной 4–8 мм (их укладывают на специальном фундаменте, верхний слой которого покрывают гидроизоляционным материалом).

Корпус выполняют из листов 1,25х2,5 м или 1,5х6 м толщиной 4–25 мм, причем листы располагают длинной стороной горизонтально и после соединения нескольких листов получают цилиндр (его называют поясом). Пояса объединяют между собой. Вертикальные швы корпуса одного пояса смещают относительно друг друга не меньше чем на 0,5 м. Крышу (покрытие) собирают из листов 1,25х2,5 м толщиной 2,5–3 мм, свариваемых внахлест. Строительные перекрытия крыши могут опираться на центральную стойку диаметром 100–300 мм, устанавливаемую внутри корпуса или только на ферму перекрытия, усилия от которой воспринимает стенка корпуса. Сейчас для крыш широко используют щиты заводского изготовления.

Днище у резервуаров бывает плоское или конусное. Последнее уменьшает в нем напряжение и обеспечивает более полное удаление отстоя из резервуара при его опорожнении и зачистке.

Фундамент представляет собой сооружение, воспринимающее нагрузку от давления столба нефтепродукта и собственной массы резервуара и передающее ее на основание. Основание – толща грунта под фундаментом, воспринимающая нагрузку от резервуара. Оно может быть естественным, когда грунт является природным залеганием, и искусственным, когда грунт предварительно уплотнен или укреплен. От правильно подобранного фундамента зависит работоспособность резервуара. Слабый фундамент может дать неравномерность осадки резервуара, а это приводит к разрушению днища или стенок.

Площадку, на которой возводят резервуар, рассчитывают по давлению на грунт:

$$P = pgH + (C/S), \quad (4.2)$$

где p – плотность нефтепродукта;

g – ускорение свободного падения;

H – высота резервуара;

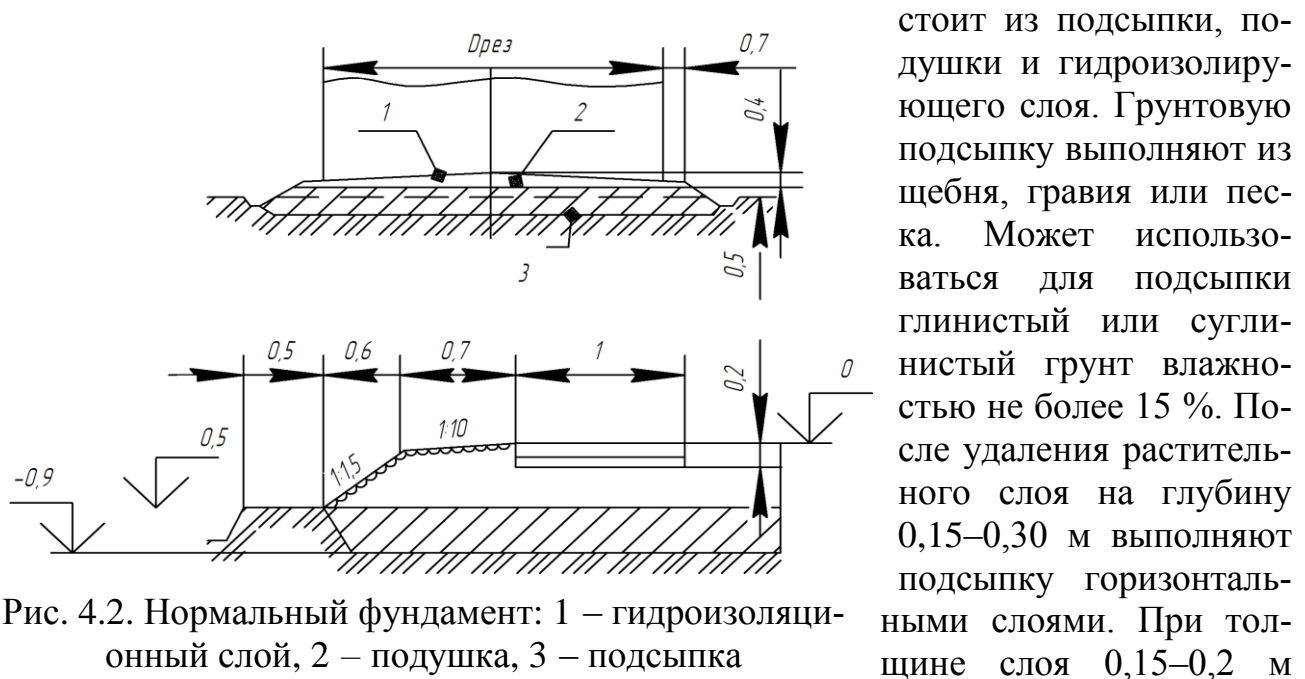
C – вес резервуара;

S – площадь днища.

Давление на данный грунт должно быть меньше допустимого.

Монолитный фундамент исключает равномерность осадки, поэтому его делают при строительстве на скальных и других твердых породах.

Нормальный фундамент (рис. 4.2) применяют наиболее широко. Он состоит из подсыпки, подушки и гидроизолирующего слоя.



Он состоит из подсыпки, подушки и гидроизолирующего слоя. Грунтовую подсыпку выполняют из щебня, гравия или песка. Может использоваться для подсыпки глинистый или суглинистый грунт влажностью не более 15 %. После удаления растительного слоя на глубину 0,15–0,30 м выполняют подсыпку горизонтальными слоями. При толщине слоя 0,15–0,2 м

подсыпку утрамбовывают. Толщина подсыпного слоя может достигать 0,5–2 м. На этот слой укладывают подушку фундамента толщиной 0,2–0,25 м. Для этой цели используют зернистые материалы с максимальным размером частиц в поперечнике $< 10\%$ толщины подушки. Радиус подушки должен быть на 0,7 м больше радиуса резервуара и с уклоном от центра основания. Высота конуса в центре равна $0,015 D$.

По краям подушки устраивают откосы 1:1,5, замощенные булыжником или бетонными плитами. Затем на подушку накладывают гидроизолирующий слой толщиной 80–100 мм из супесчаного грунта (90 % объема смеси) и вяжущего вещества (10 % – жидкий битум, каменноугольный деготь, мазут) без подогрева и уплотняют дорожными катками. Этот слой предохраняет днище от коррозии. Готовый фундамент должен иметь вокруг резервуара бровку с уклоном 1:10. Вокруг основания роют кювету с уклоном 0,005 к приемнику канализационного ливневого отвода. Нормальные фундаменты хорошо работают на насыпных грунтах, насыщенных водой.

При отсутствии подсыпки или при монтаже резервуара на монолитном фундаменте нагрузка от резервуара будет передаваться на грунтовые воды. В резервуаре увеличится их напор и начнется фильтрация к свободной поверхности земли. Наибольший напор грунтовых вод будет под центром днища. Гидродинамическое давление, стремящееся выдавить грунт на поверхность, приведет к сдвигу грунтового слоя. При значительных давлениях вследствие размыва грунта может произойти неравномерная осадка резервуара, а в некоторых случаях – его разрушение. Создание подсыпки и подушки из крупнозернистых материалов изменяет направление токов фильтрации. Грунтовые воды свободно проходят в подушку и выводятся за пределы фундамента. Грунт в этом случае не размывается.

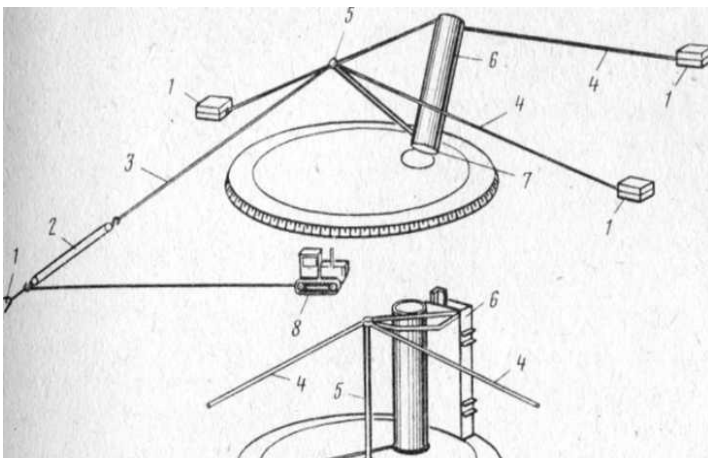


Рис. 4.3. Схема сборки резервуара из рулонных заготовок а – подъем рулона корпуса; б – развертывание рулона

На рис. 4.3: 1 – опоры; 2 – полиспаст; 3 – подъемный трос; 4 – страховочные тросы; 5 – рулон резервуара; 6 – опорная стойка; 7 – днище; 8 – трактор.

Монтаж резервуара – это изготовление его днища, корпуса и крыши по типовым проектам, согласно которым резервуары сооружают методом листовой сборки.

Позже были внедрены типовые проекты на строительство вертикальных резервуаров методом «рулонирования», разработанным Институтом электросварки имени Е.О. Патона.

Вертикальные резервуары с ПУВ должны быть оборудованы входным патрубком, установленным в диаметральной направлении, и выходным патрубком, установленным по хорде, параллельной входному патрубку. Расстояние между параллельно размещенными входным и выходным патрубками указывается в КД на ПУВ.

Вертикальные резервуары для обеспечения полного слива подтоварной воды и удаления механических примесей должны иметь уклон днища к центру не менее 1:30.

Используемые предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на повышение значения внутреннего давления не более чем на 5–10 %; в случае отказа в работе дыхательного клапана внештатная ситуация должна быть исключена.

Дыхательные и предохранительные клапаны устанавливаются на отдельных патрубках совместно с огневыми предохранителями, обеспечивающими защиту от проникновения пламени в резервуар в течение заданного интервала времени. Дыхательные и предохранительные клапаны должны быть неприморозающими.

Резервуары в случаях использования их в качестве расходных должны быть оборудованы ПУВ, обеспечивающими забор с высоты от 0,5 до 0,6 м от зеркала авиатоплива. ПУВ оснащаются приборами контроля их положения внутри резервуара и пробоотборниками.

4.2.2. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные

В 2008 году введен в действие государственный стандарт Российской Федерации ГОСТ 52910-2008 «Резервуары вертикальные стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия» [22].

Настоящий стандарт устанавливает требования к проектированию, изготовлению, монтажу и испытанию вертикальных цилиндрических стальных резервуаров номинальным объемом от 100 до 120000 м³, используемых при добыче, транспортировании, переработке и хранении нефти и нефтепродуктов.

Требования настоящего стандарта распространяются на следующие условия эксплуатации резервуаров:

- расположение резервуаров – наземное;
- плотность хранимых продуктов – не более 1015 кг/м³;
- максимальная температура корпуса резервуара – не выше плюс 180°С, минимальная – не ниже минус 65°С;

- внутреннее избыточное давление – не более 2000 Па;
- относительное разрежение в газовом пространстве – не более 250 Па;
- сейсмичность района строительства – не более 9 баллов включительно по шкале М5К-64 [21].

Требования настоящего стандарта распространяются на стальные конструкции резервуара, ограниченные первым фланцевым или сварным (резьбовым) соединением технологических устройств или трубопроводов снаружи или изнутри корпуса резервуара.

Настоящий стандарт допускается применять при строительстве резервуаров для хранения пластовой и пожарной воды, нефтесодержащих стоков, жидких минеральных удобрений и пищевых жидких продуктов (при условии обеспечения санитарно-гигиенических норм).

Настоящий стандарт не распространяется на изотермические резервуары (хранение сжиженных газов), баки-аккумуляторы для горячей воды и резервуары для хранения агрессивных химических продуктов.

Настоящий стандарт устанавливает общие требования к проектированию, изготовлению, монтажу и испытаниям вновь строящихся вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов с целью обеспечения безопасности при их эксплуатации.

В составе задания на проектирование заказчик должен предоставить исходные данные для проектирования металлоконструкций и фундамента резервуара, а также участвовать в контроле за их изготовлением, монтажом и при испытаниях и приемке резервуара через уполномоченных представителей.

Исходные данные:

- район (площадка) строительства;
- срок службы резервуара;
- годовое число циклов заполнений – опорожнений резервуара;
- геометрические параметры или объем резервуара;
- тип резервуара;
- наименование хранимого продукта с указанием наличия коррозионно-активных примесей в продукте;
 - плотность продукта;
 - максимальная и минимальная температуры продукта;
 - избыточное давление и относительное разрежение;
 - нагрузка от теплоизоляции;
 - среднегодовой коэффициент оборачиваемости резервуара;
 - припуск на коррозию для элементов резервуара;
 - данные инженерно-геологических изысканий площадки строительства.

При отсутствии полного задания от заказчика условия эксплуатации принимаются проектировщиком с учетом положений и требований настоящего стандарта, строительных норм и правил и согласовываются с заказчиком в техническом задании на проектирование.

При проектных нагрузках, превышающих приведенные в действующих нормативных документах значения, а также при номинальном объеме резервуара более 120000 м³ расчет и проектирование следует выполнять по специальным техническим условиям.

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов относятся к I – повышенному уровню ответственности сооружений согласно ГОСТ 27751 и [24].

В зависимости от объема хранимого продукта резервуары подразделяются на четыре класса опасности:

- класс I – резервуары объемом более 50000 м³;
- класс II – резервуары объемом от 20000 до 50000 м³ включительно, а также резервуары объемом от 10000 до 50000 м³ включительно, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки;
- класс III – резервуары объемом от 1000 до 20000 м³;
- класс IV – резервуары объемом менее 1000 м³.

Класс опасности должен учитываться при назначении:

- специальных требований к материалам, методам изготовления, объемам контроля качества;
- коэффициентов надежности по ответственности.

4.2.2.1. Типы резервуаров

По конструктивным особенностям вертикальные цилиндрические резервуары делятся на следующие типы:

- резервуар со стационарной крышей без понтона;
- резервуар со стационарной крышей с понтоном;
- резервуар с плавающей крышей.

Схемы резервуаров представлены на рис. 4.4.

К основным несущим конструкциям резервуара относятся: стенка, включая врезки патрубков и люков, окрайка днища, бескаркасная крыша, каркас и опорное кольцо каркасной крыши, анкерное крепление стенки, кольца жесткости.

К ограждающим конструкциям резервуара относятся: центральная часть днища, настил стационарной крыши, плавающая крыша, понтон.

4.2.2.2. Выбор основных размеров резервуаров

Основные размеры резервуаров рекомендуется принимать:

- по требованию заказчика;
- из условий компоновки резервуаров на площадке строительства;
- из условия минимума веса корпуса с учетом эксплуатационных требований по диаметру и высоте стенки.

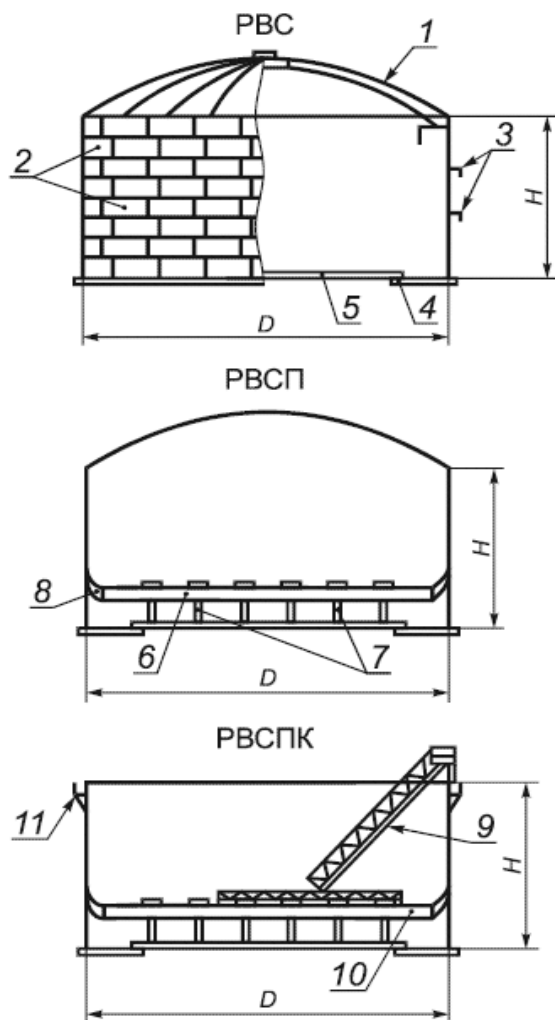


Рис. 4.4. Типы резервуаров

На рис. 4.4: 1 – каркас крыши, 2 – пояса стенки, 3 – промежуточные кольца жесткости, 4 – кольцо окраек, 5 – центральная часть днища, 6 – понтон, 7 – опорные стойки, 8 – уплотняющий затвор, 9 – катуная лестница, 10 – плавающая крыша, 11 – верхнее кольцо жесткости (площадка обслуживания).

Выбор типа резервуара проводится в зависимости от классификации нефти и нефтепродуктов (ГОСТ 1510) по температуре вспышки и давлению насыщенных паров при температуре хранения:

а) с температурой вспышки не более 61°C с давлением насыщенных паров от 26,6 кПа (200 мм рт.ст.) до 93,3 кПа (700 мм рт.ст.) (нефть, бензин, авиакеросин, реактивное топливо) применяют:

- резервуары со стационарной крышей и понтоном или с плавающей крышей;
- резервуары со стационарной крышей без понтона, оборудованные ГО и УФЛ;

б) с давлением насыщенных паров менее 26,6 кПа, а также температурой вспышки свыше 61°C (мазут, дизельное топливо, бытовой керосин, битум, гудрон, масла, пластовая вода) применяются резервуары со стационарной крышей без ГО.

В зависимости от видов хранимых продуктов применяются следующие типы резервуаров (табл. 4.1).

Рекомендуемые размеры резервуаров

Наименование храняемых продуктов	Типы резервуаров				
	РВСПК	РВСП	РВС		
			ГО	УЛФ	без ГО и УЛФ
Нефть	+	+	+	+	-
Бензины автомобильные	+	+	+	+	-
Бензины авиационные	-	+	-	-	+
Бензин прямогонный	-	-	+	+	-
Топливо для реактивных двигателей	-	-	-	-	+
Топливо дизельное	-	-	-	-	+
Печное, моторное, нефтяное топливо (мазут)	-	-	-	-	+
Керосин технический, осветительный	-	-	-	-	+
Нефтяные растворители	+	+	+	-	+
Масла	-	-	-	-	+
Битумы нефтяные	-	-	-	-	+
Пластовая вода, эмульсия	-	-	-	-	+
<p>Примечания</p> <p>1. Знак «+» означает, что резервуар применяется, знак «-» — не применяется.</p> <p>2. Конструкция резервуаров со стационарной крышей (РВС) должна быть пригодной для подключения их к установке сбора и утилизации парогазовой фазы, установке защиты инертным газом и ГО.</p>					

4.3. Требования к проектированию резервуаров

4.3.1. Требования к металлоконструкциям резервуаров

4.3.1.1. Общие требования

Номинальные значения толщин листовых элементов резервуара принимают по ГОСТ 19903 с учетом минусового допуска на прокат Δ и припуска на коррозию C (при необходимости).

Таблица 4.2

Типы резервуаров для хранения нефтепродуктов

Номинальный объем V , м^3	Тип резервуара			
	РВС, РВСП		РВСПК	
	внутренний диаметр D , м	высота стенки H^* , м	внутренний диаметр D , м	высота стенки H^* , м
100	4,73	6,0	—	—
200	6,63			
300	7,58			
400	8,53	7,5	—	—
700	10,43	9,0		
1000		12,0		
2000	15,18		15,18	12,0
3000	18,98		18,98	
5000	22,8	15,0	22,8	
	20,92			
10000	28,5	18,0	28,5	18,0
	34,2	12,0	34,2	12,0
20000	39,9	18,0	39,9	18,0
	47,4	12,0		
30000	45,6	18,0	45,6	18,0
40000	56,9		56,9	
50000	60,7		60,7	
100000	—	—	95,4	18,0
* Уточняется в зависимости от ширины листов стенки.				
* Уточняется в зависимости от ширины листов стенки.				

Значения номинальной толщины поясов стенки следует принимать из сортамента на листовой прокат так, чтобы соблюдалось неравенство:

$$t_i - \Delta \geq \max(t_{oi} + C; t_{oig}; t_h), \quad (4.3)$$

где t_i – номинальная толщина пояса i стенки, мм;

t_{oi} – расчетная толщина пояса i стенки при уровне налива продукта H_{\max} , мм;

t_{oig} – расчетная толщина пояса i стенки при гидроиспытании, мм;

t_h – минимальная конструктивная толщина i стенки, мм.

Значение номинальной толщины листов окрайки должно быть не менее определенной по п. 5.1.2.5. ГОСТ [22].

Значения номинальной толщины t_r листового настила крыши следует принимать по сортаменту, соблюдая неравенство: $t_r - C \geq t_h$,

где t_h – минимальная конструктивная толщина настила крыши.

4.3.1.2. Требования к конструкции днища

Днища резервуаров должны быть коническими с уклоном к центру или от центра. Для резервуаров объемом до 1000 м³ включительно допускается применение плоских днищ.

Толщина листов днища резервуаров объемом 1000 м³ и менее должна быть не менее 4 мм (без учета припуска на коррозию).

Днища резервуаров объемом от 2000 м³ и выше должны иметь центральную часть и утолщенную кольцевую окрайку. Толщина листов центральной части днища должна быть не менее 4 мм (без учета припуска на коррозию). Номинальная толщина листов окрайки днища должна быть не менее 6 мм.

Выступ листов окрайки за стенку резервуара должен быть не менее 50 и не более 100 мм.

Для листов окрайки должна применяться та же марка стали, что и для нижнего пояса стенки, или соответствующего класса прочности при условии обеспечения их свариваемости.

Номинальную толщину и минимальную ширину листа окрайки от внутренней поверхности стенки до сварного шва прикрепления центральной части днища к окрайке определяют расчетом. При этом минимальное расстояние от стенки до сварного шва должно быть не менее 600 мм.

Центральную часть днища допускается выполнять в виде отдельных листов или рулонированных полотнищ. Отдельные листы сваривают между собой внахлест или встык на подкладных пластинах, а полотнища, сваренные встык, –

внахлест. Листы или полотнища центральной части днища сваривают с окрайкой внахлест (шириной не менее 60 мм) сплошным угловым швом сверху.

4.3.1.3. Требования к конструкции стенки

Вертикальные соединения листов должны выполняться сварными стыковыми с двусторонними швами. Вертикальные соединения листов на смежных поясах стенки должны быть смещены друг относительно друга на расстояние не менее $10t$ (где t – толщина нижележащего пояса стенки).

Горизонтальные соединения листов должны выполняться сварными стыковыми с двусторонними швами. Взаимное расположение листов соседних поясов устанавливается в проектной документации.

Для РВС вертикальные оси поясов располагают по одной вертикальной линии; для РВСП и РВСПК пояса стенки совмещают по внутренней поверхности.

Соединение стенки с днищем

Для резервуаров с толщиной листов 1-го пояса стенки 20 мм и менее допускается сварное тавровое соединение без разделки кромок. Размер катета углового шва должен быть не более 12 мм и не менее номинальной толщины окрайки. Для резервуаров с толщиной листов более 20 мм должно применяться сварное тавровое соединение с разделкой кромок.

Расчетные значения толщины листов каждого пояса определяют в соответствии с требованиями [24; 25].

Для сейсмоопасных районов строительства проводят дополнительную проверку несущей способности стенки, выполняемой по [21; 22, п. 5.3.6.9].

Минимальная конструктивная толщина стенки t_n приведена в табл. 4.3.

4.3.1.4. Требования к патрубкам и люкам в стенке резервуара

Все отверстия в стенке для установки патрубков и люков должны быть усилены накладками, расположенными по периметру отверстий. Без усиливающих накладок допускается установка патрубков с условным проходом не более 70 мм включительно при толщине стенки не менее 6 мм.

Таблица 4.3

Минимальная конструктивная толщина стенки

Диаметр резервуара, м	Минимальная конструктивная толщина листов стенки, мм
Не более 16 включ.	5
От 16 до 25 включ.	6
От 25 до 40 включ.	8
От 40 до 65 включ.	10
Свыше 65	12

Минимальная площадь поперечного сечения накладки (в вертикальном направлении, совпадающем с диаметром отверстия) должна быть не менее произведения диаметра отверстия на толщину листа стенки резервуара. Толщину накладки принимают равной толщине стенки.

Усиление стенки в зоне врезки патрубков допускается выполнять установкой вставки (листа стенки увеличенной толщины).

Толщина стенки патрубка должна определяться расчетом с учетом давления продукта и внешних силовых воздействий. Патрубки в стенку резервуара должны ввариваться сплошным швом с полным проплавлением стенки.

Катет K сплошных угловых швов крепления накладки к стенке резервуара должен быть не менее указанного в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Катет углового шва крепления накладки к стенке резервуара, в мм

Параметр		Размеры					
Толщина стенки	t	4—10	11—14	15—20	21—25	26—32	33—38
Катет шва	K	t	$t - 1$	$t - 2$	$t - 3$	$t - 4$	$t - 5$

Катеты K сплошных угловых швов крепления накладки к обечайке патрубка должны быть не менее приведенных в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Катет углового шва крепления накладки к обечайке патрубка, в мм

Параметр		Размеры					
Толщина накладки	t	5	6	7	8—10	11—15	≥ 16
Катет углового шва	K	5	6	7	8	10	12

Катет K углового шва крепления усиливающей накладки к днищу резервуара должен быть равен наименьшей толщине свариваемых элементов, но не более 12 мм.

Расстояние от внешнего края усиливающих накладок до оси горизонтальных стыковых швов стенки должно быть не менее 100 мм, а до оси вертикальных стыковых швов стенки или между внешними краями двух рядом расположенных усиливающих накладок патрубков — не менее 250 мм.

Допускается перекрытие горизонтального шва стенки усиливающим листом приемо-раздаточного патрубка или люка-лаза условным проходом D_y 800—900 мм на величину не менее 150 мм от контура накладки. Перекрываемый участок шва должен быть проконтролирован радиографическим методом.

Конструктивные размеры патрубков должны быть не менее представленных в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Конструктивные размеры патрубков, в мм

Условный проход патрубка	80—100	150—250	300—400	500—700
Толщина обечайки патрубка	6	8	10	12
Расстояние от стенки до фланца	150	200	300	350

Все резервуары должны быть оснащены люками-лазами, расположенными в 1-м поясе стенки, а резервуары с понтонами и плавающими крышами дополнительно люками-лазами, обеспечивающими выход на понтон или плавающую крышу. Условный проход люков-лазов должен быть не менее 600 мм.

Номенклатуру и количество патрубков и люков-лазов в стенке резервуара устанавливают в техническом задании.

Листы стенок толщиной 25 мм и более из стали с пределом текучести ≥ 345 МПа, включающих в себя врезки патрубков $D \geq 300$ мм, должны быть термообработаны с последующим контролем сварных швов физическими методами.

4.3.1.5. Требования к стационарным крышам

Общие требования

а) Стационарные крыши должны опираться по периметру на стенку резервуара с использованием кольцевого элемента жесткости.

б) Толщина листового настила и элементов поперечного сечения профилей каркаса крыши должна быть не менее 5 мм без учета припуска на коррозию.

в) Применение крыш других конструкций (не описанных в настоящем стандарте) допускается при условии выполнения требований настоящего стандарта.

г) Допускается применение стационарных крыш из алюминиевых сплавов [22, приложение Б].

Бескаркасные крыши

а) Бескаркасные крыши должны быть образованы листовым настилом в виде пологих конических или сферических оболочек.

б) Бескаркасные конические крыши рекомендуется применять для резервуаров диаметром не более 12,5 м; бескаркасные сферические крыши – для резервуаров диаметром не более 25 м.

Геометрические параметры бескаркасной конической крыши должны соответствовать следующим требованиям:

- максимальный угол наклона образующей крыши к горизонтальной плоскости должен быть 30° ;
- минимальный угол наклона образующей крыши к горизонтальной плоскости должен быть 15° .

Оболочку конической крыши формируют из полотнищ листового настила. Сварные соединения между полотнищами настила должны выполняться внахлест с двусторонними сварными швами.

в) Геометрические параметры бескаркасной сферической крыши должны соответствовать следующим требованиям:

- минимальный радиус сферической поверхности должен составлять 0,8 диаметра резервуара;
- максимальный радиус сферической поверхности – 1,2 диаметра резервуара.

Каркасные крыши

а) Каркасные конические крыши рекомендуются для резервуаров диаметром от 10 до 25 м; каркасные сферические крыши – для резервуаров диаметром от 25 м и более.

Геометрические параметры каркасной конической крыши должны соответствовать следующим требованиям:

- минимальный угол наклона образующей крыши к горизонтальной плоскости должен быть не менее 6° (уклон 1:10);
- максимальный угол наклона образующей крыши к горизонтальной плоскости должен быть $9,5^\circ$ (уклон 1:6).

Каркас конической крыши может быть ребристым или ребристо-кольцевым.

б) Геометрические параметры каркасной сферической крыши должны соответствовать следующим требованиям:

- минимальный радиус сферической поверхности должен составлять 0,8 диаметра резервуара;
- максимальный радиус сферической поверхности должен составлять 1,5 диаметра резервуара.

Каркас сферической крыши следует выполнять ребристым, ребристо-кольцевым или сетчатым.

в) Каркасные крыши могут быть обычного и взрывозащищенного исполнения.

В каркасных крышах обычного исполнения листовой настил следует прикреплять ко всем элементам каркаса.

В каркасных крышах взрывозащищенного исполнения листовой настил должен быть прикреплен только к окаймляющему элементу стенки по периметру крыши. Катет сварного шва в соединении между настилом и кольцевым элементом жесткости принимают равным 4 мм.

Патрубки и люки в крыше

а) Число и размеры патрубков и люков зависят от типа и объема резервуара и должны указываться в техническом задании заказчиком резервуара и подтверждаться расчетом.

б) Вентиляционные патрубки должны устанавливаться с минимальным (не более 10 мм) выступом относительно настила крыши изнутри резервуара.

в) Фланцы патрубков должны выполняться по ГОСТ 12820 на условное давление 0,25 МПа, если иное не оговорено в техническом задании.

г) Все патрубки на крыше резервуара, эксплуатируемого при избыточном давлении, должны иметь временные заглушки, предназначенные для герметизации резервуара при проведении испытаний.

д) Для осмотра внутреннего пространства резервуара и его вентилирования (при очистке и ремонте) на стационарной крыше устанавливают не менее двух люков диаметром 500 мм.

4.3.1.6. Требования к плавающим крышам

Плавающие крыши могут быть двух основных типов: однодечные и двухдечные.

Границы применения плавающих крыш:

- однодечные – для районов с расчетным весом снегового покрова до 240 кг/м^2 ;
- двухдечные – без ограничений.

В рабочем положении плавающая крыша должна полностью контактировать с поверхностью хранимого продукта.

Верхняя отметка периферийной стенки (борта) плавающей крыши должна превышать уровень продукта не менее чем на 150 мм.

В опорожненном резервуаре крыша должна находиться на стойках, опирающихся на днище резервуара. Конструкции днища и основания должны обеспечивать восприятие внешних нагрузок при опирании плавающей крыши на стойки.

Плаучесть крыш должна обеспечиваться герметичными коробами или отсеками. В верхней части каждого короба или отсека должен быть установлен смотровой люк для контроля герметичности. Конструкция обечайки люка с крышкой должна исключать попадание осадков внутрь короба или отсека.

Конструкция плавающей крыши должна обеспечивать сток ливневых вод с поверхности к ливнеприемному устройству с последующим отводом их за пределы резервуара. Ливнеприемное устройство однодечной плавающей крыши должно быть оборудовано клапаном, исключающим попадание хранимого продукта на плавающую крышу при нарушении герметичности трубопроводов водоспуска.

Номинальный диаметр трубы водоспуска должен быть:

- для резервуаров диаметром до 30 м – не менее 75 мм;
- для резервуаров диаметром от 30 до 60 м – не менее 100 мм;
- для резервуаров диаметром 60 м и более – не менее 150 мм.

Аварийные водоспуски предназначены для сброса ливневых вод непосредственно в хранимый продукт.

Для исключения вращения плавающей крыши должны использоваться направляющие трубы, перфорированные в своей нижней части, одновременно выполняющие технологические функции.

Зазор между бортом крыши и стенкой резервуара, а также между патрубками в крыше и направляющими трубами должен быть уплотнен с помощью затворов. Материал затворов выбирают с учетом совместимости с хранимым продуктом, газонепроницаемости, старения, прочности на истирание, температуры.

Плавающие крыши должны быть оборудованы не менее чем одним люком-лазом диаметром 600 мм и одним монтажным люком диаметром 800 мм.

Плавающие крыши должны быть оборудованы не менее чем двумя вентиляционными клапанами, открывающимися при нахождении крыши на опорных стойках и предохраняющими крышу и затвор от перегрузок и повреждения при заполнении или опорожнении резервуара. Размеры и число клапанов опре-

деляются производительностью приемо-раздаточных операций и габаритами резервуара.

Доступ на плавающую крышу должен обеспечиваться лестницей, которая автоматически следует любому положению крыши по высоте.

Лестница должна быть оборудована ограждениями с двух сторон и самовыравнивающимися ступенями и рассчитана на вертикальную нагрузку 5 кН, приложенную в средней точке лестницы при нахождении ее в любом положении.

Все части плавающей крыши, включая лестницу, должны быть электрически взаимосвязаны и соединены со стенкой.

На плавающей крыше должен быть установлен кольцевой барьер высотой 1 м для удержания пены при пожаротушении. Барьер устанавливают на расстоянии 2 м от стенки резервуара.

4.3.1.7. Требования к понтонам

Понтоны применяют в резервуарах для хранения легкоиспаряющихся продуктов и сокращения потерь от испарения. Резервуары с понтоном должны эксплуатироваться без внутреннего избыточного давления и вакуума. Резервуар РВСП должен быть оборудован вентиляционными устройствами согласно [22, приложение В, пункт В.3].

Конструкция понтона должна обеспечивать его работоспособность по всей высоте резервуара без перекосов и вращения.

Высотные отметки периферийной стенки (борта) и патрубков должны превышать уровень продукта не менее чем на 100 мм при любых условиях потери герметичности [22, пункт 5.1.8.6].

Пространство между стенкой резервуара и бортом понтона, а также между патрубками понтона и направляющими трубами должно быть уплотнено при помощи затворов.

Материал затворов выбирают с учетом температуры района строительства и хранимого продукта, проницаемости парами продукта, прочности на истирание, старения, хрупкости, воспламеняемости и других факторов совместимости с хранимым продуктом.

Расчетная плавучесть понтона должна быть принята с коэффициентом запаса по собственному весу, равным 2, с учетом плотности продукта, равной $0,7 \text{ т/м}^3$.

Плавучесть понтона должна быть обеспечена при следующих условиях потери герметичности:

- для понтона однодечной конструкции – двух коробов или одного короба и центральной мембраны;
- для понтонов двудечной конструкции – трех любых коробов;
- для понтонов поплавкового типа – 10 % поплавков.

Толщина стальных элементов понтона должна быть не менее 5 мм.

Понтон должен быть оснащен фиксированными или регулируемыми опорными конструкциями. Нижнее рабочее положение понтона определяется минимальной высотой, при которой положение конструкций понтона оказывается не менее чем на 100 мм выше расположения различных устройств, находящихся на стенке или днище резервуара и препятствующих опусканию понтона.

Опоры, изготовленные из замкнутого профиля, должны иметь отверстия в нижней части для обеспечения их дренажа и зачистки.

Понтон должен быть рассчитан так, чтобы в состоянии на плаву или на опорах он мог безопасно удерживать по крайней мере двух человек, которые перемещаются в любом направлении; при этом понтон не должен разрушаться, а продукт не должен поступать на поверхность понтона.

Для исключения вращения понтона должны использоваться направляющие в виде труб, которые одновременно могут выполнять технологические функции, или вертикально натянутые тросы.

Понтоны должны быть оборудованы патрубками для установки клапанов, исключающих возникновение перегрузок на настил понтона. Вентиляционные устройства должны быть достаточными для циркуляции воздуха и газов из-под понтона в то время, когда понтон находится на опорах в нижнем рабочем положении в процессе заполнения и опорожнения резервуара. В любом случае (при наличии или отсутствии вентиляционных устройств) скорость заполнения и опорожнения резервуара в режиме нахождения понтона на опорах должна быть минимально возможной для конкретного резервуара.

Стационарную крышу РВСП необходимо оборудовать вентиляционными отверстиями в соответствии с [22, приложение В, п. В.3] с целью снижения взрывоопасной концентрации в газовом надпонтонном пространстве, а также смотровыми люками (не менее двух). Расстояние между люками должно быть не более 20 м.

Закрытые короба понтона, требующие визуального контроля и имеющие доступ с верхней части понтона, должны быть снабжены люками с крышками или иными устройствами для контроля за возможной потерей герметичности.

Для доступа на понтон в стенке резервуара должно быть предусмотрено не менее одного люка-лаза, расположенного так, чтобы через него можно было попасть на понтон, находящийся на опорах.

Понтон должен быть оснащен монтажным люком, обеспечивающим обслуживание и вентиляцию подпонтонного пространства в процессе ремонтных и регламентных работ.

4.3.1.8. Требования к расчету конструкций

Расчет конструкций резервуаров выполняют по предельным состояниям в соответствии с ГОСТ 27751.

Нагрузки и воздействия

К постоянным нагрузкам относят нагрузки от собственного веса элементов конструкций резервуаров.

К временным длительным нагрузкам относят:

- нагрузку от веса стационарного оборудования;
- гидростатическое давление хранимого продукта;
- избыточное внутреннее давление или относительное разрежение в газовом пространстве резервуара;
- снеговые нагрузки с пониженным нормативным значением;
- нагрузку от веса теплоизоляции;
- температурные воздействия;
- воздействия от деформаций основания, не сопровождающиеся коренным изменением структуры грунта.

К временным кратковременным нагрузкам относят:

- ветровые нагрузки;
- снеговые нагрузки с полным нормативным значением;
- нагрузки от веса людей, инструментов, ремонтных материалов;
- нагрузки, возникающие при изготовлении, хранении, транспортировании, монтаже.

К особым нагрузкам относят:

- сейсмические воздействия;
- аварийные нагрузки, связанные с нарушением технологического процесса;
- воздействия от деформаций основания, сопровождающиеся коренным изменением структуры грунта.

При определении нагрузки от собственного веса элементов конструкций резервуара следует использовать значения номинальной толщины элементов.

При проверке несущей способности указанных элементов конструкций резервуара используют значения расчетной толщины элементов.

Значения коэффициентов надежности по нагрузкам следует принимать в соответствии с [24] и [25].

Нормативные и расчетные характеристики материалов

Нормативные значения характеристик сталей принимают по соответствующим стандартам и ТУ на металлопрокат.

Для условий эксплуатации резервуаров при температуре свыше 100 °С необходимо учитывать снижение нормативных значений прочностных характеристик стали по [26].

4.4. Срок службы и обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров

4.4.1. Срок службы резервуаров

Общий срок службы резервуаров должен обеспечиваться выбором материала, учетом температурных, силовых и коррозионных воздействий, нормированием дефектов сварных соединений, оптимальных конструктивных решений металлоконструкций, оснований и фундаментов, допусками на изготовление и монтаж конструкций, способов защиты от коррозии и назначением регламента обслуживания.

Расчетный срок службы статически нагружаемых резервуаров должен регламентироваться коррозионным износом конструкций.

При наличии антикоррозионной защиты несущих и ограждающих конструкций срок службы резервуара должен обеспечиваться принятой системой защиты от коррозии, имеющей гарантированный срок службы не менее 10 лет, совпадающий со сроком проведения полного технического диагностирования.

При использовании системы антикоррозионной защиты с гарантированным сроком службы менее 10 лет для элементов резервуара, защищенных от коррозии, а также для незащищенных элементов должно назначаться увеличение их толщины за счет припуска на коррозию. Припуск на коррозию C зависит от степени агрессивности хранимого продукта и определяется по формуле:

$$C = \Delta t_c n, \quad (4.4)$$

где Δt_c – значение потери толщины металла за время эксплуатации между гарантированным сроком службы защитного покрытия и наступлением срока полного технического диагностирования, мм;

n – число полных технических диагностирований за общий срок службы резервуара.

Расчетный срок службы циклически нагружаемых резервуаров наряду с коррозионным износом регламентируется зарождением малоцикловых усталостных трещин.

При отсутствии трещиноподобных дефектов расчетный срок службы резервуаров обуславливается угловатостью f [22, табл. 12, п. 5] вертикальных сварных швов стенки.

Для резервуаров II и III классов опасности (объемом от 5000 м³ до 50000 м³) при принятом сроке службы 40 лет и осредненном годовом числе циклов заполнений-опорожнений резервуара не более 100 (за 10-летний период эксплуатации) усталостная долговечность стенки резервуара будет обеспечена на весь общий срок службы при следующих значениях угловатости:

$$\begin{aligned} f/t &\leq 0,33 \text{ – для 1–4-х поясов,} \\ f/t &\leq 0,4 \text{ – для остальных поясов.} \end{aligned}$$

При режиме нагружения более 100 полных циклов в год для обеспечения усталостной долговечности в течение общего срока службы резервуара необходимо определить расчетом допускаемые значения f/t по всем поясам стенки резервуара.

Для резервуаров I и IV классов опасности усталостная долговечность стенки должна определяться расчетом с учетом конкретных (заданных) условий нагружения и фактических отклонений формы стенки по поясам.

На основании результатов испытаний уточняется режим эксплуатационного нагружения (максимальный и минимальный уровни налива продукта, частота нагружения) и срок службы резервуара.

Срок службы резервуара должен быть обоснован выполнением требований нормативных документов по регламенту обслуживания и ремонта, включающего в себя диагностирование металлоконструкций, основания, фундамента и всех видов оборудования, обеспечивающего его безопасную эксплуатацию.

4.5.2. Обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров

Срок службы резервуаров назначается заказчиком или определяется при проектировании по технико-экономическим показателям, согласованным с заказчиком. Срок службы резервуара включает в себя регламентные работы по обслуживанию и ремонту резервуаров. В конце срока службы резервуара его ремонт невозможен либо нецелесообразен по экономическим причинам.

Эксплуатация резервуаров должна осуществляться в соответствии с инструкцией по надзору и обслуживанию, утвержденной руководителем эксплуатирующего предприятия.

Общий срок службы резервуара должен обеспечиваться проведением регулярного двухуровневого диагностирования с оценкой технического состояния и проведением ремонтов (при необходимости).

Двухуровневое диагностирование резервуаров включает в себя:

- частичное диагностирование (без выведения из эксплуатации);
- полное диагностирование (с выводом из эксплуатации, очисткой и дегазацией).

Периодичность частичного или полного диагностирования зависит от особенностей конструкции и конкретных условий эксплуатации резервуара.

Первое частичное диагностирование должно проводиться:

- через три года после ввода в эксплуатацию – для резервуаров I и II классов опасности;
- через четыре года – для резервуаров III класса опасности;
- через пять лет – для резервуаров IV класса опасности.

Полное техническое диагностирование должно проводиться с интервалом не более 10 лет.

Конкретные сроки диагностирования резервуара назначаются экспертной организацией.

4.6. Испытания и приемка резервуаров

Резервуары всех типов перед сдачей их заказчику для выполнения антикоррозионной защиты и монтажа оборудования подвергаются гидравлическому испытанию. Резервуары со стационарной крышей без понтона дополнительно испытывают на внутреннее избыточное давление и относительное разрежение [22].

Гидравлическое испытание РВСП и РВПК (РВПДК) необходимо проводить до установки уплотняющих затворов.

Виды испытаний в зависимости от типа резервуаров приведены в табл. 4.10.

Для проведения испытания резервуара любого типа должна быть разработана программа испытаний, являющаяся составной частью проектов КМ и ППР.

Программа испытаний должна включать в себя:

- этапы испытаний с указанием уровня налива (слива) воды и времени выдержки;

- значения избыточного давления и относительного разряжения, времени выдержки;
- схему проведения визуального осмотра и указания по измерению необходимых геометрических параметров элементов конструкций резервуара и фундамента;
- обработку результатов испытаний, проведение поверочных расчетов (при необходимости), выдачу заключения о пригодности и режиме эксплуатации резервуара.

Таблица 4.7

Виды испытаний резервуаров

Вид испытания	РВС	РВСП	РВСПК
1 Испытания герметичности корпуса резервуара при заливе водой	+	+	+
2 Испытания прочности корпуса резервуара при гидростатической нагрузке	+	+	+
3 Испытания герметичности стационарной крыши РВС избыточным давлением воздуха	+	-	-
4 Испытания устойчивости корпуса резервуара созданием относительного разрежения внутри резервуара	+	-	-
5 Испытания плавучести и работоспособности понтона или плавающей крыши	-	+	+
6 Испытания работоспособности катушек лестницы	-	-	+
7 Испытания устойчивости основания резервуара с определением абсолютной и неравномерной осадки по контуру днища, крена резервуара, профиля центральной части днища	+	+	+
Примечание: Знак «+» означает, что испытание проводят, знак «-» — не проводят.			

Испытание проводят наливом воды на проектный уровень наполнения продуктом или до уровня контрольного патрубка, предусмотренного для ограничения высоты наполнения резервуара.

Налив воды следует осуществлять ступенями с промежутками времени, необходимыми для выдержки и проведения контрольных осмотров и измерений в соответствии с программой испытаний.

Резервуары для хранения жидкостей с плотностью, превышающей плотность воды, а также находящиеся на объекте, где отсутствует возможность заполнения его водой, допускается испытывать продуктом по согласованию с органами Ростехнадзора. До проведения испытаний корпуса резервуара на прочность и устойчивость все сварные швы стенки, днища, крыши и врезок люков и патрубков в стенку и крышу, а также сопряжение стенки с крышей и днищем должны быть проконтролированы на герметичность.

Испытание следует проводить при температуре окружающего воздуха не ниже 5°C. При температуре ниже 5°C испытания резервуаров допускаются при

условии разработки программы испытаний, предусматривающей мероприятия по предотвращению замерзания воды в трубах, задвижках, а также обмерзания стенки резервуара.

По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций и сварных швов.

При обнаружении течи из-под края днища или появления мокрых пятен на поверхности отстойки испытание необходимо прекратить, слить воду, установить и устранить причину течи.

Если в процессе испытания будут обнаружены свищи, течи или трещины в стенке резервуара (независимо от величины дефекта), испытание должно быть прекращено и вода слита:

- при обнаружении дефекта в 1 -м поясе — полностью;
- при обнаружении дефекта во 2 - 6-м поясах — на один пояс ниже расположения дефекта;
- при обнаружении дефекта в 7-м поясе и выше — до 5-го пояса.

Резервуар, залитый водой до верхней проектной отметки, выдерживают под нагрузкой в течение (если в проекте нет других указаний):

- для резервуаров объемом до 10000 м^3 — 24 ч;
- для резервуаров объемом свыше 10000 м^3 до 20000 м^3 — 48 ч;
- для резервуаров объемом свыше 20000 м^3 — 72 ч.

Стационарную крышу резервуара без понтона испытывают на избыточное давление при заполненном водой резервуаре до отметки на 10 % ниже проектной с 30-минутной выдержкой под созданной нагрузкой. Давление создается подачей воды при всех герметично закрытых люках крыши.

В процессе испытания резервуара на избыточное давление проводят визуальный контроль 100 % сварных швов стационарной крыши резервуара.

Устойчивость корпуса резервуара проверяют созданием относительного разрежения внутри резервуара при уровне залива водой 1,5 м с выдержкой резервуара под нагрузкой в течение 30 мин. Относительное разрежение в резервуаре создается сливом воды при герметично закрытых люках на крыше.

При отсутствии признаков потери устойчивости (хлопунов, вмятин) стенки и крыши считают выдержавшими испытание на относительное разрежение.

Избыточное давление принимают на 25 %, а относительное разрежение — на 50 % больше проектного значения (если в проекте нет других указаний).

Резервуар считают выдержавшим испытания, если в течение указанного времени [22, п.10.9] на поверхности стенки и по краям днища не появляется течи и уровень воды не снижается, а осадка фундамента и основания резервуара стабилизировались.

После приемочных испытаний приварка к резервуару любых деталей и элементов конструкций не допускается.

На резервуаре допускается проведение работ по противокоррозионной защите, устройству теплоизоляции и установке оборудования, предусмотренных проектной документацией.

После завершения испытаний резервуара на основании проведенного визуально-измерительного контроля параметров его элементов, включая контроль состояния сварных швов (при необходимости физическими методами), должна быть проведена оценка фактического технического состояния металлоконструкций, основания и фундамента резервуара.

4.5.1. Основные требования к организации и проведению испытаний

Испытания резервуаров на прочность, устойчивость и герметичность должны проводиться после завершения всех монтажно-сварочных работ, контроля качества всех элементов его конструкции, включая сварные соединения, и их приемки техническим надзором.

Испытания резервуара проводят по технологической карте испытаний, разработанной в составе проекта производства работ. В технологической карте должны быть предусмотрены: последовательность и режимы проведения гидравлических испытаний; испытаний на избыточное давление и относительное разрежение (вакуум); разводка временных трубопроводов для подачи и слива воды с размещением предохранительной и запорной арматуры; пульта управления; требования безопасности труда при проведении прочностных испытаний резервуара.

Временный трубопровод для подачи и слива воды из резервуара должен быть выведен за пределы обвалования. Схема слива воды из резервуара должна быть разработана применительно к каждому конкретному случаю в технологической карте испытаний, утвержденной заказчиком. При испытаниях группы резервуаров воду перекачивают из одного резервуара в другой, а из последнего, например, в противопожарный или временный водоем.

Диаметр трубопровода подачи и сброса воды должен быть выбран расчетом с целью обеспечения предусмотренной производительности заполнения и сброса воды из резервуара. Трубопровод должен быть испытан на давление $P = 1,25 P_{\text{раб}}$.

Кроме рабочей схемы подачи и слива воды должна быть предусмотрена схема аварийного слива воды из резервуара, которая должна быть задействована в случае образования трещины в его корпусе. Для аварийного слива воды рекомендуется использовать один из приемораздаточных патрубков и технологический трубопровод с установленной на нем задвижкой за пределами обвалования.

На все время испытаний резервуара должны быть установлены границы опасной зоны и ограничены предупредительными знаками и знаками безопасности. Если вокруг испытываемого резервуара сооружено обвалование или защитная стенка, то они являются границей опасной зоны. В случае испытаний резервуаров без обвалований границу опасной зоны устанавливают радиусом, проведенным от центра резервуара, равным двум диаметрам резервуара.

Безопасность при проведении испытаний должна обеспечиваться выполнением мероприятий по технике безопасности.

Испытания проводятся монтажником при участии представителей технического надзора заказчика и авторского надзора проектировщика. После окончания испытаний составляется акт установленной формы.

4.6. Горизонтальные резервуары

С 1 января 2012 года впервые введен в действие в качестве межгосударственного стандарта Российской Федерации ГОСТ 17032-2010 «Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия» [23]. Настоящий стандарт введен взамен ГОСТ 17032-71 и распространяется на горизонтальные стальные резервуары объемом от 3 до 100 м³, предназначенные для хранения нефтепродуктов. Допускается применение резервуаров для хранения технической воды и неагрессивных продуктов с плотностью до 1300 кг/м³.

Настоящий стандарт устанавливает требования к проектированию, изготовлению и испытанию горизонтальных стальных резервуаров.

Требования настоящего стандарта распространяются на следующие условия эксплуатации резервуаров:

- рабочая среда (храняемый продукт) взрывоопасная и пожароопасная или 1, 2, 3 и 4 классов опасности по ГОСТ 12.1.007;
- техническая вода, неагрессивные жидкие продукты.

Расположение резервуаров – надземное и подземное.

Подземные одностенные резервуары должны устанавливаться внутри казематов, выполненных из материалов, устойчивых к воздействию нефтепродуктов, а также обеспечивающих защиту от грунтовых вод.

Климатическое исполнение и категория размещения резервуаров – У1 и УХЛ1 по ГОСТ 15150.

4.6.1. Требования к проектированию

4.6.1.1. Основные требования

Плотность хранимых в резервуарах нефтепродуктов не более 1300 кг/м^3 .

Температуры хранимых продуктов: максимальная – не выше плюс $90 \text{ }^\circ\text{C}$; минимальная – не ниже минус $65 \text{ }^\circ\text{C}$.

Рабочее избыточное давление не более $0,07 \text{ МПа}$ ($0,7 \text{ кг/см}^2$) для резервуаров с коническими днищами и $0,04 \text{ МПа}$ ($0,4 \text{ кг/см}^2$) для резервуаров с плоскими днищами; рабочее относительное разрежение в газовом пространстве не должно превышать $0,001 \text{ МПа}$ ($0,01 \text{ кг/см}^2$).

Сейсмичность района строительства – не более 7 баллов по картам ОСР-97; при сейсмичности более 7 баллов необходимо выполнение специальных расчетных и конструктивных мероприятий, соответствующих требованиям действующих нормативных документов, регламентирующих строительство зданий и сооружений в сейсмических районах.

Резервуары в неводонасыщенных грунтах обратной засыпки устанавливают при следующих условиях.

а) плотность грунта – не более 1700 кг/м^3 ;

б) угол естественного откоса – 30° ;

в) максимальная высота засыпки грунта над верхней образующей стенки – 1200 мм при отсутствии временных нагрузок на поверхности (кроме снегового покрова).

Резервуары в водонасыщенных грунтах обратной засыпки устанавливают при следующих условиях:

а) плотность грунта – не более 1100 кг/м^3 с учетом взвешивающего действия воды;

б) коэффициент пористости грунта – $0,4$;

в) высота засыпки грунта над верхней образующей стенки – до 1200 мм при отсутствии временных нагрузок на поверхности (кроме снегового покрова);

г) уровень грунтовых вод – на дневной поверхности земли.

4.6.1.2. Расчетные требования

Элементы горизонтального цилиндрического резервуара надземного расположения подвергаются воздействию следующих основных нагрузок: гидростатическое давление жидкости, избыточное давление паров жидкости, относительный вакуум, собственная масса резервуара, сейсмическое воздействие.

Снеговая нагрузка не учитывается ввиду ее незначительного значения.

Ветровая нагрузка должна учитываться применительно к пустому резервуару для предотвращения его опрокидывания за счет принятия конструктивных решений.

Для резервуаров подземного расположения должны учитываться вышеперечисленные нагрузки плюс плотность грунта и снегового покрова.

При расположении резервуара в водонасыщенных грунтах должно учитываться возможное всплытие пустого резервуара, для чего необходимо предусмотреть его анкеровку.

4.6.1.3. Конструктивные требования

Основные типы и параметры

По конструктивным особенностям резервуары подразделяют на типы:

- резервуар горизонтальный стальной одностенный (РГС);
- резервуар горизонтальный стальной двухстенный (РГСД).

Резервуары могут быть однокамерными и многокамерными (с внутренними герметичными перегородками).

Рекомендуемые объемы резервуаров V : 3, 4, 5, 6, 8, 10, 15, 20, 25, 40, 50, 60, 75, 100 м³.

Основные типоразмеры резервуаров должны соответствовать транспортным габаритам и устанавливаться в технических условиях (ТУ) предприятий-изготовителей.

Корпуса резервуаров

Одностенные корпуса

Обечайки стенки резервуара допускается изготавливать из вальцованных заготовок методом рулонирования или комбинированным методом.

Стенка корпуса резервуара должна изготавливаться из свальцованной по заданному радиусу заготовки, сваренной в нижнем положении из нескольких листов. Расстояние между продольными сварными швами должно быть не менее 100 мм.

При рулонном изготовлении стенки из предварительно сваренных заготовок замыкающий продольный шов должен быть стыковым двусторонним и располагаться в верхней части резервуара.

После сборки и сварки обечаек стенка резервуара (без днища) должна соответствовать следующим требованиям:

а) отклонение по длине – не более ± 0.3 % номинальной длины, но не более ± 75 мм;

б) отклонение от прямолинейности – не более 2 мм на длине 1 м, но не более 30 мм на длине стенки более 15 м.

Отклонение внутреннего (наружного) диаметра стенки резервуара допускается не более ± 1 % номинального диаметра, если в технической документации на резервуар не указаны более жесткие требования.

Двустенные корпуса

Для подземного расположения резервуаров используются резервуары с двухстенными корпусами. Расстояние между стенками должно быть не менее 4 мм и обеспечиваться использованием вальцованного прямоугольного профиля, приваренного к внутренней стенке резервуара.

Наружная стенка двустенного резервуара должна выполняться полистовым методом или методом рулонирования. Замыкающие продольные и поперечные швы обечайки при полистовом методе должны быть выполнены встык на подкладках. Замыкающий шов при рулонном методе выполняется встык на подкладке или внахлест.

Конструктивные решения днищ резервуаров

Днища резервуаров должны быть:

- плоские отбортованные и неотбортованные;
- конические отбортованные и неотбортованные.

Основные типы и размеры днищ:

- конические отбортованные по ГОСТ 12619, ГОСТ 12621;
- конические неотбортованные по ГОСТ 12620;
- плоские отбортованные по ГОСТ 12622;
- плоские неотбортованные по ГОСТ 12623.

Допускаются другие типы и размеры по согласованию с заказчиком.

Межкамерные перегородки

Межкамерные перегородки должны быть двойными во избежание перемешивания нефтепродуктов, содержащихся в соседних камерах, в случае нарушения герметичности одной из перегородок.

Для контроля герметичности межстенного пространства, а также межкамерных перегородок резервуаров следует использовать газообразный азот или специальные жидкости, соответствующие следующим требованиям: плотность жидкости должна быть выше плотности нефтепродукта, температура вспышки жидкости не должна быть ниже 100 °С, жидкость не должна вступать в реакцию с материалами и веществами, применяемыми в конструкции резервуара, и нефтепродуктом.

Диафрагмы, кольца жесткости

Треугольные диафрагмы следует устанавливать внутри резервуара в местах расположения опорных ложементов. Крепление элементов диафрагм к фланцам выполняется с использованием сварки или болтовых соединений.

4.6.1.4. Оборудование резервуара

Номенклатура устанавливаемого на резервуаре оборудования должна регламентироваться технологической частью проектной документации на резервуар.

В верхней части однокамерных резервуаров должны располагаться люк-лаз (D_y 800) и патрубок для установки оборудования. Применительно к двухстенным резервуарам (подземное расположение) люки и патрубки должны быть вынесены на высоту 200 мм над поверхностью земли. Для многокамерных резервуаров люки-лазы и технологические патрубки должны быть установлены на каждой камере.

Все отверстия в корпусе и днище резервуара для установки патрубков и люков должны быть усилены накладками, расположенными по периметру отверстий. Толщину накладок принимают равной толщине корпуса или днища резервуара. Допускается установка патрубков условным проходом не более 50 мм включительно без усиливающих накладок.

Диаметр усиливающих накладок должен быть не менее двух диаметров люков или патрубков.

4.6.1.5. Требования к выбору стали

Все конструктивные элементы резервуаров по требованиям к материалам подразделяют на основные и вспомогательные.

К основным конструкциям относят: стенки, днища, перегородки, опорные диафрагмы и кольца жесткости, люки, патрубки, усиливающие накладки, опоры.

К вспомогательным конструкциям относят: лестницы, площадки, переходы и ограждения.

Материалы по химическому составу, механическим свойствам и хладостойкости должны соответствовать требованиям настоящего стандарта, проектной документации и ТУ на изготовление резервуаров.

Качество и характеристики материалов должны подтверждаться соответствующими сертификатами.

Для основных конструкций резервуаров должна применяться только углеродистая (полностью раскисленная) сталь обыкновенного качества или низколегированная.

Для вспомогательных конструкций с учетом температурных условий эксплуатации допускается применение углеродистой полуспокойной и кипящей сталей.

Листовой прокат углеродистых сталей обыкновенного качества и углеродистых низколегированных сталей следует применять с содержанием серы не более 0,04 % и массовой долей фосфора не более 0,035 %.

Выбор марки стали для конкретного сооружения определяется расчетной температурой металла. За расчетную температуру металла следует принимать наиболее низкое из двух следующих значений:

- минимальная температура складированного продукта;
- температура наиболее холодной пятидневки для района строительства.

Хладостойкость стали определяют при испытаниях на ударный изгиб по ГОСТ 9454.

Для района строительства с расчетной температурой минус 40 °С и выше для основных конструкций допускается использовать малоуглеродистую сталь С245 по ГОСТ 27772.

Для района строительства с расчетной температурой ниже минус 40 °С для основных конструкций должна использоваться низколегированная сталь С345 по ГОСТ 27772.

4.6.1.6. Требования к защите резервуаров от коррозии

Антикоррозионная защита наружной и внутренней поверхностей должна проводиться в соответствии с требованиями рабочей документации на резервуар.

4.6.1.7. Комплектность поставки

В комплект поставки резервуара должны входить:

- резервуар (в сборе или отправочными марками);
- паспорт, оформленный в соответствии с ГОСТ 2.601;
- комплектующие резервуара согласно рабочей документации;
- документация;
- ведомость комплектации.

4.7. Срок службы и обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров:

4.7.1. Срок службы

Общий срок службы резервуаров должен обеспечиваться выбором материала, учетом температурных и коррозионных воздействий, нормированием дефектов сварных соединений, допусками на изготовление и монтаж металлоконструкций, способов защиты от коррозии и назначением регламента обслуживания.

Расчетный срок службы резервуаров регламентируется коррозионным износом конструкций. При наличии антикоррозионной защиты конструкций расчетный срок службы резервуара должен обеспечиваться установленной в проектной документации системой защиты от коррозии, имеющей гарантированный срок службы не менее восьми лет.

Общий срок службы резервуара назначается заказчиком или определяется при проектировании по технико-экономическим показателям, согласованным с заказчиком. Общий срок службы резервуара включает в себя регламентные работы по обслуживанию и ремонту резервуаров.

Регламентные работы должны включать в себя диагностирование металлоконструкций; основания; фундамента (для наземных) резервуаров; всех видов оборудования, обеспечивающих безопасную эксплуатацию резервуара в целом.

4.7.2. Обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров

Эксплуатация резервуаров должна осуществляться в соответствии с инструкцией по надзору и обслуживанию, утвержденной руководителем эксплуатирующего предприятия.

Безопасность эксплуатации резервуара должна обеспечиваться проведением регулярного диагностирования с оценкой технического состояния, испытаний и проведением (при необходимости) ремонтов.

Периодичность частичного диагностирования, включающего в себя наружный и внутренний осмотр резервуара, – не реже одного раза в четыре года.

Полное диагностирование, включающее в себя проверку физическими методами сварных швов рабочего корпуса резервуара и проведение испытаний резервуара на герметичность, должно проводиться не реже одного раза в восемь лет.

Диагностирование резервуаров должно проводиться аттестованными специалистами экспертной организации, имеющей лицензию надзорного органа по промышленной безопасности.

Конкретные сроки диагностирования назначаются экспертной организацией.

4.7.3. Указания по монтажу

Монтаж резервуаров должен проводиться в соответствии с требованиями проекта производства работ.

Надземная установка резервуаров проводится на двух седловых опорах, имеющих ложементы, свальцованные с углом охвата от 60° до 120° или на стоечных опорах.

Подземную установку резервуаров выполняют на песчаной подушке толщиной не менее 200 мм от нижней образующей с углом охвата не менее 90° .

В водонасыщенных грунтах должна быть установлена анкеровка резервуара к железобетонной плите с использованием хомутов.

В настоящее время на складах ГСМ находится в эксплуатации значительное количество горизонтальных резервуаров, изготовленных по ГОСТ 17032-71. Данные резервуары обеспечивают хранение темных и светлых нефтепродуктов и специальных жидкостей. Конструктивно они состоят из следующих основных элементов: корпуса, днища и горловины. Расположение поясов может быть ступенчатое (сварка внахлестку) или гладкое (сварка встык). Днище (рис. 4.7) может быть цельным или состоять из отдельных частей, соединенных сваркой встык или внахлестку. В резервуарах вместимостью $> 50 \text{ м}^3$ для увеличения жесткости приваривают кольца жесткости из уголковой стали сечением $50 \times 50 \text{ мм}$. Снаружи к корпусу приваривают опоры из стали с центральным углом охвата 90° .

Резервуары изготовлены, как правило, из листовой стали. Для изготовления применяют мартеновскую, бессемеровскую или спокойную томассовскую стали. Резервуары способны работать при избыточных давлениях до 2,5 МПа и вакууме 0,9 МПа. С 1956 г. были разработаны типовые проекты № 6-02-60, № 7-02-65, предусматривающие изготовление резервуаров вместимостью 3–75 м³. В 1969 г. ЦНИИПроектстальконструкция создал на горизонтальный сварной резервуар для нефтепродуктов типовой проект 704-1-42. В 1975 г. Главнефтеснабом РСФСР введены типовые проекты на стальные горизонтальные резервуары, разработанные Южгипронефтепроводом, вместимостью 5, 10, 25, 50, 75, 100 м³. Эти резервуары эксплуатируют в районах с наружной температурой по строительной части – 65 °С и по оборудованию до – 40 °С.

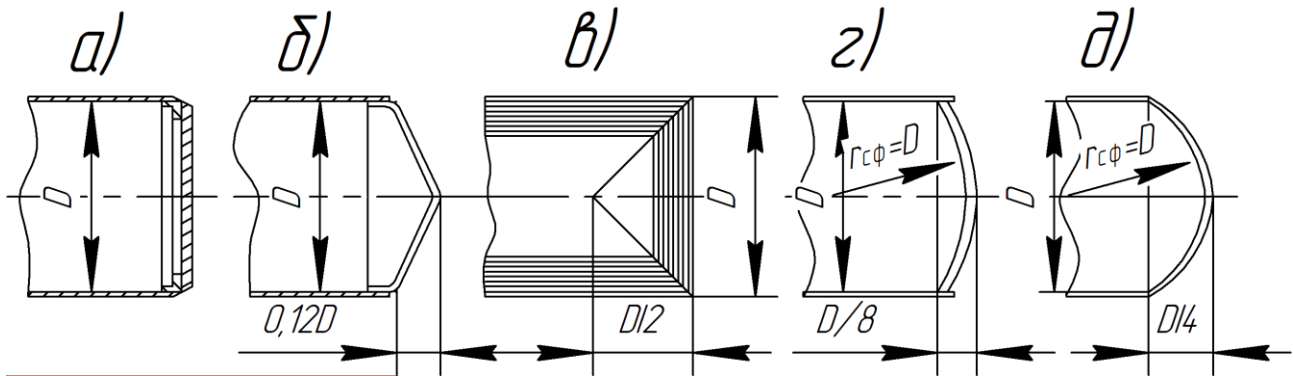


Рис. 4.5. Днище горизонтальных резервуаров: а – плоское; б – коническое идеальное; в – цилиндрическое; г – сферическое; д – эллипс

Расположение резервуаров может быть наземным (на каменных или железобетонных фундаментах) или подземным: в зонах с низким уровнем грунтовых вод – на фундаменте в виде песчаной подушки (сверху резервуар засыпают грунтом), а при высоком уровне вод – подземное хранилище.

Было освоено изготовление резервуаров вместимостью до 400 м³ непосредственно на строительной площадке методом полистовой сборки или из рулонных заготовок. Корпус сваривают из листов толщиной 3–4 мм встык или внахлестку. Днище изготавливают из плоского листа толщиной 3–4 мм с постановкой усиливающего элемента из уголка по периметру окаймления в месте крепления днища к корпусу. Иногда вместо усиливающего уголкового элемента днище делают с отбортовкой.

Расчет резервуаров в условиях эксплуатации обязателен при низком стоянии грунтовых вод. Он сводится к определению массы якорей, предотвращающих всплытие резервуара.

Резервуар не всплывает, если:

$$(M_p + M_{гр}) g > n_{зy} P_B V_B, \quad (4.5)$$

где M_p – масса резервуара;

$M_{гр}$ – масса призмы грунта, расположенной над резервуаром;

g – ускорение свободного падения;

$n_{зy}$ – коэффициент запаса устойчивости;

$P_{в}$ – плотность грунтовой воды;

$V_{в}$ – объем части резервуара, погруженной в воду.

Если в этой формуле правая часть больше левой, резервуар снабжают якорями, масса которых $M_{я} = n_{зy} P_{в} V_{в} - M_{гр}$.

Якоря прикрепляют к хомутам стягивающей полосы, обжимающей корпус.

Каждую группу наземных резервуаров ограждают земляным валом высотой 1,5 м и шириной поверху 0,5 м или стенкой из несгораемых материалов высотой 1,5 м, способных выдержать гидростатическое давление разлившейся жидкости. Объем обвалования должен равняться вместимости отдельно обвалованного резервуара или вместимости большого резервуара для группы резервуаров. В зоне обвалования устанавливают не менее двух лестниц (переходов) для отдельно стоящих резервуаров, не менее четырех – для группы резервуаров. С внутренней и наружной стороны обвалования создают кюветы для отвода сточных вод в канализацию. Внутреннюю кювету оборудуют задвижкой, предотвращающей самопроизвольный сток в канализацию разлившегося топлива, и соединяют трубопроводом с подземной емкостью, в которую собирают пролитый нефтепродукт. Управление задвижками располагают с внешней стороны обвалования. Между отдельными группами резервуаров и по границе зон хранения оборудуют пожарные проезды шириной не менее 3,5 м. Внутри обвалования группы устраняют внутренний земляной вал или стенку, которая делит резервуарную группу на части вместимостью не более 20000 м³.

4.8. Оборудование резервуаров

Для заполнения и опорожнения резервуаров, а также для надежного хранения топлива и правильной эксплуатации резервуаров на них устанавливают специальное оборудование, изготовляемое по ГОСТ. Это оборудование включает: световой люк, люк-лаз, дыхательные и предохранительные клапаны, замерный люк, сифонные краны, хлопушки с устройствами для их управления, указатели уровня, огневые предохранители и другое оборудование. Выбор оборудования резервуаров производится в зависимости от их конструкции, пропускной способности приемораздаточных устройств и подачи насосных станций.

Вертикальные резервуары устанавливаются только наземно на специальном песчаном основании.

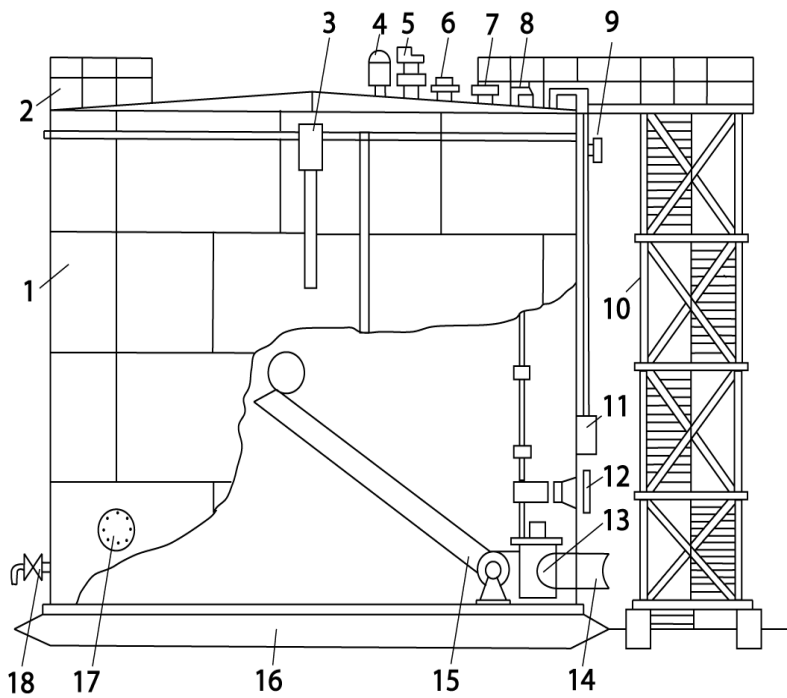


Рис 4.6. Вертикальный резервуар и его оборудование

На рис. 4.6: 1 – корпус; 2 – ограждение; 3 – пеногенератор; 4 – предохранительный (гидравлический) клапан; 5 – дыхательный клапан механический; 6 – замерный люк; 7 – световой люк; 8 – сниженный пробоотборник; 9 – сигнализатор предельного уровня; 10 – лестница; 11 – указатель уровня; 12 – управление хлопушкой; 13 – хлопушка; 14 – приемораздаточный патрубок; 15 – плавающее топливозаборное устройство; 16 – песчаное основание; 17 – люк-лаз; 18 – сифонный кран

Наиболее перспективными являются вертикальные резервуары (рис. 4.7) с конусными днищами и гладкими внутренними поверхностями. Это обеспечивает надежный и удобный сбор и последующее удаление из резервуара продуктов отстоя, а также удобное нанесение на стенки антикоррозионных покрытий. Типовые проекты предусматривают строительство таких резервуаров емкостью 400, 700, 1000, 2000, 3000 и 5000 м³ с внутренними антикоррозионными покрытиями.

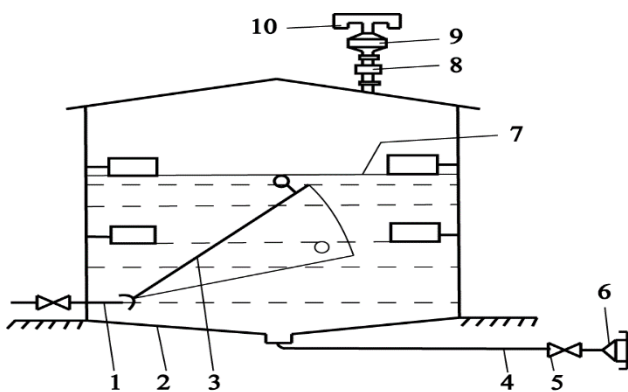


Рис. 4.7. Вертикальный резервуар с коническим днищем и дополнительным оборудованием

На рис. 4.7: 1 – приемораздаточный патрубок; 2 – днище коническое; 3 – плавающее топливозаборное устройство; 4 – сливная труба; 5 – вентиль; 6 – соединительное устройство; 7 – плавающий понтон; 8 – огневой предохранитель; 9 – воздушный фильтр; 10 – механический дыхательный клапан.

Горизонтальные резервуары устанавливают наземно, полуподземно и подземно. Предпочтение отдается наземной установке, так как создаются благоприятные условия для работы насосных станций (обеспечивается подпор) и отпадает необходимость в применении самовсасывающих насосов. Кроме того, при наземной установке значительно улучшаются условия эксплуатации и

обслуживания резервуаров при проведении регламентных работ. При наземной установке резервуары размещаются на фундаментах, а при подземной и полуподземной - на песчаном основании.

Если в местах установки резервуаров имеются грунтовые воды, то при подземной установке они размещаются на бетонных фундаментах, к которым они крепятся специальными бандажами. Основные технические данные горизонтальных резервуаров приведены в табл. 4.8.

Таблица 4.8

Основные технические характеристики горизонтальных цилиндрических резервуаров

Показатель	Условный объем резервуара, м ³				
	10	25	50	75	100
Вместимость резервуара, м ³	10,5 - 11,5 (-)	25,4-28,5 (26,5-28,5)	50,2-54,4 (51,7-54,6)	73,4-83,4 (74,6-84,8)	97,5-100,6 (98,9-101,4)
Наружный диаметр, мм	220 (-)	2862-2870 (2862-2870)	2862-2870 (2862-2870)	3238-3250 (3238-3250)	3238-3250 (3238-3250)
Наружная длина, мм	2823 - 3073 (-)	4035-4274 (4645-4924)	7885-8383 (8545-9130)	8958-10126 (9590-10758)	11888-12132 (12520-12764)
Общая масса металла, кг	1013 - 1049 (-)	1772-1898 (1831-1894)	3148-3339 (3200-3343)	4181-4499 (4250-4583)	5305-5375 (5311-5405)

Примечание: в скобках указаны размеры резервуаров с коническими днищами.

Для расходных резервуаров систем ЦЗС этого оборудования недостаточно, так как к ним предъявляются более жесткие требования к обеспечению выдачи топлива из верхних, наиболее отстоявшихся слоев; надежной защите топлива от попадания в него пыли и влаги из атмосферы, а также продуктов коррозии, которые могут образовываться на внутренних стенках резервуаров. Для выполнения этих требований на расходных резервуарах необходимо устанавливать дополнительное специальное оборудование, а внутренние их поверхности покрывать антикоррозионными материалами.

В качестве дополнительного оборудования используются плавающие топливозаборные устройства для верхнего забора топлива, воздушные фильтры, устройства для удаления отстоя, а также плавающие крыши и понтоны.

Авиатопливо должно храниться в горизонтальных и вертикальных резервуарах с неподвижной крышей. Новые резервуары должны быть сконструированы таким образом, чтобы не допустить попадание в них воды и грязи, обеспечить легкий слив отстоя из резервуаров. Для горизонтальных резервуаров предусматривается минимальный угол наклона в отношении 1:50 в сторону устройства слива отстоя, а вертикальные резервуары должны иметь конусообразное днище с наклоном 1:30 к центру отстойника.

Для внутренних поверхностей резервуаров в качестве антикоррозионных покрытий применяются: металлизация, эмалирование, лакокрасочные материалы, стеклопласт на основе полиэфирных и эпоксидных смол.

Таблица 4.9

Основные характеристики оборудования резервуаров

Оборудование	Марка	Размеры, мм		Пропускная способность, м ³ /ч
		Условный диаметр	Диаметр фланца	
Приемо-раздаточные патрубки	ППР-80	80	220	До 50
	ППР-100	100	240	50 – 100
	ППР-150	150	300	100 – 200
	ППР-200	200	350	200 – 300
	ППР-300	300	520	600 – 1200
Плавающие топливозаборные устройства	ПУВ-100	100	210	70 – 120
	ПУВ-150	150	265	150 – 200
	ПУВ-250	250	371	300 – 500
Хлопушки	Х-80	80	190	–
	Х-100	100	210	–
	Х-150	150	265	–
	Х-200	200	320	–
	Х-250	250	371	–
	Х-300	300	440	–
Механические дыхательные клапаны	КД-50	50	450	До 25
	КД-100	100	500	60 – 72
	КД-150	150	550	118 – 142
	КД-200	200	600	206 – 240
	КД-250	250	650	244 – 304
Гидравлические предохранительные клапаны	КПСА-100	100	205	50
	КПСА-150	150	260	100
	КПСА-200	200	315	200
	КПСА-250	250	370	300
	КПСА-350	350	485	600
Огневые предохранители	ОПЛ-50	50	140	–
	ОПЛ-80	80	190	–
	ОПЛ-100	100	210	–
	ОПЛ-150	150	265	–
	ОПЛ-200	200	320	–
	ОПЛ-250	250	375	–

Резервуары, имеющие антикоррозионные покрытия из диэлектрических материалов, оборудуются устройствами для отвода статического электричества с поверхности топлива. Ниже рассматривается основное стандартное и дополнительное оборудование резервуаров.

Приемо-раздаточный патрубок 1 (рис. 4.8) предназначен для заполнения резервуара или выдачи из него топлива. Он вваривается в нижний пояс корпуса 3 резервуара. Диаметр патрубка выбирается с учетом расхода, с которым запол-

няется резервуар. Зависимость диаметра патрубка от расхода представлена в табл. 4.9.

Количество приемо-раздаточных патрубков может быть различным и зависит от расчетного расхода или обуславливается технологическими требованиями.

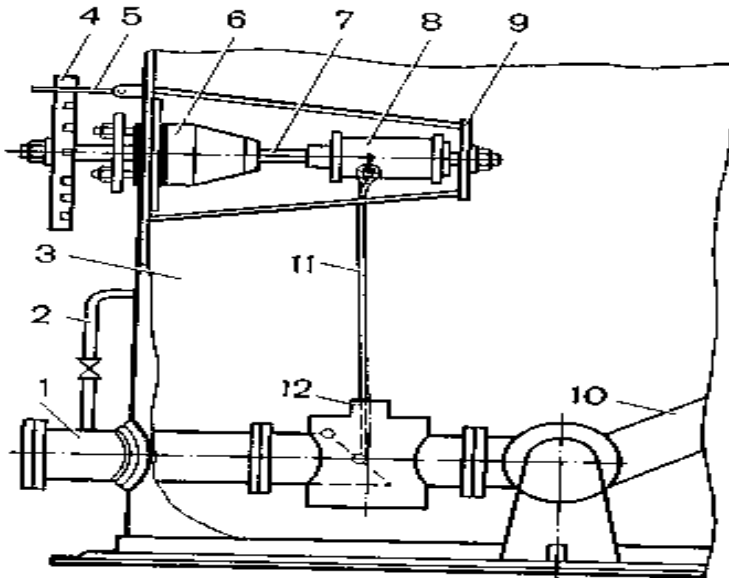


Рис. 4.8. Приемо-раздаточное оборудование резервуаров

1 и хлопушкой 2, а другой оборудован поплавком 4, удерживающим трубу в верхнем слое топлива. Плавающие топливозаборные устройства изготавливаются с диаметром условного прохода 100, 150 и 250 мм, с пропускной способностью соответственно 70–120, 150–200 и 300–500 м³/ч.

Хлопушка 2 (рис. 4.8) предназначена для предотвращения утечки топлива из резервуара в случае неисправности задвижки на трубопроводе. Она устанавливается на приемо-раздаточном патрубке внутри резервуара. Хлопушка перекрывает проходное сечение патрубка под действием собственной силы тяжести и давления столба топлива. Диаметр хлопушки определяется диаметром приемо-раздаточного патрубка.

В расходных резервуарах систем ЦЗС на раздаточном патрубке должно быть установлено плавающее топливозаборное устройство 10. Это требование для вертикальных резервуаров является обязательным. Плавающее топливозаборное устройство ПУВ (рис. 4.9) предназначено для выдачи из резервуара наиболее чистого, отстоявшегося топлива из верхнего слоя. Оно представляет собой подь-

емную трубу 5, один конец которой соединен шарниром 6 с приемо-раздаточным патрубком

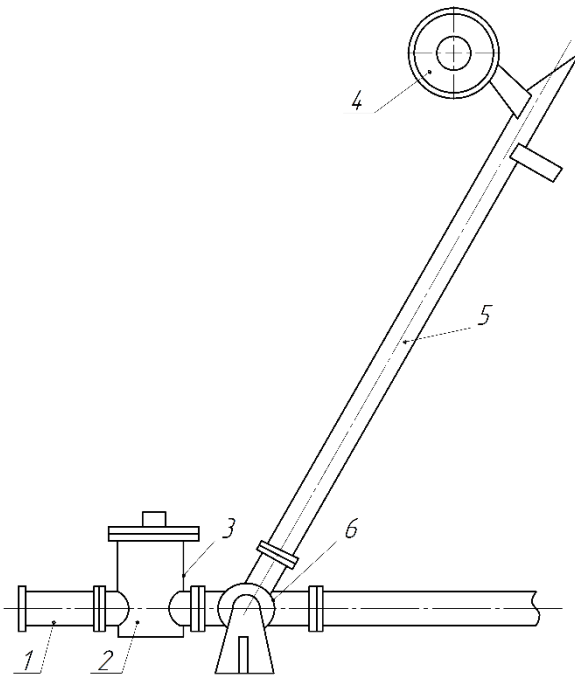


Рис. 4.9. Плавающее топливозаборное устройство

Механизм бокового управления хлопушкой имеет вал 7, на наружном конце которого закреплен штурвал 4, а на внутреннем – барабан 8, соединенный тросом с хлопушкой 12. В месте прохода вала 7 через стенку резервуара установлено сальниковое устройство 6. При вращении штурвала 4 вращается барабан 8, на который наматывается прикрепленный к нему трос 11, и открывает хлопушку 12. Для удержания хлопушки в открытом положении имеется стопор 5, фиксирующий штурвал. В случае обрыва троса 11 пользуются аварийным тросом, один конец которого прикреплен к хлопушке, а другой выведен и закреплен у светового люка.

Перепускное устройство предназначено для облегчения открытия хлопушки за счет выравнивания давления топлива по обе стороны хлопушки. Перепускное устройство устанавливают на резервуарах высотой более 5 м. При меньшей высоте устанавливать его нецелесообразно, так как давление столба жидкости будет небольшим. Перепускное устройство состоит из трубки диаметром 25 мм и вентиля. Один конец трубки сварен в приемо-раздаточный патрубок, а другой – в стенку резервуара. Перепускное устройство выпускают одного типа независимо от диаметра приемо-раздаточного патрубка.

Световой люк предназначен для доступа обслуживающего персонала, проветривания и освещения резервуара при ремонтных и зачистных работах. Кроме того, он используется при подъеме хлопушек при повреждении троса управления. Световой люк устанавливают на кровле резервуара над приемо-раздаточным патрубком с хлопушкой. В резервуарах емкостью свыше 2000 м³ делают два световых люка. Для резервуаров других объемов количество световых люков принимают по числу приемо-раздаточных патрубков. Диаметр люка в свету 500 мм.

Люк-лаз предназначен для доступа обслуживающего персонала в резервуар при его осмотре, зачистке и ремонте. Он также служит для вентиляции резервуара. Люк-лаз расположен диаметрально противоположно световому люку. Узлы люк-лаза в отличие от светового усилены, так как он расположен в нижнем поясе корпуса резервуара, где имеется значительное гидростатическое давление. Резервуары емкостью свыше 2000 м³ имеют два люк-лаза. Диаметр люк-лаза ПЛ-500 в свету 500 мм. Световые люки и люки-лазы должны быть проч-

ными и герметичными, обычно их делают сварными, а для уплотнения применяют специальные прокладки.

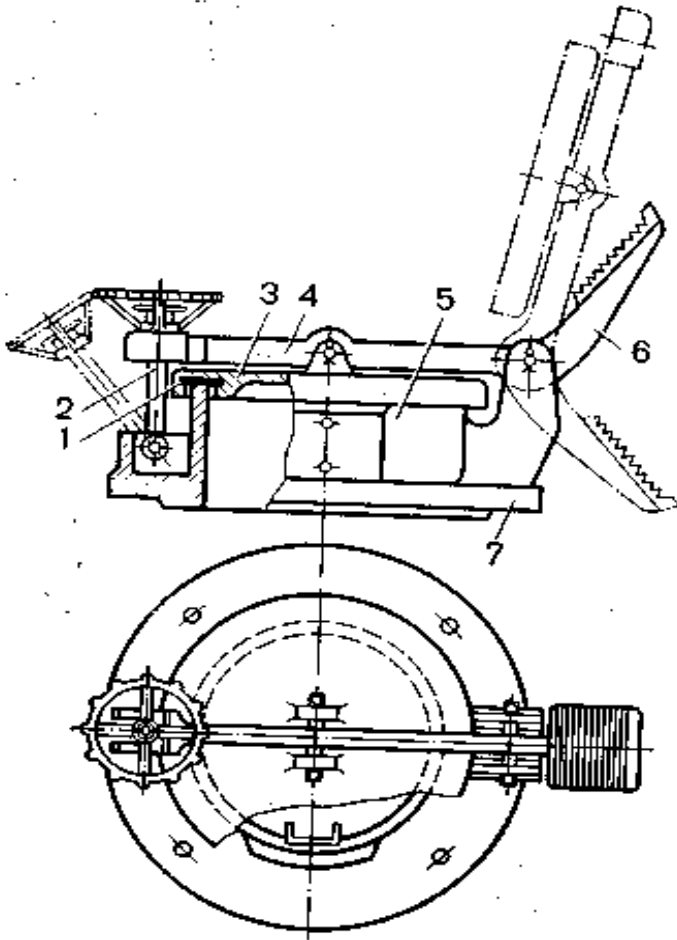


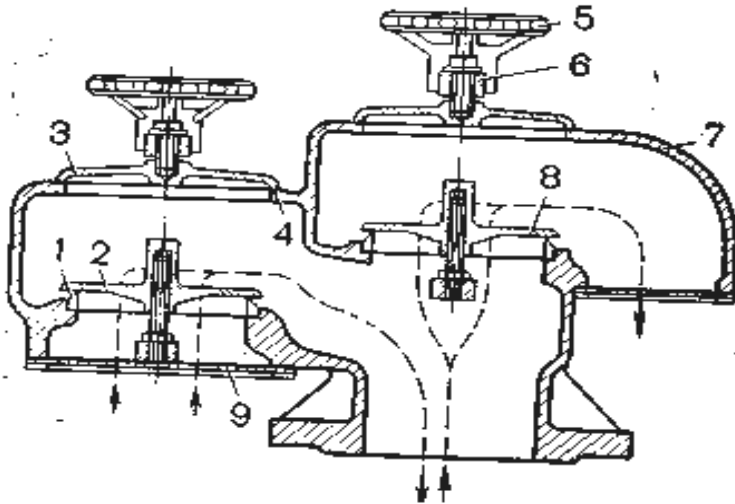
Рис. 4.10. Замерный люк

Замерный люк (рис. 4.10) предназначен для замера уровня топлива в резервуаре рулеткой, а также для взятия проб пробоотборниками. Он устанавливается на кровле резервуара и крепится к его замерному патрубку фланцем 7. Замерный люк состоит из корпуса 5, кулисы 4, крышки 3, маховика 2, прокладки 1 и педали 6. Крышка 3, подвешенная к кулисе 4, прижата к корпусу маховичком 2. Отведя в сторону маховичок и нажав ногой на педаль 6, открывают отверстие люка. Замерные люки выпускаются с диаметром условного прохода 100 мм для горизонтальных резервуаров и 150 мм – для вертикальных резервуаров.

Механический дыхательный клапан предназначен для поддержания внутри резервуара установленной величины избыточного давления или разрежения, которые

образуются при заполнении резервуара и выдаче из него топлива, а также при изменении объема газов в паровом пространстве резервуара вследствие колебания температуры. Величина избыточного давления и вакуума зависит от прочности крыши и не должна превышать допустимых пределов. На рис. 4.16 изображен наиболее распространенный дыхательный клапан, допускающий повышение давления в паровоздушном пространстве резервуара не более чем на 190 мм вод. ст. и разрежения не более 25 мм вод. ст. Необходимо также учитывать, что пропускная способность дыхательного клапана при прохождении через него паровоздушной смеси должна соответствовать пропускной способности приемо-раздаточного патрубка. Если пропускная способность дыхательного клапана будет меньше пропускной способности приемо-раздаточного патрубка, создадутся условия для возрастания избыточного давления или разрежения выше допустимого, что может привести к разрушению кровли резервуара. Если максимальная пропускная способность одного дыхательного клапана недостаточна, устанавливают два клапана.

Принцип работы клапана заключается в том, что при достижении в паровоздушном пространстве резервуара избыточного давления выше установленного клапан 8 под воздействием этого давления открывается и выпускает паровоздушную смесь в атмосферу через правую камеру, прикрытую огнезащитной сеткой.



На рис. 4.11: 1 – седло клапана; 2 – клапан впускной; 3 – крышка; 4 – прокладка; 5 – маховичок; 6 – рычаги крышек; 7 – корпус; 8 – клапан выпускной; 9 – сетка

Рис. 4.11. Механический дыхательный клапан

При разряжении клапан 2 под давлением наружного воздуха поднимается, обеспечивая поступление воздуха в резервуар через левую камеру. Как только внутри резер-

вуара установится расчетная величина избыточного давления или разрежения, соответствующие клапаны закрываются под воздействием силы тяжести.

Конструкция указанного дыхательного клапана имеет недостаток: тарелки клапана при работе в условиях низких температур могут примерзать к седлам и клапан окажется неработоспособным. Этот недостаток может быть устранен путем изоляции смерзающихся поверхностей фторопластом. Для этого на каждой тарелке клапана закрепляется фторопластовая пленка, седла изолируются фторопластовыми пластинами, штоки обертываются фторопластовыми пластинами и устанавливаются в направляющих трубках, изготовленных из фторопласта.

Кроме указанных дыхательных клапанов используются непримерзающие мембранные дыхательные клапаны типа НКДМ, которые отличаются от существующих дыхательных клапанов типа КД тем, что имеют другое конструктивное исполнение и обладают в 3 – 5 раз большей пропускной способностью при одинаковом диаметре присоединительного патрубка. Это позволяет сократить число клапанов, устанавливаемых на резервуаре. Конструкция клапана позволяет производить широкое регулирование пределов его срабатывания: при вакууме от 20 до 70 мм вод. ст., а при давлении от 100 до 200 мм вод. ст. Дыхательные клапаны НКДМ имеют присоединительные патрубки с диаметром условного прохода 150, 200, 250 и 350 мм.

Предохранительный гидравлический клапан (рис. 4.12) предназначен для тех же целей, что и механический дыхательный клапан и выполняет его роль при выходе последнего из строя или при нарушении технологического режима. Он работает по принципу гидравлических затворов, т.е. столб малоиспаряющейся жидкости препятствует свободному выходу паровоздушной смеси из резервуара и входу в него атмосферного воздуха. В качестве такой жидкости может быть использовано соляровое масло или дизельное топливо. Клапан срабатывает при избыточном давлении 200 мм вод. ст. и при разрежении 40 мм вод. ст.

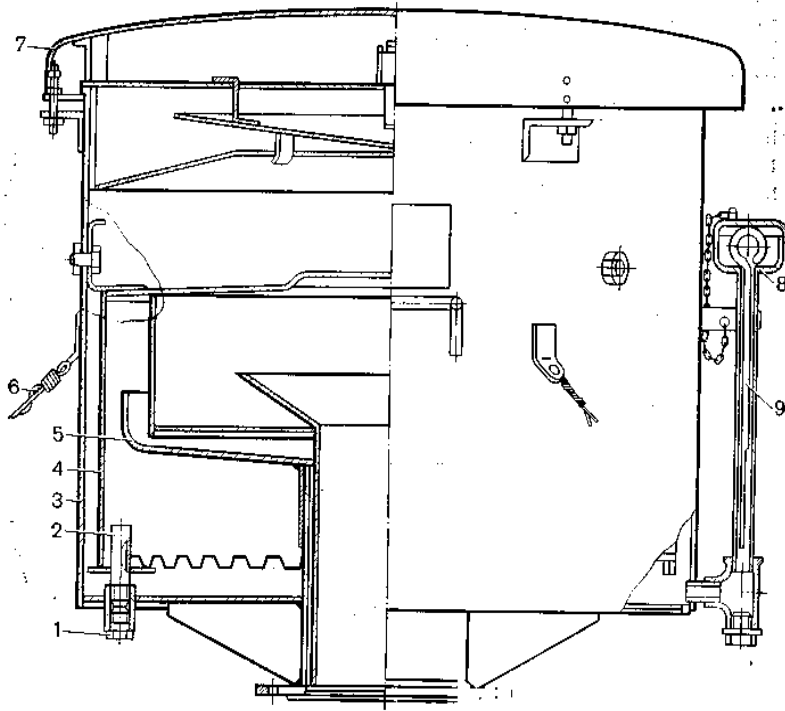


Рис. 4.12. Предохранительный гидравлический клапан

На рис. 4.12: 1 – пробка; 2 – сливная труба; 3 – корпус клапана; 4 – колпак; 5 – труба; 6 – растяжка; 7 – крышка; 8 – воронка; 9 – щуп

Клапан в резервуаре должен устанавливаться строго горизонтально (по соединительному фланцу). Он заливается жидкостью после установки его на резервуар, причем до уровня, определенного предварительной регулировкой на давление и разрежение сжатым воздухом.

Огневой предохранитель (рис. 4.13) предназначен для предотвращения попадания внутрь резервуара открытого пламени или искр, которые могут проникнуть в резервуар вместе с атмосферным воздухом через механический дыхательный или предохранительный гидравлический клапан. Он устанавливается на патрубках между резервуаром и указанными клапанами. Огневой предохранитель состоит из корпуса 2 с фланцами 1 и съемными боковыми крышками 3. Внутри корпуса помещен пакет из пластин, изготовленных из латуни или другого металла, обладающего высокой теплоемкостью. Принцип работы огневого предохранителя заключается в том, что при попадании в него пламени или искр от них отбирается пакетом тепло и их огнеопасность теряется.

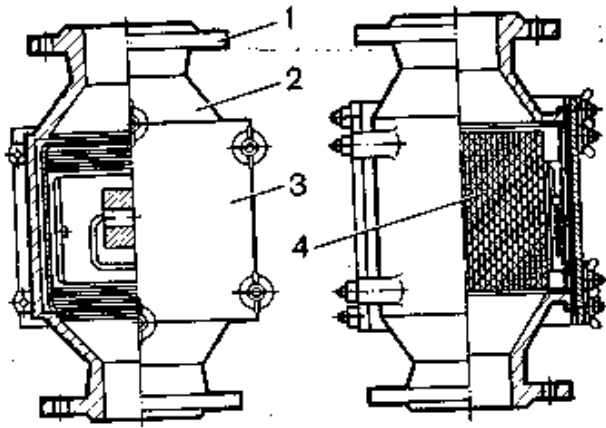


Рис. 4.13. Огневой предохранитель

Огневые предохранители выпускаются с условным диаметром 50, 100, 150, 200 и 250 мм. Выбор размеров огневых предохранителей производится с учетом размеров дыхательных и предохранительных клапанов.

Сифонный кран (рис. 4.14) предназначен для слива отстоя воды и остатка топлива из резервуара и устанавливается в нижнем поясе резервуара на расстоянии 350 мм от днища.

Существуют два типа сифонных кранов: СК-50 и СК-80 с диаметрами условного прохода 50 и 80 мм соответственно. На вертикальных резервуарах емкостью до 4000 м³ используются сифонные краны СК-50, а на резервуарах большей емкости – краны СК-80.

Для горизонтальных резервуаров сифонные краны промышленностью не выпускаются. Для них используются сифонные краны вертикальных резервуаров с незначительной доработкой.

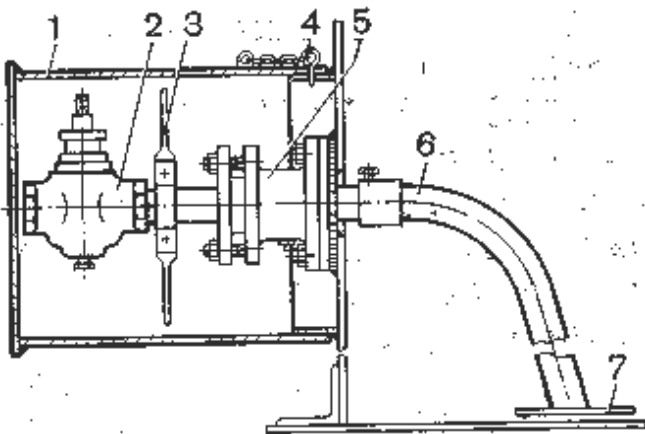


Рис. 4.14. Сифонный кран

Конструктивно сифонный кран для вертикальных резервуаров представляет собой составную трубу с изогнутым коленом 6. В месте прохода прямого участка трубы через стенку резервуара установлен сальник 5. На наружной части трубы смонтирован кран 2 и поворотная рукоятка 3. Наружная часть сифонного крана закрывается кожухом 1, снабженным замком 4. На конце изогнутого колена приварен кольцевой козырек 7. В нерабочем положении сифонный кран, как правило, устанавливается изогнутым коленом вверх, это исключает случаи примерзания колена 6 в слое отстоявшейся воды и обеспечивает промывку крана топливом от возможных остатков воды по окончании слива. В рабочем положении при сливе отстоя из резервуара сифонный кран с помощью рукоятки 2 устанавливается изогнутым коленом вниз, а кран 2 открывается.

Отстоявшаяся вода под воздействием давления столба топлива будет вытекать из резервуара. Кольцевой козырек 7 препятствует вытеканию чистого топлива вместе со сливаемой водой.

Отстоявшаяся вода под воздействием давления столба топлива будет вытекать из резервуара. Кольцевой козырек 7 препятствует вытеканию чистого топлива вместе со сливаемой водой.

На рис. 4.15 показаны индивидуальные дренажные устройства наземных горизонтальных резервуаров. Слив отстоя производится в передвижную емкость при открытом вентиле. Дренажное устройство для подземных горизонтальных резервуаров показано на рис. 4.15в. В этом случае слив отстоя осуществляется принудительно, т.е. с помощью насосов в передвижную емкость.

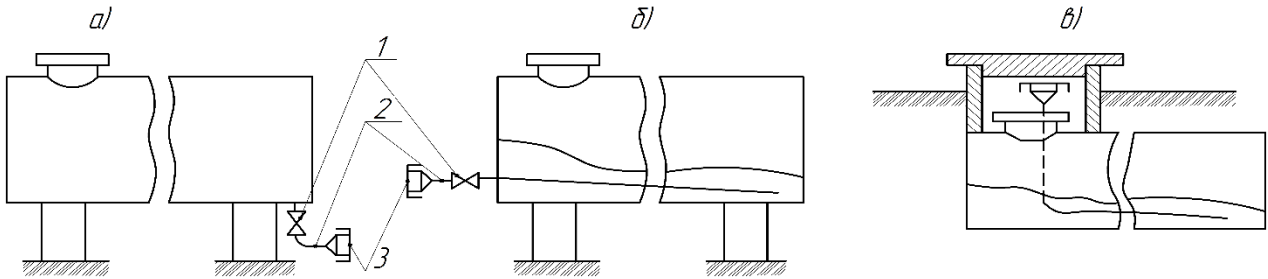


Рис. 4.15. Дренажные устройства горизонтальных резервуаров (уклон 1:40)
 а, б – для наземных резервуаров, в – для подземных резервуаров: 1 – вентиль;
 2 – сливная труба; 3 – соединительные устройства

Система централизованного слива обеспечивает своевременный контроль образования продуктов отстоя; освобождение резервуаров от остатков топлива перед их зачисткой или ремонтом; сокращение потерь топлива при сливных операциях; снижение пожароопасности, улучшение санитарного состояния территории резервуарного парка и облегчение условий труда обслуживающего персонала при производстве сливных работ, особенно в осенне-зимний период.

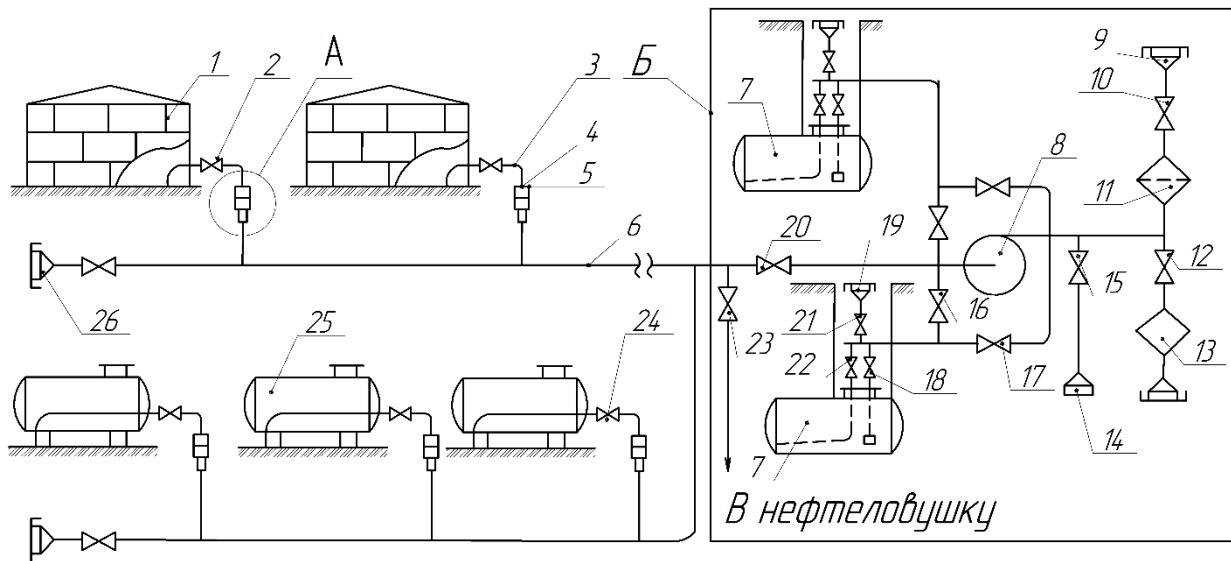


Рис. 4.16. Принципиальная схема системы централизованного слива отстоя из резервуаров

Система централизованного слива (рис. 4.16) включает сливной узел резервуара А, узел слива отстоя Б и трубопроводы, связывающие их. Сливной узел резервуара предназначен для герметичного соединения сифонного крана с трубопроводом при сливе отстоя или остатка топлива из резервуара. Они изго-

товляются двух типов: с герметичной и негерметичной воронкой. В парном случае воронка изготавливается из труб, а во втором – из листового металла.

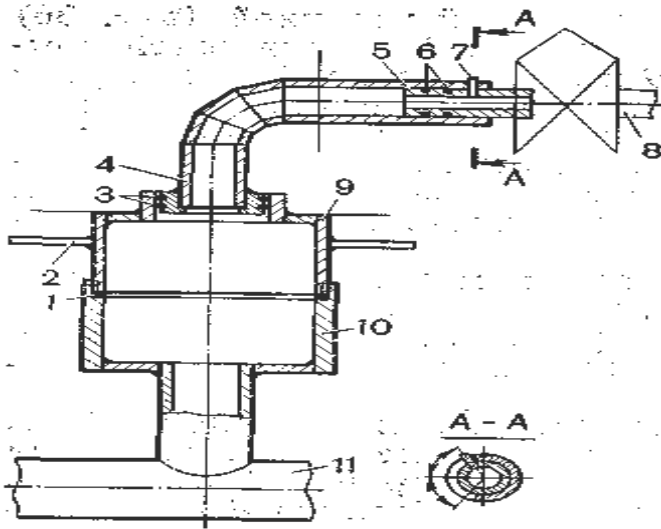


Рис. 4.17. Сливной узел резервуара с герметичной воронкой

При сливе отстоя из резервуара крышка 9 должна быть передвинута в верхнее положение. По окончании сливных работ, а также при освобождении резервуара от остатка топлива крышку 9 следует установить в нижнее положение и плотно навинтить на воронку 10.

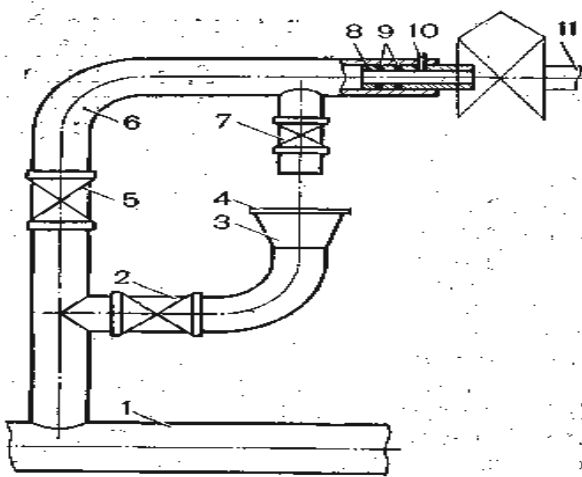


Рис. 4.18. Сливной узел резервуара с негерметичной воронкой

Крышка 4 воронки 3 в этом случае выполняется съемной. При сливе отстоя из резервуара крышка 4 снимается и открываются задвижки 2 и 7. При освобождении резервуара от остатка топлива открывается только задвижка 5. Переходник 6 фиксируется на хвостовике 8 с помощью штифта 10, а герметичность соединения достигается резиновыми кольцами 9. Конструкция обоих типов сливных узлов резервуаров позволяет производить поворот сифонных кранов в рабочее и нерабочее положения с помощью поворотной рукоятки.

Сливной узел резервуара с герметичной воронкой (рис. 4.17) состоит из хвостовика 5, сифонного крана 8, передвижной крышки 9 с рукояткой 2, воронки 10 и переходника 4 со штифтом 7. Герметичность соединения переходника 4 с хвостовиком 5 обеспечивается резиновыми уплотнительными колodками 6, герметичность соединения передвижной крышки 9 с переходником – резиновыми кольцами 3, а с воронкой 10 – резьбовым соединением с прокладкой 1. Нижняя часть воронки приварена к сливному трубопроводу 11.

Сливной узел резервуара с негерметичной воронкой (рис. 4.18) предусматривает подвижное соединение верхнего конца переходника 6 с хвостовиком 8 сифонного крана 11, а нижнего со сливным трубопроводом 1 – жесткое. Крышка 4 воронки 3 в этом случае выполняется съемной. При сливе отстоя из резервуара крышка 4 снимается и открываются задвижки 2 и 7. При освобождении резервуара от остатка топлива открывается только задвижка 5. Переходник 6 фиксируется на хвостовике 8 с помощью штифта 10, а герметичность соединения достигается резиновыми

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Общая классификация технических средств по рабочим операциям технологии авиатопливообеспечения аэропортов ГА.
2. Технические средства приема авиатоплива. Классификация средств приема авиатоплива.
3. Общие требования к техническим средствам приема авиатоплива по выполнению технологического процесса авиатопливообеспечения аэропорта.
4. Прием топлива из железнодорожного транспорта. Типовые схемы железнодорожных путей. Виды технических средств приема авиатоплива и тарных грузов.
5. Сливоналивные железнодорожные эстакады, расположенные на железнодорожных путях. Основные сведения об устройстве эстакад. Виды эстакад на аэродромных складах.
6. Дать определение железнодорожного маршрута. Расчет длины железнодорожной эстакады при маршрутной поставке авиатоплива. При каких условиях по количеству одновременно сливаемых вагонов-цистерн применяются отдельные сливные устройства и сливные эстакады. Технологический шаг - расстояние между железнодорожными сливными устройствами на эстакадах по действующим нормам.
7. Устройство железнодорожной эстакады для нижнего слива авиатоплива. Шаг стояков для слива одного сорта авиатоплива.
8. Сливоналивные причальные сооружения для слива авиа ГСМ, поставляемых в аэропорт водным транспортом. Основная комплектация. Особенности приема топлива из танкеров и из наливных барж.
9. Основные виды водного транспорта, обеспечивающих поставку в аэропорт авиа ГСМ на сливоналивные сооружения. Отличия морских и речных судов.
10. Современные типы речных гаваней. Стационарный причал нефтебазы. Основные элементы оборудования. Устройство речной гавани для слива и налива нефтепродуктов.
11. Узел приема авиатоплива по трубопроводу. Виды оборудования. Типовой состав узла приема авиатоплива по трубопроводу.
12. Сливо-наливные устройства для автомобильных цистерн. Основное оборудование, принцип работы при сливе, узлы учета.
13. Резервуары и резервуарные парки. Емкости для хранения нефтепродуктов. Виды хранилищ по признакам: материал конструкции, избыточное давление в резервуаре, выполняемые технологические операции, по конструкции.

14. Оснащение резервуаров для хранения авиатоплива. Принцип работы элементов оборудования при приеме и выдаче авиатоплива.

15. Оснащение резервуаров для авиатоплива. Дыхательная и предохранительная арматура, гидравлический предохранительный клапан. Устройство и принципы работы дыхательных и предохранительных клапанов.

16. Оснащение резервуаров для авиатоплива. Устройство контроля уровня, принцип работы, взаимосвязь с системой автоматизированной системы контроля и учета.

17. Оснащение резервуаров для авиатоплива. Пробоотборники, устройство и принцип работы.

18. Вертикальные цилиндрические резервуары. Виды фундаментов. Гидростатическое давление. Нормальные фундаменты, токи фильтрации в грунте.

19. Горизонтальный и вертикальный резервуары. Плавающий топливозаборник, устройство, принцип работы. Порядок расчета плавучести

20. Средства перекачки авиатоплива. Назначение и классификация. Насосные станции складов авиа ГСМ.

ЛИТЕРАТУРА

1 ГОСТ Р52906-2008. Оборудование авиатопливообеспечения. Общие технические требования. - М.: Стандартиздат, 2008.

2 ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. – М.: Стандарт, 1985.

3 Химмотология в гражданской авиации: справочник / Пискунов В.А., Зрелов В.Н., Василенко В.Т. и др. – М.: Транспорт, 1983.

4 Ипатов А.М. Эксплуатация резервуаров склада ГСМ. - М.: Транспорт, 1975.

5 Рыбаков К.В., Алпатов А.С., Рожков А.Ф. Заправка самолётов горюче-смазочными материалами. – М.: Транспорт, 1975.

6 Рыбаков К.В., Кухтерин Е.И., Алпатов А.С., Рожков А.Ф. Система централизованной заправки самолетов топливом. – М.: Транспорт, 1978.

7 Жулдыбин Е.Н., Сыроедов Н.Е. Современные системы и средства очистки нефтепродуктов. Обзорная информация. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1996.