

**Министерство сельского хозяйства
Российской Федерации**

ФГБОУ ВО Ульяновская ГСХА

← **ПО ЦЕНТРУ**

**А.А. Глущенко,
И.Р. Салахутдинов**

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ
(учебное пособие)**



Ульяновск - 2016

← **УБРАТЬ ДЕФИС**

Глущенко, А.А. Эксплуатация оборудования предприятий нефтепродуктообеспечения: учебное пособие/ А.А. Глущенко, И.Р. Салахутдинов – Ульяновск: УГСХА, 2016. – 260 с.

← А В ФАЙЛЕ 261 СТР.

Рецензенты: ИСАЕВ Юрий Михайлович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Математики и физики» ФГБОУ ВО «Ульяновская государственная сельскохозяйственная академия»

ДЕЖАТКИН Михаил Евгеньевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Технический сервис» ФГБОУ ВО «Ульяновская государственная сельскохозяйственная академия имени П.А. Столыпина»

В учебном пособии приведены содержание курса, планы практических и лабораторных работ, экзаменационная программа, примерные тесты. Рассмотрены классификация, устройство и особенности эксплуатации технологического оборудования предприятий нефтепродуктообеспечения. Представлены основная и дополнительная литература по изучению дисциплины.

Учебное пособие предназначено для подготовки студентов очной, очной ускоренной и заочной форм обучения по направлению 350306 Агроинженерия и других специальностей.

Печатается по решению методической комиссии инженерного факультета Ульяновской ГСХА им. П.А. Столыпина
Протокол № от 16 апреля 2016г.

© Глущенко А.А., Салахутдинов И.Р., 2016
© ФГБОУ ВО Ульяновская ГСХА, 2016

КАКОЙ ПРОТОКОЛ?
ПОЧЕМУ КРАСНЫМ ВЫДЕЛЕНО?

1. ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1. Цель и задачи изучения дисциплины

Целями освоения дисциплины «Эксплуатация оборудования предприятий нефтепродуктообеспечения» являются формирование у студентов теоретических знаний и практических навыков организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта технологического оборудования и технических средств объектов системы нефтепродуктообеспечения.

Основными задачами учебной дисциплины являются:

- изучение порядка производственной эксплуатации сооружений;
- изучение порядка производственной эксплуатации технологического оборудования и технических средств объектов системы нефтепродуктообеспечения;
- определение периодичности и объемов их технического обслуживания и ремонта.

1.2. Требования к уровню освоения содержания дисциплины

В результате освоения дисциплины студент должен *знать*:

- функциональное назначение отдельных структурных подразделений топливозаправочных комплексов и нефтескладов, выполняемые ими задачи при эксплуатации объектов;
- порядок производственной эксплуатации сооружений, технологического оборудования, технических средств и вспомогательных устройств объектов, предъявляемые при этом требования;
- причины изменения технического состояния изделий в процессе эксплуатации и показатели, характеризующие их;
- периодичность и объемы технического обслуживания (ТО) технологического оборудования и технических средств, порядок определения периодичности ТО различными методами, последовательность проведения работ;
- порядок проведения ремонтов и эффективные методы восстановления технологического оборудования и технических средств топливозаправочных комплексов и нефтескладов;
- объемы и порядок испытаний технологического оборудования и технических средств объектов системы нефтепродуктообеспечения;

- правила производственной, пожарной, экологической, транспортной и физической безопасности при эксплуатации топливо-заправочных комплексов и нефтескладов;

- порядок ведения эксплуатационной и ремонтной документации.

уметь:

- организовывать проведение работ по ТО и ремонту изделий;
- разрабатывать эксплуатационную и ремонтную документацию;

- осуществлять мероприятия по обеспечению производственной, транспортной, пожарной, экологической и физической безопасности при эксплуатации и ремонте технологического оборудования и технических средств.

владеть:

- оценки технического состояния технологического оборудования и технических средств;

- оценки качества ремонта изделий и проводить их испытания.

2 ТРУДОЕМКОСТЬ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ

Виды учебной работы	М ₀		М _{0с}		М ₃	
	Всего часов	Семестр	Всего часов	Семестр	Всего часов	Семестр
		6		5		7
Общее количество часов	2	72	2	72	2	72
Аудиторные занятия:	2	32	8	48	2	32
Лекции	6	16	6	16	6	16
Практические занятия		-		-		-
Лабораторные занятия	6	16	2	32	6	16
Самостоятельная работа	8	38	0	20	8	38
Курсовой проект (работа)		-		-		-
Контроль самостоятельной работы		2		4		2
Вид итогового контроля (зачет, экзамен)		3		3		3

3. ТЕМАТИЧЕСКОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ

Раздел дисциплины	М _О			М _{ОС}			М _З		
	Лек	ПЗ	ЛР	Лек	ПЗ	ЛР	Лек	ПЗ	ЛР
Общие положения по эксплуатации и ремонту технологического оборудования и технических средств	2	-	-	2	-	-	2	-	-
Основы производственной эксплуатации технологического оборудования и технических средств	2	-	6	2	-	8	2	-	6
Техническое обслуживание изделий эксплуатирующихся на объектах системы нефтепродуктообеспечения	4	-	6	4	-	8	4	-	6
Обеспечение безопасности при эксплуатации объектов системы нефтепродуктообеспечения	2	-	2	2	-	8	2	-	2
Основы ремонта изделий, эксплуатирующихся на объектах системы нефтепродуктообеспечения	4	-	2	4	-	8	4	-	2
Методы и технологические процессы ремонта изделий	2	-	-	2	-	-	2	-	-
Итого	16	-	16	16	-	32	16	-	16

4. СООТВЕТСТВИЕ ГОС ВО

Учебно-методический комплекс составлен в соответствии с Государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования по направлению 653300 – Эксплуатация наземного транспорта и транспортного оборудования.

5. ГЛОССАРИЙ

Вид ТО и ТР - комплекс работ по поддержанию оборудования в исправном и работоспособном состоянии, выполняемый с одинаковой периодичностью.

Вентиляционный патрубок - короткая металлическую труба, оснащенная коническим козырьком, предотвращающим попадание внутрь резервуара дождевой воды и снега.

Дыхательная арматура резервуаров - комплекс дыхательных и предохранительных клапанов.

ЖБР – железобетонный резервуар.

Наземный трубопровод - комплекс сооружений для транспортирования газообразных, жидких или твёрдых продуктов, прокладываемый на участках с высоким уровнем грунтовых вод, болот и т.п.

Надземный трубопровод - комплекс сооружений для транспортирования газообразных, жидких или твёрдых продуктов, прокладываемый на отдельных опорах или эстакадах на расстоянии от грунта не менее 25 см.

Насосная станция - единый комплекс, включающий насосное и вспомогательное оборудование. В состав насосной станции входят основные и вспомогательные насосы.

Нефтебаза - комплекс сооружений и устройств для приёма, хранения, перегрузки с одного вида транспорта на другой и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Нефтепровод магистральный - комплекс сооружений для транспортирования нефти от пункта добычи к потребителям (нефтеперерабатывающему заводу или перевалочным нефтебазам).

Нефтепродуктопровод магистральный - комплекс сооружений, предназначенный для транспортировки нефтепродуктов от нефтеперерабатывающего завода до перевалочных и распределительных нефтебаз.

Нефтехранилище - комплекс сооружений для хранения нефти и продуктов её переработки.

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод.

Обкаточные стенды – специализированное технологического оборудования, создающие условия и режимы обкатки, оговоренные в технической документации.

Опасная зона – это пространство, в котором действуют постоянно или возникают периодически факторы, опасные для жизни и здоровья человека.

Подводный трубопровод - трубопровод, укладываемый ниже поверхности воды при пересечении рек, водохранилищ, озёр, морских акваторий.

Подземный трубопровод - прокладывается траншейным способом с последующей засыпкой грунтом; предназначен для транспорта газа, нефти, нефтепродуктов, угля, железной руды и т.д. от мест добычи, переработки и хранения к местам потребления.

Показатели долговечности - процентный ресурс объекта, средний ресурс и др.

Показатели надежности - количественные характеристики проявления одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта применительно к определенным промежуткам времени, режимами и условиями эксплуатации.

Показатели назначения (функционирования) - это показатели, характеризующие полезный эффект от использования объекта по своему назначению и определяющие область его применения.

Показатели сохраняемости - средний срок сохраняемости.

Показатели технологичности характеризуют эффективность конструкторско-технических решений для обеспечения высокой производительности труда при изготовлении и ремонте объекта.

РВС – резервуар вертикальный стальной

РГС – резервуар горизонтальный стальной.

Трубопровод - сооружение для транспортировки жидких, газообразных и многофазовых сред под действием разности давлений в различных сечениях; состоит из труб, арматуры, опор (при наружной прокладке), компенсаторов и других деталей.

Хранение нефти и нефтепродуктов - содержание резервных запасов нефти и нефтепродуктов в условиях, обеспечивающих их количественную и качественную сохранность в течение установленного времени.

6. ЛЕКЦИОННЫЙ КУРС

6.1. ВВЕДЕНИЕ В ДИСЦИПЛИНУ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ

ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕП

НЕФТЕБАЗА (a. oil tank farm, b. stockage petroliere, depot d'hydrocarbure petroliera, base de petroleo, base de oil) - сооружение для приема, хранения, перегрузки и отпуска нефти и нефтепродуктов

Сооружение нефтебаз в России началось в 1930-е гг. в связи с развитием добычи нефти и последующим сооружением нефтепроводов. Нефтебазы имели деревянные, каменные и земляные ёмкости для хра-

ПОНЯТНО ЧТО
ВЗЯТО ИЗ
ИНТЕРНЕТА,
ХОТЯБЫ
ГИПЕРССЫЛКИ
НУЖНО
УБРАТЬ!!!!

НИЯ

base de
i. base
и уст-
орта на

нения нефти (с 1878 клёпаные стальные резервуары, с 1912 железобетонные, с 1937 сварные), чугунные или стальные трубопроводы и насосы с ручным, реже паровым приводом.

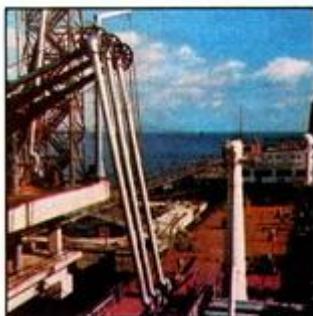
В период гражданской войны и военной интервенции 1918-20 около 90% нефтебаз было разрушено. Восстановление и развитие нефтебаз до 1928 осуществлялось за счёт объединения мелких нефтескладов, реконструкции оборудования и сооружения новых нефтебаз. В 1928-40 проводилась реконструкция нефтебаз для увеличения их грузооборота, расширения номенклатуры хранимых нефтепродуктов на основе электрификации и механизации трудоёмких операций, широкого применения стальных клёпаных резервуаров. Капитальные вложения в реконструкцию старых и сооружение новых нефтебаз в этот период составили 617,9 млн. руб. В 1946-50 полностью восстановлено разрушенное и уничтоженное войной нефтебазовое хозяйство. В 80-х гг. осуществляется дальнейшее развитие и реконструкция нефтебаз на основе нового отечественного оборудования, средств автоматики и вычислительной техники. Значительная роль в развитии нефтебазового хозяйства принадлежит русским и советским учёным, разработавшим первый в мире стальной резервуар и танкер-пароход (В. Г. Шухов), индустриальный метод монтажа резервуаров из рулонных заготовок (Г. В. Раевский и др.), теории последовательной перекачки нефтепродуктов (В. С. Яблонский и др.), транспортировки и хранения высоковязких и застывающих нефтепродуктов (В. И. Черников и др.), расчёта потерь нефтепродуктов от испарения (В. П. Валяевский, Н. Н. Константинов и др.).

Нефтебазы различают: по характеру операций — перевалочные, распределительные, перевалочно-распределительные и призаводские; по способу снабжения — водные (морские и речные), железнодорожные, трубопроводные и глубинные, получающие нефтепродукты автотранспортом; по номенклатуре хранимых нефтепродуктов и нефтей. В зависимости от суммарной вместимости резервуаров и тары для хранения нефти и нефтепродуктов делят на 3 категории (I — свыше 100 000 м³, II — от 20 000 до 100 000 м³, III — до 20 000 м³).

Нефтебазы могут быть самостоятельными предприятиями, а также входить в состав промышленных, транспортных, энергетических и других предприятий (ТЭЦ, речных и морских портов и т.д.). Перевалочные нефтебазы предназначены для перегрузки (перевалки) нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой, например с железнодорожного и трубопроводного в нефтеналивные суда, как морские, так и речные.



Рис. 1.1 - Классификация нефтебаз



Перевалочные нефтебазы, расположенные на замерзающих водных путях, имеют большой резервуарный парк, обеспечивающий хранение всего запаса нефтепродуктов, реализуемых в межнавигационный период. Распределительные нефтебазы снабжают потребителей нефтепродуктами непосредственно либо с филиалов и автозаправочных

станций. Распределительные нефтебазы подразделяются на оперативные базы (местные потребности и сезонное хранение), обеспечивающие также компенсацию сезонной и месячной неравномерности потребления и завоза нефтепродуктов, и их филиалы. Перевалочно-распределительные нефтебазы выполняют функции перевалочных и распределительных одновременно. Призаводские нефтебазы предназначены для приёма и подготовки сырья (нефти и нефтепродуктов) для переработки на нефтехимических или нефтеперерабатывающих заводах, а также хранения и отпуска продуктов переработки на перевалочные и распределительные нефтебазы. Призаводские нефтебазы часто располагаются на территории перерабатывающих предприятий и имеют общее с ними энергетическое хозяйство и инженерные коммуникации.

В систему инженерных сооружений нефтебазы входят: основные объекты - технологические трубопроводы, насосные и компрессорные станции, погрузочно-разгрузочные железнодорожные и автомобильные эстакады, нефтеналивные причалы, резервуары, сливно-наливные устройства; вспомогательные объекты — расфасовочные, операторные, очистные сооружения, механические и сварочные мастерские, бондарные, пропарочные установки, котельные, трансформаторные подстанции, водопроводные и сантехнические коммуникации, склады материалов и др. Операции, осуществляемые на нефтебазы, условно разделяются на основные и вспомогательные. Основные операции: приём нефтепродуктов; хранение нефтепродуктов; распределение нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, нефтеналивные суда и по трубопроводам; замер, учёт, определение качества нефтепродуктов и оформление товарно-транспортной документации. При выполнении основных операций производят внутрибазовые и перегрузочные работы, а также при необходимости разогрев нефтепродуктов. Вспомогательные операции: приём и регенерация отработанных масел; очистка и обезвоживание нефтепродуктов; восстановление качества масел и топлив; очистка нефтесодержащих промышленных стоков и балластных вод танкеров; ремонт технологического оборудования, зданий и сооружений; ремонт и изготовление тары; эксплуатация котельных, транспортных и энергетических устройств. Состав и объём основных и вспомогательных операций зависят от товарооборота и производственных задач нефтебазы и не являются одинаковыми для всех нефтебаз.

Сооружают нефтебазы преимущественно на ровных площадках, как правило, вблизи источников водо- и энергоснабжения на устойчивых горных породах, выдерживающих нагрузку не ниже 0,1 МПа. Водные нефтебазы располагают в основном ниже (по течению реки) причалов, речных вокзалов, ГЭС и т.д. Нефть и нефтепродукты хранят в нефтяных резервуарах.

Перекачку нефти и нефтепродуктов осуществляют при помощи насосов, располагаемых в стационарных или плавучих насосных станциях, или при помощи передвижных насосных установок. В случае благоприятного рельефа местности отпуск нефтепродуктов может вестись самотёком. Для выдачи нефтепродуктов потребителям применяют автоматизированные установки налива в железнодорожные и автомобильные цистерны. На морских и речных нефтебазах для приёма и отпуска нефтепродуктов нефтеналивными судами применяют стендеры.

Сооружение нефтебаз обеспечивает более равномерное снабжение и эффективное управление распределением нефтепродуктов.

Размещение объектов на территории нефтебазы должно обеспечивать удобство их взаимодействия, рациональное использование территории, минимальную длину технологических трубопроводов, водоотводящих (канализационных), водопроводных и тепловых сетей при соблюдении всех противопожарных и санитарно-гигиенических требований.

Территория нефтебазы в общем случае разделена на зоны (производственная, подсобная, резервуарный парк) и участки.

Зоны нефтебаз

Производственная зона включает участки:

- железнодорожных операций;
- водных операций;
- автомобильных операций.

Подсобная зона включает участки:

- очистных сооружений;
- водоснабжения и противопожарной защиты;
- подсобных зданий и сооружений;
- внешнего энергоснабжения;
- административно-хозяйственных зданий и сооружений.

Резервуарный парк представляет собой участок хранения нефтепродуктов.

Участки нефтебаз

На **участке железнодорожных операций** размещаются сооружения для приема и отпуска нефтепродуктов по железной дороге. В состав объектов этого участка входят:

- железнодорожные тупики;
- сливноналивные эстакады для приема и отпуска нефтепродуктов;
- нулевые резервуары, располагающиеся ниже железнодорожных путей;
- насосные станции для перекачки нефтепродуктов из вагоновцистерн в резервуарный парк и обратно;
- лаборатории для проведения анализов нефтепродуктов;

- помещение для отдыха сливщиков и наливщиков (операторная);
- хранилища нефтепродуктов в таре;
- площадки для приема и отпуска нефтепродуктов в таре.

На **участке водных операций** сосредоточены сооружения для приема и отпуска нефтепродуктов баржами и танкерами. К ним относятся:

- причалы (пирсы) для швартовки нефтеналивных судов;
- стационарные и плавучие насосные;
- лаборатория;
- помещение для сливщиков и наливщиков.

Участок автомобильных операций предназначен для размещения средств отпуска нефтепродуктов в автоцистерны, контейнеры, бочки и бидоны, т. е. относительно мелкими партиями. Здесь размещаются:

- автоэстакады и автоколонки для отпуска нефтепродуктов в автоцистерны;
- разливочные и расфасовочные для налива нефтепродуктов в бочки и бидоны;
- склады для хранения расфасованных нефтепродуктов;
- склады для тары;
- погрузочные площадки для автотранспорта.

На **участке очистных сооружений** сосредоточены объекты, предназначенные для очистки нефтесодержащих вод от нефтепродуктов. К ним относятся:

- нефтеловушки;
- флотаторы;
- пруды-отстойники;
- иловые площадки;
- шламонакопители;
- насосные;
- береговые станции по очистке балластных вод.

Участок водоснабжения и противопожарной защиты включает водопроводные и противопожарные насосные станции, резервуары или водоемы противопожарного запаса, помещения хранения противопожарного оборудования. На участке подсобных зданий и сооружений, обеспечивающих работоспособность основных объектов нефтебазы, находятся:

- котельная, снабжающая паром паровые насосы, систему подогрева нефтепродуктов и систему отопления;
- гараж;
- механические мастерские;
- склады материалов, оборудования и запасных частей, а также другие объекты.

Объекты вышеперечисленных участков соединяются между собой сетью трубопроводов для перекачки нефтепродуктов, их снабжения водой и паром, а также для сбора нефтесодержащих сточных вод.

Участок внешнего энергоснабжения представляет собой трансформаторную подстанцию.

На **участке административно-хозяйственных зданий и сооружений** размещаются:

- контора;
- проходные;
- аккумуляторная;
- сооружения связи;
- бытовые помещения.

На **участке хранения нефтепродуктов** размещаются:

- резервуарные парки для светлых и темных нефтепродуктов;
- насосные;
- обвалование — огнестойкие ограждения вокруг резервуарных парков, препятствующие разливу нефтепродуктов при повреждениях резервуаров.

Перечисленные зоны и объекты не обязательно входят в состав каждой нефтебазы. Их набор зависит от типа и категории нефтебазы, назначения и характера проводимых операций. Так, например, на многих перевалочных нефтебазах нет оперативной зоны, а на распределительных нефтебазах, снабжаемых нефтепродуктами с помощью автотранспорта нет железнодорожных и водных операций.

Техническая оснащенность нефтебаз должна удовлетворять следующим требованиям:

- А. Резервуарный парк должен обеспечивать прием, хранение и отгрузку заданного количества и ассортимента нефтепродуктов.
- В. Технологические трубопроводы должны позволять вести одновременный прием и отгрузку различных марок нефтепродуктов без смешения и потери качества.
- С. Наливные и сливные устройства, а также насосное оборудование должны обеспечивать соблюдение нормативов времени по сливу и наливу нефтепродуктов.

6.2. ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ (a. storage of crude oil and oil products; н. Speicherung von Erdöl und Erdölzeugnisse; ф. stockage du petrole et des produits petroliers; и. almacenamiento de petroleo y de derivados de petroleo) - содержание резервных запасов нефти и нефтепродуктов в условиях, обеспечивающих их количественную и

качественную сохранность в течение установленного времени. Предусматривается при необходимости компенсации неравномерности потребления, оперативного и народно-хозяйственного резервирования. Иногда хранение нефти и нефтепродуктов совмещается с другими технологическими операциями (обезвоживание, обессоливание нефти, смешение, подогрев и т.д.). Осуществляется в ёмкостях на нефтепромыслах, перекачивающих станциях и наливных станциях магистральных нефте- и продуктопроводов, сырьевых и товарных парках нефтеперерабатывающих заводов; в ёмкостях и мелкой таре на нефтебазах и автозаправочных станциях.

Складские предприятия для хранения нефти и нефтепродуктов разделяются на самостоятельные и входящие в состав других предприятий. Величина суммарного объёма резервуарной ёмкости хранилища зависит от грузооборота нефти и нефтепродуктов, интенсивности и характера основных технологических операций, назначения и географического расположения объекта. В основу расчёта ёмкости по сортам нефтепродуктов принимается их годовой грузооборот и графики (планы) завоза и вывоза в местной реализации. Объём хранилищ нефти и нефтепродуктов принимают по нормам технологического проектирования, равным несколько суточным производительностям объекта.

Отношение годового грузооборота по данному нефтепродукту (в $\text{м}^3/\text{год}$) к суммарному объёму установленной ёмкости называется среднегодовым коэффициент оборачиваемости резервуаров, значение которого колеблется от 0,5 до 150 в год. Коэффициент оборачиваемости характеризует степень использования резервуаров, с его увеличением снижается стоимость перевалки нефтепродукта через нефтебазу. Малые значения коэффициента оборачиваемости обычно имеют речные и морские нефтебазы, расположенные в замерзающих портах, большие - перевалочные железнодорожные нефтебазы, а особенно - расположенные в начале и конце нефтепродуктопроводов. Коэффициент оборачиваемости резервуаров промыслов от 2 до 5 в год, товарных парков НПЗ, ПС, АЗС - обычно 100-150 в год.

Ёмкости для хранения нефти и нефтепродуктов сооружают из несгораемых материалов в наземном, подземном и полуподземном исполнении. Наибольшее распространение получили наземные вертикальные стальные цилиндрические резервуары (тип РВС), на мелких нефтебазах и АЗС - подземные и наземные горизонтальные цилиндрические резервуары (тип РГС), для хранения нефти и мазута - железобетонные резервуары (тип ЖБР).

Широко распространены резервуары типа РВС низкого давления со щитовой, конической и сферической кровлей и плоским дном, так называемые атмосферные. Это в основном типовые резервуары (изготавливаются на заводе в виде рулонов, а на месте установки их монти-

руют на подготовленном фундаменте), рассчитанные на внутреннем избыточное давление до 0,002 МПа и вакуум до 0,00025 МПа; сооружаются объёмом 100-120 000 м³. Для нефти и нефтепродуктов с высоким давлением насыщенных паров резервуары оборудуются внутренним понтоном (рис. 1.2) или плавающей крышей (рис. 1.3) вместо стационарной.

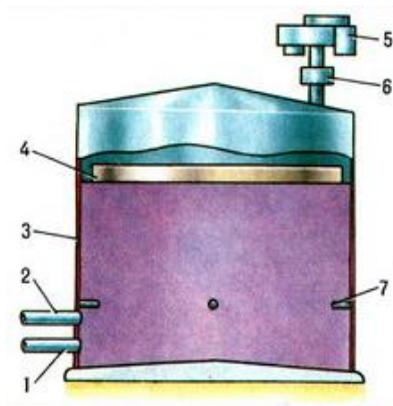


Рис. 1.2 – Резервуар с понтоном

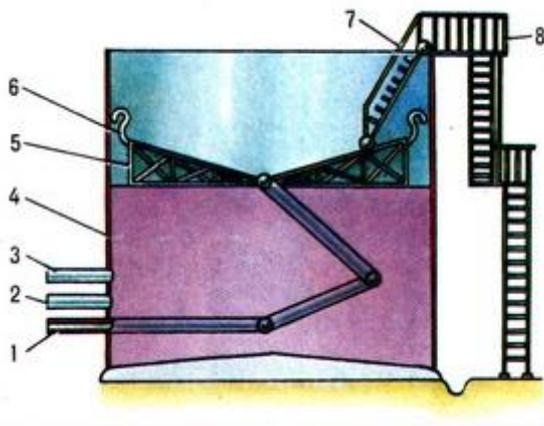


Рис. 1.3 – Резервуар с плавающей крышей

Резервуары типа РГС в отличие от вертикальных изготавливают, как правило, на заводах объёмом 3-100 м³ и поставляют на место установки в готовом виде; используют для хранения различных нефтепродуктов и малых количествах. По сравнению с резервуарами типа РВС они более металлоёмки, но хранить нефтепродукты в них можно под высоким избыточным давлением и вакуумом. Типовые резервуары РГС выдерживают избыточное давление до 0,07 МПа и вакуум до

0,001 МПа; их габаритные размеры принимаются с учётом возможности транспортировки в готовом виде железнодорожным транспортом. Резервуары устанавливаются под землёй на глубину не более 1,2 м от поверхности площадки. При необходимости самотёчного отпуски нефтепродукта или когда затруднена подземная установка из-за высокого состояния грунтовых вод, их монтируют на опорах и фундаментах.

Подземные хранилища предназначены главным образом для больших запасов нефти и нефтепродуктов. В зависимости от схемы устройства и способа сооружения различают ледогрунтовые, шахтные хранилища, подводные нефтехранилища, а также хранилища, создаваемые способом камуфлетного взрыва или сооружаемые в толще каменной соли способом выщелачивания. Наибольшее распространение в СССР для хранения нефтепродуктов получили хранилища в отложениях каменной соли (см. соляные хранилища). Минимальную глубину залегания подземных ёмкостей определяют исходя из геологических условий, физических свойств нефти или нефтепродуктов, давления насыщенных паров. Правильная и безопасная эксплуатация резервуаров и хранилищ обеспечивается специальным оборудованием, монтируемым на них, и поддержанием его, а рабочем состоянии в соответствии с правилами технической эксплуатации. Для охраны окружающей среды вокруг хранилищ нефти и нефтепродуктов организуют санитарно-защитные зоны.

НЕФТЕХРАНИЛИЩЕ (а. oil storage; н. Erdoltank, Rohlspeicher, Rohltank; ф. reservoir de petrole brut; и. deposito de petroleo, deposito de oil) — комплекс сооружений для хранения нефти и продуктов её переработки. В состав нефтехранилищ входят нефтяные резервуары, напорные и безнапорные трубопроводы, насосные станции и др.

По способу размещения резервуаров различают нефтехранилища наземные, подземные и подводные нефтехранилища. Нефтехранилища могут входить в состав нефтепромыслов, нефтебаз, насосных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, нефтеперерабатывающих заводов и нефтехимических комплексов, а также являться самостоятельными предприятиями. Крупные нефтехранилища обеспечивают равномерную загрузку магистральных трубопроводов, компенсацию пиковых и сезонных неравномерностей потребления нефти и нефтепродуктов городами и промышленными районами, накопление аварийного резерва и стратегического запаса. Создание нефтехранилищ обеспечивает повышение надёжности работы системы нефтеснабжения и народного хозяйства в целом.

Наземные нефтехранилища оборудуются в основном стальными вертикальными цилиндрическими резервуарами и резервуарами специальных конструкций (каплевидный, с плавающей крышей, шаровой и др.). Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при приёме и

отпуске резервуары нефтехранилищ оборудуются газоуравнительной системой. Ёмкость наземных нефтехранилищ обычно не превышает 1 млн. м³ и ограничивается размерами отводимой территории, типами применяемых резервуаров, существующими противопожарными и санитарными требованиями.

Подземные нефтехранилища позволяют создавать значительные запасы нефти и нефтепродуктов при небольших занимаемых площадях. По сравнению с наземными нефтехранилищами они более безопасны, характеризуются меньшими потерями от испарения, меньшими затратами тепла на поддержание необходимой температуры в хранилище и меньшими удельными затратами на сооружение и эксплуатацию. В состав подземных нефтехранилищ входят подземные резервуары (выработки-ёмкости, вспомогательные горные выработки, скважины и др.), наземные здания и сооружения. Подземные нефтехранилища по конструкции резервуаров подразделяются на шахтные, сооружаемые горнопроходческими методами и создаваемые в горных выработках или отработанных шахтах; бесшахтные, создаваемые путём размыва каменной соли водой через скважины, используемые впоследствии при эксплуатации нефтехранилищ.

При сооружении подземных нефтехранилищ стремятся к их устройству в горные породы без облицовки внутренних поверхностей какими-либо защитными материалами (например, листовой сталью), т.к. стоимость облицовочных работ и расход материалов бывают большими, особенно при сооружении хранилищ значительных объёмов. Наиболее эффективно подземное хранение в массивных соляных пластах и соляных куполах (см. Соляные хранилища). В пластичных породах резервуары нефтехранилищ сооружаются методом глубинных взрывов. В 1980 вместимость подземных нефтехранилищ составляла: во Франции 25 млн. м³, США 65, ФРГ 50. Крупнейшие подземные нефтехранилища сооружены: во Франции (г. Маноск) в отложениях каменных солей вместимостью 10 млн. м³ (состоит из 36 подземных ёмкостей); в США (штат Луизиана) 9 млн. м³ (состоит из 14 ёмкостей). Недостаток подземных нефтехранилищ — необходимость предотвращения накопления воды в подземных выработках из-за фильтрации грунтовых вод

6.3. ТРУБОПРОВОДЫ

ТРУБОПРОВОД (а. pipeline; н. Rohrleitung, Pipeline; ф. tuyauterie, conduite, canalisation, tubulure; и. tuberia, conducto, saceria) - сооружение для транспортировки жидких, газообразных и многофазовых сред под действием разности давлений в различных сечениях;

состоит из труб, арматуры, опор (при наружной прокладке), компенсаторов и других деталей.

В горном деле различают технологические, распределительные и магистральные трубопроводы. Технологические трубопроводы связывают технологические процессы внутри промышленного предприятия; бывают вакуумными (ниже 0,1 МПа), низкого (от 0,1 до 1,5 МПа), среднего (от 1,6 до 10 МПа) и высокого (свыше 10 МПа) давлений. На предприятиях по переработке нефти и газа суммарная длина достигает десятков и даже сотен километров. К распределительным трубопроводам относятся газораспределительные сети городских систем газоснабжения, промысловые трубопроводы газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, системы трубопроводов нефтебаз и т.д. Распределительные трубопроводы имеют разветвлённую (типа "дерева") или кольцевую структуры. Магистральные трубопроводы включают (кроме собственно трубопровода) перекачивающие станции, системы электрохимической защиты, системы связи и телеуправления и т.д. (см. Газопровод магистральный, Нефтепровод магистральный, Нефтепродуктопровод магистральный).

Основной составной элемент трубопровода — труба того или иного типа и размера, выполненная из углеродистых или легированных сталей, чугуна, пластмасс, из композиционных материалов, стекла, железобетона и т.д. Соединение труб может быть разъёмным (фланцевые и резьбовые) или неразъёмным (сварные, паяные и клеевые).

Сварные соединения обеспечивают высокую герметичность, отличаются надёжностью в эксплуатации и экономичностью в сравнении с другими видами соединений (см. Сварка трубопроводов). К фасонным деталям (частям) трубопровода относятся отводы для изменения направления трубопровода, переходы для изменения диаметров трубопровода, тройники для ответвлений трубопровода, заглушки трубопроводные и т.д. Арматура для трубопровода подразделяется по назначению на запорную (см. Запорная арматура), регулирующую, распределительно-смесительную, предохранительную, обратную, фазо-распределительную и отключающую. Выбор арматуры для трубопровода проводят в зависимости от рабочих параметров (давления, температуры, диаметра трубопровода, условия установки и т.д.) и агрессивности перекачиваемой среды. Компенсация трубопровода производится за счёт поворотов, спусков и подъёмов трубопроводов (самокомпенсация) или установкой специальных компенсирующих устройств. Получили распространение П- и лирообразные компенсирующие устройства, широко используются сальниковые, линзовые и другие компенсаторы. Опоры для трубопровода применяются свободные (скользящие), направляющие (фиксирующие) и неподвижные.

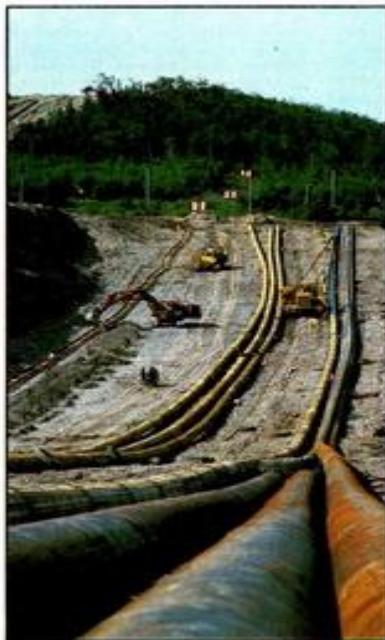


Рис. 1.4 – Магистральный трубопровод

Транспортируемые продукты по степени агрессивности разделяют на неагрессивные, малоагрессивные (скорость коррозии не превышает 0,1 мм в год), среднеагрессивные (0,1-0,5 мм в год), высокоагрессивные (свыше 0,5 мм в год). трубопроводы для агрессивных сред сооружают из труб с повышенной толщиной стенки или применяют трубопроводы из высоколегированных сталей или биметаллические трубопроводы, футерованные коррозионно-стойкими материалами, пластмассовые, стеклопластмассовые и т.д.

Трубопроводы прокладывают над землёй, по земной поверхности, с заглублением в землю и под водой. Подробнее см. в ст. Надземный трубопровод, Наземный трубопровод, Подземный трубопровод и Подводный трубопровод. Выбор прокладки трубопровода производится на основании технико-экономических расчётов, на которые влияют рельеф местности, особенности геологического строения и гидрогеологические условия, климатические особенности, искусственные и естественные препятствия, физико-химические свойства перекачиваемых сред, удобство обслуживания.

От воздействия внешней среды трубопроводы защищают покрытиями (лакокрасочными, битумными, эмалевыми, на основе эпоксидных смол, в виде полиэтиленовых покрытий); для перекачки горя-

чих и низкотемпературных сред трубопроводы оборудуются тепловой изоляцией. Подземные трубопроводы для уменьшения почвенной коррозии и влияния блуждающих токов оснащают средствами электрохимической защиты (протекторной, катодной и дренажной).

При проектировании трубопроводов добиваются обеспечения их надёжности при минимальных затратах, учитывается необходимость унификации узлов и деталей, обеспечения высокой манёвренности (быстрого включения и отключения), уменьшения тепловых потерь в неизотермических трубопроводах, снижения шумовых эффектов и т.д. Особое внимание уделяется оптимальной трассировке трубопровода.

Унификация и стандартизация трубопровода и сопряжённого с ним оборудования осуществляется на основе введения понятий условного прохода (диаметра), характеризующего внутренний размер элемента трубопровода, округлённого до сотен или десятков мм, не обязательно совпадающего с его действительным внутренним диаметром, и условного давления, определяющего пригодность элементов трубопровода для надёжной эксплуатации при данных рабочих параметрах транспортируемой или используемой сред. При рабочей температуре не более 200°C условное давление равно рабочему, для более высоких температур значение условного давления больше рабочего. При назначении условного давления учитывается материал трубопровода.

Расчёт прочности трубопровода является многоэтапным и подразделяется на расчёты на прочность трубопровода в целом с учётом всего комплекса нагрузок, возникающих при эксплуатации трубопроводов, расчёты на устойчивость и деформацию, специальные расчёты прочности трубопровода, расчёты на прочность отдельных деталей (элементов) трубопровода — колен, отводов, тройников, кранов и т.д. Расчёты проводятся по методу предельных состояний, который правильно учитывает работу трубопровода и позволяет проектировать их без излишних запасов прочности. Для расчёта трубопроводов, работающих при высоких температурах, вызывающих интенсивную ползучесть, предел текучести должен заменяться пределом длительной прочности.

Монтаж трубопровода - комплекс технологических операций по сборке, укладке и, при необходимости, закреплению трубопровода на опорах, обработке и подготовке внутренних и наружных поверхностей, гидравлическим или пневматическим испытаниям. В связи с конструктивными особенностями степень сборности технологических трубопроводов ниже, чем оборудования. При строительстве наземных сооружений нефтегазовых объектов доля сборочно-сварочных работ по изготовлению и монтажу технологических трубопроводов достигает 30-50% от всего комплекса строительно-монтажных работ.

Перед пуском в эксплуатацию трубопровода после монтажа, ремонта, консервации или простоя более одного года подвергается испытанию (гидравлическим или пневматическим) на прочность и плотность. Испытание проводится после полной сборки трубопровода и монтажа всех врезок, штуцеров, бобышек, арматуры, дренажных устройств, спускных и воздушных линий.

НЕФТЕПРОВОД МАГИСТРАЛЬНЫЙ (а. oil main, oil main pipeline; н. Erdolleitung; ф. pipe-line principal a huile, oleoduc principal; и. oleoducto magistral, oleoducto principal) - комплекс сооружений для транспортирования нефти от пункта добычи к потребителям (нефтеперерабатывающему заводу или перевалочным нефтебазам). Нефтепровод магистральный сооружается из стальных труб диаметром до 1220 мм на рабочее давление от 5,5 до 6,4 МПа, пропускная способность до 90 млн. т нефти в год. Нефтепровод магистральный прокладываются подземным, надземным и наземным способами (см. Подземный трубопровод, Надземный трубопровод, Наземный трубопровод) и защищаются от коррозии нанесением изоляционных покрытий, а также с помощью катодной и дренажной защиты.

В состав нефтепровода магистрального входят трубопроводы, линейная арматура, головная и промежуточные нефтеперекачивающие станции, линейные и вспомогательные сооружения. Нефтеперекачивающие станции предназначены для повышения давления нефти при её транспортировке и устанавливаются по трассе нефтепровода магистрального через 80-120 км в соответствии с гидравлическим расчётом (см. Головная нефтеперекачивающая станция, Насосные станции). Нефтепроводы магистральные большой протяжённости состоят из нескольких эксплуатационных участков, каждый из которых включает 4-8 нефтеперекачивающих станций. На головной нефтеперекачивающей станции, а также в начале каждого эксплуатационного участка располагаются промежуточные резервуары (для обеспечения бесперебойной работы трубопровода). Перекачка нефти в пределах участка ведётся от насосов предыдущей нефтеперекачивающей станции непосредственно к насосам последующей, а между эксплуатационными участками — с подключением резервуаров. Кроме того, в начале нефтепровода магистрального и на его конечном пункте сооружаются резервуарные парки.

На нефтеперекачивающих станциях устанавливают основные, как правило, центробежные насосы (см. Насос магистральный), а на головных нефтеперекачивающих станциях - дополнительно подпорные насосы (для создания требуемого напора нефти, поступающей из резервуаров перед основными насосами). Нефтепроводы магистральные для перекачки высоковязких и парафинистых нефтей, как правило, оборудуются устройствами для подогрева нефти, которые находятся на нефтеперекачивающих станциях и на пунктах подогрева, располагае-

мых на трассе в соответствии с тепловым расчётом нефтепровода. Подогрев нефти на последних производится в теплообменниках или в печах, работающих на жидком или газообразном топливе. При необходимости транспортировки больших количеств нефти сооружаются многониточные системы нефтепроводов, состоящие из 2 и более параллельных линий. Управление режимами работы нефтепровода магистрального осуществляется при помощи автоматизированных систем, включающих диспетчерские пункты, системы телемеханики и ЭВМ.

НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОД МАГИСТРАЛЬНЫЙ (а. petroleum product main; н. Erdolproduktleitung; ф. pipe-line principal a produits petroliers; и. tuberia magistral de derivados de petroleo, conducto principal de derivados de petroleo, conducto magistral de derivados de oil) - комплекс сооружений, предназначенный для транспортировки нефтепродуктов от нефтеперерабатывающего завода до перевалочных и распределительных нефтебаз.

Нефтепродуктопровод магистральный сооружается из стальных труб диаметром главным образом до 500 мм на рабочее давление до 6,4 МПа (конструкция и состав сооружений нефтепродуктопровода магистрального близки к нефтепроводу магистральному), пропускная способность нефтепродуктопровода магистрального - до 8 млн. т нефтепродуктов в год. Нефтеперекачивающие станции нефтепродуктопровода магистрального оборудуются, как правило, центробежными насосами с приводом от электродвигателей. По нефтепродуктопроводам магистральным перекачиваются главным образом автомобильный бензин, дизельное топливо и керосин. По большинству нефтепродуктопроводов магистральных осуществляется также последовательная перекачка продукции (в основном автомобильных бензинов и дизельных топлив), т.е. перекачка различных сортов нефтепродуктов по одному трубопроводу в виде чередующихся партий с отдельным приёмом этих нефтепродуктов на конечном пункте. В этом случае трубопровод оборудуется в основном приборами контроля прохождения зоны смеси нефтепродуктов (образующейся в месте их контакта вследствие неравномерности осреднённых по сечению трубы местных скоростей и турбулентных пульсаций) через различные пункты трассы. В зависимости от свойств нефтепродуктов применяются плотномеры, приборы конденсаторного типа для регистрации диэлектрической постоянной смеси нефтепродуктов, приборы для измерения оптической плотности потока в узком диапазоне спектра и т.п. Для уменьшения количества смеси при последовательной перекачке применяют разделители (механические, жидкостные), помещаемые между перекачиваемыми нефтепродуктами, при этом на насосных станциях и конечном пункте нефтепродуктопровода магистрального устанавливают устрой-

ства для запуска и приёма разделителей. Механические разделители (манжетные, сферические) изготавливаются из эластичных материалов. В качестве жидкого разделителя используют нефтепродукты, свойства которых близки к перекачиваемым. Применяются также полужидкие (гелеобразные) разделители, получаемые загущением одного из нефтепродуктов или на основе вязкоупругих полимерных материалов.

Нефтепродуктопроводы магистральные для перекачки высоковязких нефтепродуктов с подогревом, например, мазутов сооружаются также из труб с теплоизоляцией и оборудуются устройствами для подогрева транспортируемой продукции перед перекачкой. При длительном простоянии подогретого нефтепродукта предусматривается возможность замещения его в трубопроводе маловязким нефтепродуктом или подогрев непосредственно в нефтепродуктопроводе магистральном перед возобновлением перекачки с помощью устройств путевого подогрева (электронагревательные ленты или кабели, система, основанная на скин-эффекте, и т.п.). В случае транспортирования нефтепродуктов большому количеству нефтебаз (от одного нефтеперерабатывающего завода) сооружаются т.н. разветвлённые системы нефтепродуктопровода магистрального.

НАДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД (а. overhead pipeline; н. Freileitung, uber der Erde verlegte Rohrleitung; ф. conduite posee a ciel ouvert, conduite suspendue; и. tuberia aerea, conducto aereo, conduccion aerea) - комплекс сооружений для транспортирования газообразных, жидких или твёрдых продуктов, прокладываемый на отдельных опорах или эстакадах на расстоянии от грунта не менее 25 см.

Надземный трубопровод сооружают на участках с любым рельефом. Наиболее целесообразно их применение на трассах, пересекающих территории с изрезанным рельефом, большим количеством рек, озёр, водотоков и т.п., в районах оползней, горных выработок, на просадочных многолетнемёрзлых грунтах и в других сложных условиях.

Надземные трубопроводы сооружаются как системы без компенсации, так и с компенсацией перемещений, возникающих при изменении температуры трубы и давления транспортируемого продукта (см. Компенсаторы). Прямолинейная прокладка без компенсации продольных перемещений предусматривает жёсткое закрепление трубопровода на каждой опоре. Трубопроводы без компенсации, как правило, имеют небольшие протяжённость, диаметр и температурный перепад.

Надземный трубопровод укладывают на отдельно стоящие опоры различных конструкций. По характеру работы опоры подразделяют на неподвижные, обеспечивающие несмещаемость сечения трубопровода на опоре, продольно- и свободноподвижные, не препятствующие перемещениям трубопровода вдоль его продольной оси или в

любом направлении в плоскости опорной поверхности. Высота опор над землёй не превышает, как правило, 0,9-1,5 м и зависит от рельефа местности. На участках с резко пересечённым рельефом, например при пересечении оврагов или мелких рек с крутыми склонами, высота опор над землёй может достигать 4-5 м.

Опоры трубопроводов выполняются в виде рам или стоек с использованием свайных или плитных фундаментов. В качестве опор трубопроводов диаметром до 500 мм применяют шпальные клетки, А-образные качающиеся опоры, призмы из крупнозернистого песка или гравия. Сваи для опор — стальные, железобетонные, деревянные; плитные фундаменты — железобетонные. На многолетнемёрзлых грунтах в качестве опор могут применяться термосваи.

Части опор, на которые монтируется трубопровод, в зависимости от диаметра трубопровода бывают скользящими, катковыми, роликowymi и с использованием гибких подвесок и элементов. В конструкциях скользящих опор с целью снижения сопротивления перемещениям трубопровода применяют специальные антифрикционные материалы, обладающие низким коэффициентом трения. Для удобства монтажа и эксплуатации надземного трубопровода конструкции опор предусматривают возможность использования положения ригелей и опорных частей.

В надземных системах следует учитывать действия ветрового потока. Для предотвращения колебаний устанавливаются динамические гасители колебаний, гасители колебаний типа раскателей ветрового потока, демпферы, в которых для рассеяния энергии колебаний используются трущиеся подпружиненные друг к другу поверхности (телескопически смещающиеся трубы). Динамические гасители и раскатели устанавливаются на трубопроводах, высоко расположенных над земной поверхностью. На низко расположенных трубопроводах чаще используются устройства предотвращения колебаний в виде демпферов трения, которые размещают либо в пролётах трубопровода, либо на опорах. На магистральных надземных трубопроводах, пересекающих большие территории, устанавливают надземные переходы трубопроводные.

На надземных трубопроводах, предназначенных для транспортировки продукта с заданной температурой, предусматривают защиту трубопровода теплоизоляционным покрытием, охлаждение или подогрев (в т.ч. попутный) транспортируемого продукта (см. Неизотермический магистральный трубопровод).

Земляные работы при сооружении надземного трубопровода на трассах производят, как правило, в незначительных объёмах по срезке или подсыпке грунта при переходе к другому виду прокладки, на подходах к рекам, для выравнивания поверхности, подготовки оснований

под большие опоры и т.д. Трубопровод сваривают в единую нить и монтируют на ранее установленные опоры трубоукладочной колонной. Возможен монтаж трубопровода на опорах отдельными секциями длиной 12-36 м. Укладка надземного трубопровода на опоры производится в соответствии с графиком "температура трубопровода — перемещения". На трубопроводах больших диаметров целесообразно регулировку опорных частей производить по расчётной нагрузке с помощью динамометров. Изоляционные работы проводят, как правило, после монтажа трубопровода (за исключением случая применения труб с заводской изоляцией). Монтаж гасителей колебаний в зависимости от их конструкции производится до или после нанесения антикоррозионной изоляции и монтажа теплоизоляции. Заключительными этапами сооружения трубопроводов являются очистка внутренней полости и испытания на прочность и герметичность

НАЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД (а. surface pipeline; н. Dammrohrleitung, oberirdisch verlegte Rohrleitung; ф. conduite de surface; и. tuberia en la superficie de la tierra, conducto en superficie de mina) — комплекс сооружений для транспортирования газообразных, жидких или твёрдых продуктов, прокладываемый на участках с высоким уровнем грунтовых вод, болот и т.п.

Наземный трубопровод может быть незаглублённым (расстояние от оси трубы до поверхности грунта не менее $0,2 D_n$, где D_n - наружный диаметр трубы) или полуглублённым (расстояние от верхней образующей трубы до поверхности грунта менее $0,6 D_n$). Незаглублённые и полуглублённые трубопроводы бывают открытыми (без обвалования), в насыпи и плавающими. Наземный трубопровод состоит из прямолинейных и компенсационных участков (см. Компенсаторы).

Прямолинейные участки укладываются непосредственно или на поверхность грунта, или на небольшую подсыпку грунта толщиной 10-20 см, или на слой геотекстиля, а при необходимости на теплоизоляционный конструктивный слой. При пересечении обводнённых болот и небольших по глубине и протяжённости водоёмов при отсутствии в них течения трубопровод с положительной плавучестью можно укладывать непосредственно на поверхность водоёма. Прямолинейные и компенсационные участки в этом случае находятся на плаву. В ряде случаев прямолинейные участки могут быть уложены на грунт, а компенсаторы могут быть на плаву.

Для организации направленных перемещений, вызванных изменением длины наземного трубопровода, на прямолинейных участках по обе стороны (в плане) от трубы устанавливаются направляющие и ограничивающие упоры из железобетонных свай или других конструкций. В середине прямолинейных участков (между соседними компенсационными участками) устанавливаются неподвижные упоры

различной конструкции, ограничивающие перемещения трубопровода. В качестве направляющих и ограничивающих упоров могут быть использованы стенки траншеи, насыпи и другие грунтовые сооружения.

На трассе наземного трубопровода предусматривается устройство на пониженных участках водопропускных сооружений, выполняемых из металлических или железобетонных труб либо в виде открытых каналов под трубопроводом. Водопропускные сооружения могут совмещаться с надземными компенсационными участками. На надземном трубопроводе предусматривают сооружение переходов (проходов) и переездов.

При пересечении участков трассы, сложенных пучинистыми или вечномёрзлыми просадочными грунтами, для уменьшения теплового воздействия на грунт трубопровод укладывают на теплоизолирующий слой. Метод сооружения наземного трубопровода зависит от его конструктивных решений. При строительстве незаглублённого трубопровода, если необходимо, сооружаются подсыпка, лежневая выстилка. Трубопровод сваривается в нить и укладывается на подготовленное основание. Направляющие и неподвижные упоры и опоры в зависимости от их конструкции монтируются до или после укладки трубопровода на основание. Изоляционные работы производятся до укладки трубопровода на основание (см. Изоляционно-укладочные работы, Изоляционные покрытия). Основание чаще сооружается насыпным способом и реже гидронамывным. При сооружении полузаглублённого трубопровода вначале отрывается траншея требуемой глубины. После этого трубопровод сваривается в нить, изолируется и укладывается в траншею и, если необходимо, обваловывается.

При сооружении плавающих трубопроводов на сильно обводнённых болотах сначала сооружается траншея или канал (экскаватором или взрывным способом). Трубы свариваются в секции, которые укладываются в траншею с водой укладочной колонной, либо протаскиваются по каналу при помощи лебёдок.

ПОДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД (а. underground pipeline; н. verdeckte Rohrleitung; ф. conduite souterraine, pipe-line enterre; и. tuberia subterranea, conducto subterraneo, conduccion subterranea) — прокладывается траншейным способом с последующей засыпкой грунтом; предназначен для транспорта газа, нефти, нефтепродуктов, угля, железной руды и т.д. от мест добычи, переработки и хранения к местам потребления. Подземная прокладка обеспечивает защиту трубопровода от механических повреждений, создаёт более благоприятный температурный режим его эксплуатации, не требует полного изъятия из оборота земель сельскохозяйственного назначения. Минимальная глубина заложения трубопроводов до верха трубы в зависимости от

диаметра трубы, природно-климатических условий, вида транспортируемого продукта и условий эксплуатации составляет 0,6-1,5 м.

Подземные трубопроводы для перекачки нефти и газа характеризуются значительной протяжённостью, достигающей многих тысяч км, большими диаметрами (до 1420 мм) и рабочим давлением 7,5 и более МПа.

Подземные трубопроводы состоят, как правило, из стальных труб и соединительных деталей, покрытых противокоррозионным изоляционным покрытием и защитной обёрткой, предохраняющей изоляцию от механических повреждений, запорной арматуры (краны, задвижки), конденсатосборников (для газопроводов) и других устройств. Подземные трубопроводы сооружаются из труб длиной 9-12 м, изготовленных из углеродистой или низколегированной стали, имеющих высокие механические характеристики (предел текучести, временное сопротивление, относительное удлинение, ударную вязкость).

На переходах под дорогами подземные трубопроводы прокладываются в защитных футлярах (кожухах) из стальных или железобетонных труб. На обводнённых и заболоченных участках для предотвращения всплытия подземных трубопроводов пригружаются (балластируются) специальными грузами, утяжеляющими покрытиями или закрепляются при помощи анкерных устройств. Прокладка подземных трубопроводов на пересечённой местности осуществляется упругим изгибом или путём сварки отводов (колен), выполненных предварительным пластическим изгибом труб на специальных трубогибочных станках, а также отводов заводского изготовления.

Подземные трубопроводы предназначены для работы в течение длительного срока, поэтому для защиты их от коррозии наряду с пассивными средствами (изоляционным покрытием) используются средства активной электрической защиты — катодные станции, протекторы и др.

Технология сооружения подземных трубопроводов характеризуется высоким уровнем механизации, применением высокопроизводительных механизмов и технологических процессов. Траншеи отрываются с помощью роторных и одноковшовых экскаваторов, направленных взрывов. При строительстве подземных трубопроводов стальные трубы обычно поступают с трубных заводов на трубосварочные базы, находящиеся вблизи трассы трубопровода, где их сваривают в 3-трубные секции поворотной сваркой. Вывозку трубных секций на трассу осуществляют с помощью специальных автомобилей-плетевозов. Сварку секций в непрерывную нитку производят неповоротной ручной, автоматической или контактной сваркой. Трубы могут поступать и непосредственно на трассу, где они поштучно пристыковываются с помощью сварки. Качество сварных стыков прове-

ряют методами неразрушающего контроля. Очистку сваренного подземного трубопровода от загрязнений и ржавчины осуществляют с помощью трубоочистительных машин. После нанесения грунтовки на трубопровод с помощью трубоизоляционной машины обычно наматывают полимерную изоляционную ленту и защитную обёртку. Процесс очистки и изоляции трубопровода, как правило, совмещается с укладкой его на дно траншеи. При наличии заводского изоляционного покрытия на трассе изолируются только стыки и проводится ремонт повреждённых мест заводской изоляции.

После очистки внутренней полости подземных трубопроводов продувкой воздухом или промывкой водой производят испытание трубопровода повышенным давлением на герметичность и прочность.

ПОДВОДНЫЙ ТРУБОПРОВОД (а. submarine pipeline; н. Unterwasserrohrleitung, unterseeische Pipeline; ф. conduite sous-marine, pipeline sous-marin, canalisation sous-marine; и. tuberia submarine, conducto submarino, conduccion submarina) — трубопровод, укладываемый ниже поверхности воды при пересечении рек, водохранилищ, озёр, морских акваторий. К подводному трубопроводу относят и трубопроводы, прокладываемые в болотах. В зависимости от того, какой водоём пересекают подводные трубопроводы, они получают соответствующее название: речные, болотные, морские трубопроводы. Подводные трубопроводы, полностью пересекающие водную преграду в составе магистрального трубопровода, называются переходами трубопроводов через соответствующую водную преграду (например, переход трубопровода через Волгу, Камское водохранилище и т.п.).

Подводные трубопроводы находятся в сложных условиях эксплуатации. Помимо рабочего давления транспортируемого продукта они нагружены внешним гидростатическим давлением воды, в некоторых случаях на подводные трубопроводы воздействуют волны и течения. Глубина укладки (погружения) подводного трубопровода относительно поверхности воды достигает 500 и более метров, диаметры труб обычно до 1420 мм, рабочее давление в таких трубопроводах 1-10 более МПа. Трубы для подводных газопроводов и нефтепроводов изготавливают преимущественно из низколегированной стали. Толщина стенки труб определяется расчётом в зависимости от величины внутреннего давления, характера водной преграды, вида транспортируемого продукта и других условий.

Большинство построенных подводных трубопроводов представляют собой конструкции, включающую трубу, внешнее изоляционное покрытие для защиты от коррозии и футеровку, предохраняющую изоляционное покрытие от механических повреждений. Конструкция подводных газопроводов и других трубопроводов, транспортирующих лёгкие продукты, включает дополнительно балластировку в

виде бетонного (железобетонного) покрытия, отдельных железобетонных или чугунных грузов.

Для обеспечения высокой надёжности подводного трубопровода при транспортировке высокоагрессивных продуктов применяют также конструкции типа "труба в трубе". Внутренняя труба предназначена для перекачки транспортируемого продукта, а межтрубное пространство обычно заполняется инертным газом (например, азотом) или жидкостью. Для электрохимической защиты подводного трубопровода от коррозии используются цинковые протекторы в виде браслетов или полос.

Укладка подводного трубопровода на небольшой глубине обычно осуществляется в подводную траншею ниже поверхности размыва дна водоёма за расчётный период эксплуатации. При прокладке на большой глубине трубопровод укладывается непосредственно на дно водоёма. Укладка трубопроводов на небольшую глубину осуществляется погружением с поверхности воды. Участки подводного трубопровода могут сооружаться протаскиванием трубопровода, смонтированного на берегу, по дну подводной траншеи.

Сооружение глубоководных трубопроводов осуществляется с помощью специальных трубоукладочных судов. На таких судах осуществляется сварка труб и опускание трубопровода по стрингеру на дно моря.

Определение потери напора в трубах

Гидравлический расчет трубопроводов производится с целью определения некоторых параметров при заданных значениях других.

Чаще всего по заданной производительности Q требуется определить диаметр трубопровода d и потерю напора H с учетом экономической скорости движения и физических свойств перекачиваемых жидкости или газа. При расчете всасывающих линий для жидких веществ необходимо, чтобы гидравлическое сопротивление линии всасывания, сложенное с геометрической высотой всасывания, не было больше всасывающей способности насоса. При этом всасывающие трубопроводы для светлых нефтепродуктов рассчитываются для наивысшей температуры перекачки, при которой наиболее вероятно образование газовых скоплений, а для темных нефтепродуктов, наоборот, при наименьшей температуре, когда потери напора на трение будут иметь наибольшее значение.

Расчеты производятся по максимальным расходам, устанавливаемым для отдельных операций. Скорости в трубопроводах рекомендуется принимать по данным таблицы.

Гидравлический расчет трубопроводов производится в определенной последовательности.

Таблица 1

**Рекомендуемые значения скорости движения нефтепродукта
в трубопроводе в зависимости от вязкости**

Вязкость жидкости		Средняя скорость, м/сек	
Кинематическая, сСт (мм ² /сек)	Условная, °ВУ	На линии всасывания	На линии нагнетания
1-2	1-2	1,6	2,5
12-28	2-4	1,3	2,0
28-72	4-10	1,2	1,5
72-146	10-20	1,1	1,2
146-438	20-60	1,0	1,1
438-977	60-120	0,8	1,0

Расчет вновь проектируемого трубопровода начинают обычно с предварительного установления диаметра, исходя из заданного расхода и ориентировочно выбранной скорости движения жидкости.

По скорости, диаметру и вязкости устанавливаются параметр Рейнольдса и характер движения жидкости. Установив режим движения жидкости, переходят к определению коэффициента гидравлического сопротивления λ . Далее определяют гидравлический уклон и затем потерю напора на трение в трубопроводе.

Перемещение жидкости связано с потерей напора. При перемещении ее по трубопроводам насос должен развивать напор, необходимый для преодоления гидравлических сопротивлений трения по длине трубопровода, местных сопротивлений, геометрической высоты, равной разности отметок уровней жидкости в конечном и начальном пунктах перекачки, и на создание скоростного напора жидкости.

Величина потери напора на трение по длине для труб круглого сечения выражается следующим уравнением гидравлики

$$H = \lambda \cdot l / d \cdot \omega^2 / 2g, \text{ м ст. жидк.}$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления мерная);

ω - средняя скорость движения жидкости, л/сек.

Величина потери напора на трение, отнесенная к единице длины трубопровода, называется гидравлическим уклоном и обозначается

$$i = h/l = \lambda / d \cdot \omega^2 / 2g.$$

При графическом построении линии потери напора нетрудно установить, что гидравлический уклон есть не что иное, как тангенс угла наклона линии падения напора к горизонтали, т. е.

$$i = h/l = \text{tg} \alpha.$$

Сложность расчета по формуле заключается в правильном определении коэффициента λ , зависящего от режима движения жидкости (ламинарный или турбулентный) и от степени шероховатости стенок трубопровода. Под шероховатостью трубопровода понимаются не-

ровности (выступы) на внутренних поверхностях стенок. Различают шероховатость абсолютную и относительную. Абсолютной шероховатостью e называется абсолютная высота выступов на внутренней поверхности трубопровода. Относительная шероховатость ε есть отношение абсолютной шероховатости к внутреннему радиусу трубопровода

$$\varepsilon = e/r.$$

Трубы имеют абсолютную шероховатость различных размеров и неравномерную по длине трубы. Поэтому для характеристики шероховатости поверхности труб пользуются эквивалентной (усредненной) шероховатостью k_1 . Она зависит от материала труб, продолжительности эксплуатации, явлений коррозии и эрозии. Для большинства стальных труб величина эквивалентной шероховатости находится в пределах от 0,1 до 0,2 мм. Опытами ГИНИ - МНИ, И. Е. Ходановича, А. А. Кашеева и др. установлено, что для нефтепроводных и газопроводных труб $k_1 = 0,14 - 0,15$ мм.

Значения эквивалентной шероховатости для некоторых трубопроводов приведены в таблице.

Таблица 2

Эквивалентная шероховатость (k_1) стенок труб

Характер поверхности	k_1 , мм
Чистые цельнотянутые трубы из латуни, меди, свинца	0,01
Стальные трубы:	
цельнотянутые, новые	0,04-0,17
после нескольких лет эксплуатации	0,19
старые, со значительной коррозией	0,60-0,67
загрязненные	0,75-0,90
Резиновый рукав	0,01-0,03
Пеньковый прорезиненный рукав	0,50-0,80
Асбоцементные	0,30-0,80

В зависимости от режима движения жидкости, а также от толщины пограничного слоя при турбулентном режиме, трубопроводы, имеющие техническую шероховатость, разделяются на гидравлически гладкие и гидравлически шероховатые. Гидравлически гладкими называются трубопроводы, в которых отдельные струи потока, двигаясь параллельно друг другу, плавно обтекают все неровности и выступы на внутренней поверхности трубы, в результате чего шероховатость не оказывает влияния на сопротивление потоку. Такое явление наблюдается при ламинарном режиме движения жидкости, а также в некоторых случаях при турбулентном режиме, т. е. когда толщина пограничного слоя покрывает все выступы шероховатости. Коэффициент гидравли-

ческого сопротивления λ для гидравлически гладких труб находится в зависимости от числа Рейнольдса и не зависит от степени шероховатости стенок трубопровода.

С увеличением турбулентности (числа Рейнольдса Re) толщина пограничного слоя уменьшается, становится меньше абсолютной шероховатости и в результате этого при соприкосновении жидкости со стенкой трубы получаются дополнительные завихрения, создаваемые выступами, за счет которых величина коэффициента гидравлического сопротивления увеличивается. В этом случае коэффициент сопротивления зависит от шероховатости стенок трубопровода и числа Рейнольдса (зона смешанного трения). При дальнейшем увеличении числа Рейнольдса повышается степень турбулентности потока и, начиная с определенного значения Re , коэффициент λ , будет зависеть только от шероховатости труб (квадратичная зона).

Величина коэффициента гидравлического сопротивления при ламинарном режиме, когда $Re < 2300$, независимо от степени шероховатости трубы, определяется по формуле Стокса

$$\lambda = 64/Re.$$

При $Re > 3000$ всегда имеет место турбулентный режим. Для расчета коэффициентов гидравлического сопротивления при турбулентном режиме для разных чисел Re рекомендуется пользоваться формулами Блазиуса, Исаева и Никурадзе. Области применения этих формул приведены на графике.

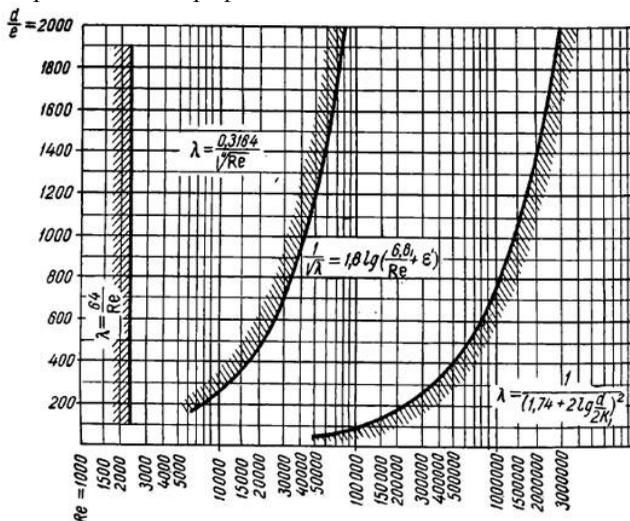


Рис. 1.5 - Ориентировочная схема областей применения формул для определения λ .

Многие вязкие нефтепродукты при низких температурах (вблизи температуры застывания) не подчиняются закону Ньютона, а следуют закону Шведова - Бингхема, так как обладают динамическим сопротивлением сдвига. Они текут по трубам особым образом: центральная часть потока движется как твердое тело, а периферийная течет как жидкость ламинарно. Такой режим движения называют структурным. Коэффициент гидравлического сопротивления при структурном режиме движения может определяться по формуле Б. С. Филатова - Р. И. Шищенко.

Иногда величину местного сопротивления определяют через эквивалентную длину прямого участка трубы (под этим понимается длина такого участка трубы, на котором потеря напора эквивалентна потере в местном, сопротивлении).

Для ламинарного и переходного режимов при $Re < 2300$ коэффициенты местных сопротивлений исследованы еще недостаточно.

Потеря напора в прорезиненных рукавах получается значительно больше потери напора в стальных трубах при одинаковых их диаметрах и длине. Это объясняется повышенной шероховатостью внутренней поверхности шлангов и наличием в них сужений и расширений сечения при проволочных каркасах. На потерю напора в рукаве оказывает также влияние изменение величины диаметра в зависимости от внутреннего давления. Поперечное сечение рукава, при перекачке жидкости, неодинаково по длине рукава. Оно, соответственно давлению, больше в начале рукава, чем в конце.

Для определения общего сопротивления трубопровода к найденной величине сопротивления трению необходимо добавить потерю напора на местные сопротивления.

Суммарная потеря напора в трубопроводе определяется по формуле

$$H = h_T + h_{ск} \pm \Delta z, \text{ м ст. жидк.},$$

где h_T - потери напора на трение по длине и в местных сопротивлениях, м ст. жидк.;

$h_{ск}$ - потери на участке, которому соответствует наибольшая скорость движения нефтепродукта, м ст. жидк.;

Δz - разность отметок уровней жидкости в конце и начале трубопровода.

Гидравлический расчет заканчивается подбором насоса по значениям подачи и напора и определением действительной производительности при работе принятого насоса на данный трубопровод.

При подаче жидкости центробежным насосом в напорный трубопровод подача насоса и развиваемый им напор зависят от сопротивления трубопровода. Кривую, выражающую зависимость сопротивления трубопровода от производительности перекачки по нему, называют

характеристикой трубопровода и выражают ее в тех же координатах, что и характеристику насоса.

Построение характеристики трубопровода производится с помощью гидравлического расчета. Для этого, задаваясь рядом значений Q , определяют величины напора H , необходимого для преодоления сопротивления сети (трубопровода). Значения H наносят на график и полученные точки соединяют плавной кривой, представляющей собой характеристику трубопровода. Точка пересечения характеристик насоса и трубопровода является рабочей точкой насоса, которой соответствуют определенные значения Q и H .

На изображении ниже представлены совмещенные рабочие характеристики насоса и трубопровода, а также показано, как влияет изменение рабочей характеристики трубопровода на рабочую точку насоса. Рабочая характеристика трубопровода при геометрическом напоре, равном нулю, представлена на изображении «а» кривой 1. При перекачке жидкости с подъемом на некоторую высоту $H_{ст}$ рабочая характеристика перемещается на графике в положение 2, соответствующее в масштабе напоров высоте $H_{ст}$.

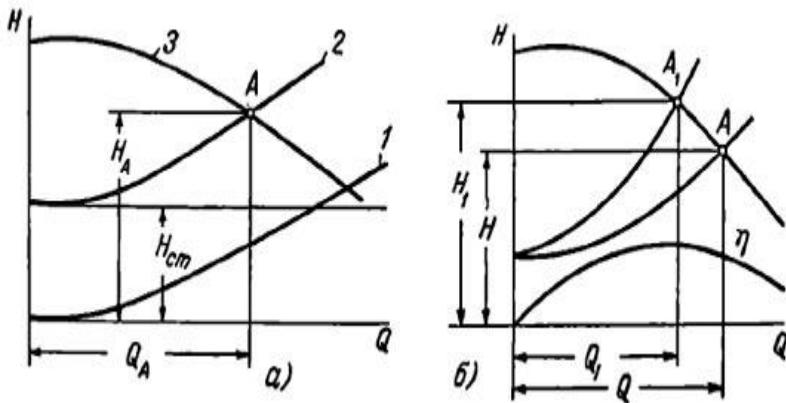


Рис. 1.6 - Рабочие характеристики центробежного насоса и трубопровода: а - рабочие характеристики насоса и трубопровода; б - смещение рабочей точки при изменении характеристики трубопровода. 1 - характеристика трубопровода при $H_{cm}=0$; 2 - характеристика трубопровода с подъемом жидкости на высоту H_{cm} ; 3 - характеристика центробежного насоса.

Точка А пересечения характеристики трубопровода с характеристикой насоса 3 является рабочей точкой насоса. Каждой характеристике трубопровода соответствует своя рабочая точка, так как ее положение на кривой Q - H зависит от кривизны линии характеристики.

При проектировании трубопроводов и подборе насосов необходимо стремиться к тому, чтобы рабочая точка насоса находилась на ординате максимального к. п. д. Как видно на изображении «б», наибольшее значение к. п. д. будет для трубопровода с рабочей точкой A_1 , которой отвечают производительность Q_1 и напор H_1 .

При расчетах всасывающих трубопроводов необходимо производить проверку неразрывности струи с учетом упругости паров перекачиваемой жидкости.

Трубопроводы для последовательной перекачки нефти

При последовательной перекачке необходимо обеспечивать оперативное и достаточно полное опорожнение трубопроводов после перекачки каждого сорта. По одному трубопроводу можно перекачивать в пределах одной группы следующие нефтепродукты (после полного его опорожнения):

- 1 группа - автомобильные бензины неэтилированные;
- 2 группа - керосин тракторный, керосин осветительный, дизельное топливо для быстроходных дизелей и соляровое масло;
- 3 группа - топливо для тихоходных дизелей (моторное топливо) и мазуты;
- 4 группа - топливо (авиакеросины) Т-1, ТС-1 и Т-2.

Отдельные трубопроводы должны предусматриваться для следующих нефтепродуктов: бензины авиационные этилированные, бензин авиационный неэтилированный (Б-70), автомобильные бензины этилированные, бензины-растворители «Галоша» и уайт-спирит.

Перекачка смазочных масел

Некоторые смазочные масла также можно перекачивать по одному трубопроводу, но в пределах номенклатуры сортов, входящих в одну из нижеперечисленных групп:

- 1 группа - авиационное, МТ-16п, компрессорное Т;
 - 2 группа - трансформаторное, турбинное Л;
 - 3 группа - промышленное 12, 20, АУ, 50;
 - 4 группа - для высокоскоростных механизмов, промышленное 30, 45, автотракторное АК-6, АС-5, АКЗп-6;
 - 5 группа - промышленное выщелоченное, веретенные дистилляты, машинные дистилляты;
 - 6 группа - дизельное, автотракторное АК-15, компрессорное М;
 - 7 группа - автотракторное АКЗп-10, АК-10, цилиндрическое 11, моторное;
 - 8 группа - цилиндрическое 38, 52, 24;
 - 9 группа - трансмиссионное, осевое.
- Перекачка авиационных масел через трубы

Перекачка авиационных масел должна производиться только по отдельным трубопроводам.

При малом грузообороте нефтебазы и малом количестве сортов масел допускается перекачка по одним трубопроводам, при условии их опорожнения, следующих групп масел: 3 и 4, 6 и 7.

6.4 НЕФТЕНАЛИВНЫЕ СУДА

Нефтеналивные суда (танкеры, баржи) подразделяются на морские, речные и смешанного плавания.

Морские и речные танкеры и баржи отличаются друг от друга конструкцией корпуса и грузоподъемностью.

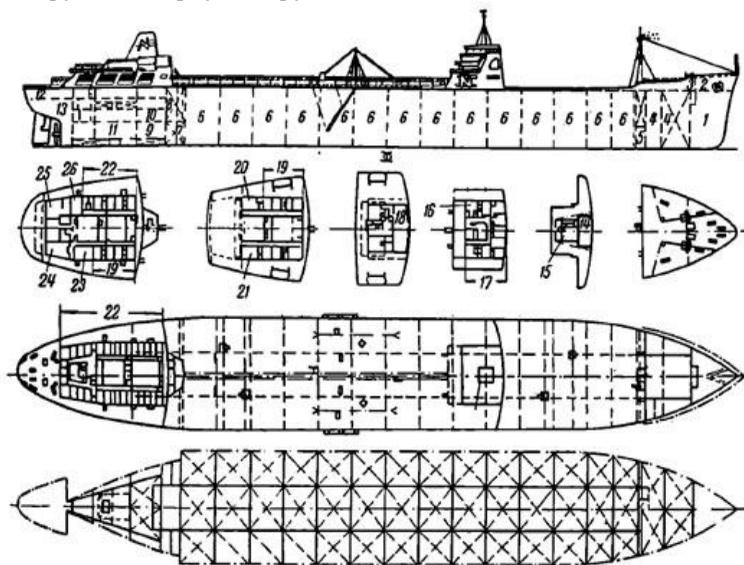


Рис. 1.7 - Схематический продольный разрез и планы палуб танкера: 1 - фортик; 2 - кладовые; 3 - цепной ящик; 4 - диптанки; 5 - вспомогательное насосное отделение; 6 - грузовые танки; 7 - грузовое насосное отделение; 8 - топливные бункера; 9 - отделение вспомогательных двигателей; 10 - котельное отделение; 11 - машинное отделение; 12 - румпельное отделение; 13 - ахтерпик; 14 - рулевая рубка; 15 - штурманская рубка; 16-радиорубка; 17 - каюты командного состава; 18- салон; 19 - каюты механиков; 20 -госпиталь, 21 -помещение вспомогательного дизель-генератора; 22-каюты команды; 23-комната отдыха, 24 и 25 -столовые; 26 -комната отдыха; 27 -цистерна пресной воды.

Как видно из рис. 1.7, корпус танкера делится продольными и поперечными непроницаемыми перегородками на ряд отсеков, называемых танками, в которые наливаются нефтепродукты. Такая конструктивная особенность устройства трюмных помещений устраняет возможность переливания жидкого груза по трюму, повышает устойчивость судна и увеличивает прочность корпуса. Перегородки между танками снабжаются внизу отверстиями с закрывающими их герметично задвижками (клинкетами), которые открывают при наливке или выкачке груза.

Нефтеналивные танки отделяются от остальных судовых помещений отсеками с двумя поперечными непроницаемыми переборками, установленными на расстоянии 1-1,5 м одна от другой. При перевозке нефтепродуктов с температурой вспышки паров ниже 28° С эти отсеки заполняются водой.

Из отечественных крупных танкеров известны танкеры типа «София» водоизмещением 62 000 т, приспособленные для перевозки жидкого топлива любых видов. Длина такого судна 230 м, ширина 31 м и осадка 10,8 м. Скорость хода судна 32 км/ч.

Величина осадки танкеров ограничивается глубинами в портах и в морских каналах; весьма немногие порты могут принимать суда с осадкой, превышающей 40 м. Танкеры с большой осадкой могут совершать рейсы только в определенные порты с предварительной разгрузкой на внешнем рейде.

Насосы на танкерах

На танкерах устанавливаются грузовые насосы для выкачки нефтепродуктов. Типы насосов и их технические характеристики очень разнообразны; производительность грузовых насосов достигает 2000 м³/ч при напоре до 70 м вод. ст., а зачистных, откачивающих остатки, — от 80 до 350 м³/ч. Количество установленных грузовых насосов — от 2 до 4.

Системы грузовых трубопроводов представлены на изображении ниже. Грузовые трубопроводы выполняются по кольцевой или линейной схеме, а зачистные — только по линейной. Диаметр грузовых трубопроводов достигает 400 мм, ответвлений от них — 300 мм, зачистных трубопроводов — 250 мм и ответвлений от них — 150 мм. Для доставки нефтегрузов на береговые нефтебазы с морских танкеров, лишенных возможности из-за большой осадки подходить близко к берегу или входить в устья мелководных рек, используются рейдовые баржи. Примером такого использования рейдовых барж является открытый астраханский рейд, расположенный в 160 км от г. Астрахани.

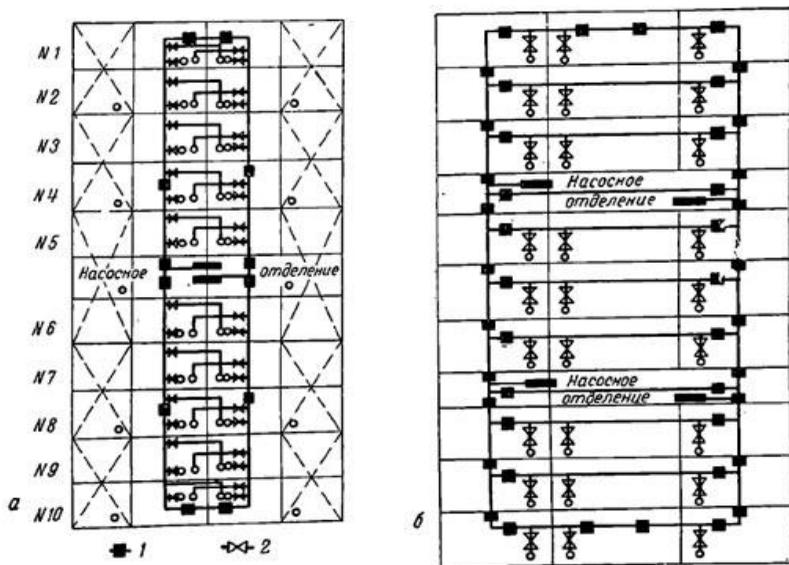


Рис. 1.8 - Система грузовых трубопроводов танкеров: а — кольцевая система на танкере с одной продольной переборкой; б — то же, с двумя продольными переборками и с двумя насосными отделениями. 1 — клинкет секционный; 2 — клинкет приемный

Баржи для транспортировки нефти

Рейдовые баржи имеют повышенные борты и усиленные корпуса, рассчитанные на возможность плавания в открытом море.

Баржи, изображенные ниже, так же как и танкеры, разделяются непроницаемыми переборками 1 на отсеки 2, сообщаемые друг с другом через клин кеты у дна баржи.

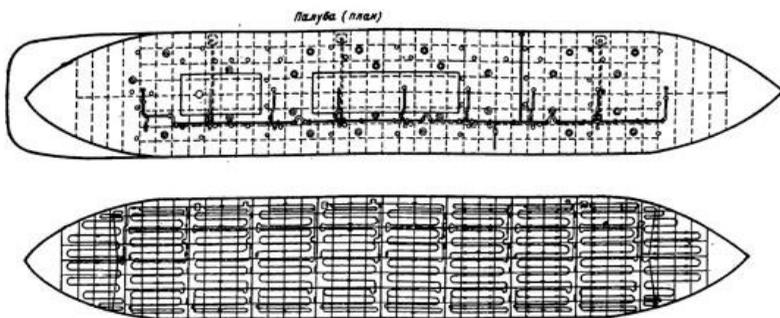


Рис. 1.9 - Схема наливной баржи для перевозки вязких нефтепродуктов.

Налив нефтепродуктов в судно или выкачка производятся через специальный погрузо-разгрузочный трубопровод, ответвления от которого подходят к каждому отсеку, опускаясь в них до самого днища судна. Для удаления газов и паров нефтепродуктов все наливные отсеки снабжаются газоотводящими трубами, концы которых защищаются от проникновения огня извне.

Баржи, используемые для перевозки вязких нефтепродуктов, оборудуются подогревателями 3, пар к которым подается через палубный распределительный коллектор.

В связи с созданием на реках Советского Союза крупных водохранилищ с условиями плавания, приближающимися к озерным, потребовались для перевозки нефтепродуктов наливные баржи нового типа. Баржи целиком сварной конструкции повышенной прочности приспособлены для перевозки различных нефтепродуктов. Расположение грузовых отсеков и трубопроводы рассчитаны на применение скоростных методов погрузки и выгрузки нефтепродуктов.

Для улучшения зачистки остатков нефтепродуктов из барж на концах всасывающих трубопроводов устанавливаются эжекторы, позволяющие вести откачку нефтепродуктов с минимальным остатком. Крупными сериями строятся нефтеналивные баржи грузоподъемностью 2000, 4000 и 6000 т.

6.5. НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ (а. pump station; н. Pumpenhaus, Pumpstation; ф. station de pompage; и. estacion de bombeo) — единый комплекс, включающий насосное и вспомогательное оборудование. В состав насосной станции входят основные и вспомогательные (подпорные, резервные и т.п.) насосы, сеть технологических трубопроводов, запорная арматура и узлы переключения. Мощные насосные станции, в которых насосная система выделяется в самостоятельный цех, дополнительно включают объекты водоснабжения и канализации, пожарной защиты, электроподстанцию и др. Номенклатура и технические характеристики оборудования насосной станции зависят от вида перемещаемого продукта и функционального назначения станции.

Насосные станции бывают стационарными (размещаются на открытых площадках или в промышленных зданиях), передвижными (монтируются на шасси автомобилей, прицепов и полуприцепов и др.) и плавучими. Для ускорения строительства насосной станции применяют блочно-комплектные (блочно-модульные) конструкции. В этом случае всё оборудование, технологические установки и аппаратура komponуются в виде блоков, блок-боксов и блок-контейнеров, которые соби-

рают на сборочно-комплектующих базах строительных организаций, испытывают и доставляют на площадки.

В нефтяной промышленности насосные станции используют при заводнении нефтяных пластов (с целью поддержания пластового давления в залежи), а также при хранении и транспортировании нефти и нефтепродуктов. В первом случае для закачки воды в пласт (см. также Заводнение) применяют кустовые насосные станции (КНС). Станции оснащаются в основном центробежными насосами с электрическим приводом (за рубежом распространены также насосы с приводом от газовых турбин), а также поршневыми насосами. Источниками водоснабжения КНС являются поверхностные водосточники, водоносные пласты (через водозаборные скважины) и сточные воды нефтепромыслов. Перед поступлением на КНС вода проходит систему водоподготовки. Закачка в продуктивный пласт сточных вод требует коррозионно-стойкого исполнения оборудования КНС. Давление нагнетания КНС достигает 20 МПа. Современные блочные КНС (БКНС) монтируются из крупных блоков полной заводской готовности.

Насосные станции нефтебаз и нефтехранилищ осуществляют слив или налив нефтяных резервуаров, автоцистерн, танкеров и др. По роду перекачиваемых нефтепродуктов насосные станции подразделяются на станции для перекачивания тёмных, светлых и смешанных нефтепродуктов; по типу основных двигателей — на паровые, электрические, дизельные и т.п. На станциях применяются в основном центробежные, поршневые, роторные и винтовые насосы. Стационарные насосные станции выполняются надземными, полуподземными и подземными. Заглубление и местоположение станции обуславливается обеспечением нормального всасывания насосов. Передвижные насосные станции служат для перекачки нефтепродуктов на временных складах горючего, мелких нефтебазах с одноточечной системой трубопроводов, для временной замены вышедших из строя стационарных насосных станций, сбора разлившегося нефтепродукта, заправки транспорта и др. Плавающие насосные станции применяются для выполнения технологических операций на прибрежных нефтебазах (расположенных на реках, озёрах и морях, уровень воды которых подвержен сильным колебаниям) и судах. Сооружаются станции трёх типов: перекачивающие, зачистные и бункеровочные. Первые предназначены для перемещения основной массы нефтепродуктов, зачистные — для освобождения судов от остатков нефтепродуктов и полной зачистки танков, бункеровочные — производят заправку судов жидким топливом и маслами, а также могут одновременно служить хранилищем топлива и масел.

Насосные станции магистральных трубопроводов обеспечивают транспортирование нефти и нефтепродуктов. Различают головные (см.

Головная нефтеперекачивающая станция) и промежуточные насосные станции, расположение которых на трассе определяется гидравлическим расчётом. Головные насосные станции, а также промежуточные, находящиеся в начале эксплуатационных участков, снабжаются резервуарными парками, предназначенными для обеспечения бесперебойной работы трубопроводов. Насосные станции оборудуют магистральными насосами. Соединение насосов последовательное, реже параллельное и последовательно-параллельное. В качестве привода применяются газовые турбины со свободнопоршневыми генераторами газа, стационарные газовые турбины, двигатели внутреннего сгорания (дизели) и электродвигатели. В России наиболее распространены последние. Необходимое для безкавитационной работы насосов дополнительное давление на входе основных агрегатов создаётся на головной насосной станции работой подпорных насосов, на промежуточных станциях - за счёт неиспользованного напора предыдущей станции.

Нефтеперекачивающие (насосные) станции подразделяются на головные (ГНПС) и промежуточные (ПНПС). Головная нефтеперекачивающая станция предназначена для приёма нефти с установок её подготовки на промысле или из других источников и последующей закачки нефти в магистральный нефтепровод. Промежуточные станции обеспечивают поддержание в трубопроводе напора, достаточного для дальнейшей перекачки.

Объекты, входящие в состав ГНПС и ПНПС, можно условно подразделить на две группы:

- объекты основного (технологического) назначения;
- объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения.

К объектам основного назначения относятся:

- резервуарный парк;
- подпорная насосная;
- узел учёта нефти с фильтрами;
- магистральная насосная;
- узел регулирования давления и узлы с предохранительными устройствами;
- камеры пуска и приёма очистных устройств;
- технологические трубопроводы с запорной арматурой.

К объектам вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения относятся:

- понижающая электроподстанция с распределительными устройствами;
- комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение станции;

- комплекс сооружений по отводу промышленных и бытовых стоков;
- котельная с тепловыми сетями;
- инженерно-лабораторный корпус;
- пожарное депо;
- узел связи;
- механические мастерские;
- гараж;
- складские помещения и т.д.

На головных нефтеперекачивающих станциях осуществляются следующие технологические операции:

- приём и учёт нефти;
- краткосрочное хранение нефти в резервуарах
- внутростанционные перекачки нефти;
- закачка нефти в магистральный трубопровод;
- пуск в трубопровод очистных и диагностических устройств.

На ГНПС может производиться подкачка нефти из других источников поступления. Например, из других нефтепроводов или путных нефтепромыслов.

На промежуточных нефтеперекачивающих станциях происходит повышение напора транспортируемой нефти с целью обеспечения её дальнейшей перекачки. При работе ПНПС в режиме «из насоса в насос» промежуточные НПС не имеют резервуарных парков; в других случаях, когда перекачка ведётся через резервуары или с подключенными резервуарами такие парки на ПНПС имеются. На ПНПС устанавливаются также системы сглаживания волн давления и защиты от гидравлических ударов.

Магистральные нефтепроводы разбивают на так называемые эксплуатационные участки с протяжённостью 400-600 км, состоящие из трёх - пяти участков, разделённых ПНПС, работающих в режиме «из насоса в насос» и гидравлически связанных друг с другом. В то же время эксплуатационные участки соединяются друг с другом через резервуарные парки, так что в течение некоторого времени каждый эксплуатационный участок может вести перекачку независимо от соседних участков, используя для этого запас нефти своих резервуаров.

Для снижения затрат на сооружение НПС используется метод блочно-комплектного или блочно-модульного их исполнения. Главное преимущество этого метода достигается тем, что на территории станций практически отсутствуют сооружения из кирпича, бетона или железобетона. Всё оборудование станции, включая автоматику, входит в состав функциональных блоков, монтируется и испытывается на заводе, затем в транспортабельном виде доставляется на строительную площадку. При этом блочно-модульные НПС могут быть открытого

типа. От воздействия погодных условий насосные агрегаты защищаются индивидуальными металлическими кожухами с автономными системами вентиляции и подогрева. Такие станции работают при t_0 окружающего воздуха от - 40 до + 50 0С. При капитальном ремонте предусматривается замена всего блок-бокса в сборе.

1) Назначение

Насосы применяются для перекачивания нефти с температурой от минус С до плюс С, с кинематической вязкостью до 3 см/сек, механическими примесями не более 0,2 мм и 0,05 % по объему. Корпуса насосов рассчитаны на максимальное рабочее давление 64 кгс/см и допускают последовательную работу трех насосных агрегатов.

Для перекачки жидкостей на взрывоопасных и пожароопасных производствах и установках, насос должен быть укомплектован электродвигателем, исполненным во взрывозащитном корпусе.

2) Устройство насоса

Насосы нефтяные магистральные, центробежные одноступенчатые, с рабочим колесом двухстороннего входа и двух завитковым спиральным отводом.

Корпус насоса - литой чугунный, с горизонтальной плоскостью разъема - является базовой деталью. Верхняя и нижняя части корпуса соединяются посредством шпилек с колпачковыми гайками. Горизонтальный разъем корпуса уплотняется паронитовой прокладкой толщиной 0,6 мм и по контуру закрывается специальными щитками для гашения струи нефти в случае пробоя прокладки по разъему. В нижней части корпуса отлиты лапы, для крепления насоса к фундаменту.

Ротор насоса представляет собой отдельную сборочную единицу и состоит из вала (поковка сталь 40Х), рабочего колеса (сталь 25А), рубашек из нержавеющей стали, защитных втулок и других деталей, закрепленных на валу. Шейки вала, опирающейся на подшипники, подвергнуты поверхностной закалке для повышения износоустойчивости. Конец вала под зубчатую втулку конический, что облегчает снятие зубчатой втулки.

Рабочее колесо сварнолитое насаживается на вал плотной посадкой. Детали ротора на валу посажены на шпонки и закреплены гайками со стопорными шайбами.

Правильная установка ротора в корпусе насоса в осевом направлении обеспечивается подбором толщины дистанционного кольца.

Опорами ротора служат подшипники скольжения. Положение корпуса подшипника регулируется тремя установочными винтами. Установка подшипников должна обеспечивать концентричность расположения ротора относительно расточек уплотнений статора. В этом положении корпуса подшипников фиксируется штифтами. Смазка подшипников принудительная. Смазочные кольца предназначены для

смазки подшипников. Осевое усилие ротора воспринимается двумя радиально - упорными шарикоподшипниками. Комплект шарикоподшипников подбирается по наружному кольцу втулкой упорной и торцевой крышкой, Внутренние обоймы жестко зажимаются на валу гайкой.

Концевые уплотнения ротора - механические, торцевые, одинарные с трущейся парой графит - нержавеющая сталь разгруженного типа. Предварительное прижатие деталей трения создается с помощью восьми пружин. Конструкция торцевого уплотнения допускает разборку и сборку последнего без демонтажа крышки насоса и корпусов подшипников.

Маслоустановка нефтяного насосного агрегата предназначена для обеспечения смазки подшипников насоса и электродвигателя.

Соединение насоса с электродвигателем осуществляется с помощью зубчатой муфты с проставкой. Обоймы зубчатой муфты соединены с приставкой, призонными болтами и закрыты торцевыми крышками.

Насос снабжен вспомогательными трубопроводами подвода и отвода масла, трубопроводом отвода нефти, гидроразгрузки, отвода утечек из торцевых уплотнений. В насосе предусмотрены места для установки датчиков контроля его работы.

Насосы двухстороннего всасывания.

Насосы типа Д - с горизонтальным валом одноступенчатые - предназначены для перекачивания воды и других жидкостей при температуре до 85°C, аналогичных воде по вязкости и химической активности, а также химически активных жидкостей (водородный показатель рН от 4 до 12), нефти, продуктов ее переработки с кинематической вязкостью до 10 - 4 м²/с и жидкостей с содержанием механических примесей не более 1% и с размером твердых частиц не более 0,2 мм.

Для насосов, предназначенных для перекачивания нефти и нефтепродуктов, материал проточной части обозначается буквой Б; химически активных жидкостей - К; воды с содержанием механических примесей до 1 % - В; для других типов проточной части допускается содержание механических примесей в перекачиваемой жидкости до 0,05 %. Насосы этого типа могут применяться для диапазона подач Q = 40 - 1800 л/с и напоров Н= 15 - 100 м, мощность двигателя этих насосов составляет N= 15 - 2000 кВт. Насосы большой мощности изготавливаются по индивидуальному заказам.

Насосы обозначают следующим образом (на примере насоса Д200-90):

Д - насос двустороннего входа;

200 - подача насоса в м³/ч;

90 - напор в м. вод. ст.

Насос с обточенным рабочим колесом обозначается Д200-90а. Характеристики некоторых типов насосов приведены в таблице

Особенности конструкции и назначение:

Центробежные, горизонтальные, одноступенчатые насосы типа Д, 1Д и 2Д имеют двусторонний полуспиральный подвод жидкости к рабочему колесу и спиральный отвод.

Корпус насоса имеет разъем в горизонтальной плоскости. Расположение всасывающего и напорного патрубка в нижней части корпуса насоса позволяет проводить ремонт без отсоединения труб и демонтажа двигателя. Двигатель приводит в действие ротор насоса через упругую втулочно-пальцевую муфту. Опорами ротора являются радиальные или радиально-упорные подшипники. Рабочее колесо двустороннего входа, что обеспечивает равновесие осевых сил. Двойные сальниковые уплотнения надежно предотвращают протечки по валу.

Насосы типа Д предназначены для перекачивания чистой воды температурой до 85°С. Применяются на насосных станциях первого и второго подъемов городского, сельского и промышленного водоснабжения, а также для орошения и осушения полей. Материал основных деталей: корпуса, крышки и рабочего колеса - чугун СЧ 18-36; вала - сталь 45.

Устройство и принцип работы насоса типа Д на общей фундаментной раме электронасосного агрегата установлен непосредственно сам насос, соединенный упругой втулочно-пальцевой муфтой с приводным двигателем. Электронасос типа Д является центробежным, горизонтальным одноступенчатым с двусторонним полуспиральным подводом жидкости к рабочему колесу. Имеет спиральный отвод и сальниковое уплотнение вала.

Крышка насоса типа Д и корпус выполнены из чугуна, в горизонтальной плоскости через ось ротора имеется разъем. Разборка насоса возможна без отсоединения трубопроводов и снятия двигателя, благодаря тому, что нагнетательный и всасывающий патрубки насоса расположены в нижней части корпуса.

Для возможности присоединения вакуумного насоса или для выпуска воздуха при заполнении насоса самотеком в верхней части крышки корпуса предусмотрено отверстие М16х1,5. Протечку жидкости по валу предотвращает сальниковое уплотнение. Для насосов 1Д гидравлический затвор сальника выполняется посредством подвода жидкости к кольцу сальника по каналу в крышке насоса

Корпус и крышку корпуса от износа защищают уплотняющие кольца, что также уменьшает протечки жидкости из напорной полости во всасывающую. В горизонтальном насосе типа Д установлено рабочее колесо двустороннего входа, что обеспечивает надежную работу насоса.

Что перекачивает насос:

Вода и другие жидкости аналогичные по химической активности, температурой до 85°C, вязкостью до 36 сСт. Допускается содержание твердых включений не более 0,05 % по массе, размером до 0,2мм и микротвердостью не более 6,5 ГПа (650 кгс/мм²).

Пример маркировки:

1 - порядковый номер модернизации;

Д - тип насоса (двухстороннего входа);

первые цифры - подача, м³/ч;

цифры после тире - напор, м;

буквы "а" и "б" после цифр - индекс первой и второй обточек рабочего колеса;

далее - обозначение климатического исполнения и категории размещения.

Таблица 3

Технические характеристики насосов типа Д, 1Д, 2Д.

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения мин ⁻¹	Потребляемая мощность, кВт	Допускаемый кавитационный запас, м
Д160-112	160	112.00	2900	89.00	4.80
Д160-112а	150	100.00	2900	72.00	4.80
Д160-112б	135	80.00	2900	52.00	4.80
Д160-112	80	28.00	1450	12.00	4.50
Д160-112а	70	25.00	1450	10.00	4.30
Д200-36	200	36.00	1450	37.00	5.30
Д200-36а	190	29.00	1450	30.00	6.00
Д200-36б	180	25.00	1450	22.00	4.50
Д320-50	320	50.00	1450	72.00	4.60
Д320-50а	300	39.00	1450	47.00	4.80
Д320-50б	300	30.00	1450	36.00	5.50
1Д200-90	200	90.00	2900	82.00	5.80
1Д200-90а	180	74.00	2900	72.00	5.90
1Д200-90б	160	62.00	2900	42.00	5.30
1Д200-90	100	22.00	1450	12.50	6.00
1Д250-125	250	125.00	2900	152.00	6.40
1Д250-125а	240	101.0	2900	110.00	5.50

Техническое обслуживание

· Агрегат должен обслуживаться квалифицированным персоналом, прошедшим инструктаж по вопросам эксплуатации таких установок и соблюдения техники безопасности

· Необходимо не реже одного раза в смену производить осмотр насоса для оценки его технического состояния. Обращать внимание на работу сальников, состояние стыков и разъемов насоса и трубопроводов в пределах насосной станции, на уровень шума и вибрации, на исправность всех контрольно-измерительных приборов

· В процессе эксплуатации через равные промежутки времени (1 раз в смену) записывать в вахтный журнал следующие параметры:

- 1) давление на входе в насос
- 2) давление на выходе из насоса
- 3) мощность (ток) потребляемую двигателем

· Следить за температурой подшипников, не должна превышать 80°С

На магистральных трубопроводах для перекачки нефти и нефтепродуктов применяются в основном высокопроизводительные центробежные насосы с приводом от электродвигателей. Техническая характеристика и марки центробежных насосов приведены в табл. 1.1.

В качестве привода центробежных насосов применяются асинхронные или синхронные электродвигатели. Наибольшее распространение нашли асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором серии АД. Они выпускаются восьми типов и выполняются в трех габаритах:

I габарит—АД-500, АД-630, АД-800;

II габарит — АД-1000, АД-1250, АД-1600;

III габарит — АД-2000, АД-2750 (цифры обозначают мощность электродвигателя в киловаттах). Все электродвигатели работают от сети напряжением 6 кв, имеют скорость вращения 2950 об/мин и высокий к.п.д. (0,93—0,935).

Двигатели серии АД монтируются в общем зале с насосами, так, как они выполнены во взрывозащищенном исполнении (в их корпусе поддерживается избыточное давление воздуха 50—70 мм вод. ст., что предотвращает попадание внутрь загазованного, воздуха). Из синхронных применяются электродвигатели серии СТМ в нормальном исполнении с замкнутым циклом вентиляции, со специальным воздухоохладителем. Эти двигатели монтируют в отдельном зале, отгороженном от насосного зала герметичной промежуточной стеной.

Электродвигатели СТМ-750-2 и СТМ-1500-2 выполняются на общей фундаментной плите с возбудителями, а GTM-2500-2, СТМ-4000-2, СТМ-6000-2 — на отдельных фундаментных плитах под статор, под подшипники электродвигателя и под возбудитель. Перед

установкой на фундамент производят расконсервацию и ревизию насосов. Корпуса подшипников промывают керосином, насаживают полумуфты на концы промежуточного вала и валов насоса электродвигателя. При монтаже центробежных насосов с промежуточным валом применяют следующую схему установки агрегата.

Ставят на фундамент электродвигатель и выверяют его в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Смещение главных осей электродвигателя в горизонтальной плоскости от проектных не должно быть более 10 мм. При выверке в вертикальной плоскости определяют совпадение фактической высотной оси с проектной. Смещение не должно превышать 10 мм, а уклон — 0,15—0,20 мм. Между опорной поверхностью фундамента и подошвой фундаментной плиты для подливки оставляют зазор 40–80 мм.

Устанавливают промежуточный вал и центруют его по концу ротора электродвигателя. Горизонтальность промежуточного вала проверяют уровнем. При установке промежуточного вала между его торцами и торцами ротора электродвигателя оставляют зазор не менее 5 мм. Устанавливают и центруют насос по промежуточному валу. Горизонтальность насоса проверяют уровнем, устанавливаемым на шейке вала переднего подшипника. Торцевой зазор между полумуфтами насоса и промежуточного вала должен быть 5 мм.

После того как будут установлены все три узла агрегата, к насосу подсоединяют предварительно опрессованные водой технологические трубопроводы и производят окончательную центровку. За базу принимают насос. Выверив и прицентровав электродвигатель, равномерно затягивают фундаментные болты. После этого монтажные плиты вместе с регулировочными болтами заливают цементным раствором. Применяют обычно раствор следующего состава: 1 часть быстротвердеющего цемента БТЦ марки 400 или 500 и 1,5 части крупнозернистого песка. Водоцементное соотношение принимают равным 0,55.

Синхронные двигатели большой мощности поступают на монтажную последовательности. Вначале по главным осям фундамента устанавливают фундаментную плиту и выверяют ее в горизонтальной и вертикальной плоскостях. После выверки затягивают фундаментные болты. Для фиксации установленных под плиту клиньев и подкладок их сваривают вместе и приваривают коротким швом к фундаментальным плитам электродвигателя. На выверенную фундаментную плиту устанавливают статор электродвигателя и выверяют его в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Перед вводом ротора в статор тщательно проверяют их состояние и продувают их сжатым воздухом. Шейки ротора очищают от консервационной смазки.

Выполняя такелажные работы при сборке и разборке электродвигателей, необходимо следить, чтобы стропы не касались поверхно-

стей скольжения на роторе (шейка вала, поверхности под уплотнения) и лобовых частей обмотки статоров. При вводе и выемке ротора пользуются удлинителями (оправками), крепящимися к концу вала со стороны приводного механизма (рис. 13). До ввода ротора со стороны возбудителя собирают подшипник, затем ротор стропят за середину и центруют его ось с осью статора (рис. 14). Горизонтальное перемещение ротора в статор производят плавно, без толчков. Когда удлинитель выйдет из статора, производят перестройку, во время которой один конец ротора будет опираться на собранный подшипник, а другой — на деревянные поперечные подкладки. Переставив строп на конец удлинителя, подтягивают ротор в осевом направлении до его рабочего положения, т.е. до совпадения вертикальных магнитных осей статора и ротора. Затем, опустив ротор на деревянные подкладки, заводят вкладыш подшипника со стороны приводного механизма и опускают ротор на оба вкладыша.

После сборки электродвигателя и выверки, его положения окончательно центруют агрегат. Сначала центруют ротор электродвигателя к ротору насоса (через промежуточный вал), затем якоря возбудителя к ротору электродвигателя. Рамы и фундаментные плиты установленного и прицентрованного агрегатов подлежат подливке цементным раствором.

При монтаже центробежного насоса без промежуточного вала сначала устанавливают насос и по нему центруют электродвигатель.

Насосы небольшой производительности монтируют на общей раме. Это сокращает трудоемкость работ.

Насосы большой производительности с электродвигателями серии АТД устанавливают на отдельных рамах, причем электродвигатель устанавливают не на раме, а на двух монтажных плитах. Для облегчения выверки электродвигателя и улучшения его центровки с насосом монтажные плиты устанавливают на фундаменте на болтах-домкратах (регулирующих болтах). Монтажные плиты имеют резьбовые отверстия, куда ввинчиваются регулировочные болты. Чтобы головки болтов не вдавливались в бетон фундамента, их упирают на металлические подкладки. По окончании монтажных работ производят наладку и опробование центробежных насосов.

При производстве наладочных работ насос вскрывают, вынимают ротор и проверяют состояние всех узлов. Для нормальной работы насоса должны быть установлены номинальные радиальные зазоры в уплотнениях (диафрагмах).

Величина радиального зазора в уплотнениях между вращающимся кольцом и невращающимся в пределах 0,20...0,25 мм. При сборке торцевых уплотнений необходимо проверить качество уплотняемых поверхностей и пружины. Уплотняемые поверхности вра-

щающейся и неподвижной втулок должны быть тщательно притерты. Когда ротор устанавливают в корпус насоса, необходимо, чтобы пружина уплотнения не задевала корпус.

Установив ротор в корпус, проверяют полный осевой разбег ротора, сдвинув его до отказа в сторону упорного подшипника. Разбег должен быть в пределах 8...12 мм, чтобы между вращающимися частями ротора и корпусом насоса оставался зазор 4...6 мм. Такой зазор предотвращает поломку насоса из-за неточностей при сборке или попадания вместе с нефтью механических примесей. Измерив величину полного осевого разбега, определяют ширину шайбы, устанавливаемой между упорным подшипником и буртом вала (рис. 1.10). Ширину шайбы принимают равной $a/2 - (0,10 \div 0,15)$, где a - полный осевой разбег (в мм).

После затяжки опорно-упорного подшипника установочной гайкой фактическая величина осевого разбега должна быть в пределах 0,10...0,15 мм для компенсации температурных расширений.

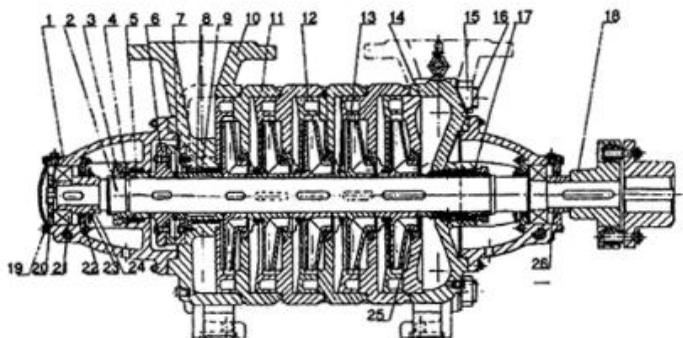


Рис. 1.10 – Схема насоса: 1 - кронштейн задний, 2 - вал, 3 - втулка сальника, 4 - гайка ротора. 5 - набивка сальника, 6 - диск разгрузки, 7 - кольцо разгрузки, 8 - втулка разгрузки, 9 - втулка дистанционная, 10 - крышка нагнетания, 11 - корпус направляющего аппарата, 12 - направляющий аппарат, 13 - колесо рабочее, 14 - крышка всасывания, 15 - гайка тяжного болта, 16 - втулка гидрозатвора, 17 - защитная втулка, 18 - муфта, 19 - крышка подшипника, 20 - гайка круглая, 21 - подшипник, 22 - крышка подшипника, 23 - кольцо-отбойник, 24 - втулка подшипника, 25 - кольцо уплотняющее, 26 - кронштейн передний

После этого устанавливают крышку корпуса насоса, а для уплотнения по плоскости разъема кладут прокладку из паронита толщиной 0,5 мм. Шпильки затягивают равномерно. Проверяют центровку агрегата, затем набивают сальники, если предусмотрены сальниковые

уплотнения. При набивке сальниковых уплотнений длина колец набивки должна быть такой, чтобы внутренний диаметр каждого кольца равнялся наружному диаметру защитной гильзы. Сальниковые набивки вводят по одной, предварительно смазав их маслом. Для большей плотности замки смежных колец смещают на 120° . Каждое кольцо уплотняют.

При установке фонарного кольца, служащего для подвода уплотняющей жидкости к поверхностям уплотнения, необходимо, чтобы оси фонаря и отверстия для подвода уплотняющей жидкости не совпадали. Передняя кромка фонаря должна перекрывать $1/3$ и $1/4$ диаметра отверстия, чтобы была возможность подвода уплотняющей жидкости и одновременного подтягивания грундбуксы при выработке сальникового уплотнения. Окончательную затяжку грундбуксы производят равномерно, правильность затяжки проверяют щупом. Зазор между валом и грундбуксой во всех четырех точках замера (через 90°) должен быть одинаковым. Перед пробным пуском насоса всю масло-систему и систему охлаждения продувают, промывают и испытывают при давлении, превышающем рабочее на 50 %. Подготовленные таким образом системы смазки и охлаждения обкатывают. Затем производят обкатку основного насоса, обязательно залив его рабочей (перекачиваемой).

Сборка, наладка и испытания насоса после ремонта

Насосные агрегаты, не имеющие общей фундаментной плиты или рамы и поступающие блоками (насос, редуктор, электродвигатель), монтируют последовательно.

Монтаж агрегата с редуктором начинают с редуктора, который выверяют и закрепляют на фундаменте в первую очередь; безредукторный агрегат начинают монтировать с машины большей массы; агрегат с турбоприводом — с турбины, с гидромуфтой (без редуктора) - с гидромуфты (если нет специальных указаний предприятия-изготовителя).

Выверка всех машин агрегата, кроме базовых, заключается в обеспечении горизонтальности в направлении, перпендикулярном их осям, и соосности с базовой машиной при центровке валов по полумуфтам.

Центровку валов по полумуфтам выполняют в следующем порядке: устанавливают заданное расстояние между машинами; закрепляют на полумуфтах приспособление для проверки соосности; записывают показания при начальном положении проверяемых валов; поворачивают одновременно валы обеих машин на 90 , 180 , 270 и 360° и записывают замеры в каждом положении.

При сборке упругих муфт соединительные пальцы должны от усилия руки плотно входить в отверстия ведущей полумуфты, а рези-

новые или кожаные кольца пальцев — входить в отверстия ведомой полумуфты свободно, без деформации. Зазор между кольцами и отверстиями должен быть одинаковым у всех пальцев.

После центровки и соединения полумуфт валов необходимо проверить возможность свободного вращения ротора.

Монтаж маслосистемы

Маслопроводы, поступающие на монтаж не закрепленными на оборудовании, перед монтажом необходимо протравить для очистки от химических соединений, снижающих качество смазочного масла.

Травление рекомендуется выполнять раствором неядовитой, нетоксичной и не имеющей ожоговых свойств ортофосфорной кислоты (H_3PO_4); при травлении таким раствором не требуются нейтрализация, добавление ингибитора и промасливание.

Перед травлением внутренние поверхности маслопроводов следует по возможности очистить от механических загрязнений обстукиванием или протаскиванием ершей. Затем маслопроводы собирают с помощью гибких шлангов в кольцевую плетть, подключают к промывочной установке и в течение 8-10 ч промывают 15-20 %-ным раствором H_3PO_4 , нагретым до $50^\circ C$; при этом остатки механических загрязнений и ржавчины оседают в промывочном баке.

После травления маслопроводы пассивируют, т. е. промывают 2%-ным раствором H_3PO_4 в течение 1 -1,5 ч, в результате чего на внутренней поверхности труб образуется защитный слой, препятствующий вторичной коррозии. Промытые маслопроводы высушивают горячим воздухом.

Смонтированные маслопроводы должны налегать к фундаменту и установленному оборудованию.

Плотность соединений системы смазки следует проверять путем промывки ее маслом от масляного насоса. Одновременно необходимо проверять поступление масла ко всем смазываемым точкам. По окончании промывки проверяют чистоту масла (путем лабораторного анализа) и фильтрующих элементов масляных фильтров.

Присоединение трубопроводов к насосам.

Внутренние поверхности трубопроводов, по которым перекачиваемая жидкость поступает в рабочие полости оборудования, до установки должны быть очищены ершами и протерты тряпками.

Не допускается передача нагрузок, от трубопроводов на патрубки оборудования.

Трубопроводы разрешается присоединять к оборудованию только после его выверки и окончательного закрепления на фундаменте.

Испытания насосных агрегатов

Смонтированные насосы должны быть подвергнуты индивидуальным испытаниям.

К началу испытаний необходимо:

- уложить перекрытие кабельных и трубопроводных каналов вокруг агрегата в соответствии с проектом;
- смонтировать, испытать, промыть всасывающий и нагнетательный трубопроводы насосов с фильтрами, обратными и предохранительными клапанами и арматурой;
- очистить приточную камеру компрессора от ржавчины, грязи и пыли;
- смонтировать и опробовать системы маслосмазки, водяного охлаждения и канализации;
- смонтировать системы автоматического управления, контроля, сигнализации и защиты;
- установить все контрольно-измерительные приборы;
- подвести электропитание и проверить готовность электрической части агрегата;
- установить защитные кожухи и ограждения;
- очистить площадки обслуживания от посторонних предметов и мусора.

Испытания агрегата необходимо проводить совместно с испытаниями системы автоматического управления, контроля, сигнализации и защиты, если эти системы предусмотрены проектом.

До начала испытаний необходимо выполнить холостую обкатку электродвигателя. Обкатка должна продолжаться до установления нормальной температуры подшипников, но не менее 2 ч.

В процессе подготовки к испытаниям необходимо проверить: затяжку гаек фундаментных болтов, наличие и исправность контрольно-измерительных приборов, наличие и исправность ограждений; подготовку электродвигателя в соответствии с требованиями СНиП III-33—76; правильность и надежность установки заглушек; наличие и уровень масла в системе смазки; свободное вращение ротора (вала) поворотом на 1 — 2 оборота; поступление смазки к зубчатым соединительным муфтам; работу системы охлаждения агрегата, температуру и напор охлаждающей воды; состояние задвижек и вентилях (открыты или закрыты) на основных и вспомогательных трубопроводах вручную срабатывание противопомпажных и других защитных устройств (если такие имеются); затяжку резьбовых соединений; правильность направления вращения ротора - кратковременным включением электродвигателя (т установления правильного направления вращения ротора электродвигателя собрать муфтовые соединения агрегата.

Индивидуальные испытания насосов всех типов заключаются в работе без заполнения жидкостью - вхолостую (если это разрешено заводской технической документацией).

Индивидуальные испытания вхолостую включают следующие виды работ: пробные испытания с остановками для проверки работы узлов и устранения неполадок; заключительное непрерывное испытание вхолостую в течение 30 мин (не менее). Поршневые компрессоры испытывают вхолостую при снятых клапанах или свободном выходе воздуха из нагнетательного патрубка.

В результате индивидуальных испытаний вхолостую должны быть обеспечены: спокойная работа агрегата без стуков и чрезмерного шума; нормальная работа подшипников, при которой их температура, независимо от продолжительности работы, не превышает значения указанного в технической документации предприятия-изготовителя (при отсутствии специального устройства для замера температуры работу подшипников следует контролировать по температуре масла, стекающего после смазки подшипника); устойчивое давление масла в циркуляционной системе смазки, соответствующее указаниям предприятия-изготовителя; надежная блокировка электропитания двигателя компрессора с приборами давления масла; отрегулированная работа перепускного клапана маслосистемы; бесперебойное поступление масла во все места смазки цилиндров и сальников (не допускается утечка масла через соединения маслопроводов и крышки); бесперебойная работа системы водяного охлаждения; нормальная работа уплотнения вала.

Предприятие-изготовитель определяет последовательность операций при пуске; допускаемое число запусков подряд и необходимые интервалы между ними; последовательность увеличения продолжительности пробных испытаний; продолжительность заключительного непрерывного испытания вхолостую и под нагрузкой и режим испытаний.

Правила технической эксплуатации поршневых насосов.

Ремонт поршневых насосов.

На рис. 1.11 представлена схема горизонтального поршневого насоса одинарного действия. Он состоит из цилиндра 6, поршня 2 плотно пригнанного к стенкам цилиндра и движущегося возвратно-поступательно, и двух регулирующих клапанов — всасывающего 3 и нагнетательного 5. Снизу к корпусу присоединен всасывающий трубопровод 4 с приемной сеткой 1, предохраняющей насос от попадания в него посторонних предметов.

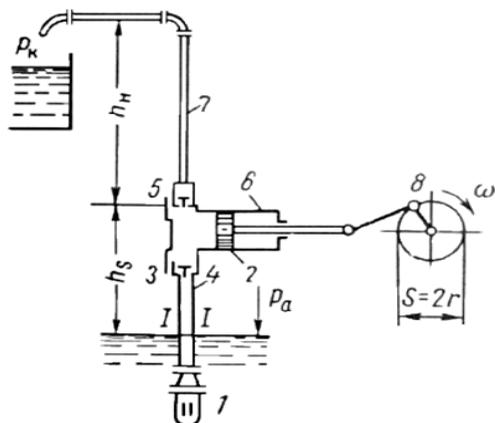


Рис 1.11- Схема поршневого насоса одинарного действия

При повороте кривошипа 8 по стрелке со 0° до 180° поршень 2 перемещается в сторону увеличения объема цилиндра и образует разреженное пространство. Всасывающий клапан 3 открывается и жидкость по всасывающей трубе 4, под действием атмосферного давления, устремляется из бассейна в цилиндр насоса. При обратном ходе поршня из правого крайнего положения влево, что соответствует повороту кривошипа от 180° до 360° , всасывающий клапан закрывается, а нагнетательный клапан 5 открывается и жидкость выталкивается в нагнетательный трубопровод 7.

Действие поршневого насоса за один оборот коренного вала можно расчленить на его составляющие: процесс всасывания, при котором происходит подъем жидкости из нижнего резервуара в цилиндр насоса, и процесс нагнетания, при котором жидкость вытесняется из цилиндра с энергией, достаточной для преодоления всех видов сопротивлений на напорной стороне насоса.

В насосах двойного действия обе стороны поршня являются рабочими. Цилиндры таких насосов имеют четыре клапана. При ходе поршня влево всасывающий 1 и нагнетательный 2 клапаны открыты. Через клапан 1 происходит всасывание, а через клапан 2 — вытеснение жидкости в нагнетательный трубопровод. В это время клапаны 3 и 4 закрыты. При обратном ходе поршня через клапан 3 жидкость поступает в цилиндр, а через клапан 4 производится подача жидкости в нагнетательный трубопровод. В рассматриваемых насосах всасывание и нагнетание жидкости происходит при каждом ходе поршня.

Трехцилиндровый насос одинарного действия составляет агрегат из трех соединенных вместе насосов одинарного действия. Поршни трехцилиндровых насосов одинарного действия получают движение от

кривошипов, установленных под углом 120° . Данные насосы имеют общую всасывающую и нагнетательную линии.

Двухцилиндровые насосы двойного действия состояются из двух одноцилиндровых насосов двойного действия, включенных в общую всасывающую и нагнетательную линии.

На нефтебазах применяются в основном центробежные, ротационные, поршневые и плунжерные насосы.

Применение насосов вихревых, струйных и эрлифтов ограничено из-за низкого к. п. д. и небольшой производительности.

Центробежные насосы

Конструктивное оформление центробежных насосов, применяемых в нефтяной промышленности, бывает различным и зависит от температуры и рода перекачиваемой жидкости. Промышленностью выпускаются насосы:

- холодные - для перекачки нефтепродуктов с температурой до 200°C ;
- горячие - для перекачки нефтепродуктов с температурой от 200 до 400°C ;
- для перекачки сжиженных нефтяных газов;
- кислотные и щелочные;
- водяные.

Характеристикой, определяющей тип насоса и влияющей на выбор числа ступеней, является коэффициент быстроходности.

Коэффициентом быстроходности называется число оборотов насоса n_6 , которое должна иметь геометрически подобная модель насоса, развивающая при оптимальном к. п. д. напор в 1 м при подаче $0,075\text{ м}^3/\text{сек}$.

В зависимости от величины удельной быстроходности рабочие колеса Центробежных насосов подразделяют на следующие:

- тихоходные, $n_6 = 40-80$;
- нормальные, $n_6 = 80-150$;
- быстроходные, $n_6 = 150-300$.

Маркировка насосов имеет следующие обозначения.

Цифры:

- первая - диаметр всасывающего патрубка в миллиметрах, уменьшенный в 25 раз и округленный;
- вторая - коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз и округленный;
- третья - число ступеней.

Буквы:

- Н - нефтяной;
- Г - горячий, предназначенный для перекачки нефтепродуктов с температурой от 200 до 400°C ;

Д - первое рабочее колесо двухстороннего входа;
В - вертикальный;
К - консольный;
С - для сжиженных газов;
М - модернизированный.

Пример обозначения: 6НГ - 10 X 4 — центробежный насос, диаметр всасывающего патрубка 150 мм, нефтяной, горячий (температура от 200 до 400° С) коэффициент быстроходности 100, число ступеней 4.

Полный напор H , развиваемый центробежным насосом, в метрах столба перекачиваемой жидкости, не зависит от удельного веса жидкости.

Под кавитацией понимают образование на внутренних поверхностях насоса полостей с пониженным давлением. В результате снижения давления до величины, соответствующей процессу парообразования при температуре перекачки, жидкость начинает вскипать, и в ней образуются полости, заполненные паром; при малейшем увеличении давления происходит конденсация паров, и полости заполняются жидкостью с большой скоростью, вызывая удары о поверхности деталей насоса, повторяющиеся десятками тысяч раз в секунду.

В результате такого явления появляется вибрация насоса, шум, сопровождаемые разрушением стенок насоса, колеса и всасывающего подвода; уменьшаются расход перекачиваемой жидкости, создаваемый напор и к. п. д.

Явление кавитации при перекачках нефтепродуктов возникает:

- при понижении уровня в резервуаре, из которого перекачивается жидкость, ниже расчетного (допустимого);
- при регулировании подачи посредством задвижки на всасывающем трубопроводе;
- при недостаточном сечении всасывающего трубопровода или его засорении;
- при повышении температуры перекачиваемой жидкости;
- при неправильной установке насоса.

Высота всасывания обеспечивает подъем жидкости на геометрическую высоту всасывания и преодоление гидравлических сопротивлений во всасывающей линии.

При расходе $Q = 0$, т. е. при закрытой задвижке на напорном трубопроводе, развиваемый напор и мощность, потребляемая насосом, зависят от коэффициента быстроходности n_6 (как показано ниже).

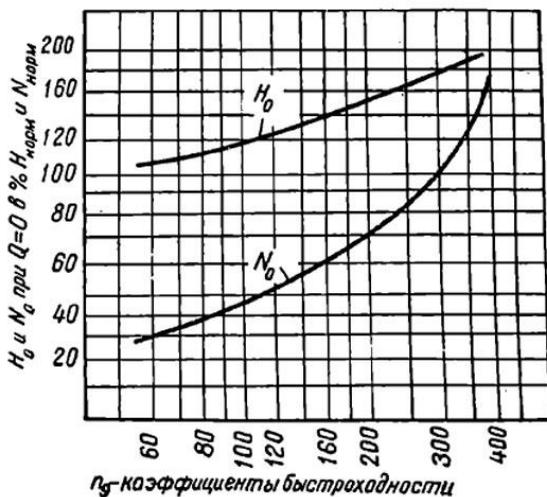


Рис. 1.12 - Зависимость H_0 и N_0 от удельной быстроходности

Из графика видно, что величина потребляемой мощности при $Q = 0$ составляет 30% от мощности при оптимальном режиме (при наибольшем значении к. п. д.) для насосов с $n_6 = 60$ и 180% - для насосов с $n_6 = 400$.

В последнем случае пуск насосов встречает большие затруднения вследствие большого пускового момента, и использование короткозамкнутых электродвигателей становится невозможным, а в некоторых случаях требуется даже применение специальных методов пуска насоса.

Регулирование подачи центробежных насосов можно производить:

- дросселированием в напорном или во всасывающем трубопроводе;
- перепуском жидкости из напорного во всасывающий трубопровод;
- заменой или обточкой рабочих колес;
- изменением числа оборотов.

Прикрытием напорной задвижки вводится в нагнетательную линию добавочное сопротивление, и производительность насоса может быть снижена до заданной величины за счет потери части энергии в задвижке. Такое регулирование является наименее совершенным и его применяют в пределах производительностей, ограниченных пологим участком кривой, представляющей характеристику насоса $Q-H$, когда невозможно осуществить регулирование изменением числа оборотов.

В некоторых случаях регулирование подачи насоса осуществляется задвижкой на всасывающем трубопроводе. При таком регулировании, в результате повышения вакуума на входе в колесо, возможно превышение допустимой высоты всасывания, кавитация и срыв подачи насоса.

Регулирование производительности насоса перепуском части жидкости из нагнетательного трубопровода во всасывающий применяют, когда требуемая производительность находится на кривой характеристики насоса, слева от ее вершины. Регулирование перепуском происходит за счет потери энергии, соответствующей расходу перепускаемой жидкости, и является неэкономичным.

Регулирование подачи заменой или обточкой рабочих колес производится при редких и продолжительных по времени изменениях режима перекачки. Для этого необходимо иметь два или более комплектов рабочих колес различных размеров и производить замену или обточку по диаметру при необходимости изменения режима перекачки.

Регулирование изменением числа оборотов наиболее совершенно, так как к. п. д. насоса почти не меняется. Такое регулирование легко осуществляется при приводе насоса от двигателей, допускающих изменение числа оборотов (паровые турбины, двигатели внутреннего сгорания и электродвигатели с переменным числом оборотов).

При двигателях с постоянным числом оборотов регулирование можно производить при помощи гидромуфта.

В случаях, когда одного насоса недостаточно для обеспечения необходимой производительности или создания потребного напора, прибегают к параллельному или последовательному соединению насосов.

Параллельная работа нескольких центробежных насосов на один трубопровод применяется в насосных установках очень часто, так как она позволяет обеспечивать перекачки с большой производительностью посредством насосов, обладающих подачей меньшей, чем требуемая производительность перекачки.

При неисправности одного из насосов при этом способе происходит только некоторое уменьшение производительности перекачки вместо ее прекращения.

Выбор насосов для параллельной работы должен быть сделан на основе характеристик трубопроводов, причем идентичность характеристик насосов обязательна; рекомендуемыми условиями является равенство напоров при нулевом расходе ($Q = 0$) и работа каждого насоса в зоне высокого к. п. д.

На изображении (1.13а) показано построение суммарной характеристики для двух параллельно работающих насосов. Суммарная характеристика, представленная кривой 1-2, находится путем алгебраи-

ческого сложения абсцисс точек a_1 и a_2 , принадлежащих кривым 1 и 2 (характеристики насосов 1 и 2), взятых при одинаковой ординате H . Таким образом, при параллельной работе насосов необходимо складывать подачи при равных напорах

$$Q_{1+2} = Q_1 + Q_2$$

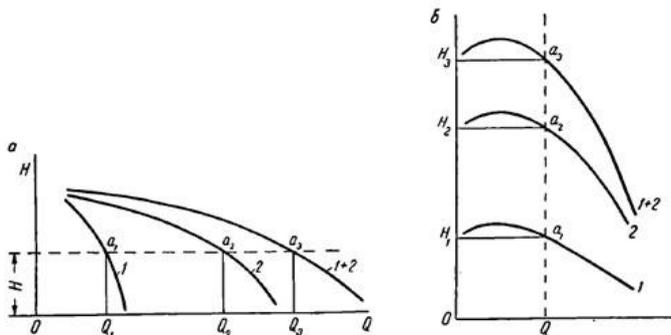


Рис. 1.13 - Суммарные характеристики центробежных насосов включенных: а - параллельно; б - последовательно.

Последовательная работа нескольких центробежных насосов на один трубопровод осуществляется в тех случаях, когда напора, развиваемого одним насосом, недостаточно для обеспечения требуемой производительности перекачки по данному трубопроводу. Для этого два насоса, а в некоторых случаях даже и три, соединяют последовательно посредством внешних труб, причем соединяется нагнетательный патрубок одного насоса со всасывающим патрубком другого.

Перекачка вязких жидкостей центробежными насосами происходит с уменьшением подачи и напора насоса. Характеристики центробежных насосов в зависимости от величины вязкости перекачиваемой жидкостки существенно изменяются. Изменение характеристик насосов при работе на более вязких жидкостях, чем вода, рассчитывается при помощи поправочных коэффициентов к характеристикам, полученным при работе насосов на воде.

Пересчет характеристик центробежных насосов с воды на вязкую жидкость основывается на применении теории гидродинамического подобия. Определяющим критерием является критерий Рейнольдса, пропорциональный отношению сил инерции к силам внутреннего трения.

В зависимости от критерия Re по графикам, представленным ниже, являющимся обобщением экспериментальных данных работы центробежных насосов на высоковязких жидкостях, определяются к. п. д. насоса и относительные коэффициенты k_Q , k_H и k_η для производительности, напора и к. п. д.

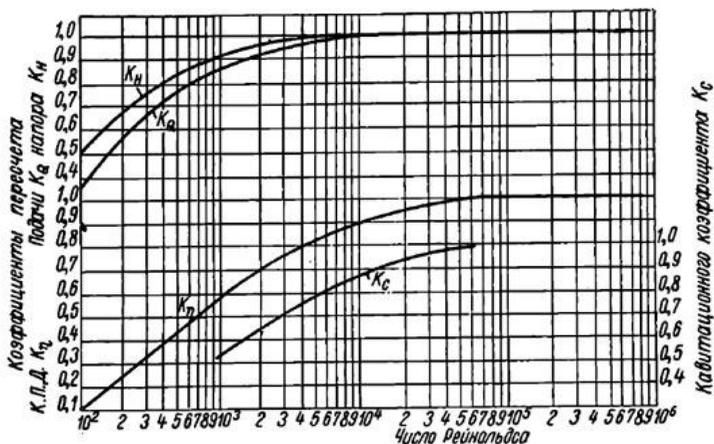


Рис. 1.14 - Обобщенный график для определения характеристик центробежных насосов при перекачках вязких жидкостей.



Рис. 1.15 – Насос типа НМ

Назначение насосов типа НМ (секционных одно- и двухкорпусных) производительностью от $65 \text{ м}^3/\text{ч}$ до $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$ и агрегатов электронасосных на их основе определяется в зависимости от их конструктивного исполнения.

Насосы типа НМ однокорпусные на подачи $125 - 710 \text{ м}^3/\text{ч}$ предназначены для перекачивания нефтепродуктов по магистральным трубопроводам.

Насосы типа НМ однокорпусные с картерной смазкой на подачи $65 - 125 \text{ м}^3/\text{ч}$ предназначены для перекачивания нефти по магистральным трубопроводам.

Насосы типа НМ 360-460 ($Q=360 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=780 \text{ м}$) однокорпусные с торцовыми уплотнениями типа «Тандем» предназначены для пере-

качивания нефти из буферных емкостей и технологических резервуаров на внешний транспорт на нефтегазовых месторождениях.

Насосы типа НМ однокорпусные с картерной смазкой на подачи 125 – 180 м³/ч предназначены для перекачивания некондиционной нефти и пластовой воды на нефтегазовых месторождениях.

Насосы типа НМ 300-500 однокорпусные предназначены для транспортирования по магистральным трубопроводам нефти и светлых нефтепродуктов (автобензина, керосина, дизтоплива).

Насосы типа НМ двухкорпусные (НМ 500-800, НМ1250-400) предназначены для перекачивания нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам.

Насосные агрегата НМ изготавливаются во взрывозащищенном исполнении, для эксплуатации во взрывопожароопасных зонах класса 2 по ГОСТ Р 51330.9-99 и класса В-1а согласно «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ), в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории II А по ГОСТ Р 51330.11-99, группа взрывоопасной смеси Т3 по ГОСТ Р 51330.5-99 и ПУЭ.

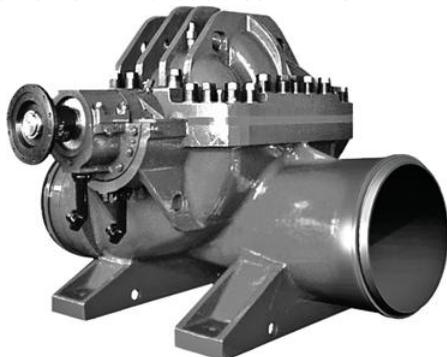


Рис. 1.16 – Насосные агрегаты типа НМ

Насосы нефтяные магистральные типа Н 1250...10000 и агрегаты электронасосные на и основе предназначены для транспортирования нефти по магистральным трубопроводам.

Насос типа НМ 1250...10000 — центробежный горизонтальный одноступенчатый спирального типа с рабочим колесом двустороннего входа, снабженный подшипниками скольжения с принудительной смазкой. В насосе НМ10000-380-2 кроме того применен двусторонний упорный подшипник скольжения типа «Митчелл».

Концевые уплотнения ротора — механические торцовые оди-нарные с гидравлической разгрузкой и дополнительным щелевым уп-лотнением в соответствии с API 682. В насосе НМ10000-380-2 приме-нены двойные торцовые уплотнения фирмы «Бургман» с системой обеспечения работоспособности.

Нефть, поступающая на охлаждение торцовых уплотнений, проходит очистку в циклоновом сепараторе.

Для восприятия радиальных нагрузок применены опорные подшипники скольжения с высокой несущей способностью, а для восприятия осевых нагрузок - сдвоенные радиально-упорные подшипники качения SKF.

Передача крутящего момента от двигателя к насосу осуществляется при помощи упругой пластинчатой муфты.

В качестве приводов насосов применяются синхронные или асинхронные взрывозащищенные двигатели.

Агрегаты состоят из насоса, взрывозащищенного двигателя, упругой пластинчатой муфты, ограждения упругой пластинчатой муфты, общей маслоустановки с трубопроводами в пределах агрегата для маслоснабжения подшипников, а также трубопроводов слива утечек.

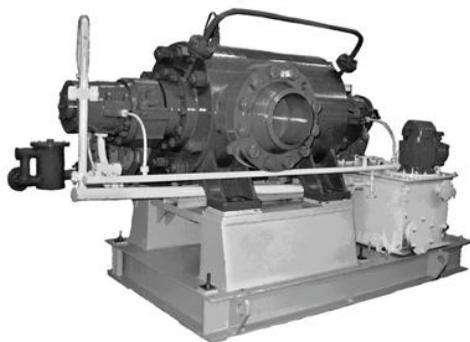


Рис. 1.17 – Насосы типа СНМб

Насосы СНМб центробежные горизонтальные многоступенчатые секционные одно- или двухкорпусные с системой разгрузки ротора от осевой силы с помощью разгрузочного барабана и упорного подшипника. Патрубки расположены горизонтально и направлены от оси насоса в разные стороны.

Опорами ротора служат подшипники скольжения с принудительной или картерной смазкой (или подшипники качения с консистентной или картерной смазкой). Концевые уплотнения – механические торцовые, выполнены в соответствии с требованиями стандарта API 682.

Передача крутящего момента от двигателя к насосу осуществляется с помощью упругой пластинчатой муфты.

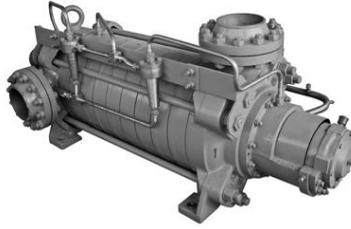


Рис. 1.18 – Насосы типа ЦНСн

Насосы ЦНСн 315 и ЦНСн 500 - центробежные горизонтальные многоступенчатые однокорпусные, с кольцевым подводом, комбинированны отводом (направляющий аппарат с кольцевым отводом) и односторонним расположением рабочих колес. Входной патрубок насоса расположен горизонтально, напорный – вертикально вверх. Подсоединение патрубков к трубопроводам – фланцевое.

Разгрузка ротора от осевых усилий осуществляется с помощью разгрузочного диска (гидропятя). Конструкцией насосов предусматривается использование одинарных торцовых уплотнений с дроссельной буксой либо двойных торцовых уплотнений типа «Тандем» с системой запираания. Торцовые уплотнения отвечают требованиям стандарта API 682.

В зависимости от характеристик перекачиваемой среды, для улучшения надежности применяют гидроклоны для очистки жидкости, подаваемо в камеры торцовых уплотнений. Блочная (патронная) конструкция торцовых уплотнений обеспечивает их легкую и быструю замену.

Передача крутящего момента от двигателя к насосу осуществляется с помощью втулочно-пальцевой или упругой пластинчатой муфты.

Агрегаты электронасосные нефтяные подпорные вертикальные типа НПВ (НПВ 150-60, НПВ 300-60, НПВ 600-60) предназначены для перекачивания нефти (рис. 1.19).

Агрегаты электронасосные нефтяные подпорные вертикальные типа НПВ-М (НПВ1250-М, НПВ2500-М, НПВ3600-М, НПВ5000-М) предназначены для перекачивания нефти и нефтепродуктов.

Применяются для подачи нефти к магистральным насосам для обеспечения их бескавитационной работы (подпорные насосы), а также для оснащения баз смешения нефти.

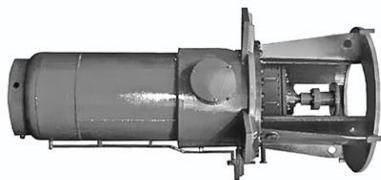


Рис. 1.19 – Насосы типа НПВ

Насосы НПВ 150-60, НПВ 300-60, НПВ 600-60 — центробежные вертикальные одноступенчатые с предвключенным колесом. Осевое усилие, действующее на ротор, разгружается симметрично расположенными передним и задним уплотнениями рабочего колеса, остаточное осевое усилие воспринимается верхним сдвоенным радиально-упорным подшипником.

Для восприятия остаточных радиальных усилий в конструкции насоса предусмотрен подшипник скольжения, являющийся нижней опорой ротора. Смазка подшипника скольжения осуществляется перекачиваемой средой.

Передача крутящего момента от двигателя к насосу осуществляется при помощи упругой втулочно-пальцевой муфты.

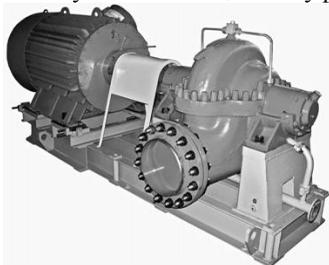


Рис. 1.20 – Насосы типа ДН

Насосы типа ДН предназначены для работы в качестве подпорных или малых магистральных насосов, перекачивающих нефть и нефтепродукты, а также в качестве насосов для внутривартовой перекачки, железнодорожных наливных эстакад и морских терминалов.

Насосы типа ДН — центробежные горизонтальные одноступенчатые с рабочим колесом двустороннего входа и двухзавитковым спиральным отводом.

Входной и напорный патрубки расположены в нижней части корпуса и направлены в противоположные стороны, что обеспечивает удобный доступ к ротору без отсоединения патрубков от трубопроводов.

Опорами ротора служат подшипники качения с консистентной смазкой. Концевые уплотнения - механические торцовые, выполнены в соответствии с требованиями стандарта API 682.

Конструкцией насоса предусмотрена возможность замены торцовых уплотнений на сальниковые.

Насос и двигатель устанавливаются на общей фундаментной плите. Передача крутящего момента от двигателя к насосу осуществляется с помощью упругой пластинчатой или упругой втулочно-пальцевой муфты.

Поршневые насосы

Применяются для перекачки холодной нефти и нефтепродуктов (бензина, керосина и пр.), горячих нефтепродуктов и сжиженных газов (пропана, бутана и их смесей).

Насосы для перекачки холодных нефтепродуктов отличаются от обычных только удлиненными сальниками; набивка для сальников применяется из нефтеустойчивых материалов.

В насосах для перекачки горячих нефтепродуктов применяется водяное охлаждение сальников. Гидравлическая часть насоса, т. е. соприкасающаяся с перекачиваемой жидкостью, изготавливается из стального литья или стальных поковок.

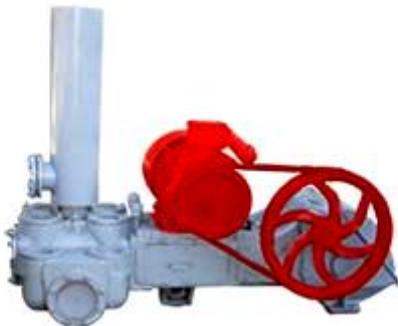


Рис. 1.21 – Поршневой насос типа ЭНП

Насос поршневой электроприводной ЭНП-100 предназначен для перекачивания нефтепродуктов с температурой до $+100^{\circ}\text{C}$; и кинематической вязкостью до 6 сСт (при номинальном режиме) в условиях нефтебаз. ЭНП-100 оснащен взрывозащищенным двигателем.

Насос имеет предохранительный клапан гвоздевого типа, позволяющий производить полный перепуск перекачиваемой жидкости из нагнетательной полости гидроблока во всасывающую, что предохраняет насос от перегрузок и поломок при превышении давления выше допустимого.

Ручные поршневые насосы применяются для различных вспомогательных операций, где откачка связана с небольшой затратой усилий; например, для откачки нефтепродуктов из различных приемников, налива нефтепродуктов в мелкую тару и т. п.



Рис. 1.22 – Насос ручной поршневой

Для перекачки вязких жидкостей поршневые насосы подходят более, чем центробежные, вследствие меньшего влияния вязкости жидкости на работу насоса. Допустимая предельная вязкость перекачиваемых нефтепродуктов зависит от типа насосов и от их подачи.

Ниже представлены области применения центробежных и поршневых насосов для перекачки вязких нефтепродуктов в зависимости от напора, вязкости и производительности перекачиваемого продукта.

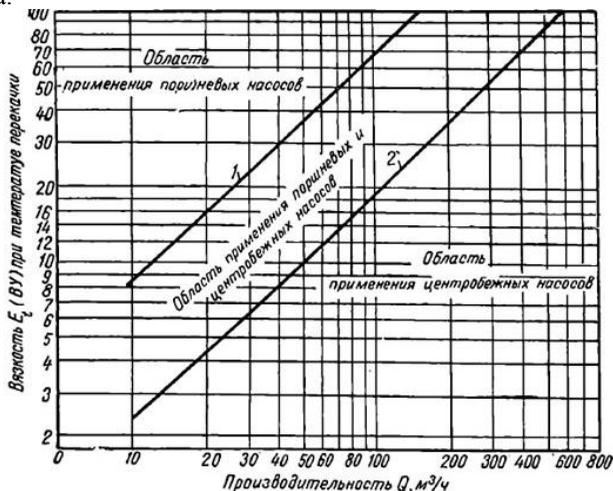


Рис. 1.23 - Области применения насосов для перекачки вязких нефтепродуктов: 1 - максимальный допустимый предел применения центробежных насосов; 2 - рекомендуемый предел применения центробежных насосов.

При выборе центробежных и поршневых насосов необходимо также иметь в виду ограниченность применения центробежных насосов для малых производительностей, в связи с низким коэффициентом полезного действия их и нерациональностью конструкции.

Производительность поршневого насоса ($\text{м}^3/\text{ч}$) пропорциональна числу ходов поршня и определяется по следующей формуле

$$Q = 60\eta_0 k F S n \psi,$$

где η_0 - коэффициент наполнения;

k - число рабочих сторон поршня; для насосов простого действия $k=1$, а двойного $k=2$;

F - площадь поршня, м^2 ;

S - ход поршня, м ;

n - число двойных ходов или оборотов вала насоса в минуту;

ψ - коэффициент, учитывающий уменьшение объема перекачиваемой жидкости в насосах двойного действия за счет объема поршневого штока; $\psi = (2F-f)/2F$;

f - площадь сечения штока, м^2 .

Коэффициент наполнения η_0 , или объемный коэффициент насоса, учитывает уменьшение действительной подачи насоса по сравнению с теоретической из-за утечек жидкости через сальники, клапаны и между поршнем и стенками цилиндра, а также в связи с выделением воздуха из перекачиваемой жидкости. Величина коэффициента наполнения зависит от конструкции насоса, числа оборотов, технического состояния и физических свойств перекачиваемой жидкости.

Таблица 4

Приближенные значения коэффициента наполнения следующие:

Насосы для перекачки холодной воды	0,9-0,92
Насосы для перекачки нефти и вязких нефтепродуктов	0,8
Насосы для перекачки светлых нефтепродуктов	0,7-0,8
Насосы для перекачки сжиженных газов	0,7-0,6
Насосы для перекачки горячей воды	0,6

Регулирование производительности поршневых насосов производят изменением числа ходов поршня или перепуском жидкости из нагнетательного трубопровода во всасывающий. Последний способ регулирования производительности является неэффективным из-за потери энергии на циркуляцию жидкости через насос и обводную линию.

Роторные насосы

К роторным насосам относятся: винтовые, шестеренные, пластинчатые, червячные, поршеньковые, кулачковые и др. Они работают по объемному принципу, так как всасывание и нагнетание осуществ-

ляются вытеснением поступившей в рабочий цилиндр жидкости посредством вращения ротора.

В связи с малыми зазорами между вращающимися частями и корпусом роторные насосы применяются для перекачки вязких нефтепродуктов, не имеющих загрязнений.

Роторные насосы применяются в случаях, когда требуется обеспечивать подачу жидкости и напор в пределах, указанных ниже:

- шестеренные для подачи от 0,25 до 40 м³/ч при давлении нагнетания до 2-3 МПа и числе оборотов до 3000 об/мин.

- винтовые для подачи от 1,5 до 500 м³/ч при давлении нагнетания до 17,5 МПа и числе оборотов до 10 000 об/мин;

- пластинчатые для подачи от 0,3 до 12 м³/ч при давлении нагнетания до 7 МПа и числе оборотов до 1500 об/мин;

- поршеньковые для подачи до 25 м³/ч при давлении нагнетания до 30 МПа и числе оборотов до 5000 об/мин.

Вязкость перекачиваемой жидкости для пластинчатых насосов допускается до 10 см²/сек, а для шестеренных, винтовых и др. - более 10 см²/сек.

Лучшими насосами для перекачки вязких жидкостей являются винтовые, обладающие плавной подачей, простотой устройства и небольшим весом. Высота всасывания их достигает 4,5-5 м. Винтовые насосы, показаны на изображении ниже, являются малогабаритными, быстроходными и легко соединяются непосредственно с электродвигателями.

По принципу действия эти насосы представляют собой как бы поршневые, с бесконечным направленным в одну сторону движением поршня. Перемещаемая среда в насосе движется прямолинейно без завихрений и пульсации. Коэффициент полезного действия их выше других типов насосов и составляет $\eta = 0,85-0,90$.

Винтовые насосы могут быть с успехом использованы вместо тихоходных поршневых насосов, требующих для своего привода от двигателей специальных редукторов.

Червячные или героторные насосы, недавно появившиеся в технике, отличаются простотой конструкции. В насосе вращается только один однозаходный червяк, помещенный в резиновую обойму, внутренняя полость которой представляет двухзаходную винтовую поверхность с шагом, в два раза большим шага червяка. При вращении червяка между ним и обоймой образуются свободные полости, в которые поступает перекачиваемая жидкость, перемещающаяся вдоль оси червяка.

Насосы применяются для перекачки загрязненных и вязких жидкостей.

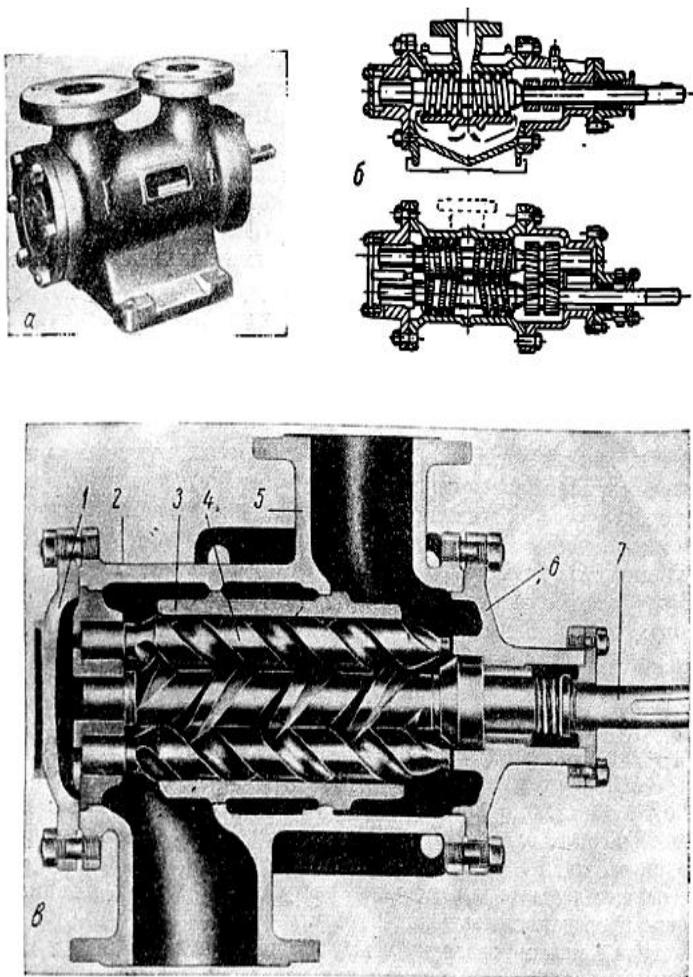


Рис. 1.24 - Винтовые насосы: *а - общий вид; б - двухвинтовой, уравновешенный, с центральным подводом и отводом жидкости (разрез и план); в - трехвинтовой, с двумя ведомыми винтами. 1 - крышка корпуса; 2 - корпус насоса; 3 - рубашка; 4 - ведомый винт; 5 - выходной патрубок; 6 - крышка корпуса с сальником; 7 - ведущий винт.*

Насосы прочих типов

Струйные насосы работают на принципе использования живой силы потока жидкости, пара или газа и обладают небольшой производительностью и низким к. п. д.; применяются преимущественно на

мелких установках. Они используются при выкачке нефтепродуктов из вагонов-цистерн, при откачке остатков из барж и т. п.

Вихревые насосы, являющиеся насосами лопастного типа, применяются в нефтяной промышленности для перекачки нефтепродуктов (бензина, керосина, масел) с вязкостью до $1,2 \text{ см}^2/\text{сек}$, не имеющих загрязнений.

Для создания разрежения во всасывающих линиях центробежных насосов, при пуске последних, применяются вакуум-насосы, преимущественно жидкостные.

Для перекачки битумов применяют насосы, имеющие паровую рубашку для обогрева корпуса.

Погружные насосы для обслуживания заглубленных резервуаров

По причине недостаточной высоты всасывания центробежных насосов встречаются затруднения при выкачке нефти и нефтепродуктов из заглубленных резервуаров. Заглубление насосной станции не всегда целесообразно. Поэтому для откачки нефтепродуктов из заглубленных резервуаров применяются центробежные насосы артезианского типа, называемые погружными.

Так как заглубленные резервуары имеют различную емкость, то и высота их различная и достигает 10 м. В связи с этим напорные колонки насосов могут изменяться по длине за счет изменения количества звеньев.

Предназначаются для использования насосы двух типов: НА (нефтяные артезианские) и ПНР (погружные нефтяные резервуарные).

Насосы типа НА, применяемые для вертикальных заглубленных резервуаров, состоят из трех основных узлов: собственно насоса, напорной колонки и опорной стойки (изображение ниже). Насос является многоступенчатым секционным, в котором рабочие колеса устанавливаются на вертикальном валу. Перекачиваемая жидкость из каждой ступени в другую переходит по направляющему аппарату, лопатки которого обеспечивают осевой вход жидкости в рабочее колесо. Так как в корпусе каждой секции насоса, во всасывающем колоколе и в напорной колонке установлены подшипники скольжения, смазка которых производится перекачиваемой жидкостью, то эти насосы применяются для перекачки нефтепродуктов, обладающих смазывающей способностью.

Для горизонтальных заглубленных резервуаров применяются погружные насосы типа НВ, по конструкции аналогичные типу НА, но с нижним расположением напорного патрубка.

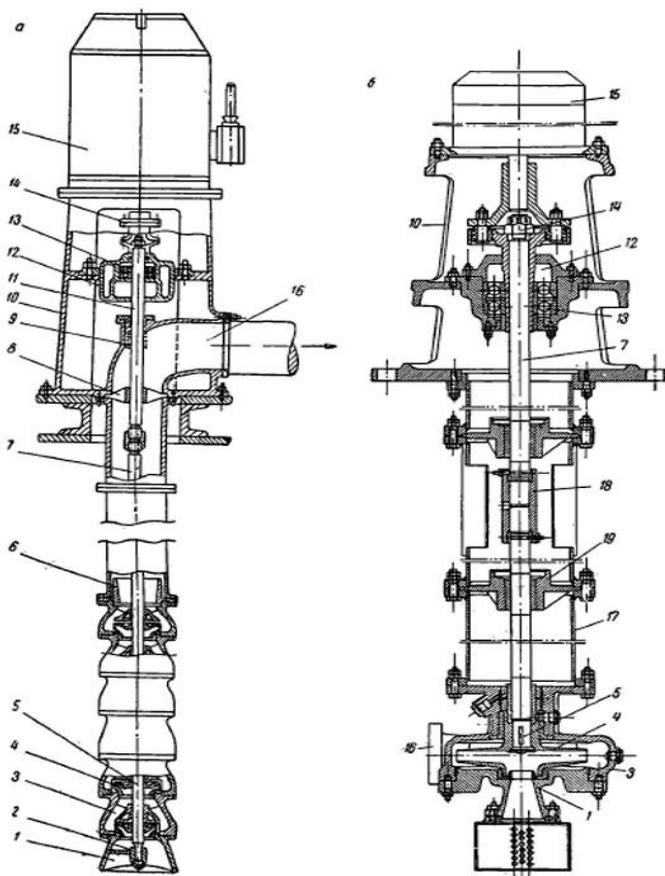


Рис. 1.25 - Погружные центробежные насосы для откачки нефтепродуктов из заглубленных резервуаров: а - из вертикальных; б - из горизонтальных. 1 - всасывающий колокол; 2 - втулка колокола; 3 - корпус секции насоса; 4 - рабочее колесо; 5 - вал насоса; 6 - переходник; 7 - вал промежуточный; 8 - крестовина; 9 - сальниковое устройство; 10 - опорная стойка; 11 - вал опорной стойки; 12 - корпус подшипника; 13 - шариковый подшипник; 14 - соединительная муфта; 15 - вертикальный взрывобезопасный асинхронный электродвигатель; 16 - напорный патрубок; 17 - напорная колонна; 18 - соединительная муфта; 19 - промежуточный подшипник.

Погружные насосы типа ПНР представляют собой, единый агрегат, состоящий из центробежного насоса и электродвигателя, смонтированных в одном корпусе так, что рабочее колесо насоса находится на одном валу с ротором электродвигателя. Жидкость всасывается на-

сосом через фильтр, являющийся одновременно опорной пятой насоса, затем она проходит через рубашку корпуса электродвигателя в наружный трубопровод. Пропуском жидкости через рубашку электродвигателя достигается охлаждение последнего.

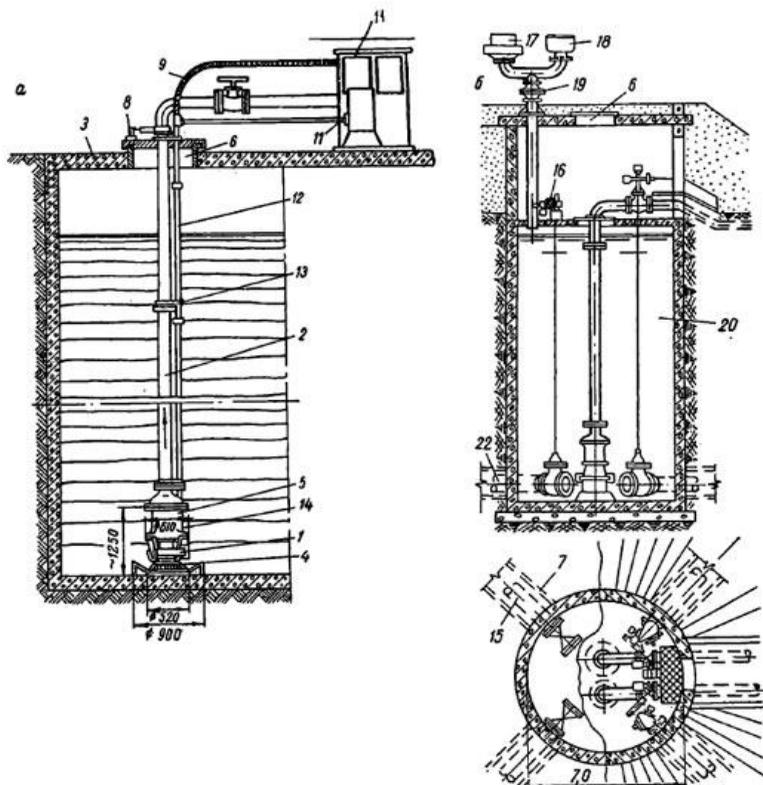


Рис. 1.26 - Способы установки погружных насосов: а - на покрытии резервуара; б - в колодце, для обслуживания четырех резервуаров (разрез и план). 1 - насосная часть; 2 - напорная колонка; 3 - резервуар; 4 - опора с фильтром; 5 - электродвигатель; 6 - люк; 7 - канал к резервуару; 8 - опора трубопровода; 9 - кабель; 10 - cabina электрического управления; 11 - маслопровод; 12 - токопроводящий кабель в масляной трубке; 13 - хомут; 14 - протектор с устройством для гидрозащиты; 15 - подводящий трубопровод; 16 - электродвигатель для привода задвижки; 17 - дыхательный клапан; 18 - предохранительный клапан; 19 - огневой предохранитель; 20 - колодец.

Электродвигатель применяется асинхронный трехфазного тока о коротко замкнутым ротором, во взрывобезопасном исполнении, корпус

электродвигателя заполнен маловязким маслом (с высокими диэлектрическими свойствами), находящимся под некоторым избыточным давлением по отношению к окружающей среде. Подача масла в электродвигатель из протектора производится по трубке, внутри которой проходит токопитающий кабель. Защитная масляная среда для двигателя и кабеля является дополнительным фактором увеличения взрывобезопасности насосной установки.

Погружные насосы типа ПНР могут применяться для нефтепродуктов с кинематической вязкостью от 0,015 до 1,0 см²/сек и температурой от -30 до +40° С.

Рассматриваемые насосы могут быть использованы для обслуживания одного или нескольких резервуаров. В связи с этим они устанавливаются или непосредственно на перекрытии резервуаров, или в отдельно расположенном колодце, к которому подводятся самотечные трубопроводы от нескольких резервуаров.

Ниже изображены схемы установки насосов на перекрытии резервуаров и в колодце.

Применение погружных насосов, устанавливаемых на резервуарах, исключает прокладку трубопроводных коммуникаций на большой глубине.

Преимущества и недостатки поршневых насосов

Поршневые насосы применимы для перекачивания только чистых жидкостей, это объясняется наличием клапанов в конструкции поршневого насоса. Наличие примесей в перекачиваемой жидкости может привести к выходу из строя клапанов насоса. При возвратно-поступательном движении возникают большие силы инерции, поэтому средняя скорость движения поршня ограничивается значениями 0,5-1 м/с. Поршневые насосы обеспечивают прерывистую подачу жидкости. Имеют большие габариты по сравнению с центробежными, это объясняется сложностью их конструкции, при этом поршневые насосы способны обеспечивать большие напоры. Их подача не зависит от напора, что позволяет применять их в качестве насосов дозаторов. КПД поршневых насосов выше, чем у центробежных.

Итак, к преимуществам поршневых насосов можно отнести

- независимость подачи от напора
- высокий КПД
- тихоходность

К недостаткам

- высокая стоимость
- сложность конструкции
- сложность регулирования подачи
- чувствительность к механическим примесям
- прерывистая подача рабочей жидкости

6.6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЕРВУАРОВ

Резервуары предназначены для приемки, хранения, отпуска, учета нефти и нефтепродуктов и являются ответственными инженерными конструкциями. Резервуары - мера вместимости со своими градуировочными характеристиками.

Элементы резервуаров в эксплуатационных условиях испытывают значительные быстроменяющиеся температурные режимы, повышенное давление, вакуум, вибрацию, неравномерные осадки, коррозию.

Безопасная работа резервуаров обеспечивается при условии:

- правильного выбора исходных данных при проектировании, принятых для расчета прочностных характеристик конструкций,
- обеспечения оптимального технологического режима эксплуатации,
- защиты металлоконструкций от коррозии и т.д.;
- выполнения монтажа с учетом строгого соблюдения требований проекта производства работ, а также допусков, устанавливаемых соответствующими нормативными документами или проектом;
- испытания резервуара в целом на герметичность и прочность.

Стальные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, находящиеся в эксплуатации, различны по конструкции в зависимости от назначения (технологических параметров), расположения резервуаров (наземные, подземные), формы (вертикальные цилиндрические, горизонтальные цилиндрические, сфероидальные и специальные), вида соединений листовых конструкций (сварные и клепаные) и от способа монтажа (полистовой и рулонной сборки).

Вертикальные, цилиндрические стальные резервуары подразделяют:

- по вместимости - от 100 до 50000 куб. м;
- по расположению - наземные, подземные;
- по давлению в газовом пространстве - без давления, с избыточным давлением до 0,002 МПа и повышенным давлением до 0,07 МПа;
- по конструкции покрытия - со стационарным покрытием и плавающей крышей.

Стационарные покрытия вертикальных сварных резервуаров бывают конических, сферических и сфероидальных форм.

Невозможность создания значительных давлений и вакуума в стальных цилиндрических резервуарах явилась предпосылкой к появлению сфероидальных резервуаров — каплевидных, многокупольных и сферических.

Каплевидные резервуары для нефти

Форма таких резервуаров представляет собой как бы в увеличенном масштабе каплю жидкости, свободно покоящуюся на плоскости под действием сил поверхностного натяжения.

В правильности сказанного нетрудно убедиться, если тонкую резиновую оболочку, имеющую форму шара, наполнить жидкостью и положить на плоскость. Оболочка под влиянием сил тяжести жидкости вместо сферической формы примет каплевидную и будет находиться в равновесии, имея все элементы своей поверхности растянутыми с одинаковой силой, поэтому она и называется оболочкой равного сопротивления.

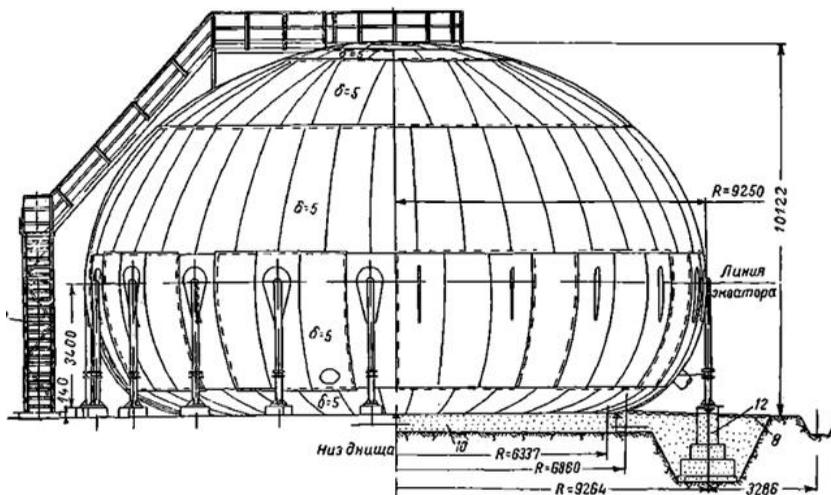


Рис. 1.27 - Каплевидный резервуар состоит из тонкостенной сфероидальной оболочки и днища.

Оболочка, как правило, сооружается без внутреннего каркаса, вследствие чего она весьма экономична по расходу металла на единицу объема резервуара.

Величина давления в газовом пространстве регулируется предохранительными клапанами, установленными в наивысшей точке резервуара. Для обслуживания их устраивается лестница.

Нормально резервуары заполняются продуктом на 90% своего объема; 10% объема составляет в них газовое пространство.

Каплевидные резервуары рассчитываются на внутреннее давление от 0,4 до 2 кг/см² и вакуум — до 500 мм вод. ст.

Каплевидные резервуары опираются на грунт через металлическое опорное кольцо или при помощи экваториальных опор.

У каплевидного резервуара, опирающегося через кольцевую опору, оболочка корпуса плавно сопрягается с днищем, представляющим собой сферическую чашу. На кольцевую плиту опираются нависающая часть оболочки корпуса и меридиональные фермы при помощи радиальных ребер. Основанием под опорную плиту и сферическое днище резервуара служит плотно утрамбованная песчаная подушка.

В СССР каплевидный резервуар емкостью 2000 м³ был впервые построен в 1947 г. в г. Грозном.

В каплевидных резервуарах с опорным кольцом в подэкваториальной части чрезмерно нарастают меридиональные и кольцевые усилия от давления жидкости. Для устранения этого недостатка предложена конструкция каплевидного резервуара с опиранием по экваториальному поясу.

Резервуар с экваториальными опорами опирается на песчаную плотно утрамбованную подушку. По периметру песчаной подушки расположен кольцевой бетонный фундамент (или отдельно стоящие фундаменты), на который, в свою очередь, опирается система колонн, равномерно распределенных по окружности. Для обеспечения опорного контура надлежащей величины колонны присоединяются к оболочке посредством косынок.

Конструкция каплевидных резервуаров с экваториальной опорой наиболее экономична, даже несмотря на необходимость устройства кольцевого бетонного фундамента. Кроме того, у этих резервуаров отпадает утолщение нижних поясов, необходимое для резервуаров с кольцевой опорой, вызывающей изгиб оболочки.

Каплевидные резервуары находят применение главным образом для низкокипящих нефтепродуктов при длительном их хранении (не менее двух месяцев); они обеспечивают сокращение потерь от «малых дыханий» и дают годовую экономию в размере 3—8% от объема хранимого продукта.

Каплевидные резервуары сооружаются емкостью до 5000—6000 л³, при которой высота резервуара достигает 13—15 м; давление на грунт в этом случае под опорным кольцом может быть 2—2,5 кг/см.

Каплевидные резервуары для хранения жидкостей с невысокой упругостью паров (как, например, нефти) могут быть большей емкости, чем это указано, так как возможность понижения внутреннего давления в резервуаре позволяет увеличивать его основные размеры. Известны резервуары емкостью 12 720. Их размеры следующие: диаметр 41,5 м, высота 12,7 м. Эти резервуары рассчитаны на внутреннее избыточное давление 0,07 кг/см².

Институт Проектстальконструкция разработал интересные в инженерном отношении конструкции цилиндрических каплевидных резервуаров, емкостью от 2300 до 12 000 м³ и торокаплевидных резер-

вуаров емкостью 20 000, 30 000, 40 000 и 50 000 м³. Резервуары рассчитаны на избыточное давление 0,4 кГ/мг.

Цилиндрические резервуары для хранения нефти

Цилиндрический каплевидный резервуар в поперечном сечении имеет форму капли.

Аналогично горизонтальным цилиндрическим резервуарам с цилиндрическими днищами торцы резервуара образуются цилиндрической поверхностью той же формы и размеров, что и основная часть резервуара.

Внутри оболочки имеется каркас, обеспечивающий устойчивость при частичном заполнении.

Торокаплевидные резервуары представляют собой лежащую на поверхности оболочку в виде тора.

Характерной и замечательной особенностью цилиндрических каплевидных и торокаплевидных резервуаров всех емкостей является одинаковое поперечное сечение с размерами по высоте 10 800 мм и по ширине 17 100 мм и одинаковая толщина оболочки — 4 мм. Варьируя длиной цилиндрических каплевидных резервуаров и диаметром торокаплевидных резервуаров можно получать резервуары различной емкости, т. е. от 2300 до 50,000 л². Применение однотипных конструктивных элементов для широкого диапазона емкости резервуаров обеспечивает индустриализацию строительства при минимальном расходе металла.

Каплевидные резервуары являются более экономичными по сравнению с вертикальными цилиндрическими. Расход металла, при равных для сравнения условиях, в них значительно меньше. Уменьшение расхода металла объясняется лучшим его использованием. В любой точке каплевидного резервуара действуют в меридиональном и широтном направлениях только растягивающие напряжения одинаковой величины, на которые и рассчитывается оболочка резервуара.

Для определения конструктивных величин каплевидных резервуаров Г. М. Чичко разработал номограммы и предложил аналитический метод построения контура меридионального сечения резервуара.

Среди построенных резервуаров имеются резервуары емкостью 400, 600 и 800 м³.

Сферические резервуары обладают значительными технико-экономическими преимуществами перед цилиндрическими резервуарами. Они имеют наименьшую поверхность на единицу объема и минимальную толщину оболочки.

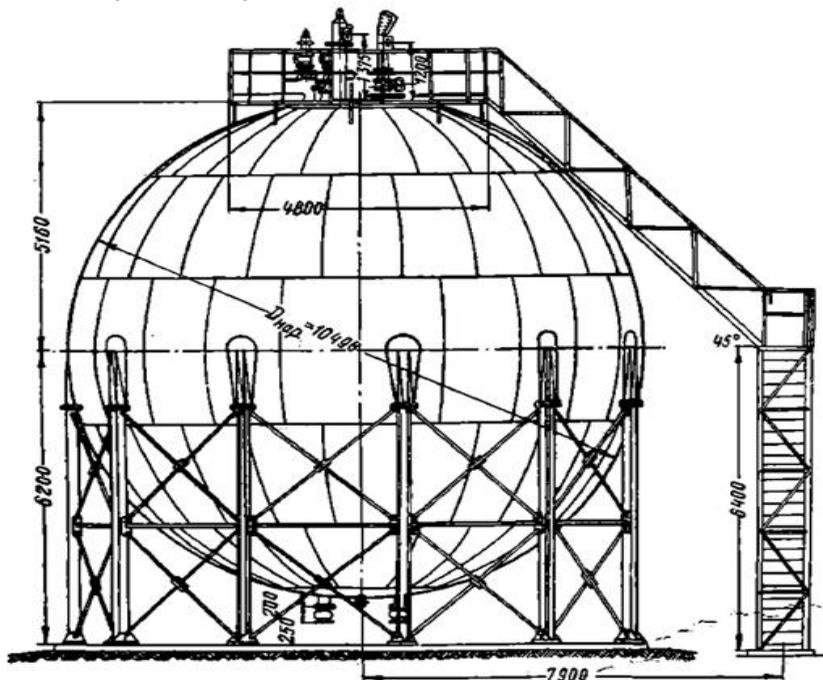


Рис. 1.29 - Общий вид сферического резервуара

Расход металла для сферических резервуаров по сравнению с вертикальными цилиндрическими меньше в два раза при одинаковых условиях.

Сложность изготовления и сравнительно высокая стоимость сфероидальных резервуаров не могут являться препятствием к их строительству, так как достигаемая экономия в результате снижения потерь при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов окупает стоимость резервуаров в первые 2—2,5 года эксплуатации.

Стенки сварных резервуаров имеют соединения листов встык, внахлестку и частично встык, а клепаных - внахлестку или встык с накладками. В зависимости от условий эксплуатации и вида хранимого нефтепродукта они могут иметь теплоизоляционное покрытие.

Горизонтальные цилиндрические стальные резервуары подразделяют:

- по вместимости - от 3 до 200 куб. м;
- по расположению - наземные, подземные;
- по давлению в газовом пространстве - без давления, с избыточным давлением.

Горизонтальные резервуары рассчитаны на внутреннее давление до 0,04 МПа.

Резервуары горизонтальные имеют плоские, конические и сферические днища, а также днища в форме усеченного конуса.

Резервуары эксплуатируются в различных климатических условиях с температурой окружающего воздуха до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ в зимнее время и до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ в летнее время при различной температуре продукта в резервуаре.

Выбор того или иного типа резервуара для хранения нефтепродуктов должен соответствовать требованиям ГОСТ 1510-84 (часть II, Прил. 1, п. 3) и быть обоснован технико-экономическими расчетами в зависимости от характеристик нефтепродукта, климатических условий эксплуатации с учетом максимального снижения потерь от испарения при хранении.

Для хранения бензинов и нефти с целью сокращения потерь от испарения независимо от категории и группы резервуарных парков следует применять резервуары вертикальные с защитными покрытиями (плавающими крышами, понтонами и др.) или оборудованные газовой обвязкой в зависимости от условий эксплуатации и при соответствующем обосновании.

Допускается хранить бензины и нефти в резервуарах без понтонов и газовой обвязки до капитального ремонта, при этом следует обеспечить хранение бензинов в герметичных резервуарах с избыточным давлением до 0,002 МПа. Не допускается хранить авиационные бензины в резервуарах, оборудованных плавающими крышами.

Защитные покрытия (понтон, плавающая крыша и др.) можно применять как в новых, так и в действующих наземных стальных вертикальных резервуарах.

Защита металлоконструкций от коррозии

Коррозия стальных металлических резервуаров резко сокращает эксплуатационную надежность резервуаров и оборудования, снижает срок их службы, вызывает разрушение отдельных элементов конструкций и может приводить к потерям хранимого нефтепродукта и авариям.

К основным методам защиты внутренних поверхностей стальных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами от коррозии относят

нанесение лакокрасочных и металлизационных покрытий, применение электрохимической катодной защиты, а также использование ингибиторов коррозии.

Выбор того или иного метода защиты определяется скоростью коррозии, условиями эксплуатации, видом нефтепродукта и технико-экономическими показателями.

При выборе лакокрасочного покрытия необходимо, чтобы оно не влияло на качество нефтепродукта, обладало стойкостью к воздействию воды и атмосферного воздуха в условиях эксплуатации резервуара. Лакокрасочное покрытие должно обладать адгезией грунтовок к металлу резервуара и совместимостью грунтовок и эмалей. Это покрытие должно удовлетворять требованиям электростатической искробезопасности.

На вертикальные, цилиндрические резервуары в зависимости от назначения рекомендуется устанавливать следующее оборудование, отвечающее требованиям стандартов и предназначенное обеспечить надежную эксплуатацию резервуаров и снижение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения:

- дыхательные клапаны;
- предохранительные клапаны;
- огневые предохранители;
- приборы контроля и сигнализации (уровнемеры, сниженные пробоотборники ПСР, сигнализаторы уровня, манометры для контроля давления в газовой среде);
- хлопушки;
- противопожарное оборудование;
- оборудование для подогрева;
- приемораздаточные патрубки;
- зачистной патрубков;
- вентиляционные патрубки;
- люки-лазы;
- люк световой;
- люк замерный.

Дыхательная арматура

Дыхательная арматура резервуаров включает дыхательные и предохранительные клапаны. Назначение дыхательной арматуры состоит в следующем. При заполнении резервуаров или повышении температуры в газовом пространстве давление в них возрастает.

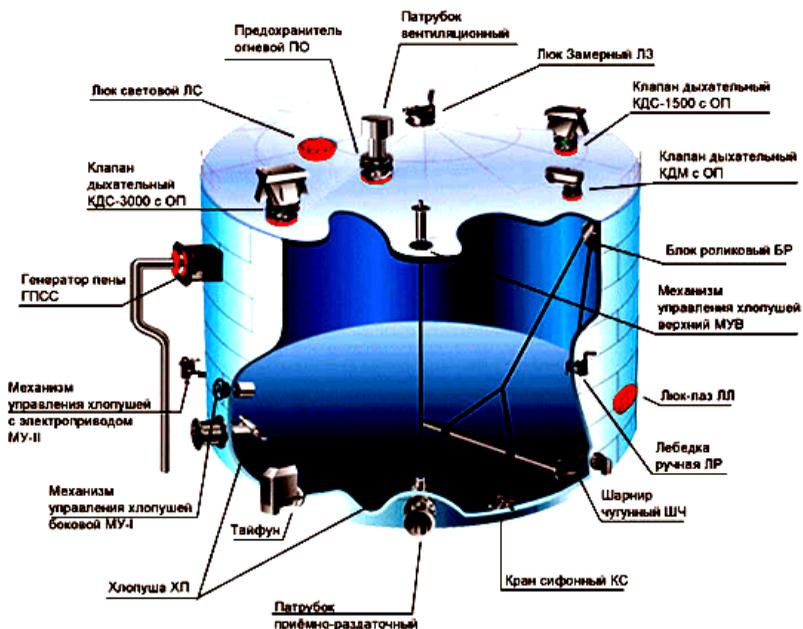


Рис. 1.30 –Оборудование резервуара

Так как резервуары рассчитаны на давление, близкое к атмосферному, их может просто разорвать. Чтобы этого не происходило на резервуарах установлены дыхательные и предохранительные клапаны. Первые открываются, как только избыточное давление в газовом пространстве достигнет определенной величины, как правило, 2000 Па, предел срабатывания вторых — на 5...10% выше, они страхуют дыхательные клапаны.

Дыхательная арматура защищает резервуары и от смятия при снижении давления в них при опорожнении либо при уменьшении температуры в газовом пространстве. Как только вакуум достигает допустимой величины, открываются дыхательные клапаны, в газовое пространство резервуаров поступает атмосферный воздух. Если их пропускная способность недостаточна и вакуум продолжает увеличиваться, то открываются предохранительные клапаны.

Дыхательная арматура не только предотвращает разрушение резервуаров вследствие чрезмерно больших давления или вакуума, но и является первичным средством сокращения потерь нефтепродуктов от испарения. Во-первых, эта арматура находится в нормально закрытом состоянии, чем предотвращается вентиляция газового пространства резервуаров. Во-вторых, впуск свежей порции воздуха в резервуар (для

насыщения которой должно испариться некоторое количество углеводородной жидкости), как и выпуск паровоздушной смеси из него, происходит не в момент изменения давления в газовом пространстве, а с запаздыванием, определяемым пределами срабатывания дыхательной арматуры. Тем самым объем «дыханий», а значит, и потери нефтепродуктов уменьшаются.

Тип и количество дыхательных клапанов выбираются в соответствии с их техническими характеристиками и минимально необходимой суммарной пропускной способностью дыхательной арматуры, определяемой по формулам ($\text{м}^3/\text{ч}$):

- клапаны давления:

$$Q_{ПВС} = 2,71 \cdot Q_z + 0,026 \cdot V_p$$

- клапаны вакуума:

$$Q_v = Q_{от} + 0,22 \cdot V_p$$

Величины $Q_{ПВС}$ и Q_v через все дыхательные клапаны, установленные на резервуаре, не должны превышать 85 % от их суммарной проектной пропускной способности.

Дыхательные клапаны

Тип НДКМ

Клапаны непримерзающие дыхательные мембранные НДКМ - предназначены для установки на резервуарах с нефтью и нефтепродуктами с допустимым избыточным давлением не более 0,07 МПа в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство резервуара с атмосферой. Также непримерзающий дыхательный мембранный клапан НДКМ используется для регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах с целью сокращения потерь от испарения нефтепродуктов и уменьшения загрязнения окружающей среды. Непримерзаемость клапана обеспечивается за счет пленочного покрытия из фторпласта, наносимого на рабочие поверхности тарельчатого затвора и седла.

Клапаны НДКМ предохраняют резервуары от деформации и разрушения во время операций слива-налива (большие дыхания), а также сокращают потери хранимого продукта от испарений (малые дыхания), уменьшая тем самым негативное воздействие объектов ТЭК на окружающую среду.

В клапан НДКМ встроен огневой предохранитель, обеспечивающий защиту от проникновения пламени в резервуар. На случай возникновения аварийной ситуации либо выхода из строя клапана дыхательного, совместно с НДКМ на резервуарах должны быть установлены предохранительные гидравлические клапаны КПП.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапан соответствует исполнению У категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

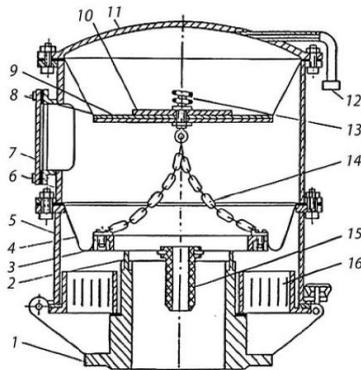


Рис. 1.31 – Дыхательный клапан НДКМ: 1 – соединительный патрубкок; 2 – седло; 3 – тарелка; 4 – мембрана; 5 – нижняя часть корпуса; 6 – верхняя часть корпуса; 7 – боковой люк; 8 – верхняя мембрана; 9 – диски; 10 – регулировочные грузы; 11 – крышка; 12 – трубка; 13 – амортизаторная пружина; 14 – цепочки для соединения дисков; 15 – импульсная трубка; 16 – огневой предохранитель

Непримерзающий мембранный дыхательный клапан типа НДКМ содержит соединительный патрубкок 1 с седлом 2, тарелку 3 с нижней мембраной 4, зажатой между фланцами нижней 5 и верхней 6 частей корпуса, верхнюю мембрану 8 с дисками 9 и регулировочными грузами 10. Мембрана 8 закреплена в крышке 11, в которой имеются отверстия для сообщения камер под крышкой с атмосферой при помощи трубки 12. Диски 9 и тарелки 3 соединены цепочками 14. Межмембранная камера через импульсную трубку 15 сообщается с газовым пространством резервуара. В нижней части корпуса размещен кольцевой огневой предохранитель 16. Для удобства обслуживания клапан имеет боковой люк 7. Амортизирующая пружина 13 предназначена для устранения колебаний затвора. Мембрану изготовляют из бензостойкой прорезиненной ткани. Непримерзаемость тарелки к седлу обеспечивается покрытием соприкасающихся поверхностей фторопластовой пленкой.

Клапан работает следующим образом. При создании в резервуаре (а соответственно и в межмембранной камере) разрежения, соответствующего пределу срабатывания клапана, тарелка 3 поднимается, и в газовое пространство поступает атмосферный воздух. При по-

вышении давления в резервуаре сила давления на верхнюю мембрану благодаря большей ее площади выше, чем на нижнюю. Если разность сил превышает вес тарелки 3 и диска 9 с грузом 10, то верхняя мембрана, прогибаясь вверх, увлекает за собой тарелку 3, открывая путь паровоздушной смеси в атмосферу.

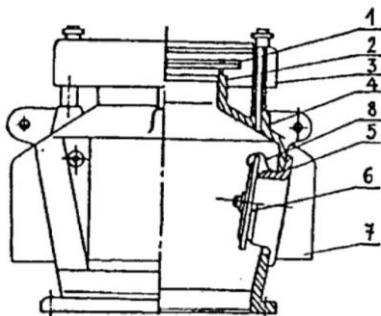


Рис. 1.32 – Клапан тип КДС: 1 – тарелка давления; 2 – седло давления; 3 – крышка; 4 – корпус; 5 – седло вакуума; 6 – тарелка вакуума; 7 – кожух; 8- гибкая фторопластовая пластина

Клапан дыхательный северного исполнения типа КДС состоит из корпуса 4, на боковых поверхностях которого расположены четыре окна с фланцами. На фланцы окон прикреплены четыре вакуумных затвора, предназначенных для поступления воздуха в резервуар. Затвор состоит из седла 5, тарелки 6 и гибкой фторопластовой пластины 8, ограничивающей ее перемещение. Горловина клапана заканчивается седлом 2, на которое садится тарелка давления, предназначенная для выпуска паровоздушной смеси из резервуара. Контактующие поверхности всех тарелок и седел покрыты фторопластовой пленкой.

Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра клапан имеет крышку 3 и четыре кожуха 7 для вакуумных затворов.

Клапан дыхательный КДС-1500 (3000) предназначен для:

- герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами, и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах;

- регулирования давления паров нефтепродуктов в вертикальном резервуаре в процессе закачки или выкачки нефтепродуктов, а также при колебании температуры.

В состав клапанов входит кассета огневого предохранителя. Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных клапанов.

Для уменьшения потерь от испарения продукта под клапаном КДС рекомендуется устанавливать диск-отражатель, входящий в комплект клапана. Не допускается изменение производительности приемораздаточных операций после того, как вертикальный резервуар будет введен в эксплуатацию, без пересчета пропускной способности клапана КДС, а также увеличение производительности слива продукта в аварийных условиях.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапан КДС изготавливается по исполнению У (умеренный климат) и УХЛ (холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до -60°C), категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69. Установленный срок службы клапана дыхательного КДС - 15 лет. По его истечении клапан КДС должен быть заменен на новый или проведены его испытания в объеме периодических по методике предприятия-изготовителя.

Штампованной корпус 1 дыхательного клапана выполнен в виде четырехугольного бункера, на боковых поверхностях которого выкатаны седла для вакуумных затворов. Затвор вакуума состоит из тарелки вакуума 2, прикрывающей седло вакуума в корпусе дыхательного клапана, и кронштейна с фторопластовым хлястиком, которые крепятся к корпусу и ограничивают смещение тарелки относительно седла. Герметичное соединение «затвор-седло» предотвращает поступление воздуха в резервуар. Горловина клапана КДС-1500 заканчивается седлом, на котором устанавливается тарелка давления 3, а на верхней части корпуса (только у КДС-3000) раскатаны два седла давления 3, предназначенные для выхода паровоздушной смеси из резервуара. Контактующие поверхности тарелок и седел покрыты фторопластовой пленкой, препятствующей примерзанию сопрягающихся поверхностей.

Дыхательный клапан КДС устанавливается на резервуар крепежным фланцем 4 или переходником. На крепежный фланец (переходник) устанавливается кассета огневого предохранителя 5. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра клапан имеет крышку 6 и четыре воздуховода 7 для вакуумных затворов.

При «вдохе» резервуара в полости создается вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара. При достижении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания) в полости клапана тарелки вакуумных затворов открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой, обеспечивая пропуск воздуха в резервуар. При снижении вакуума ниже расчетного значения затвор закрывается и резервуар герметизируется.

Для надежной работы дыхательного клапана КДС при отрицательных температурах направляющий стержень снабжают фторопла-

стовой оболочкой квадратного сечения, а уплотнительную поверхность тарелок дыхательного клапана КДС обтягивают фторопластовой пленкой, которая может деформироваться, предотвращая образование льда. Дыхательный клапан КДС устанавливают на крыше резервуара.

При установке на резервуаре дыхательных клапанов типа КДС в качестве предохранительных применяются также клапаны типа КДС, настроенные на рабочие параметры, которые имеют запас в 10% по сравнению с дыхательными.

Тип КДМ

Клапаны дыхательные механические КДМ-200, совмещают в себе функции клапанов давления и клапанов вакуума, и предназначены для герметизации газового пространства в резервуарах со светлыми нефтепродуктами, а также для поддержания проектных величин внутреннего давления и вакуума.

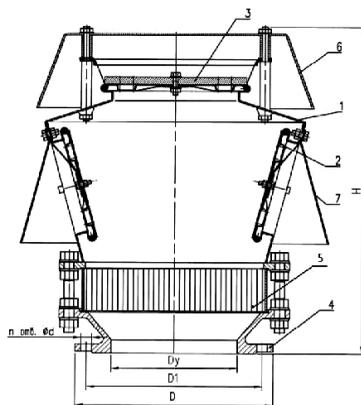


Рис. 1.33 – Клапан тип КДМ: 1 – корпус; 2 – тарелка вакуума; 3 – клапан давления; 4 – присоединительный фланец; 5 - огневой предохранитель; 6 – крышка; 7 - козырек

Клапаны КДМ-200 предохраняют резервуары от деформации и разрушения во время операций слива-налива (большие дыхания), а также минимизируют потери хранимого продукта от испарений (малые дыхания), уменьшая тем самым негативное воздействие объектов ТЭК на окружающую среду. В клапаны КДМ-200 встроены огневые предохранители, обеспечивающие защиту от проникновения пламени в резервуар.

Кассеты огневых предохранителей являются быстросъемными - это позволяет затрачивать минимальное время на выполнение штатных операций по их монтажу и демонтажу. Все наружные и внутренние

поверхности клапана КДМ-200 покрыты специальным полимерным составом, гарантировано обеспечивающим искробезопасность изделия.

Клапаны КДМ-200 имеют небольшую, по сравнению с клапанами КДС-1500 и КДС-3000, пропускную способность - до 250 м³/ч. В связи с этим их целесообразно устанавливать на резервуары объемом не более 300 м³. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны КДМ-200 изготавливаются в исполнении У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Во время слива продукта из резервуара или при понижении температуры газовой смеси внутри герметично закрытого резервуара создается вакуум. Вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара создается в это время и в полости клапана КДМ-200. При достижении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания) в полости клапана тарелки вакуумных затворов открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой, обеспечивая пропуск воздуха в резервуар – происходит так называемый «вдох». При снижении вакуума ниже расчетного значения, затвор закрывается и резервуар снова герметизируется.

Во время налива продукта в резервуар или при повышении температуры газовой смеси внутри герметично закрытого резервуара создается избыточное давление. Естественно, что и в полости корпуса клапана КДМ-200 создается избыточное давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. Это давление прижимает тарелки вакуумных затворов к седлам и действует на тарелку давления, стремясь поднять ее. В момент, когда избыточное давление внутри корпуса клапана превысит заданную величину срабатывания (давление срабатывания), тарелка давления открывается и происходит выпуск газа из резервуара в атмосферу – «выдох». После снижения давления ниже расчетного значения тарелка возвращается в исходное положение (затвор закрывается) — резервуар снова герметично закрыт.

Клапан КДМ-200 состоит из корпуса 1, на боковых поверхностях которого находятся седла для вакуумных затворов. Затвор вакуума состоит из тарелки вакуума 2, прикрывающей седло вакуума в корпусе, и фторопластового хлястика, который крепится к корпусу и ограничивает смещение тарелки относительно седла. Герметичное соединение «затвор-седло» предотвращает поступление воздуха в резервуар. На верхней части корпуса находится седло давления, на которое устанавливается тарелка давления 3) предназначенная для выхода газо-воздушной смеси из резервуара. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра, клапан КДМ-200 имеет крышу 6 и два козырька 7 для вакуумных затворов. Нижняя часть клапана образована переходником 4, присоединительный фланец которого крепится к монтажному патрубку резервуара. Между корпусом 1 и переходником 4

находится встроенный огнепреградитель 5, предотвращающий проникновение искр или пламени внутрь резервуара при пожаре.

Тип КДЗТ

Клапан дыхательный закрытого типа КДЗТ - предназначен для регулирования давления паров нефтепродуктов в вертикальном резервуаре в процессе закачки или выкачки нефтепродуктов, а также при колебании температуры. Устанавливают дыхательный клапан закрытого типа КДЗТ на крыше вертикального резервуара, для герметизации газового пространства резервуаров при хранении светлых нефтепродуктов и регулирования давления и вакуума в этом пространстве в заданных пределах. Выход воздуха из клапана и вход воздуха при обратном движении производится через один выходной патрубок, соединенный с системой, исключающей выход паров продукта в атмосферу.

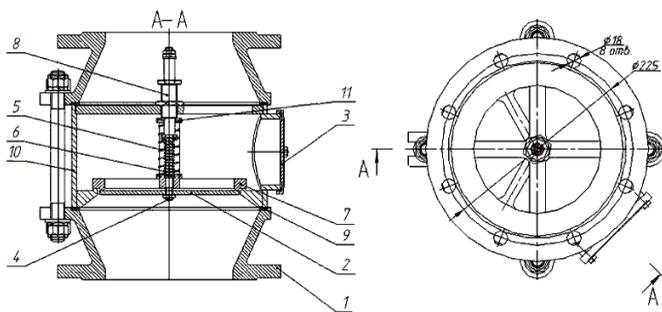


Рис. 1.34 – Клапан тип КДЗТ: 1 – корпус; 2 – тарелка вакуума; 3 – крышка смотрового окна; 4 – ось; 5 – пружина клапана давления; 6 – пружина клапана вакуума; 7 – тарелка давления; 8 – регулировочный винт давления; 9 – уплотнение; 10 – обечайка; 11 – шайба опорная

Минимальная пропускная способность дыхательных клапанов КДЗТ определяется в зависимости от максимальной производительности приемораздаточных операций (включая аварийные условия) по установленным формулам. При повышенной пропускной способности применяют клапан дыхательный КДС. Не допускается изменение производительности приемораздаточных операций после введения вертикального резервуара в эксплуатацию без пересчета пропускной способности дыхательного клапана КДЗТ, а также увеличение производительности слива продукта в аварийных условиях.

Технические характеристики.

Тип СМДК

Клапан механический дыхательный СМДК - предназначен для регулирования давления в газовом пространстве резервуаров для хра-

нения нефти и нефтепродуктов и защиты от попадания пламени и искр внутрь резервуара. Совмещенный механический дыхательный клапан применяется в резервуарах для регулирования давления при закачивании или выкачивании нефтепродуктов, а также при колебании температуры. При повышении давления в резервуаре (во время закачки нефтепродукта) клапан выпускает паровоздушную смесь, приподнимая тарелку давления, а при разрежении (в процессе откачки нефтепродукта) впускается в резервуар атмосферный воздух через тарелку вакуума.

Для надежной работы клапана при отрицательных температурах направляющий стержень снабжают фторопластовой оболочкой квадратного сечения, а уплотнительную поверхность тарелок клапана обтягивают фторопластовой пленкой, которая может деформироваться, предотвращая образование льда. Клапаны устанавливаются на крыше резервуара. При повышенной пропускной способности применяют непримерзающие мембранные дыхательные клапаны, рассчитанные на работу при вакууме в резервуаре до 1000 Па. Непримерзаемость клапана обеспечивается за счет пленочного покрытия из фторопласта, наносимого на рабочие поверхности тарельчатого затвора и седла. Клапан СМДК устанавливается на монтажный патрубок резервуара при помощи присоединительного фланца.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды совмещенный механический дыхательный клапан СМДК изготавливается в исполнениях У (умеренный климат) и УХЛ (холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до -60°C), категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69. Совмещенный механический дыхательный клапан СМДК состоит из корпуса 8, в котором заключены тарелки давления 6 с грузами 7, тарелки вакуума 3. В корпус СМДК устанавливается кассета 11, которая предназначена для временного предотвращения проникновения пламени внутрь резервуара с нефтью и нефтепродуктами при воспламенении выходящих из него взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом. С помощью тарелок 6 и 3 в корпусе совмещенного механического дыхательного клапана СМДК образуются камеры давления и вакуума. Камеры через отверстия, закрытые сетками 10 и 12, соединены с атмосферой.

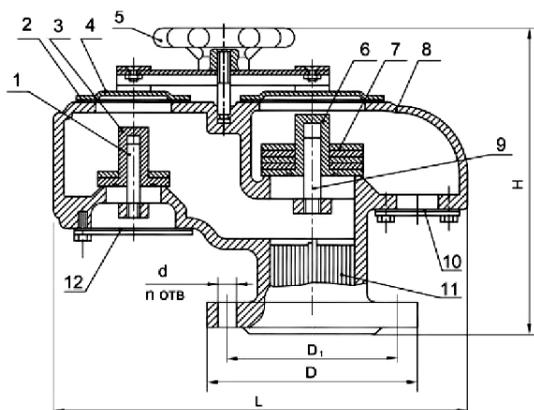


Рис. 1.35 – Клапан тип СМДК: 1 – направляющий стержень; 2 – прокладка; 3 – тарелка; 4 – крышка; 5 – специальное устройство; 6 – тарелка; 7 – груз; 8 – корпус; 9 – направляющий стержень; 10, 12 – сетка; 11 – кассета

Сетки предохраняют камеры давления и вакуума от попадания пыли. Тарелки давления вакуума герметично притёрты к седлам и сидят на направляющих стержнях 1, 9, обеспечивающих свободное перемещение тарелок. По достижении давления и вакуума сверх допустимого, одна из тарелок открывается и сообщает газовое пространство резервуара с атмосферой. Над каждой тарелкой имеется отверстие, герметично закрытое крышкой 4, через которую производится осмотр, постановка и выемка грузов. Крышки через прокладки 2 прижаты к отверстиям с помощью специального устройства 5. Совмещенный механический дыхательный клапан крепится на крышке резервуара с нефтепродуктами посредством фланца через прокладку к ответному фланцу резервуара. Рабочее положение - присоединительным фланцем вниз.

Технические характеристики.

Тип КДМ-50

Клапан дыхательный КДМ-50, КДМ-50М - предназначен для герметизации газового пространства резервуаров со светлыми нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах с целью сокращения потерь от испарения нефтепродуктов и уменьшения загрязнения окружающей среды, совмещает в себе функции клапана давления и клапана вакуума.

Клапаны КДМ-50 предохраняют резервуары от деформации и разрушения во время операций слива-налива (большие дыхания), а также минимизируют потери хранимого продукта от испарений (малые дыхания), уменьшая тем самым негативное воздействие объектов ТЭК

на окружающую среду. В клапаны КДМ-50 встроены огневые предохранители, обеспечивающие защиту от проникновения пламени в резервуар.

Клапан КДМ-50 имеет наименьшую в линейке дыхательных клапанов пропускную способность – всего $22 \text{ м}^3/\text{ч}$. В связи с этим его целесообразно устанавливать на резервуары объемом менее 100 м^3 .

На работоспособность и надежность клапана КДМ-50 температура окружающей среды не влияет, так как являются непримерзаемыми в силу того, что на контактные поверхности тарелок вакуума и давления нанесено специальное фторполимерное покрытие, предотвращающее примерзание тарелки к седлу.

В настоящее время разработан и серийно производится клапан дыхательный механический КДМ-50М, который является полным аналогом клапана КДМ-50, но более компактен и имеет значительно меньшую массу.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны КДМ-50 изготавливаются в исполнении У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

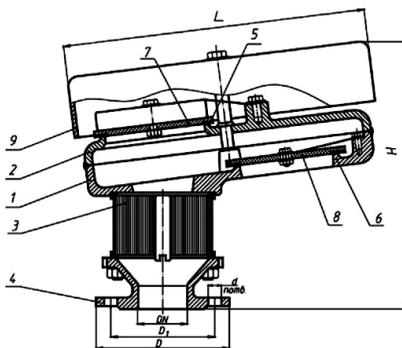


Рис. 1.36 – Клапан тип КДМ: 1 – корпус; 2 – кассета огнепреградителя; 3 – переходник; 4 – крышка; 5 – седло давления; 6 – седло вакуума; 7 – тарелка давления; 8 – тарелка вакуума; 9 – гибкая связь

Во время слива продукта из резервуара или при понижении температуры газо-воздушной смеси внутри герметично закрытого резервуара создается вакуум. Вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара создается в это время и в полости клапана КДМ-50. При достижении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания) в полости клапана тарелка вакуума 8 поднимается, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой, обеспечивая пропуск воздуха в резервуар - происходит так называемый «вдох». При снижении вакуума ниже расчетного значения, тарелка вакуума опускается на седло и резервуар снова герметизируется.

Во время налива продукта в резервуар или при повышении температуры газо-воздушной смеси внутри герметично закрытого резервуара создается избыточное давление. Естественно, что и в полости корпуса клапана КДМ-50 создается избыточное давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. Это давление прижимает тарелку вакуума 8 к седлу и действует на тарелку давления, стремясь поднять ее над седлом. В момент, когда избыточное давление внутри корпуса клапана превысит заданную величину срабатывания (давление срабатывания), тарелка давления поднимается и происходит выпуск газа из резервуара в атмосферу – «выдох». После снижения давления ниже расчетного значения тарелка возвращается в исходное положение (опускается на седло) - резервуар снова герметично закрыт.

Клапан КДМ-50 состоит из верхнего 2 и нижнего 1 корпуса, переходника с фланцем 4, в котором установлена кассета огнепреградителя 3, на седлах давления 5 и вакуума 6, размещены тарелки давления 7 с грузом и тарелки вакуума 8, прикрепленные к корпусу гибкой связью. Клапаны КДМ-50 устанавливаются на монтажный патрубок резервуара посредством присоединительного фланца 4. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра, клапан имеет крышку 9.

Технические характеристики.

Клапаны предохранительные

Тип КПП

Клапаны предохранительные гидравлические КПП - предназначены для защиты вертикальных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами от деформации или разрушения при повышении величин внутреннего давления и вакуума сверх допустимых значений, сообщая газо-воздушное пространство резервуара с атмосферой в аварийных ситуациях (например, при выходе из строя дыхательного клапана). В клапаны КПП встроены огневые предохранители, защищающие проникновение огня в резервуар.

Для работы в комплекте с непримерзающими дыхательными клапанами типа НДКМ предназначены предохранительные гидравлические клапаны типа КПП. Клапан состоит из корпуса 7 с присоединительным фланцем, чашки 6, предназначенной для размещения жидкости гидрозатвора, верхней части корпуса 5 с патрубком, погружаемым в жидкость, экрана 4, предотвращающего выброс жидкости при срабатывании клапана, кассеты огневого предохранителя 3, крышки 2 для защиты от атмосферных осадков и трубки 1 для слива и налива жидкости.

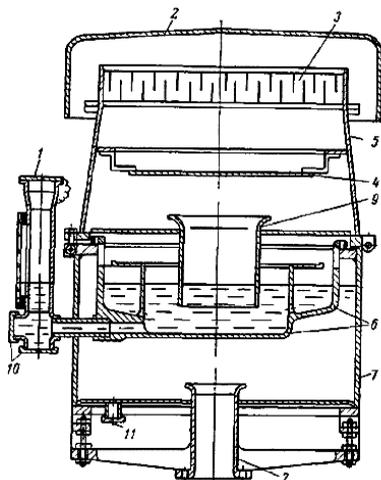


Рис. 1.37 – Клапан тип НКДМ: 1 – трубка для слива и налива жидкости; 2 – крышка; 3 – огневой предохранитель; 4 – экран; 5 – верхняя часть корпуса; 6 – чашка для размещения жидкости гидрозатвора; 7 – нижняя часть корпуса; 8,9 – патрубки; 9, 10 – сливные штуцеры

Клапан работает следующим образом. При повышении давления в резервуаре и полости А жидкость из чашки 6 выбрасывается через патрубок и, отражаясь от экрана 4, собирается в кольцевой полости Б между верхней частью корпуса 5 и патрубком 9. При вакууме в резервуаре жидкость вытесняется из патрубка 9 в чашку 6 и при срабатывании клапана выбрасывается на стенку верхней части корпуса 5, по которой стекает в кольцевую полость В.

После срабатывания клапана газовое пространство резервуара сообщается с атмосферой, и клапан работает, как «сухой», обеспечивая высокую пропускную способность. Выброшенная жидкость сливается через сливные штуцеры 10 или 11 и используется при повторной заливке.

Вентиляционные патрубки

При хранении высоковязких нефтепродуктов, отличающихся очень низкой испаряемостью, вместо дыхательных и предохранительных клапанов резервуары оснащают вентиляционными патрубками. Они представляют собой короткую металлическую трубу, оснащенную коническим козырьком, предотвращающим попадание внутрь резервуара дождевой воды и снега.

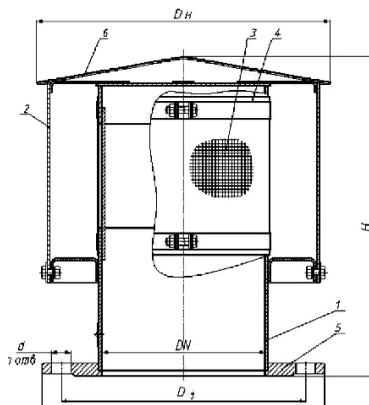


Рис. 1.38 – Вентиляционный патрубок: 1 – корпус; 2 – кожух; 3 – сетка; 4 – хомут; 5 – присоединительный фланец; 6 – крышка

Вентиляционный патрубок предназначен для вентиляции вертикальных цилиндрических резервуаров и исключения попадания посторонних предметов внутрь резервуаров. Вентиляционный патрубок различных конструкций устанавливается на резервуарах с малоиспаряющимися нефтепродуктами для постоянного сообщения газового пространства резервуаров с атмосферой. На резервуарах, в которых хранятся нефтепродукты с температурой вспышки паров менее 120°C, вентиляционный патрубок устанавливается с огневым предохранителем.

Вентиляционные патрубки устанавливают также на крыше резервуаров с понтонами (чтобы обеспечить выдувание паров нефтепродукта из надпонтонного пространства и концентрацию углеводородов в нем меньшую, чем нижний предел интервала взрываемости). Кроме того, вентиляционный патрубок размещается над трубчатыми направляющими резервуаров с плавающей крышей.

Патрубок вентиляционный состоит из корпуса 1, кожуха 2. В верхней части корпуса расположены окна, закрытые сеткой 3. Сетка закреплена на корпусе с помощью двух хомутов 4. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и механических повреждений сетки патрубок имеет крышку 6. Патрубок устанавливается на монтажный патрубок на крыше резервуара через присоединительный фланец 5 корпуса.

Принцип работы клапана дыхательного

При увеличении давления внутри резервуара (автоцистерны) паров топлива свыше 0,25кгс/см² (это происходит в результате закачивания топлива или при температурном его расширении) клапан давления поднимается, сжимая пружину. Пары топлива через зазор между

корпусом и крышкой выходят в атмосферу. Давление в резервуаре (автоцистерне) снижается и по достижении $0,25 \text{ кгс/см}^2$ клапан давления под действием пружины закрывается. Таким образом клапан дыхательный УД-1 поддерживает давление.

Эксплуатация дыхательного клапана

Для обеспечения нормальной и бесперебойной работы установленного на резервуаре клапана дыхательного необходимо:

-Содержать в чистоте клапанный пакет, очищая детали от пыли, грязи и льда.

-Осмотр и проверку производить в весенне-летний период - не реже двух раз в месяц; при температуре наружного воздуха ниже 0°C - не реже одного раза в неделю.

-При низких температурах наружного воздуха проверять клапан дыхательный на замерзание - клапан вакуума путем нажатия на стержень, а клапан давления путем подтягивания за стержень.

-Один раз в год проверять клапан дыхательный на герметичность.

6.7. СИСТЕМЫ СЛИВА И НАЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

В зависимости от грузооборота нефтепродукты поступают на нефтебазу или отдельными цистернами, или целыми маршрутами. Поступающие нефтепродукты обладают различными вязкостями, температурами застывания, упругостью паров и другими отличающими их друг от друга свойствами. Кроме того, поступающие нефтепродукты перевозятся в цистернах разных типов с различными конструкциями и размерами сливных приборов.

Указанные факторы осложняют организацию слива и обуславливают необходимость применения различных способов и устройств для его осуществления. Так, например, одиночные цистерны сливаются более простыми средствами, чем целые маршруты, требующие механизированного слива; слив светлых, нефтепродуктов требует повышенной герметичности сливных устройств, пси, сравнению с устройствами для слива темных нефтепродуктов; темные нефтепродукты в большинстве случаев требуют перед сливом предварительного разогрева и т. Д.

На рисунке 1.39 Приведены различные схемы для слива нефтепродуктов, применяемые на практике.

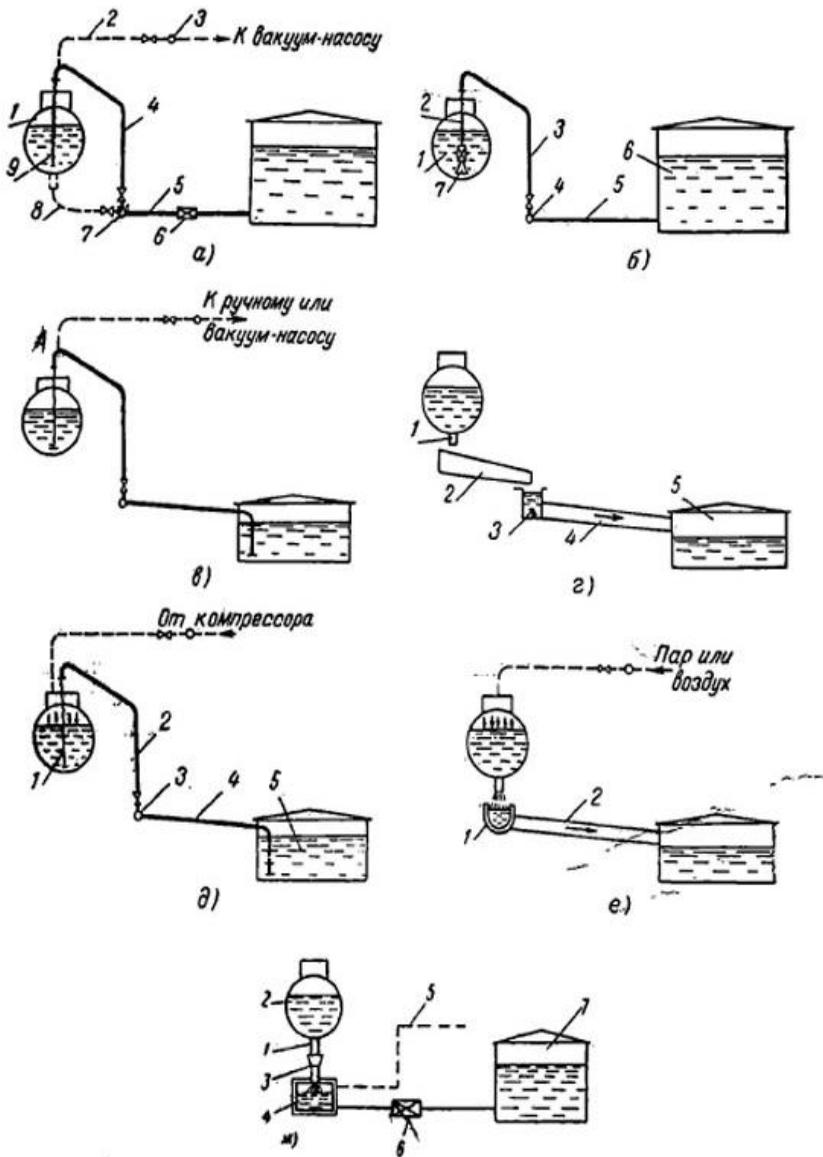


Рис. 1.39 – Схемы слива нефтепродуктов из вагонов-цистерн: а – слив при помощи насоса; б – слив посредством погружных насосов; в – самотечный слив сифоном; г – открытый самотечный слив; д – верхний слив под давлением; е – нижний слив под давлением; ж – закрытый самотечный нижний слив.

Слив при помощи насосов

Откачка нефтепродуктов насосами применяется как при верхнем сливе, так и при нижнем. Для этого вдоль железнодорожных путей прокладывается всасывающий стальной коллектор 7 (изображение а), к которому при верхнем сливе присоединены сливные стояки 4 с гибкими шлангами 9. Эти шланги опускаются в цистерны 1 через открытые люки колпаков. Для нижнего слива к сливным приборам вагон-цистерн присоединяются гибкие шланги 8, отходящие от коллектора 7. На практике сливные стояки устанавливаются для однотипных цистерн через 4-12 м, а для разнотипных – через 4 л. В целях обеспечения нормальной работы сливные коммуникации должны иметь полную герметичность.

Обычно от середины всасывающего коллектора отходит отводная труба 5 к насосу 6. При применении несамовсасывающих центробежных насосов необходима установка вакуум-насоса (при верхнем сливе) для создания разрежения во всасывающей линии при первоначальном ее заполнении и для отсоса воздуха, попавшего во время работы через неплотности сливных коммуникаций, находящихся под вакуумом. Отсос воздуха производится из наивысших точек сливных стояков через всасывающий коллектор 3, соединенный со сливными стояками трубопроводами 2.

При сливе одиночных цистерн вакуум в сливном стояке создается ручными насосами, устанавливаемыми на сливных стояках.

На изображении б приведена схема верхнего слива при помощи погружных насосов 7, смонтированных на конце, опускного трубопровода или гибкого шланга 2. Насос вместе с взрывобезопасным электродвигателем заключен в общий герметизированный кожух. Питание насосного агрегата электроэнергией производится посредством гибкого бронированного кабеля.

По этой схеме насос засасывает нефтепродукт непосредственно из цистерны 1 и нагнетает его по системе трубопроводов 2, 3, 4 и 5 в резервуары нефтебазы 6.

Для верхнего слива нефтепродуктов возможно также применение эжекторов, которые, как и погружные насосы, опускаются в котел вагона-цистерны. Побудителем является выкачиваемая жидкость, которая подается специальным насосом из резервуаров в эжектор.

Самотечный слив сифоном

При расположении резервуаров на более низкой отметке по отношению к вагону-цистерне сливной стояк будет являться сифоном, и с помощью его можно производить слив цистерн (изображение в). Коммуникации при сифонном сливе будут отличаться от коммуникаций на изображении а только отсутствием насоса на сливной линии. Сифон заряжается при помощи ручного или вакуум-насоса.

Для работы сифона необходимо, чтобы давление жидкости в наивысшей точке сифона А было больше упругости паров перекачиваемой жидкости. При несоблюдении этого условия в верхней точке сифона перекачиваемая жидкость начнет вскипать и будет происходить разрыв струи. Производительность при самотечном сифонном сливе тем больше, чем больше разность уровней нефтепродукта в цистерне и в резервуаре, и чем меньше гидравлическое сопротивление сливной коммуникации. Однако необходимо иметь в виду, что повышение разности уровней нефтепродукта и снижение сопротивления коммуникации может привести к срыву работы сифона и прекращению слива. Поэтому производительность слива должна быть согласована с сопротивлением участка коммуникации от входа жидкости в стояк до его высшей точки. Необходимо стремиться к сокращению сопротивления этого участка.

Открытый самотечный слив

При открытом самотечном сливе (изображение г) нефтепродукты сливаются из вагонов-цистерн через сливные приборы 1 по переносным лоткам 2 в желоб 3, расположенный вдоль железнодорожного пути. По желобу нефтепродукты стекают к отводной трубе 4, отходящей от середины желоба, и по отводной трубе – в сливной резервуар 5. Из сливных резервуаров нефтепродукты перекачиваются в резервуары нефтебазы насосами.

Емкость сливных («нулевых») резервуаров принимается равной емкости маршрута или 2/3 его емкости, если одновременно со сливом будет производиться откачка нефтепродуктов из сливного резервуара.

При сливе вязких нефтепродуктов желоба оборудуются подогревателями из паровых труб диаметром 25-50 мм, укладываемых у дна желоба, или делаются с двойными стенками, образующими паровую рубашку.

Слив под давлением

Используется для ускорения слива, когда над поверхностью нефтепродукта в вагоне-цистерне создается повышенное давление путем подачи сжатого воздуха, инертного газа или пара, в зависимости от сорта сливаемого нефтепродукта. Он применяется в основном в системах при самотечном сливе, но может использоваться и в системах с принудительным сливом.

При сливе под давлением люк клапана цистерны закрывается герметично специальной крышкой со штуцером для присоединения гибкого шланга от коллектора, через который подается сжатый воздух или пар. Крышка снабжается манометром и предохранительным клапаном во избежание превышения давления сверх установленного.

При верхнем сливе под давлением (изображение д) нефтепродукт поднимается по шлангу 1 в стояк 2 и далее по трубопроводам 3 и 4

поступает в сливной резервуар 5. Верхний слив под давлением может применяться для слива всех нефтепродуктов, а также для цистерн с неисправным сливным прибором. Нижний слив под давлением (изображение е) применяется тарным образом для слива вязких нефтепродуктов и является самым эффективным способом разгрузки вагонов-цистерн. При этом способе слива нефтепродукт может сливаться в установленный срок при более высокой вязкости, что позволяет снизить степень подогрева в цистерне, а во многих случаях и совсем избежать его.

Создание повышенного давления посредством пара разрешается для нефтепродуктов, допускающих обводнение (для некоторых марок мазутов). Величина избыточного давления, создаваемого в цистерне, не должна превышать 0,5 ати.

Слив под давлением разрешается применять только для вагонов-цистерн типов 4, 5-9, 20 и 251.

Для упрощения нижнего слива под давлением необходимо нефтепродукты сливать в межрельсовые желоба, особенно при приеме на нефтебазу целых маршрутов или партий цистерн.

Межрельсовый желоб располагают по оси симметрии железнодорожного пути и заглубляют в землю; рельсы в этом случае укладываются на стенки желоба. Нефтепродукт из межрельсового желоба по отводной трубе проложенной под рельсами, стекает в сливной резервуар.

Межрельсовый слив требует повышенных капитальных затрат на устройство желоба, так как его конструкция должна воспринимать нагрузки от подвижного состава, но он дает значительное сокращение слива по времени и более удобен в эксплуатации.

Закрытый самотечный слив

К сливным приборам 1 вагонов-цистерн 2 присоединяются с обеспечением необходимой герметичности сливные приборы 3 межрельсовых желобов 4 (изображение ж). Вся сливная система – сливные приборы 1 и 3 и межрельсовый желоб 4 являются полностью герметизированными. Полная герметизация сливных устройств позволяет пользоваться этой системой для слива легкоиспаряющихся или ценных жидкостей, (нефти. И смазочных масел). При сливе легкоиспаряющихся жидкостей выделяется большое количество паров, которые по газоотводящему трубопроводу 5 вытесняются в специальные сборники или резервуары. Межрельсовые желоба выполняются равновеликими емкостями сливаемого маршрута вагонов-цистерн. Слитые жидкости из межрельсового желоба откачиваются насосами 6 в резервуар 7.

Применяющиеся в настоящее время системы верхнего слива имеют ряд существенных недостатков, к числу которых относятся:

трудность обеспечения герметичности всасывающей линии, имеющей большую протяженность и большое количество ответвлений;
частые скопления паров нефтепродукта и воздуха в повышенных точках сливных коммуникаций, находящихся под вакуумом, приводящие к срыву работы сифона;

необходимость эксплуатации дополнительного оборудования для зарядки сифонов и поддержания вакуума;

затруднительность полного освобождения цистерн;

значительные потери от испарения через открытые люки;

повышенная пожарная опасность при открытых люках цистерн.

При нижнем сливе вышеуказанные недостатки отсутствуют.

Нижний герметизированный слив обеспечивает сохранение качества нефтепродуктов, уменьшает потери от испарения, позволяет сливать цистерны полностью и сокращать сроки слива.

Налив нефтепродуктов в вагоны-цистерны осуществляется тремя способами:

- самотеком, когда наиболее низкий уровень нефтепродуктов в резервуарах благодаря благоприятному рельефу местности находится выше наливной эстакады;

- принудительным способом при помощи насосов;

- комбинированным способом, когда нефтепродукт предварительно закачивается насосами в буферную емкость, а из нее поступает в вагоны-цистерны самотеком.

Налив через буферную емкость допускает возможность сокращения производительности насосных станций, так как заполнение буферной емкости производится заблаговременно в более длительный срок, по сравнению со сроком налива.

Различают налив открытой и закрытой струей, а также герметизированный налив.

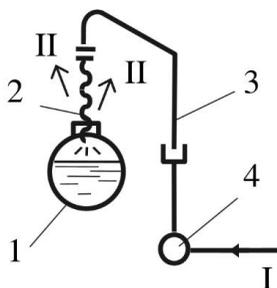


Рис. 1.40 – Схема налива открытой струей: 1 – цистерна; 2 – шланг; 3 – наливной стояк; 4 – коллектор; I – нефтепродукт; II – паровоздушная смесь

При **наливе открытой струей** струя нефтепродукта соприкасается с атмосферным воздухом. Это приводит к повышенному испарению светлых нефтепродуктов и образованию зарядов статического электричества. И то, и другое нежелательно. Поэтому налив открытой струей применяют ограниченно и только при операциях с темными нефтепродуктами.

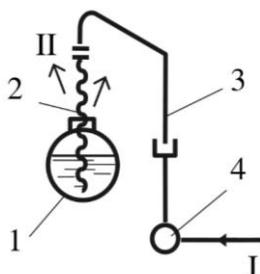


Рис. 1.41 – Схема налива закрытой струей: 1 – цистерна; 2 – шланг; 3 – наливной стояк; 4 – коллектор; I – нефтепродукт; II – паровоздушная смесь

Налив закрытой струей осуществляется путем опускания шланга до нижней образующей цистерны. Поэтому струя нефтепродукта контактирует с воздухом только в начале слива. Соответственно, при наливе закрытой струей потери бензина, например, почти в 2 раза меньше, чем в предыдущем случае.

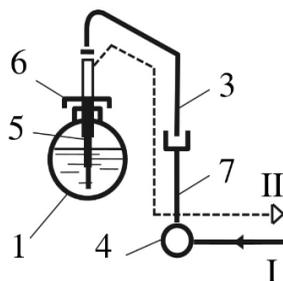


Рис. 1.42 – Схема герметичного налива: 1 – цистерна; 3 – наливной стояк; 4 – коллектор; 5 – телескопическая труба; 6 – герметизирующая крышка; 7 – линия отвода ПВС; I – нефтепродукт; II – паровоздушная смесь

Герметичный налив цистерн производится с помощью ОС енальных автоматизированных систем налива (АСН). Их отличительной чертой является наличие герметизирующей крышки 6, телескопической трубы 5 и линии 7 для отвода образующейся паровоз-

душной смеси (например, на установку отделения углеводородов от ПВС).

6.8 СЛИВО-НАЛИВНЫЕ СТОЯКИ И ЭСТАКАДЫ

Верхний слив нефтепродуктов из отдельных вагонов-цистерн и их налив осуществляют через стояки, на которые имеются государственные стандарты (ГОСТ 4609-49 и 4610-49). Этими стандартами определена конструкция и размеры стояков (с ручным насосом и механизированных).

На изображении ниже показан механизированный сливной стояк. Он состоит из верхней поворотной трубы и нижней неподвижной, прикрепленных к опорной стойке, заделанной в бетонный фундамент. Нижняя неподвижная часть стояка соединяется трубопроводом со сливным резервуаром или с насосной станцией. К верхней поворотной части стояка присоединен гибкий шланг для слива нефтепродукта. Поворот стояка на угол в 180° осуществляется благодаря поворотному сальнику.

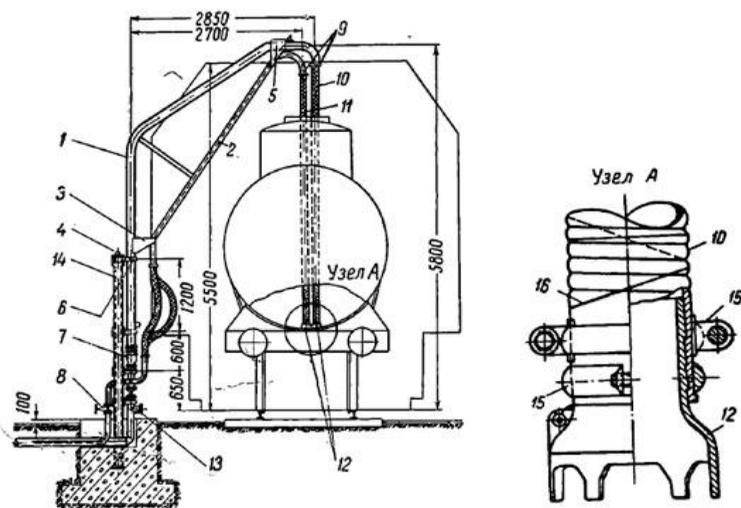


Рис. 1.43 – Сливо-наливной стояк: 1 – стояк; 2 – зачистная труба; 3 – косынка; 4 – стопор ограничителя; 5 – накладка; 6 – хомуты; 7 – поворотный сальник; 8 – задвижка; 9 – устройство для соединения рукавов с трубами; 10 – резиновый рукав; 11 – резиновый рукав для зачистки; 12 – наконечники к рукавам; 13 – патрубок для нижнего слива; 14 – опорная стойка; 15 – хомут; 16 – провод для заземления.

К поворотной трубе косынками прикреплена зачистная труба с гибким шлангом. Для отключения стояка и зачистной трубы на них установлены задвижка и вентиль. На концах шлангов имеются накопечники.

При сливе нефтепродуктов в открытый люк горловины вагона-цистерны опускаются сливной и зачистной гибкие шланги. Ручным насосом из стояка откачивается воздух, и нефтепродукт под действием атмосферного давления заполняет гибкий шланг и трубу до задвижки. Открывая задвижку, заставляют нефтепродукт самотеком или при помощи насосной установки сливаться из вагона-цистерны. Зачистка остатков из вагона-цистерны производится ручным насосом по зачистной трубе в сливной трубопровод.

Отличительной особенностью механизированного сливо-наливного стояка является наличие вакуумной трубопроводной линии диаметром 25 мм, присоединенной к наивысшей точке стояка для откачки воздуха вакуум-насосом, установленным в насосной станции.

Стояки рекомендуется применять двух размеров – диаметрами 80 и 100 мм. Стояки диаметром 80 мм применяются при сливе ручным насосом, а диаметром 100 мм – при сливе самотеком и приводными насосами. Одиночные стояки устанавливаются на сливо-наливных фронтах на расстоянии 12 м один от другого.

Поворотный сальник состоит из корпуса вращающегося стакана с фланцем и нажимной втулки. Корпус сальника соединяется с неподвижной трубой стояка, а стакан – с поворотной. Для обеспечения герметичности кольцевое пространство между корпусом и стаканом заполняется сальниковой набивкой, уплотнение которой производится нажимной втулкой.

Наконечники на гибких шлангах устраняют присасывание их к котлу цистерн. Они изготавливаются из латуни или алюминиевого сплава, чтобы не допускать образования искр при ударе о цистерну.

Наконечник входит завершенной частью в гибкий шланг 10 и закрепляется хомутами 15. Для отвода от наконечника статического электричества, накапливающегося в результате трения нефтепродукта о стенки сливного шланга, применяют медную проволоку 16 диаметром 1,5-2 мм. Прикрепленную одним концом к наконечнику, а другим – к стояку.

Особое значение придается полноте слива. Слив всех нефтепродуктов; из вагонов-цистерн, не имеющих нижнего сливного устройства, должен производиться до остатка, не превышающего высоты взлива 1 см³, а из вагонов-цистерн с нижним сливным прибором – полностью (насухо).

При наливе или сливе нефтепродуктов из партий вагонов-цистерн (от 6 и более) или маршрутов, когда обслуживание цистерн отдельными стояками затруднительно, сооружают сливо-наливные эстакады, которые могут быть односторонними (для обслуживания одного железнодорожного пути) и двухсторонними (для обслуживания двух путей). Эстакады выполняются из несгораемых материалов (стали, железобетона) и по отношению к железнодорожным путям размещаются с соблюдением габарита подвижного состава, как показано ниже.

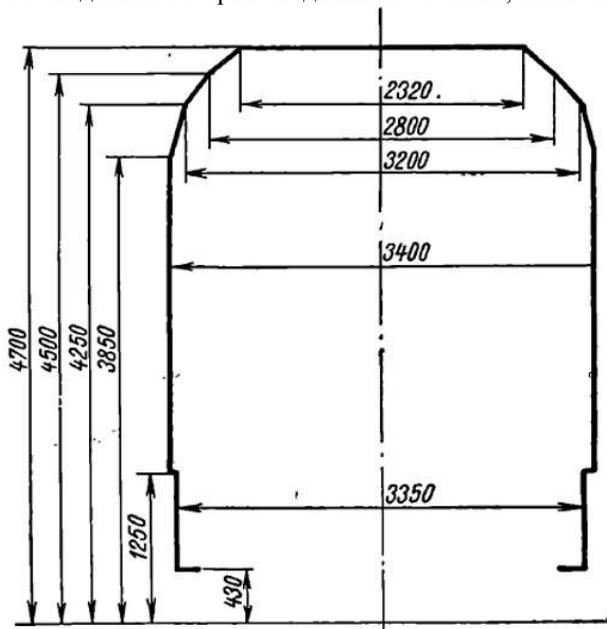


Рис. 1.44 – Габарит подвижного состава

Технологические схемы железнодорожных эстакад показаны на изображении.

Эстакады сооружаются в виде длинных галерей с площадками, расположенными на высоте 3,0-3,4 м, считая от головки рельса, и снабжаются для перехода на цистерны откидными подвижными мостиками, которые могут опускаться на котел цистерны, а в поднятом положении передвигаться вдоль эстакады в пределах одного обслуживаемого пролета. Подъем и опускание мостиков производится посредством ручных лебедок малой грузоподъемности или гидроприводов. Для подъема обслуживающего персонала на площадку эстакады по торцам ее устраиваются несгораемые лестницы. Угол наклона лестниц не превышает 60° . Ширина прохода на эстакаде делается не менее 1 м.

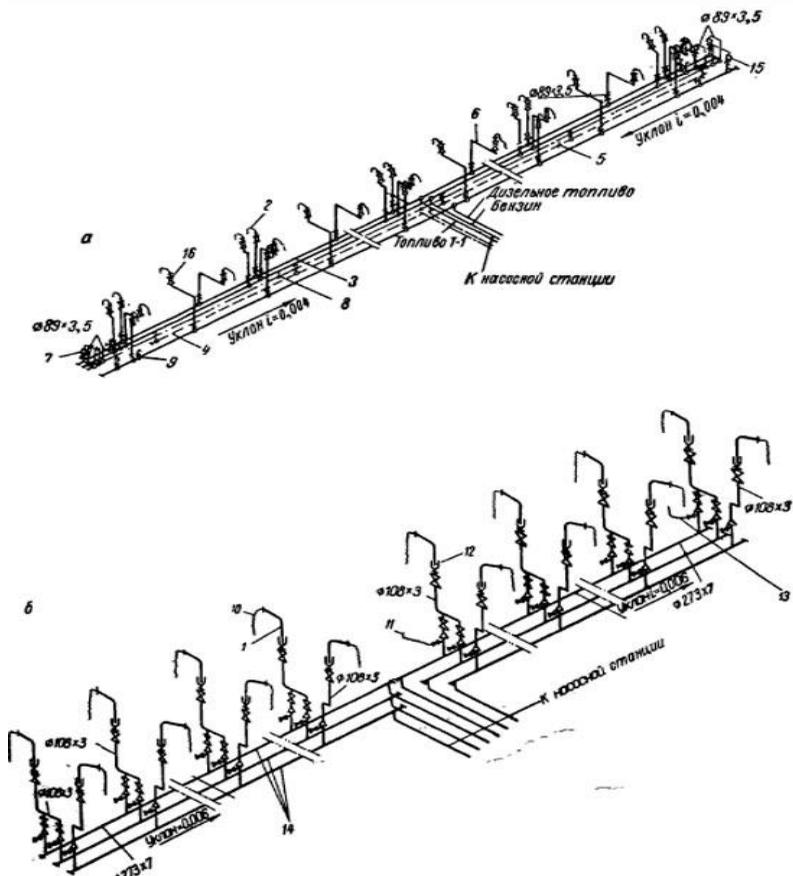


Рис. 1.45 – Технологические схемы эстакад: *а* – комбинированная для налива и слива светлых нефтепродуктов (типа КС); *б* – комбинированная для налива и слива масел (типа КМ). 1 – наливной стояк; 2 – рукав резиновый грузовой; 3 – основные коллекторы; 4 – коллектор для слива технически неисправных цистерн; 5 – патрубок для слива технически неисправных цистерн; 6 – сливо-наливной стояк; 7-вантуз; 8 – воздушный коллектор; 9 – вентиль для выпуска воздуха при опорожнении коллектора; 10 – шланг дюритовый для налива; 11-рукав резиновый для слива; 12 –поворотный сальник; 13 – рукав резиновый для слива технически неисправных цистерн через горловину; 14 – полуколлекторы; 15 – вантуз с клапаном; 16 –клапан-отсекатель.

Эстакады, сооружаемые с минимальным удалением от габарита подвижного состава, могут и не иметь переходных мостиков. Переход с

эстакады в таких случаях осуществляется непосредственно на площадку или лестницу вагона-цистерны. Эксплуатационная площадка эстакады без переходных мостиков может находиться на высоте от 1,1 до 3,6 м от головки рельса.

Длина эстакад определяется объемом операций, причем она не должна превышать максимальную длину (на одну сторону) одного маршрутного состава вагонов-цистерн.

Трубопроводы вдоль эстакады прокладываются с уклоном для возможности их опорожнения.

Площадки, занимаемые сливо-наливными эстакадами, должны иметь сточные лотки или закрытую канализацию, соединенную через гидрозатворы с нефтеловушками. При операциях с этилированным бензином сооружается специальная канализация со спуском жидкости в отдельные сборники.

Эстакада наливная для светлых нефтепродуктов (НС). Для налива светлых нефтепродуктов применяются открытые эстакады серийного типа с поворотными или неповоротными стойками, снабженными подъемными резиновыми рукавами, позволяющими осуществлять налив через горловину вагона-цистерны. Подъемные рукава присоединяются к стойкам; подъем и опускание их в вагоны-цистерны производится при помощи тросов с противогрузами, ручными лебедками или гидроприводами.

Эстакады типа НС имеют 2-4 грузовых коллектора. Диаметр коллекторов зависит от грузоподъемности железнодорожных цистерн. В зависимости от числа наливных коллекторов одновременно может наливаться в вагоны-цистерны до четырех сортов светлых нефтепродуктов. Коллекторы прокладываются подземно или наземно.

Эстакады для топлива Т-1, ТС-1 и ТС-2 должны быть закрыты навесом или оборудованы герметичными сливо-наливными устройствами, обеспечивающими сохранность нефтепродукта от попадания атмосферных осадков и механических примесей.

На эстакадах, где необходимо иметь дистанционное управление наливными устройствами, применяют стойки с гидравлическим или пневматическим приводом.

Ниже изображена раздвижная укосина для заправки наливных рукавов в вагоны-цистерны, управляемая дистанционно при помощи гидроприводов. Укосина поворачивается на угол в 180° , а вылет ее изменяется от 2550 до 3350 мм.

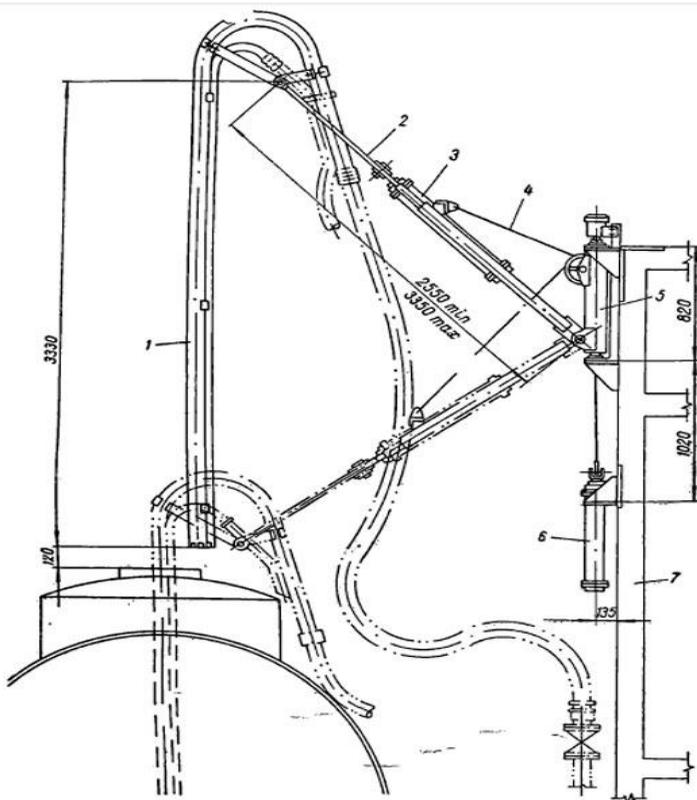


Рис. 1.46 – Укосина раздвижная с гидроприводом для подачи наливного рукава в вагон-цистерну: 1 – наливной рукав; 2 – укосина; 3 – гидроцилиндр выдвигения укосины; 4 – трос; 5 – гидроцилиндр поворота; 6 – гидроцилиндр подъема; 7 – стойка эстакады.

Эстакада комбинированная для светлых нефтепродуктов (КС)

Эстакада предназначена для налива и слива светлых нефтепродуктов и имеет до 4-х грузовых коллекторов и один для слива неисправных цистерн. На изображении ниже показана эстакада типа КС с тремя грузовыми коллекторами.

На этой эстакаде может осуществляться слив или налив трех сортов нефтепродуктов по самостоятельным стоякам и коллекторам. Конструкцией эстакады предусмотрена возможность прокладки коллектора и установки стояков для четвертого сорта нефтепродукта. Технологический шаг стояков равен 12 м, а строительный шаг рам 6 м. Рамы, настил и фундаменты собираются из сборного железобетона.

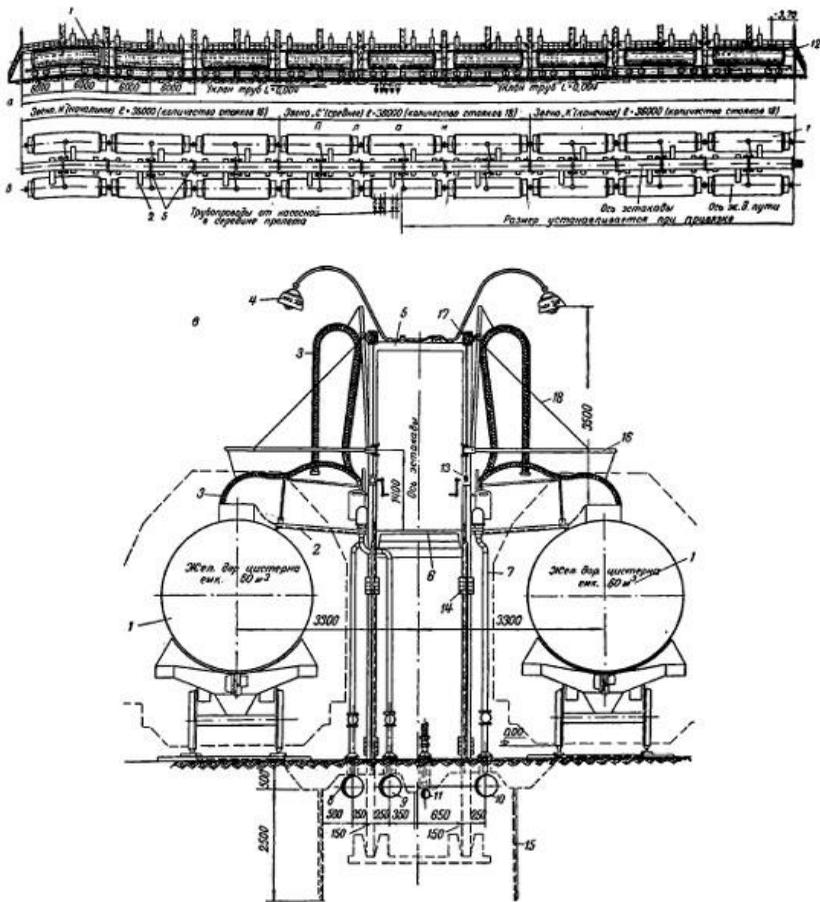


Рис. 1.47 – Эстакада комбинированная для светлых нефтепродуктов: а – боковой вид; б – вид в плане; в – поперечный разрез. 1 – вагон-цистерна; 2 – откидной мостик; 3 – рукав резинотканевый; 4 – светильник; 5 – железобетонная рама эстакады; 6 – площадка; 7 – наливной стояк; 8 и 9 – кол-лекторы для дизельного топлива и Т-1; 10 – коллектор для бензина; 11 – коллектор для слива неисправных вагонов-цистерн; 12 – лестница; 13 – лебедка для подъема и опускания рукавов; 14 – противовес; 15 – заземлитель; 16 – укосина; 17 – ролик; 18 – трос.

Длина эстакады может изменяться от 72 до 360 м. Это достигается путем изменения числа типовых звеньев. Типовые звенья (начальные, средние и конечные) имеют длину по 36 м. Число звеньев для

эстакад разной длины, а также другие основные данные приведены в таблице.

Таблица 6

Основные показатели по эстакадам типа КС

Показатели	Типы эстакад								
	КС-2	КС-3	КС-4	КС-5	КС-6	КС-7	КС-8	КС-9	КС-10
Общая длина, м	72	108	144	180	216	252	288	324	360
Количество начальных звеньев, шт	1	1	1	1	1	1	1	1	1
То же, средних, шт	-	1	2	3	4	5	6	7	8
То же, конечных, шт	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Грузоподъёмность ОС шрута, брутто:									
для бензина, т	880	1290	1700	2100	2520	2920	3330	3740	4140
для топлива Т-1, т	950	1400	1840	2290	2720	3170	3620	4070	4510
для дизельного топлива, т	900	1350	1800	2240	2700	3140	3600	4040	4490
Число вагонов-цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Ёмкость маршрута, м ³	720	1080	1440	1800	2160	2520	2880	3240	3600

Эстакада оборудована с одной стороны парными стояками, с другой – одиночными. Откидные мостики расположены у каждого узла стояков. Подъем, спуск и поворот гибких рукавов осуществляется посредством ручной лебедки и поворотного шарнира.

Для автоматического прекращения налива вагонов-цистерн применены клапаны-отсекатели типа АСН-4 с отсечкой подачи нефтепродукта по заданному уровню.

Зачистка цистерн при сливе осуществляется через грузовые рукава. Удаление из стояков газозооушной смеси при сливе светлых нефтепродуктов осуществляется вакуум-насосами по специальному коллектору, подключенному к концам грузовых коллекторов через вантузы с клапаном диаметром 50 мм.

Эстакада наливная для масел (НМ)

Наливная эстакада стоякового типа сооружается для налива одновременно до шести сортов масел. Стояки присоединяются к отдельным полукolleкторам, которые прокладываются вдоль эстакады, по три в каждой ее половине.

Грузовые полукolleкторы прокладываются в канале совместно с паропроводом с уклоном к середине эстакады. Для защиты масел от обводнения при непогоде над эстакадами сооружаются навесы.

Эстакада комбинированная для масел (КМ)

Эстакада предназначена для налива и слива до шести сортов масел. Стояки присоединяются к шести полукolleкторам. Стояки в верхней части имеют диаметр 100 мм и в нижней части – 150 мм. Каждый стояк снабжен патрубком диаметром 150 мм для подключения

через рукав вагона-цистерны при сливе. Масло в вагонах-цистернах может подогреваться переносными подогревателями, для заправки которых на эстакаде имеются краны-укосины и подъемные лебедки или раздвижные укосины с гидроприводом.

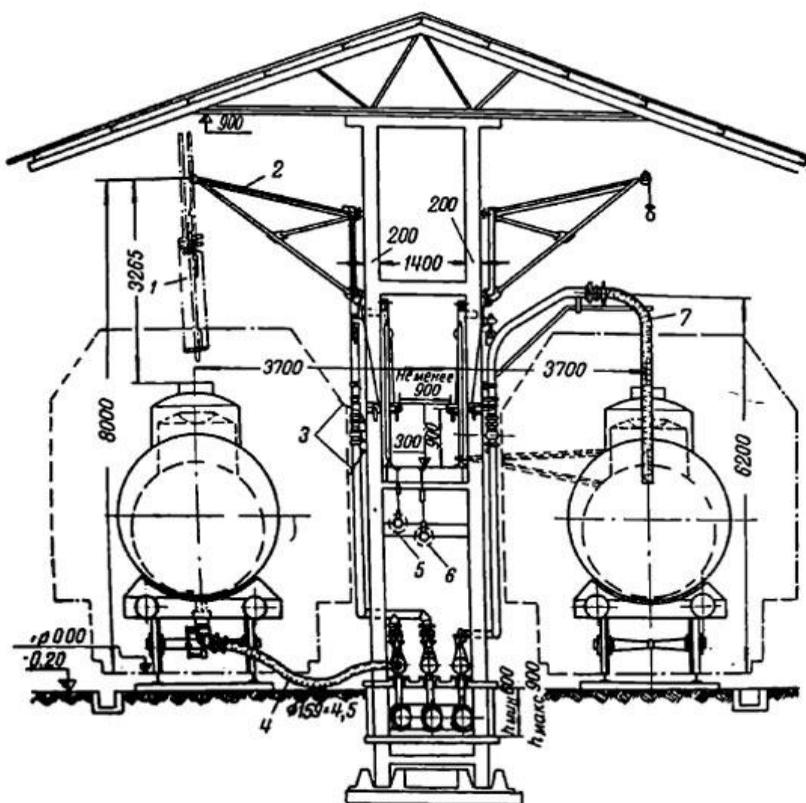


Рис. 1.48 – Эстакада комбинированная для масел: 1 – переносный подогреватель; 2 – кран-укосина; 3 – рукав для пара; 4 – рукав для слива; 5 – паропровод; 6 – конденсатопровод; 7 – наливной рукав.

Эстакада наливная для темных нефтепродуктов (НТ)

Налив темных нефтепродуктов осуществляется на эстакадах с высоким расположением наливных устройств и эксплуатационной площадки. Грузовые коллекторы располагаются под верхней эксплуатационной площадкой. От грузовых коллекторов отходят горизонтально расположенные наливные отводы с задвижками и поворотными сальниками. К концам отводов подвешиваются наливные рукава или телескопические трубы, допускающие изменение длины при заправке

их в горловину вагона-цистерны. Поворот наливных труб осуществляется рычагом с противовесом. Перед поворотом телескопические трубы должны находиться в поднятом положении.

Нижняя эксплуатационная площадка сооружается на эстакаде в случаях, когда налив осуществляется через рукава.

Сливные устройства для темных нефтепродуктов. Большие затруднения представляет слив вязких нефтегрузов. Простой вагон-цистерн под сливом вызваны необходимостью обеспечения текучести вязких нефтепродуктов путем подогрева, на что затрачивается времени больше, чем на слив. Для слива темных нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 90°C применяются главным образом системы нижнего слива и лишь для опорожнения цистерн с неисправным сливным прибором используются стояки. Необходимость в сооружении эстакад для этих случаев не отпадает, так как эстакады обслуживают операции по подогреву нефтепродуктов в вагонах-цистернах.

По своему устройству и конструкции эстакады для слива темных нефтепродуктов аналогичны эстакадам для слива светлых нефтепродуктов. Отличие их заключается лишь в том, что они снабжены поворотными кранами-укосинами для подъема и опускания переносных подогревателей, опускаемых с цистерны через люк горловины для подогрева нефтепродукта.

Для подачи пара по эстакаде прокладывается паровой коллектор с гибкими шлангами диаметром 40 мм, присоединяемыми к подогревателям. При применении слива под давлением по эстакаде прокладывается трубопровод для сжатого воздуха.

Существующие конструкции сливных лотков и желобов не обеспечивают скоростных методов слива; они быстро переполняются в связи с малыми уклоном и сечением. Кроме того, при массовых сливах вязких нефтепродуктов невозможно механизировать сливные операции.

Эти обстоятельства послужили причиной к созданию конструкции сливного желоба, обеспечивающего слив вязких нефтепродуктов в короткие сроки. Емкость желоба принимается равновеликой емкости маршрута вагонов-цистерн и размещается желоб под рель сами сливного железнодорожного пути, являясь для них основанием. Эти желоба получили название межрельсовых. Они позволяют производить слив высоковязких нефтепродуктов (мазута) из вагонов-цистерн при полном открытии клапанов сливных приборов и сравнительно невысокой температуре подогрева нефтепродукта.

Сливной межрельсовый желоб, показанный на изображении ниже, представляет собой заглубленную емкость прямоугольного сечения и большой длины, закрытую сверху железобетонными плитами и

металлическими двухстворчатыми крышками. Вдоль желоба расположены балки, на которые при помощи болтов крепятся рельсы.

Желоб имеет постоянную ширину и переменную высоту от 0,8 до 2,5 м, для обеспечения уклона дна в 0,005-0,01 от концов желоба к середине. В средней части желоба размещается приямок для стока нефтепродукта, из которого берут начало отводные трубы, предназначенные для перекачки нефтепродукта из желобов. При двухстороннем фронте слива каждый межрельсовый желоб оборудуется самостоятельным отводным трубопроводом.

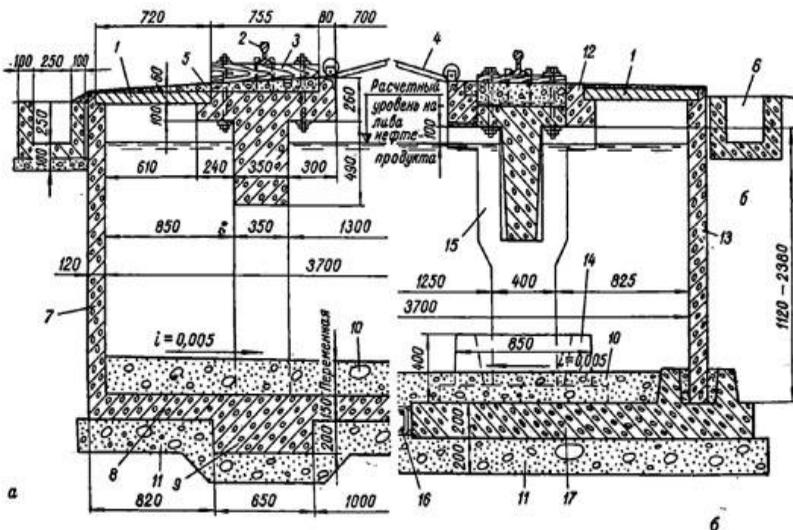


Рис. 1.49 – Межрельсовый сливной желоб (поперечный разрез): а – желоб из монолитного железобетона; б – желоб из сборного железобетона. 1 – распорные плиты; 2 – рельс; 3 – подкладка из дерева; 4 – двухстворчатые металлические механизированные крышки; 5 – бетон; 6 – лоток для сточных вод; 7 – стенка желоба; 8 – днище желоба; 9 – фундаментные балки; 10 – бетон для создания уклонов; 11 – бетонная подготовка; 12 – балки бортовые; 13 – стеновые панели; 14 – подколлонная плита; 15 – колонна; 16 – арматура для замоноличивания; 17 – плиты днища.

Для разогрева нефтепродукта в межрельсовом желобе по дну и стенкам укладываются пароподогреватели из труб.

Межрельсовые желоба большой длины оборудуются двухстворчатыми крышками с автоматическим открыванием посредством гидравлической системы, заблокированной со звуковой и световой сигнализацией (светофорами), запрещающей или разрешающей движение состава в зависимости от положения крышек («открыто» или

«закрыто»). Гидравлическая система состоит из двух коллекторов, (проложенных вдоль желоба), в которых создается давление посредством насосов, установленных в специальном помещении. Рабочим агентом в гидравлической системе служит незастывающее масло (трансформаторное или «индустриальное 20»). От коллекторов отходят ответвления к гидроторам крышек.

В комплекс сливных устройств для темных нефтепродуктов кроме межрельсовых желобов входит эстакада (см. ниже), оборудованная паровыми стояками для подогрева нефтепродуктов в вагонах-цистернах, устройствами для подъема и перемещения переносных подогревателей и откидными мостиками.

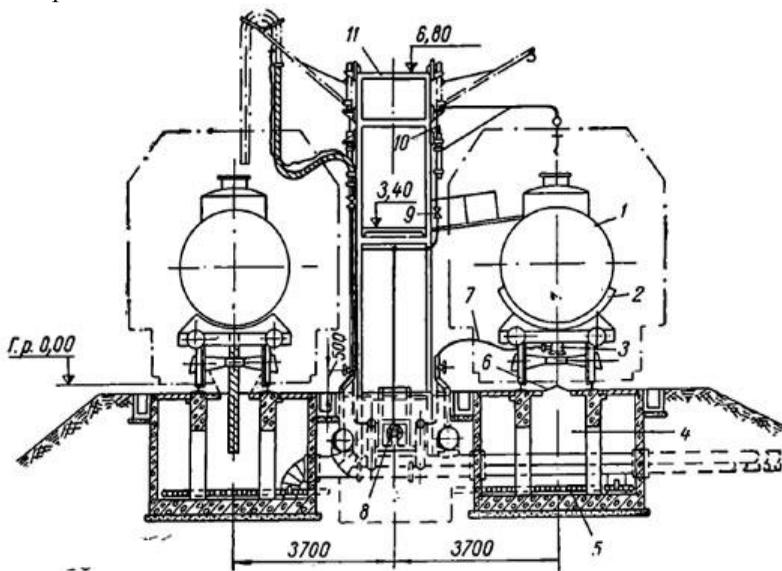


Рис. 1.50 - Эстакада с межрельсовыми желобами для слива темных нефтепродуктов (поперечный разрез): 1 – четырехосная цистерна емкостью 50 м³; 2 – паровая «рубашка» цистерны; 3 – сливной прибор; 4 – межрельсовый железобетонный сливной желоб; 5 – подогреватели трубчатые; 6 – металлические крышки желоба; 7 – паровой шланг; 8 – паропровод; 9 – запорный вентиль; 10 – поворотная колонка для присоединения шланга при разогреве мазута открытым паром; 11 – эстакада.

Кроме слива темных нефтепродуктов в межрельсовые желоба могут сливаться также нефти через сливные приборы, обеспечивающие герметичность слива. К таким приборам относится нижний сливной прибор, изображенный ниже. Этот прибор замкового типа с гидравлическим приводом и дистанционным управлением. Сливная труба при-

бора может перемещаться в горизонтальном направлении на 1020 мм и по вертикали на 710 мм. Такое перемещение, осуществляемое гидроприводами, позволяет обеспечивать совмещение сливной трубы с нижним сливным прибором вагона-цистерны, а также необходимое прижатие их друг к другу.

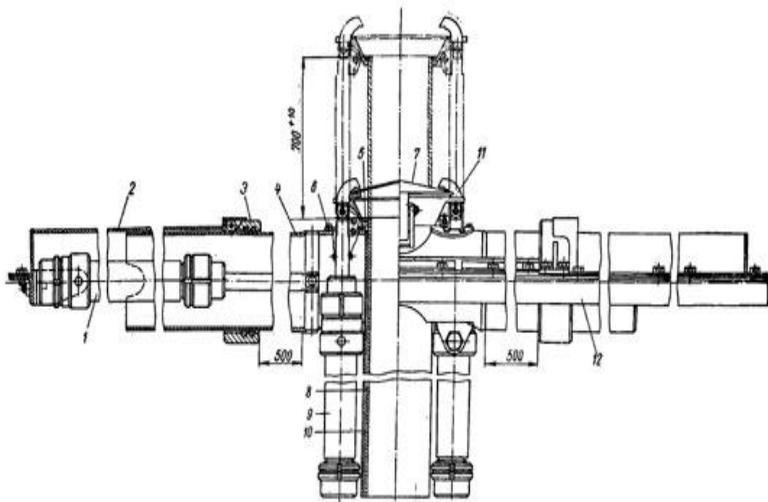


Рис. 1.51 - Прибор для нижнего слива нефтепродуктов из вагонов-цистерн: 1 – гидроцилиндр горизонтального перемещения сливной трубы; 2 – кожух; 3 – обойма с уплотнениями; 4 – цилиндр горизонтальный; 5 – уплотнение; 6 – накладка; 7 – крышка двухстворчатая; 8 – сливная труба; 9 – гидроцилиндр вертикального перемещения сливной трубы; 10 – цилиндр сливной трубы; 11 – защелка; 12 – рама сливного прибора.

Межрельсовые желоба для слива нефти оборудуются газоотводящей системой трубопроводов с газосборником в целях недопущения свободного выпуска паров нефти из межрельсовых желобов непосредственно в атмосферу.

Определение числа и длины железнодорожных эстакад. При определении числа эстакад и их длины исходят из грузооборота нефтебазы по сортам нефтепродуктов и грузоподъемности нефтеналивных маршрутов.

Максимальный тоннаж маршрутов из вагонов-цистерн определен в 4000 т (сдвоенные составы). По отдельным направлениям и дорогам весовая норма устанавливается Министерством путей сообщения России.

Устройства и установки слива-налива для нефтепродуктов



Рис. 1.52 – Устройство слива-налива нефтепродуктов

Устройства предназначены для верхнего или нижнего слива или налива, перекачки бензина, дизельного топлива, нефти и вязких нефтепродуктов. Оборудование для нефтебаз. Топливные заправочные комплексы, насосные агрегаты и электронасосы. Предлагаем оборудование от разных производителей предназначенных для работы не только со светлыми нефтепродуктами, такими как бензин, керосин, дизтопливо, а также и с темными нефтепродуктами такими как масла, мазут и битум.



Рис. 1.53 – Устройство сливное УС-80

Устройство сливное УС-80 предназначено для слива бензина и дизельного топлива в резервуар АЗС. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды устройство сливное соответствует исполнению У категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Параметры	УС-80
Диаметр условного прохода, мм	80
Условное давление Мпа, не более	0,25(2,5)
Угол, °	90
Присоединительные размеры	G3
Габаритные размеры (длина, ширина, высота, масса), мм, не более:	460x230x630x27
(длина, ширина, высота, масса)	460x230x630x27

Установки для слива н/п из вагонов – цистерн типа УСН



Рис. 1.54 - Установка УСН

Установка УСН-150 является нефтеналивным оборудованием и предназначена для нижнего слива нефти и нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн с универсальными сливными приборами. По устойчивости к воздействию климатических факторов соответствует исполнению ХЛ категории размещения 1 по ГОСТ Р 15150-69.

Параметры изделия		УСН-150	УСН-150	УСН-175	УСН-175
Исполнение		1	2	1	2
Зона действия, м		4	6	4	6
Диаметр условного прохода, мм		150	150	175	175
Условное давление, Мпа (кгс/см ²)		0,6 (6)			
Расчётная пропускная способность, м ³ /ч, не более	светлых нефтепродуктов	320	320	435	435
	тёмных нефтепродуктов	570	570	780	780
Усилие, необходимое для перемещения шарнирных труб, Н (кгс), не более		20 (2,0)			
Срок службы, лет, не менее		10			
Обслуживающий персонал, чел		1			
Габаритные размеры в сложенном положении, мм, не более:	высота	1090	1090	1090	1090
	длина	2300	2800	2300	2800
	ширина	800	800	800	800
Масса, кг, не более		145	155	165	180

Особенности:

Установка состоит из шарнирно соединенных труб, оканчивающихся, с одной стороны, опорным патрубком с присоединительным фланцем, а с другой стороны – присоединительной головкой. Оригинальная конструкция 5 шарнирных соединений обеспечивает долговечность и надежность изделия в эксплуатации. Установку монтируют на фронте слива на бетонном основании с помощью фундаментных болтов. Оригинальная конструкция шарниров обеспечивает долговечность и надежность изделия в эксплуатации. Возможна комплектация ответными фланцами. Установленная безотказная наработка – 2200 циклов. Под циклом работы установки понимается поворот установки из исходного положения в рабочее положение и обратно при условии работы всех ее составных частей. Двухрядные шарниры обеспечивают лёгкость перемещения без перекосов при длительной эксплуатации. Замена уплотняющих манжет не требует разборки шарниров. Захваты поворачиваются относительно присоединительной головки, что позволяет установить их в любом удобном месте на сливном приборе цистерны. Шарнирное исполнение захватов и специальная форма уплотнения присоединительной головки обеспечивают надёжное, герметичное присоединение устройства к перекошенному сливному прибору цистерны.



Рис. 1.55 – Установка УРУ-250 для налива и слива нефтепродуктов в танкеры и баржи

Предназначена для слива (налива) нефтепродуктов в речные танкеры и баржи. Установка монтируется на речных причалах распределительных и перевалочных нефтебаз и других объектов, связанных с транспортировкой водным путем.

Описание: Основным элементом установки является стойка, подводящий трубопровод, состоящий из двух шарнирно соединенных

тельных звеньев труб, присоединительная головка с захватами и трособлочная система с противовесом. Стойка, являясь опорным элементом всей установки, закрепляется на бетонном основании на пирсе и присоединяется к наземному трубопроводу. Шарнирно соединенные трубы могут перемещаться в горизонтальной и вертикальной плоскостях, обеспечивая необходимый диапазон обслуживания. Трособлочная система, состоящая из шкива, выполненного из двух половин,

с противовесом и двух канатов, обеспечивает уравнивание установки. Для приведения установки в рабочее положение присоединительную головку установки, выполненную в форме присоединительного фланца, подводят к приемному патрубку танкера и посредством трех захватов закрепляют на фланце патрубка танкера. В таком положении установка готова к сливу (наливу) нефтепродуктов. После окончания налива (слива) захваты присоединительной головки установки отсоединяют от приемного патрубка танкера и вся установка возвращается в исходное положение.



Рис. 1.56 – Сливно-наливное устройство

Головка ПАЗ-5 предназначена для слива (налива) нефтепродуктов из вагона-цистерны в мобильные ёмкости. Зажим полуавтоматический СНУ-5М предназначен для слива нефтепродуктов с железнодорожных цистерн и устанавливается на нижний сливной прибор железнодорожных цистерн.



Рис. 1.57 – Устройство нижнего слива УНС, УНСА

Устройство нижнего слива УНС предназначено для слива и налива нефтепродуктов в мобильные ёмкости из вагона-цистерны. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды устройство изготавливается в исполнениях:

- У (умеренный климат);
- УХЛ (холодный климат с нижним пределом температур эксплуатации до 60°С) категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Обозначения устройства: УНС-75, УНСА-75, УНС-100, УНСА-100, УНС-150, УНСА-150.

Подготовительные операции

Операции по приему (сливу) и отпуску (наливу) нефтепродуктов, перевозимых в железнодорожных цистернах, должны производиться, как правило, на подъездных железнодорожных путях, оборудованных специальными одно- и двухсторонними эстакадами, наливными или сливными устройствами, грузовыми, зачистными и воздушно-вакуумными коллекторами, сборниками, промежуточными резервуарами для мазута и масел, узлами учета нефтепродукта, средствами подъема и опускания нагревательных приборов и перемещения цистерн вдоль фронтов.

Пригодность цистерн для перевозки соответствующего груза в коммерческом отношении определяет отправитель, который несет ответственность за потерю качества нефтепродукта в результате налива в несоответствующую или неочищенную цистерну, а также за последствия неправильного их использования.

В пунктах налива нефтегрузов цистерны до подачи под налив осматривают приемщики грузоотправителя одновременно с работниками дорог на путях станции или промывочно-пропарочных предприятий. Дефекты внутренней поверхности котла цистерны, обнаруженные в пункте налива после приема цистерн приемщиками грузоотправителя, устраняются грузоотправителем.

При подаче цистерн с промывочно-пропарочных предприятий на пункт налива по истечении суток с момента подготовки их, а также при поступлении цистерн под налив с открытыми крышками люков, дефекты внутренней поверхности котла устраняет грузоотправитель за счет железной дороги.

Налив нефтепродуктов должен осуществляться, как правило, по закрытой бесшланговой системе автоматизированных шарнирно-сочлененных или телескопических устройств, оборудованных автоматическими ограничителями налива, обеспечивающими предотвращение перелива цистерн, а также устройствами для герметизации налива с отводом паров на регенерационную установку или газосборную систему.

Освобождение от остатков нефтепродукта наливных устройств и коллекторов должно проводиться с помощью дренажных трубопроводов и самовсасывающих насосов или другим эффективным методом.

Работники перед наливом железнодорожных цистерн должны:

- визуально определить степень загрязнения наружной и внутренней поверхностей цистерны;
- проверить отсутствие в цистернах посторонних предметов;
- установить внутри цистерн наличие мазеобразных отложений, льда или воды;
- установить наличие остатка нефтепродукта в котле цистерны;
- измерить количество остатка нефтепродукта, определить его марку и соответствие наливаемому нефтепродукту;
- проверить загрязненность (замазученность) колпака, крышки, рабочей площадки и лестницы цистерны;
- проверить техническое состояние шарнира крышки люка, спецлаза люка или выступа крышки, наличие бензостойкой резиновой прокладки в спецлазе люка;
- проверить техническое состояние гаек-барашков, обеспечивающих герметичность закрытия крышки колпака;
- установить наличие заглушки патрубка нижнего сливного прибора, прижимного винта или скобы заглушки и проверить их техническое состояние;
- проверить техническое состояние лестниц, крепления стенок, перил, поручней, ограждений и настила рабочих площадок.

Все отмеченные неисправности и недостатки оформляются актом по установленной форме.

Прием под налив железнодорожных цистерн должен производиться после отметки о проведении их технического осмотра. Цистерны с неисправными сливными приборами, внутренними и наружными лестницами, крышками, гайками-барашками, с течью сливного прибора, без проушин на крышках для пломбирования, а также без резиновой прокладки, подавать и использовать под налив запрещается.

Перед наливом или сливом необходимо проверить положение и техническое состояние запорной арматуры на продуктовых коммуникациях, а также исправность всех сливоналивных устройств, плотность соединений телескопических труб или рукавов. Обнаруженная течь должна немедленно устраняться.

Под налив должны подаваться исправные цистерны, соответствующие наливаемому нефтепродукту. Подготовку цистерн под налив нефтепродуктов производит железная дорога или грузоотправитель за счет железной дороги по соглашению, с соблюдением требований, предусмотренных типовым технологическим процессом подготовки цистерн и ГОСТ 1510.

При обнаружении течи в железнодорожной цистерне налив должен быть немедленно приостановлен до полного устранения неисправности. Если течь устранить невозможно, цистерна должна быть освобождена от налитого нефтепродукта и возвращена на станцию отправления.

Ремонт цистерн на территории сливноналивной эстакады запрещается.

Наливные операции

Налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны должен производиться под слой жидкости (затопленной струей) без разбрызгивания и всплескивания до установленного уровня наполнения, с учетом возможного расширения от повышения температуры в пути следования.

Длина рукава с наконечником или трубы должна обеспечивать опускание их до дна цистерны.

Рукава на концах должны иметь наконечники, изготовленные из металла, исключающего возможность искрообразования при ударе о цистерну, и быть заземлены медной проволокой диаметром не менее 2 мм или медным тросиком сечением не менее 4 мм², обвитыми по рукаву снаружи с шагом витка не более 100 мм. Концы проволоки или тросика присоединяются к частям трубопровода и наконечнику пайкой или болтовым соединением.

Во время налива необходимо внимательно следить за тем, чтобы внутрь цистерны не попали посторонние предметы и на поверхности нефтепродуктов не было плавающих предметов.

Налив отработанных нефтепродуктов в одиночные цистерны на нефтебазах с грузооборотом от 50 тыс. т и выше должен производиться на специальных наливных устройствах.

В целях избежания возможности замерзания высоковязких нефтепродуктов в наливных коммуникациях следует осуществлять циркуляцию нефтепродукта по ним. Для обеспечения циркуляции подача насосов должна быть на 30% выше по сравнению с требуемой для налива. Возможна прокачка незастывающим нефтепродуктом всех трубопроводов.

По окончании налива наливные устройства (рукава) должны выниматься из горловин люков цистерн только после стока из них нефтепродукта. После замера уровня нефтепродукта в цистерне крышка ее люка должна быть герметически (на прокладках) закрыта. Крышку следует закрывать осторожно, без ударов.

Сливные операции

Перед сливом цистерн следует проверить целостность пломб отправителя с представителем железной дороги, затем проверить на-

кладные и паспорта качества, отобрать пробы в соответствии с ГОСТ 2517, измерив при этом плотность, температуру и высоту наполнения.

Слив нефтепродуктов должен производиться, как правило, закрытым (герметичным) способом через нижние сливные приборы цистерны и установки нижнего слива. Допускается производить слив легковоспламеняющихся нефтепродуктов через горловину цистерны. Для слива нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C и мазутов допускается использовать открытые сливные устройства межрельсовых или боковых коллекторов со съёмными крышками.

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

Слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн должен осуществляться принудительным способом (при помощи насосов) или самотеком в приемные резервуары. Для слива бензинов с высокой упругостью паров, при использовании несамовсасывающих центробежных насосов для верхнего слива из железнодорожных цистерн или при малом перепаде отметок между уровнем жидкости в резервуаре и осью насоса, должны использоваться устройства, обеспечивающие надежное всасывание и полный слив нефтепродукта из железнодорожных цистерн (вакуумные насосы, погружные эжекторы и т.п.).

При самотечном сливе в промежуточные заглубленные резервуары необходимо обеспечить одновременную откачку нефтепродукта из них в наземные резервуары. Промежуточные резервуары должны иметь вместимость, равную 75% суммарной вместимости одновременно сливаемых цистерн. Производительность откачки нефтепродукта из этих резервуаров должна составлять не менее 50% производительности их заполнения. При этом резервуар должен иметь защиту от перелива.

Время слива-налива маршрутов, групп и одиночных вагонов-цистерн устанавливается договором с железной дорогой согласно «Правилам перевозки грузов МПС» (раздел 41).

Время механизированного или самотечного налива или слива для всех одновременно подаваемых железнодорожных цистерн независимо от их грузоподъемности и типа нефтепродукта не должно превышать 2 ч.

В зависимости от вязкости и температуры застывания нефтепродукты по срокам, предоставляемым железной дорогой на разогрев и слив, делятся на четыре группы:

- I – 4 ч;
- II – 6 ч;

- III – 8 ч;
- IV – 10 ч.

Слив вязких нефтепродуктов

В случае затруднения слива вязких и застывающих нефтепродуктов и необходимости разогрева их в холодный период года (с 15 октября по 15 апреля) грузополучателю предоставляется на их разогрев и слив льготное время.

При необходимости разогрева вязких и застывающих нефтепродуктов в теплый период года начальник станции дополнительно к установленному сроку слива в соответствии с «Правилами перевозок грузов МПС» также может предоставить грузополучателю дополнительное время.

Вязкие и застывающие нефтепродукты должны перевозиться в теплоизолированных цистернах-термосах или цистернах с паровой рубашкой. В случае перевозки вязких и застывающих нефтепродуктов в обычных цистернах их подогревают при помощи переносных паровых змеевиков, электрических грелок и т.п.

Разогревать застывшие нефтепродукты в железнодорожных цистернах, а также в сливоналивных устройствах можно только паром, горячей водой, нагретым нефтепродуктом (циркуляционный метод), песком или электронагревателями. Категорически запрещается применять для этой цели открытый огонь (костры, жаровни, факелы, пальные лампы и т.п.).

Паровые змеевики и электрические грелки должны включаться в работу после погружения их в нефтепродукт на глубину не менее 50 см от уровня жидкости до верхней кромки подогревателя.

Электрические грелки разрешается применять при подогреве нефтепродуктов с температурой вспышки не ниже 80°C.

Температура подогрева темных нефтепродуктов при хранении, а также при проведении сливоналивных операций должна быть ниже температуры вспышки нефтепродукта в закрытом тигле не менее, чем на 35°C и не превышать 90°C. Температура нефтепродукта при подогреве должна контролироваться и фиксироваться в журнале.

Применение электрогрелок должно быть согласовано с пожарным надзором и осуществляться в соответствии с инструкцией по их эксплуатации. Подключение электрогрелок должен выполнять персонал с квалификационной группой не ниже III согласно «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

Во время подогрева необходимо следить, чтобы при повышении температуры нефтепродукта не произошло его выброса из цистерны.

Операции с неисправными цистернами

Если нефтепродукт прибыл в несоответствующей цистерне (например, мазут, масло в цистерне с верхним сливом), по просьбе грузополучателя срок слива таких цистерн должен быть увеличен. Такие случаи должны быть оговорены в договоре нефтебазы с железной дорогой.

При подаче под слив цистерн с неисправными нижними сливными приборами получателю предоставляется дополнительное время для слива (выгрузки) нефтепродукта по согласованию с начальником станции.

О прибытии на станцию слива нефтепродукта в несоответствующей цистерне или в цистерне с неисправным нижним сливным прибором составляется акт по установленной форме с участием ОСзополучателя.

Запрещается открывать неисправные нижние сливные приборы железнодорожных цистерн с помощью ломов, кувалд и других инструментов и приспособлений. В этом случае нефтепродукт должен сливаться только через верхнюю горловину цистерны.

Слив неисправных цистерн, как правило, следует производить на отдельно расположенных устройствах для верхнего или нижнего слива. В обоснованных случаях разрешается сливные устройства для этих цистерн предусматривать непосредственно на сливоналивной эстакаде.

При верхнем сливе неисправных цистерн с маловязкими низкозастывающими легковоспламеняющимися нефтепродуктами рекомендуется применять вакуумную систему слива; при этом объем сборника должен быть не менее полного объема одной сливаемой железнодорожной цистерны.

Требования безопасности

На двусторонних эстакадах при сливе-наливе легковоспламеняющихся нефтепродуктов (с температурой вспышки менее 61°С) подача маршрута на второй путь запрещается до окончания операции и принятия необходимых мер по уборке случайно пролитого нефтепродукта.

Любое помещение железнодорожных цистерн на эстакадах должно быть обязательно согласовано с оператором участка (цеха) налива-слива нефтепродуктов с целью тщательного осмотра готовности цистерн к перемещению.

Подача под слив и налив железнодорожных цистерн допускается только после тщательной очистки железнодорожных путей от пролитых нефтепродуктов при сливе или наливке предыдущих цистерн. Разлитые во время сливоналивных операций нефтепродукты следует убирать, а зачищенные места засыпать песком.

В период, когда слив или налив нефтепродукта не производится, цистерны не должны быть подсоединены к трубопроводам эстакады.

Слив и налив нефтепродуктов во время грозы запрещается. Люки железнодорожных цистерн при грозе должны быть закрыты.

Работникам, не связанным со сливноналивными операциями, находиться в зоне слива и налива нефтепродуктов запрещается.

Отпуск нефтепродуктов в автоцистерны производится через системы автоматизированного налива, автоэстакады и одиночные стояки.

Для налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны, прицепы и полуприцепы должны применяться специальные, в т.ч. автоматизированные устройства верхнего и нижнего налива, оборудованные счетно- дозирующими устройствами, насосным агрегатом, пультом дистанционного управления, устройствами для предотвращения перелива и герметизации процесса налива, а также автоматизированными системами измерения количества наливаемых нефтепродуктов в единицах массы (объема) и оформления товарных документов.

Для уменьшения гидравлических ударов, предотвращения проявлений статического электричества и достижения более точной высоты уровня взлива нефтепродуктов в автоцистерны наливное устройство следует оснащать оборудованием, обеспечивающим подачу нефтепродукта с пониженной производительностью в начальной и завершающей стадиях налива.

Налив нефтепродуктов в автоцистерны необходимо производить без разбрызгивания, под слой жидкости, что достигается опусканием наливных рукавов и труб до дна цистерны. Рукава на концах должны иметь наконечники, изготовленные из металла, исключающего возможность искрообразования при ударе, и быть заземлены.

Количество отпускаемого в автоцистерну нефтепродукта следует определять взвешиванием на автомобильных весах, при помощи счетчиков жидкости или по номинальной вместимости цистерн (по планку). Грузоподъемность автомобильных весов должна обеспечить взвешивание всех типов автоцистерн.

Используемые счетчики и фильтры должны соответствовать условиям их применения по давлению, вязкости нефтепродуктов, производительности и другим данным.

Автомобильные цистерны, подаваемые под налив нефтепродуктов, должны быть подготовлены согласно требованиям табл.2 ГОСТ 1510.

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

Должностные лица нефтебазы обязаны перед наливом в цистерну легковоспламеняющегося нефтепродукта проверить исправность

искрогасителя на автомобильной цистерне, заземляющего устройства, наличие двух огнетушителей, ящика с сухим песком и лопаты. На цистерне должен быть знак опасности согласно ГОСТ 19433. Автоцистерны должны заземляться цепью длиной 100-200 мм.

Сливоналивные устройства автоцистерн должны быть исправными; люки должны быть снабжены стойкими к нефтепродуктам прокладками и не допускать выплескивания и подтекания нефтепродуктов при транспортировании.

Неисправные и неукomплектованные пожарным инвентарем автоцистерны к наливу нефтепродуктом не допускаются.

Для обеспечения правильного пользования системами налива водители автоцистерн должны пройти на станции налива инструктаж.

Затаренные легковоспламеняющиеся жидкие, затвердевшие нефтепродукты и горюче-смазочные материалы должны храниться в специально оборудованных зданиях под навесом и на открытых площадках в соответствии с требованиями СнИП 2.11.03-93.

Обслуживающий персонал обязан:

- знать схемы размещения оперативных площадок и безошибочно выполнять операции отпуска нефтепродуктов потребителям;
- следить за соблюдением схемы движения автотранспорта в оперативной зоне в соответствии с требованиями пожарной безопасности;
- выполнять все требования по уходу за счетчиками, весами, масло- и топливораздаточными колонками, специальными расфасовочными установками, линиями затаривания и т.п. в соответствии с паспортами и инструкциями по их эксплуатации;
- применять средства механизации при выполнении погрузочно-разгрузочных работ с тарными грузами;
- хранить тарные грузы (бочки, бидоны, ящики и др.) согласно требованиям пожарной безопасности

Налив автоцистерн

Налив нефтепродуктов с помощью системы АСН ОС ется в следующем порядке:

- водитель, подъехав к диспетчерской, сдает документы на право получения нефтепродукта. Диспетчер определяет номер поста налива, сбрасывает показания пульта на нуль, ставит ключ управления в положение «Разрешено» и передает водителю ключ (или два ключа, если автоцистерна с прицепом и налив будет осуществляться двумя стояками);

- водитель подъезжает к указанному посту налива, заземляет автоцистерну, сбрасывает показания счетчика на нуль, открывает горловину цистерны, опускает в нее наливную трубу, вставляет ключ в гнездо клапана-дозатора; при этом включается насосный агрегат и на

клапане-дозаторе загорается сигнал «Открой клапан». Водитель нажатием рычага открывает клапан – начинается налив;

- при достижении в цистерне заданного уровня нефтепродукта срабатывает датчик уровня и налив прекращается. Налив может быть прекращен нажатием кнопки «Стоп» на клапане-дозаторе или на пульте дистанционного управления наливом;

- водитель вынимает и приводит в первоначальное положение наливную трубу, закрывает люк цистерны, вынимает ключ, покидает пост налива, передает ключ диспетчеру и получает оформленные документы на полученный нефтепродукт.

Налив нефтепродуктов в автоцистерны должен производиться при неработающем двигателе. Допускается налив при работающем двигателе в условиях отрицательных температур.

Автоцистерны с нефтепродуктами должны пломбироваться предприятием в соответствии с действующими правилами перевозок (по ГОСТ 1510), за исключением тех случаев, когда нефтепродукты вывозятся автотранспортом получателя (самовывозом). Пломбированию подлежат автоцистерны, прицепы и полуприцепы, в которых перевозится нефтепродукт. Места пломбирования устанавливаются в зависимости от конструкции автоцистерны.

В целях предотвращения загрязнения окружающей среды, наливные устройства должны иметь дренажную систему с каплеуловителем для возможного слива остатка нефтепродуктов из наливных устройств после окончания операций налива.

Отпуск нефтепродуктов в тару

Отпуск нефтепродуктов в тару (бочки, бидоны и т.п.) следует производить через разливочные, расфасовочные или раздаточные отделения.

На нефтебазах 1-4 групп отпуск этилированных, легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должен производиться в отдельных зданиях (помещениях) или на отдельных площадках. На нефтебазах 5 группы отпуск этих нефтепродуктов можно осуществлять в одном здании при условии разделения помещений стеной, выполненной из негорючих материалов.

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

При наливке нефтепродуктов в мелкую тару необходимо выполнять следующие требования:

- металлическая, деревянная, полиэтиленовая тара (бидоны, барабаны, ящики, банки и т.п.) должны соответствовать действующим

стандартам или техническим условиям и обеспечивать сохранность качества нефтепродуктов;

- тара перед наливом должна быть чистой и сухой; в случае необходимости ее пропаривают, моют, сушат;

- деревянные бочки и ящики, металлофанерные и фанерные бидоны и барабаны, служащие для разовой перевозки нефтепродуктов, должны быть новыми и чистыми;

- непосредственно перед наливом тару осматривают внутри с помощью светильника во взрывозащищенном исполнении и при обнаружении посторонних предметов, грязи бракуют;

- после налива нефтепродукта тару плотно закрывают пробками.

Наливать легковоспламеняющиеся нефтепродукты следует только в металлическую тару, пробки которой завинчиваются и отвинчиваются специальными ключами, изготовленными из материалов, не дающих искр.

Допускается налив легковоспламеняющегося нефтепродукта в бочки, установленные на специально оборудованных автомашинах, при условии выполнения следующих требований:

- налив должен производиться на площадках отпуска нефтепродуктов, имеющих твердое покрытие и расположенных не ближе, чем в 30 м от резервуарных парков;

- налив производится в бочки, установленные в кузове только одного автомобиля, в исключительных случаях – на двух автомобилях, если наливные устройства расположены друг от друга на расстоянии не ближе 15 м;

- глушитель автомобиля, в кузове которого установлены бочки, должен быть выведен под двигатель или радиатор;

- автомобиль, поданный под налив нефтепродуктов в бочки, должен быть установлен на расстоянии 5-7 м от бензосчетчиков; во время налива двигатель должен быть выключен; на заправочных площадках должен быть трос или штанга для отбуксировки автомобиля в случае пожара;

- наливать нефтепродукты оператор должен при помощи наливного рукава, оборудованного краном «Автостоп», который следует заземлять;

- после налива необходимо перекрыть наливные устройства и кран у счетчиков, рукав с пистолетом убрать в специально предназначенное место, бочки, залитые нефтепродуктом, закрыть пробками с прокладками.

7. ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

7.1 Лабораторная работа № 1

Эксплуатация средств хранения нефтепродуктов.

Цель занятия: Изучить правила производственной эксплуатации и технического обслуживания средств хранения нефтепродуктов

В первое время для хранения нефти использовали обычные деревянные бочки- barrel (англ.).

Баррель – это мера объема и вместимости, которая применяется в странах, использующих английскую систему мер – таких, как США, Англия и ряде других. В настоящее время баррель широко распространен в нефтяной промышленности и применяется для измерения объема добычи сырой нефти. Один, так называемый, нефтяной баррель равен 42 американским галлонам или примерно 158,987 литрам.

В России до начала 80-х годов XIX века были в ходу американские дубовые бочки, в которых из-за океана завозился произведенный там керосин. Однако в 1881 г. «Товариществом братьев Нобель» в Царицыне (ныне Волгоград) была выстроена механическая бондарка, выпускавшая восьмипудовые бочки. В последующие годы аналогичные производства были организованы в Ярославле, Рыбинске, Саратове, Уфе и других городах.

Когда бочек не хватало в земле копали ямы-амбары глубиной 4...5 м, которые первоначально использовали как временные резервуары. Затем **земляные** резервуары (ямы, амбары) стали применяться как самостоятельное средство хранения. По своему устройству они представляли котлованы (чаще всего прямоугольной формы), окруженные защитным земляным валом (обвалованием), препятствующим растеканию хранимой жидкости. Внутри весь земляной амбар (яму) облицовывали жирной глиной с целью ухудшения проницаемости стенок и дна. Емкость подобных амбаров достигала 160 тыс. м³ и более.

Нефть хранилась так же в подземных каменных резервуарах, зацементированных особым цементом и перекрытых каменными сводчатыми крышами. Такой способ хранения применялся до второй половины XIX века. Емкость каменных резервуаров достигала 50000 м³. Строились они в основном в районе бакинских нефтепромыслов.

Однако в процессе эксплуатации земляных резервуаров стало ясно, что они пригодны для хранения только низкоиспаряющихся жидкостей: мазутов, гудронов и т.п. В настоящее время от применения земляных амбаров и ям отказались по экологическим соображениям.

Следует однако отметить, что земляные резервуары не канули в лету. При ликвидации аварий на магистральных нефте- и нефтепро-

дуктопроводах их используют для временного хранения нефти и нефтепродуктов, вытекающих из участков трубопровода, являющихся нисходящими к месту его разгерметизации.

Появление каменных резервуаров позволило повысить устойчивость стенок емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов. Они выполнялись из местного камня, кирпича или искусственных блоков, малопроницаемых для хранимой жидкости. Низкая проницаемость раствора для кладки обеспечивалась правильным подбором цемента, гранулометрического состава песка, а также с помощью специальных добавок. Для обеспечения полной непроницаемости внутренние поверхности каменных резервуаров изолировались различными покрытиями.

Каменные резервуары даже при наличии перекрытий были источниками значительных потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. В водонасыщенных грунтах в зимнее время стенки таких резервуаров разрушались вследствие расширения промерзающего грунта. Поэтому каменные стены стали усиливать железобетонными поясами.

Логическим продолжением этой тенденции стало появление железобетонных резервуаров. Первые из них были сооружены в 1912 г. на Бэби-Эйбатских нефтепромыслах в районе Баку. Они имели объем 100 м^3 . В 30-х годах здесь строились железобетонные резервуары объемом до 1000 м^3 , а в Москве был построен резервуар объемом 7000 м^3 .

Резервуары данного типа сооружались прямоугольной и цилиндрической формы. Они снабжались плоскими или куполообразными кровлями.

Практика показала, что железобетонные резервуары целесообразно применять для хранения только темных нефтепродуктов и высоковязких нефтей, т. К. их кровля проницаема для паров углеводородных жидкостей. В настоящее время такие резервуары не строят. А в тех, которые продолжают эксплуатироваться, производятся работы по монтажу внутренней облицовки из тонколистового металла.

В 1864 г. в США был смонтирован первый большой **цилиндрический резервуар** объемом 1270 м^3 . В России первый резервуар из металла был построен в 1878 г. по проекту выдающегося инженера В. Г. Шухова. В отличие от американского прямоугольного он был цилиндрическим и, следовательно, менее металлоемким.

Листы металла соединялись между собой с помощью заклепок, расположенных на небольшом расстоянии друг от друга. Понятно, что такая технология строительства резервуаров была очень трудоемкой.

Тем не менее из-за несовершенства сварочной техники она оспаривалась в нашей стране до начала 50-х годов. Значительное количество клепаных резервуаров эксплуатируется и в настоящее

время. В последующем резервуары стали сооружать только с помощью сварки. Их максимальный объем достиг 50000 м³.

Резервуар (фр. *Réserve* от лат. *Reservare* — сберегать, сохранять) Представляет собой герметично закрываемый или открытый искусственно созданный стационарный сосуд, наполняемый жидким, газообразным или другим веществами. Резервуар несёт накопительную функцию в системе, которой используется. В нефтяной промышленности, в частности, применяются стальные резервуары Шухова.



Рис. 1 – Резервуар Шухова

Резервуар Шухова —цилиндрическое хранилище из листов стали для нефти, нефтепродуктов и других жидкостей высотой и диаметром более трёх метров, с тонким днищем на песчаной подушке и стальной толщиной стенок, отличающееся минимальными затратами на данный объём.

Рис 2.1???

В.Г. Шухов доказал, что оптимальной формой резервуара, исходя из экономии стали, является цилиндр, основание которого скреплено с круглым тонкостенным стальным плоским днищем, лежащем на «песчаной подушке», и покрыто сверху конической или плоской крышей. «Стены резервуара образуются рядом колец, склепанных из листового железа; нижнее кольцо соединяется с днищем с помощью угольника. Верхнее кольцо оканчивается также угольником, который служит опорой для стропил крыши». Шухов исследовал картину распределения напряжений в стенках резервуара, используя дифференциальные уравнения четвертой степени.

Шухов стандартизировал основные типоразмеры резервуаров, благодаря чему в России по его чертежам только до 1917 года было построено более 20 тысяч резервуаров-нефтехранилищ. Современные цилиндрические резервуары-нефтехранилища и сейчас строятся по основным принципам, разработанным В. Г. Шуховым.

Резервуарам называются стационарные или передвижные сосуды разнообразных формы и размеров, построенные из различных материалов. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов на перекачивающих станциях и нефтебазах являются наиболее ответственными сооружениями. На нефтебазах устанавливаются металлические

резервуары (вертикальные со стационарной крышей, с понтоном и с плавающей крышей, горизонтальные, сферические, каплевидные), неметаллические резервуары (железобетонные, резинотканевые, подводные). Для хранения больших количеств нефти и нефтепродуктов применяются подземные хранилища (в отложениях каменной соли, шахтные, льдогрунтовые, в выработках и сооружаемые взрывным методом).

Для нормальной эксплуатации на резервуарах устанавливается **комплект оборудования**: люки, уровнемер, пробоотборник, хлопушка с управлением, сифонный водоспускной кран, дыхательные и предохранительные клапаны, огневые предохранители, пеногенераторы, лестница, молниеотводы.

Классификация резервуаров

Резервуары для хранения нефтепродуктов (топлива) классифицируются по:

- материалам изготовления
- по форме и конструкции
- установке по отношению к земле
- виду хранимого топлива.

Материалы изготовления резервуаров

Резервуары изготавливают металлическими или железобетонными (последние, как правило, стационарные).

Форма и конструкция резервуаров

По своей форме и конструкции резервуары делятся на:

- цилиндрические вертикальные;
- цилиндрические горизонтальные
- специальной конструкции (каплевидные, сферические и др.).

Горизонтальные резервуары обычно выполняются со сферическими днищами. Резервуары вертикальной конструкции изготавливаются с одной горловиной, а горизонтальные могут иметь две горловины (на одной монтируется технологическая обвязка резервуара и универсальная шахта съемной конструкции, другая используется в качестве инспекционного люка-лаза). Конструктивно резервуары могут быть выполнены одностенными и двустенными.

Установка резервуаров по отношению к земле

По отношению к поверхности земли резервуары подразделяются на: наземные, полуподземные и подземные.

- **Наземные резервуары** – резервуары, днище которых расположено на поверхности грунта или выше него;



- **Полуподземные резервуары** — резервуары, частично заглубленные в грунт, причем наивысший уровень нефтепродукта в них может возвышаться над поверхностью земли не более чем на 2 м;



- **Подземные резервуары** – резервуары, наивысший уровень нефтепродукта в которых находится не менее чем на 0,2 м ниже планировочной отметки территории АЗС.

В зависимости от своего объема имеют 3 класса

Класс 1 – особо опасные резервуары: объем 10000 м³ и более, также к этому классу относятся резервуары объемом 5000 м³ и более расположенные вблизи рек и водоемов или в городской черте.

Класс 2 – резервуары повышенной опасности: объем 5000 м³ и более

Класс 3 – опасные резервуары: объем от 100 до 5000 м³.



Железобетонные резервуары

В нефтескладском деле получили широкое распространение железобетонные резервуары. Преимущества их по сравнению с металлическими заключаются в следующем:

- более долговечны; срок службы (40—60 лет) вдвое-втрое больше, чем стальных;
- сокращается примерно в два раза расход металла на 1 л³ емкости;
- обеспечивается хранение сернистых нефтей и нефтепродуктов;
- уменьшается теплообмен с окружающей наружной средой не сокращаются потери тепла при хранении подогреваемых нефтей и нефтепродуктов;
- сокращаются потери от испарения нефтепродуктов в пять-десять раз;
- повышается пожарная безопасность, так как резервуары строятся преимущественно заглубленными.

Для нормальной работы резервуара используется специальный бетон.

Проницаемость и просачиваемость нефти

Проницаемость или просачиваемость нефти в бетон в целом незначительна, малой просачиваемостью обладают тяжелые фракции нефти и повышенной — легкие. Нефть обладает способностью за счет своих тяжелых фракций и смол тампонировать мелкопористые материалы и уменьшать с течением времени просачиваемость или проницаемость материала. При сравнении проницаемостей нефти и воды установлено, что они примерно одинаковы (при содержании в нефти легких фракций не более 8—10%). Светлые нефтепродукты могут фильтроваться через бетон и цементные растворы со значительной скоростью.

Введение в бетон специальных добавок (пемзы, аквагеля, глины, гидрата окиси железа, хлористого кальция или натрия и др.) повышает его непроницаемость и прочность.

Круглая форма резервуаров

Круглая форма резервуаров является наиболее рациональной; стенки таких резервуаров работают в горизонтальном сечении только на растяжение или сжатие. Кроме того, все точки любого горизонтального сечения находятся под одинаковым напряжением, чего нет в резервуарах другой формы.

Для резервуаров одинаковой емкости площадь поверхности и расход материалов в круглых резервуарах получаются меньшими, чем у прямоугольных.

Важнейшей характеристикой, определяющей стоимость заглубленного резервуара, является его высота. При увеличении высоты уменьшается площадь перекрытия и днища, а следовательно, и их стоимость; стены резервуара, наоборот, из-за возрастания гидростатического давления жидкости и давления грунта делаются более

основными. Кроме того, при заглублении дополнительно увеличивается объем земляных работ. На практике высота выбирается в пределах от 4 до 10 м.

Покрытия железобетонных резервуаров для хранения нефти

Покрытия железобетонных резервуаров могут быть купольные, ребристые, безбалочные, кессонные, шатровые, со сводчатой плитой и другие.

Из монолитных перекрытий наибольшее распространение получили безбалочные, которые, хотя и требуют несколько повышенного расхода бетона, по сравнению с другими, но зато дают экономию стали и проще в работе. Экономичнее безбалочных пространственные перекрытия, но изготовление их более сложно.

Конструкции стен зависят от типа и формы резервуара. Толщина стен определяется расчетом. В верхней части резервуара они бывают толщиной 10—15 см и книзу утолщаются.

Стальная арматура в стенах располагается вертикальными и горизонтальными рядами ближе к поверхностям стены. Однорядную арматуру применяют в тонких стенах, располагая ее ближе к наружной поверхности.

Днище обычно делается толщиной не менее 8 см. Под железобетонным днищем устраивается бетонная подготовка толщиной в 8—15 см. Внутренней поверхности днища придают уклон в 0,005 к центру резервуара или к приямку для возможности удаления из резервуара отстоя.

Устройство резервуара вертикального стального

Резервуар РВС представляет собой стальную конструкцию в виде цилиндра с дном и крышей. На крыше резервуара устанавливаются дыхательные клапаны, световой люк, замерный люк, уровнемер и молниеотводы. В нижней части подключаются трубопроводы, и устанавливается люк-лаз. Для предотвращения аварийного разлива продукта резервуары ограждаются земляным валом (обвалование). Для обслуживания оборудования, резервуар оснащается площадками с ограждением и наружной стальной лестницей. Все конструкции имеют антикоррозионное покрытие (два слоя грунта ГФ-021 и покрытие эмалью ПФ-115).

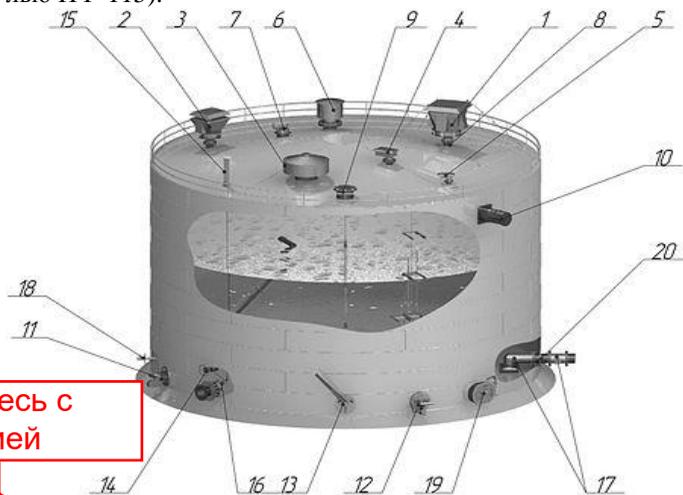


Рис. 2 – 1 — клапан дыхательный совмещенный КДС, 2 — клапан дыхательный механический КДМ, 3 — клапан аварийный АК, 4 — совмещенный механический дыхательный клапан СМДК, 5 — клапан дыхательный механический КДМ-50, 6 — патрубок вентиляционный ПВ, 7 — люк замерный ЛЗ, 8 — люк монтажный ЛМ, 9 — люк световой ЛС, 10 — генератор пены средней кратности ГПСС, 11 — пробоотборник плавающий резервуарный ПП, 12 — пробоотборник стационарный резервуарный органного типа ПСР ОТ, 13 — пробоотборник стационарный секционный резервуарный ПСР, 14 — механизм управления хлопнушкой боковой МУ-1, 15 — механизм управления хлопнушкой верхней МУВ, 16 — хлопнушка ХП, 17 — приемораздаточное устройство ПРУ, 18 — кран сифонный КС, 19 — люк-лаз ЛЛ, 20 — приемораздаточный патрубок ПРП

Различные варианты исполнения цилиндрических резервуаров РВС

Резервуары изготавливаются по индивидуальным проектам под конкретные требования заказчика. Так для хранения агрессивных

жидких сред, кислот и щелочей резервуары изготавливаются из нержавеющей стали. Для регионов с холодными климатическими условиями РВС комплектуются секционными или спиральными подогревателями, производится теплоизоляция. В зависимости от хранимых жидкостей резервуары оснащаются разными крышами.

Для хранения воды и продуктов с низкой летучестью и температурой воспламенения более 610°C , таких как мазут, дизтопливо, битум, масла, монтируется стационарная крыша без понтона.

Для хранения продуктов с давлением насыщенных паров в пределах $26,6 - 93,3$ кПа и температурой воспламенения менее 610°C , таких как, нефть, бензин, керосин, реактивное топливо, монтируется стационарная крыша и понтон (обозначение *РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном*). Понтон представляет собой жесткое газонепроницаемое плавающее покрытие в форме диска, помещаемое на зеркало продукта внутри резервуара так, чтобы было закрыто не менее 90% его площади. Кольцевой зазор между понтоном и стенкой резервуара герметизируется специальным уплотняющим затвором. Понтон служит для снижения скорости испарения продукта.

Для полного исключения испарения продукта используется плавающая крыша (обозначение *РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей*).

Стационарные крыши могут быть как конической, так и сферической формы. Также возможно взрывозащищенное исполнение (легко сбрасываемая крыша). В таком случае к каркасу настил крыши не приваривается, а крепится только к верхнему кольцевому элементу стенки. В случае взрыва внутри резервуара настил отрывается от стенки, при этом сам резервуар не разрушается.

Для площадок, где нет возможности обваловки, или которые находятся вблизи жилых поселений и водоёмов, строятся резервуары с дополнительной защитной стенкой (*«стакан в стакане»*). В случае разгерметизации и течи из рабочего резервуара защитная стенка предотвратит разлив продукта по прилегающей к резервуару территории.

По желанию заказчика возможно комплектование производимых емкостей РВС запорно-контролирующей арматурой, насосными агрегатами, датчиками-реле уровня и другим необходимым оборудованием.

Монтаж РВС

Производство резервуаров осуществляется в заводских условиях с последующим монтажом их на площадке заказчика. В настоящее время применяются два метода монтажа: рулонный и полистовой.

Резервуары горизонтальные стальные (РГС) предназначены для стационарного хранения воды, нефти, нефтепродуктов, технологических смесей и других жидкостей плотностью до $1,3 \text{ т/м}^3$.

В соответствии с типовыми проектами существует стандартная линейка горизонтальных резервуаров объёмами 3 м³, 5 м³, 10 м³, 25 м³, 50 м³, 75 м³ и 100 м³. Однако, иногда по требованиям заказчиков строят РГС нестандартных объёмов 200 м³, 300 м³, 500 м³ и 1000 м³. Расчетный срок службы горизонтальных стальных резервуаров более 20 лет.

Устройство резервуаров горизонтальных стальных (РГС)

Резервуар РГС представляет собой стальную конструкцию в виде цилиндра с двумя плоскими, коническими или сферическими днищами. Для придания резервуару большей прочности боковые стенки укрепляют кольцами жесткости. Также ребрами жёсткости могут усиливаться и днища. По техническим требованиям толщина стенок и днища должна быть не менее 4 мм, но в зависимости от хранимого продукта и давления внутри резервуара возможно изготовление из более толстой стали.

В верхней части РГС устанавливаются дыхательные клапаны, замерный люк, уровнемер и люк-лаз. Для удобства обслуживания устанавливается стальная лестница с площадкой. В нижней части подключаются трубопроводы. Все конструкции имеют антикоррозионное покрытие.

Наземные горизонтальные резервуары устанавливаются на две седловидные опоры, или на две опоры стоечного типа. Опоры могут быть как железобетонными, так и стальными.

Различные варианты исполнения резервуаров РГС

В стандартном исполнении горизонтальные резервуары изготавливаются из низкоуглеродистой стали с плоскими днищами. Рабочий диапазон температур от минус 40°С до 90 °С. Избыточное давление внутри резервуара до 0,04 Мпа. Как правило, резервуары изготавливаются по индивидуальным проектам под конкретные требования заказчика.

Так для хранения агрессивных жидких сред, кислот и щелочей резервуары изготавливаются из нержавеющей стали. Ввиду антикоррозионных свойств, гигиеничности и долговечности нержавеющей стали, РГС из неё применяются в пищевой и косметической промышленности. Резервуары с коническими днищами имеют повышенный предел по избыточному давлению – до 0,07 Мпа.

Для регионов с холодными климатическими условиями резервуары горизонтальные стальные выпускаются в северном исполнении (УХЛ, ХЛ): комплектуются секционными или спиральными подогревателями, устанавливается термоизолирующая рубашка. В качестве наполнителя термоизолирующей рубашки используется рулонный или полистовой кашированный утеплитель из минеральной ваты. Рабочая температура таких резервуаров – до минус 65 °С.

Для автозаправочных станций выпускаются резервуары с двойной стенкой (*РГСД – резервуары горизонтальные двустенные*). Пространство между стенками резервуара заполняется азотом или тололом;

Возможно изготовление емкостей горизонтальных с одной или несколькими камерами (секциями). Камеры образуются герметичными перегородками внутри корпуса резервуара. Таким образом, резервуар РГС получается разделенным на два или несколько отсеков, в которых можно хранить различные жидкости. Особенно это удобно для небольших АЗС: в одном резервуаре хранятся бензины различных сортов, при этом вся система резервуаров и коммуникаций довольно компактная.

Монтаж РГС

Производство и сборка резервуаров осуществляется в заводских условиях с последующей установкой их на площадке заказчика. В случае заказа резервуара горизонтального стального нестандартного объема более 100 м^3 , заказчику доставляются секции (укрупненные элементы), которые собираются в готовый резервуар непосредственно на площадке заказчика.

Емкости подземные (ЕП) предназначены для сбора утечек, слива и хранения воды, нефтепродуктов, конденсата и других жидкостей плотностью до $1,2 \text{ т/м}^3$. В соответствии с типовыми проектами существует стандартная линейка подземных емкостей (подземных резервуаров) объемами от 8 м^3 до 63 м^3 . Расчетный срок службы емкостей подземных более 10 лет

Устройство емкостей подземных ЕП

Емкость ЕП (ЕПП) представляет собой стальной цилиндр с двумя плоскими или сферическими днищами. Для придания емкости большей прочности боковые стенки укрепляют кольцами жесткости. По техническим требованиям толщина стенок и днища должна быть не менее 4 мм, но в зависимости от хранимого продукта и глубины вкопки емкости, возможно изготовление из более толстой стали. В верхней части подземный резервуар имеет две горловины. Одна горловина – для полупогружного насоса, а вторая – люк-лаз для обслуживания. Верхний обрез горловин должен быть над уровнем земли, поэтому высота горловин зависит от глубины залегания емкости. Обычно высота горловин от 0,5 до 4 метров. Так же к емкости подсоединяются патрубки ввода-вывода продукта, дыхательные патрубки и патрубки для уравнимера. Основное конструктивное отличие подземных емкостей от горизонтальных резервуаров – выведенные вверх горловины.

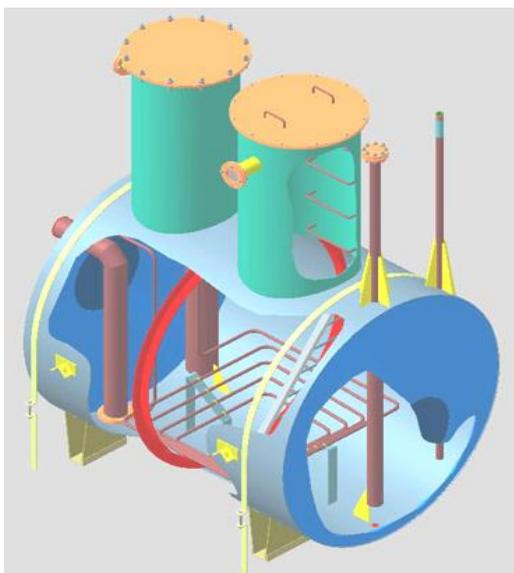


Рис. 3 – Емкость подземная

Различные варианты исполнения емкостей подземных ЕП

В стандартном исполнении подземные емкости изготавливаются из низкоуглеродистой стали с плоскими днищами. Рабочий диапазон температур от минус 20°С до 90 °С (исполнение «Т4»). Избыточное давление внутри емкости до 0,04 Мпа. Комплекуются погружными вертикальными насосными агрегатами типа НВ.

Как правило, емкости изготавливаются по индивидуальным проектам под конкретные требования заказчика. Так для хранения кислот и щелочей емкости изготавливаются из нержавеющей стали. Емкости применяемые для агрессивных жидких сред и легковоспламеняющихся жидкостей имеют взрывозащищённое исполнение.

Для регионов с холодным климатом условиями подземные емкости выпускаются исполнения «У0» (до минус 40 °С) и «ХЛ1» (до минус 60 °С): комплектуются секционными или спиральными подогревателями, устанавливается термоизолирующая рубашка.

Для АЗС производятся емкости с двойной стенкой. Пространство между стенками емкости заполняется азотом или тосолом. Такая конструкция позволяет предотвратить разлив топлива в случае утечки.

Возможно изготовление емкостей подземных с одной или несколькими камерами (секциями). Камеры образуются герметичными перегородками внутри емкости. Таким образом, емкость ЕП получается разделённой на два или несколько отсеков, в которых можно хранить различные жидкости. Особенно это удобно для небольших АЗС: в од-

ной емкости хранятся бензины различных сортов, при этом вся система резервуаров и коммуникаций довольно компактная.

Монтаж подземных емкостей

Производство и сборка *емкостей ЕП* осуществляется в заводских условиях. На площадку заказчика доставляется готовая конструкция. Для установки емкости выкапывается котлован на дне, которого готовится песчаная подушка и две железобетонные или стальные опоры. На опоры устанавливается емкость, притягивается хомутами к опорам и засыпается грунтом. Подключаются коммуникации.

Полимерные эластичные (мягкие, гибкие) резервуары серии ПЭР предназначены для хранения и транспортировки различных наливных продуктов, в т.ч. нефти, нефтепродуктов (ГСМ), трансформаторного масла, питьевой и технической воды, растительных масел, вина, концентратов, различных химических и других жидкостей.

Номинальная вместимость серийных резервуаров ПЭР от 1 м.куб. до 120 м.куб. По требованию заказчика возможно изготовление резервуаров вместимостью до 500 м.куб. и более. Мягкие баки производятся вместимостью от 25 л. До 500 л. Ранцевые канистры – 21 л.

Конструктивно **эластичный резервуар** ПЭР представляет собой герметичную замкнутую оболочку «подушечной» формы, выполненную из непроницаемого и стойкого к действию углеводородов термопластичного композитного материала, которая снабжена сливно-наливным отводом, а также воздушным и дренажными патрубками для приема и выдачи топлива. Для удобства разворачивания, укладки и складывания оболочка по периметру снабжена ручками. Резервуары ПЭР-Н производятся вместимостью от 1 до 250 м³ и поставляются в чехлах и (или) деревянных ящиках.

Начиная с 30-х годов прошлого века эластичные (мягкие) резервуары широко применялись и применяются в военных целях. Однако первые поколения мягких резервуаров (МР) производились из нитрильной, маслостойкой резины. Для обеспечения герметичности оболочка делалась толщиной 5 – 7 мм. Минимальная температура эксплуатации составляла всего не менее -25 – -30°С. Резервуары были громоздкие и требовали применения специализированной грузоподъемной техники для разворачивания. Сегодня новые композитные оболочки при толщине всего около одного миллиметра имеют на два порядка меньшую проницаемость (диффузию). Минимальная температура эксплуатации теперь составляет до -60°С. Современные резервуары стали легкими, компактными и значительно более надежными.

Основными преимуществами эластичных резервуаров ПЭР-Н в сравнении со стальными резервуарами являются их небольшой вес, исключительно малый объем в сложенном (транспортном) положении, а также возможность легкой установки на любой ровной площадке.

Так, например, резервуар ПЭР-250Н вместимостью 250 м³, который может легко принять четыре ж/д цистерны топлива, в сложенном виде размещается в небольшом ящике с габаритами 1,9x1,4x1,1 м, вес изделия всего 450 – 500 кг. Такие параметры обеспечивают доставку в одном 20-футовом контейнере комплектной нефтебазы вместимостью до 3-х тыс. м³ дизельного топлива в любую точку России. В то время как для доставки склада горючего равной вместимости на базе стальных рулонов РВС или цистерн РГС потребуется 30 – 45 ж/д платформ.

В соответствии с требованиями норм ПБ все резервуары, как на стационарных, так и на полевых складах ГСМ и нефтебазах, должны располагаться в непроницаемом для нефтепродуктов каре обвалования.

Полога могут устанавливаться в грунтовое обвалование или в быстросборное каркасное каре, выполненное из стальных труб. Стальное каре по сравнению с грунтовым обвалованием позволяет сократить площадь размещения склада и исключить масштабные подготовительные земляные работы на объекте.

Отдельные резервуары парка ПСГ через напорно-всасывающие рукава и краны соединяются между собой и с насосно-перекачивающим модулем с помощью трубопровода – коллектора, который выполняется из сборно-разборных стальных или полиэтиленовых труб. Коллектор позволяет производить заполнение всех резервуаров ПСГ из одной точки приемки, а также осуществлять выдачу топлива и внутрискладскую перекачку.

Для обеспечения экологической безопасности объекта предусматривается система дренирования дождевой и талой воды из непроницаемого каре обвалования резервуарного парка. Дренирование производится при помощи переносных насосов и плоскосворачиваемых рукавов, по которым вода подается в отстойники очистного оборудования или фильтры очистки воды от следов нефтепродуктов.

Монтаж и пуско-наладка склада горючего вместимостью 1 – 5 тыс. м³ производится расчетом из 4 – 8 человек без применения специализированной техники в течение 3 – 7 дней.

Залив топлива в резервуары ПЭР производится автоцистернами по зимникам, танкерами и наливными баржами по рекам и с моря, а также по плоскосворачиваемым магистральным полевым трубопроводам.

После завершения работ на объекте зачистка резервуаров от мертвого остатка топлива (5 – 10 л) производится через угловые дренажные отводы. После слива резервуары отсоединяются от коллектора ПСГ, складываются и упаковываются для хранения и транспортирования к новому месту монтажа. После сворачивания рекультивации и очистки земли не требуется.

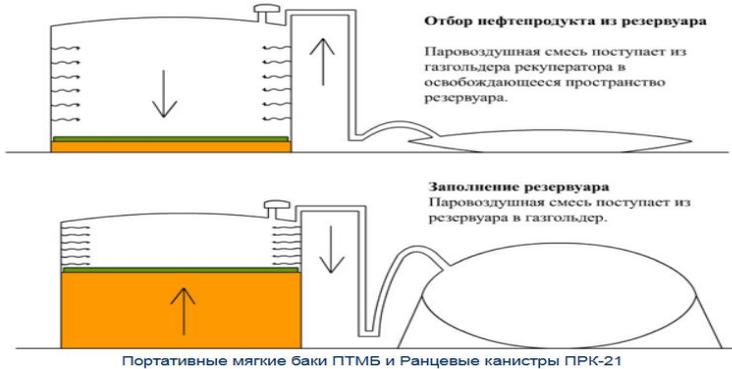


Рис. 4 – Эластичные резервуары

Газгольдеры

Оснащенная газгольдерами-рекуператорами нефтебаза или наливной терминал получает до 1500 литров конденсата с каждой 1000 кубометров перевалки нефти или бензина.

В отличие от «плавающих крыш» эластичные газгольдеры герметично соединяются с газоуравнительной обвязкой резервуарного парка нефтебазы и накапливают пары углеводородов, как во время заполнения резервуаров нефтепродуктом (большие дыхания), так и во время теплового испарения (малые дыхания). При слива нефтепродукта из резервуаров пары углеводородов возвращаются в освобождаемый объем емкостей формируя замкнутую систему «резервуар – газгольдер» исключая выбросы (эмиссию) в атмосферу паров нефтепродуктов.

В зависимости от назначения эластичные резервуары, мягкие резервуары, газгольдеры, также подразделяются на стационарные, транспортные (автомобильные, контейнерные, судовые, плавающие, вертолетные) и переносные (портативные топливные мягкие баки и ранцевые канистры).

Эластичные резервуары (ЭР) по сравнению с металлическими и другими жесткими резервуарами обладают рядом существенных преимуществ, к которым относятся:

- малая собственная масса по отношению к массе перевозимого или хранимого нефтепродукта;

- возможность свертывания порожнего резервуара в рулон (пакет) небольшого объема, что в сочетании с малой массой обуславливает и высокую транспортабельность порожних резервуаров;
- малый объем и незначительные площади для складирования, существенно ускоряют и облегчают проведение погрузочно-разгрузочных работ;
- исключаются холостые пробеги транспортных средств ввиду возможности перевозки порожнего резервуара с другим грузом в прямом или обратном направлении;
- малое удельное давление на грунт в заполненном состоянии позволяет развешивать мягкие резервуары на любой местности, в том числе болотистой и с высоким снежным покровом без проведения подготовительных работ по созданию фундамента;
- отсутствие потребности в средствах механизации для проведения работ по свертыванию и развешиванию резервуаров позволяет оборудовать склады или пункты приема выдачи нефтепродуктов с минимальными затратами труда, средств и времени;
- снижение потерь нефтепродуктов от испарения независимо от степени заполнения эластичного резервуара продуктом;
- герметизированный налив (слив) топлив в эластичный резервуар не требует сообщения резервуара с воздухом.

Подземные хранилища нефти и нефтепродуктов сооружают в различных естественных искусственных емкостях (горных выработках). Подземное хранение основано на неизменяемости химического состава нефти и нефтепродуктов при прямом контакте с горными породами и на возможности уравнивания избыточного давления их паров давлением лежащих над емкостью горных пород. Подземные хранилища предназначаются главным образом для хранения больших запасов нефти и нефтепродуктов в целях обеспечения их максимального сезонного потребления. Хранилища этого типа наиболее экономичны и требуют значительно меньшей площади застройки по сравнению с наземными резервуарными парками.

Существует несколько типов подземных хранилищ нефтепродуктов в зависимости от схемы устройства и способа их сооружения. К основным типам относятся:

- 1) хранилища в отложениях каменной соли;
- 2) шахтные хранилища;
- 3) ледогрунтовые хранилища;
- 4) хранилища, создаваемые в естественных и искусственных выработках;
- 5) хранилища, сооружаемые специальными методами.

Подземные хранилища в отложениях каменной соли

ОС жают путем размыва (выщелачивания) полостей в толще соли

через буровые скважины. Размыв каменной соли осуществляют двумя основными способами — циркуляционным и струйным.

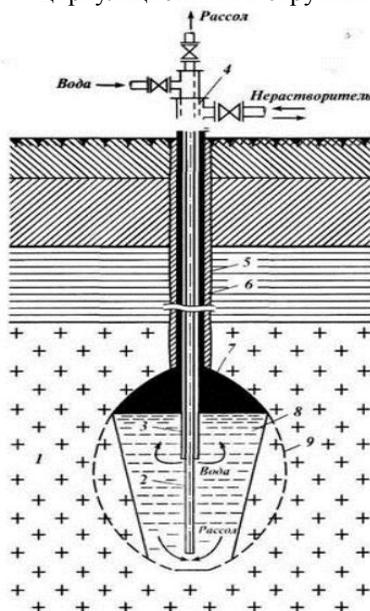


Рис. 5 – Подземная емкость в пласте каменной соли, размываемая циркуляционным методом: 1 — пласт каменной соли; 2 — рассолоподъемная (рабочая) колонна труб; 3 - водоподающая (рабочая) колонна труб; 4 – оголовок скважины; 5 – цементный камень; 6 – колонна обсадных труб; 7 – защитный экран; 8 – размываемая камера; 9 - проектный контур емкости

Размыв производится путем закачки пресной воды по одной колонне труб с выдавливанием рассола по другой. С этой целью скважина оборудуется тремя колоннами труб. В водоподающую колонну труб поступает вода, которая, растворяя каменную соль, превращается в рассол; последний вследствие повышенной плотности опускается в нижнюю часть камеры. По мере поступления новых порций свежей воды давление в камере повышается и рассол вытесняется на поверхность по рассолоподъемной колонне труб. Отмытую до проектной размеров верхнюю часть подземной камеры предохраняют от дальнейшего растворения путем снижения уровня нерастворителя, вводимого по обсадной колонне труб. Нерастворителем называют жидкость, которая легче воды, или газ, не входящий в химические соединения с каменной солью, рассолом и водой. В качестве нерастворителя обычно используются нефтепродукты, для хранения которых размывается емкость, или воздух.

Каменная соль легко растворяется в пресной воде. В 1 м³ воды при 20°С может раствориться до 385 кг соли. Для образования 1 м³ емкости требуется 6 — 7 м³ воды.

Шахтные хранилища представляют собой систему горных выработок, связанных с поверхностью вертикальными стволами. Такие хранилища обычно сооружают в горных выработках, сложенных непроницаемыми и химически нейтральными к хранимым нефтепродуктам (нефти), породами, которые не изменяют своей прочности в процессе длительного контакта с ними.

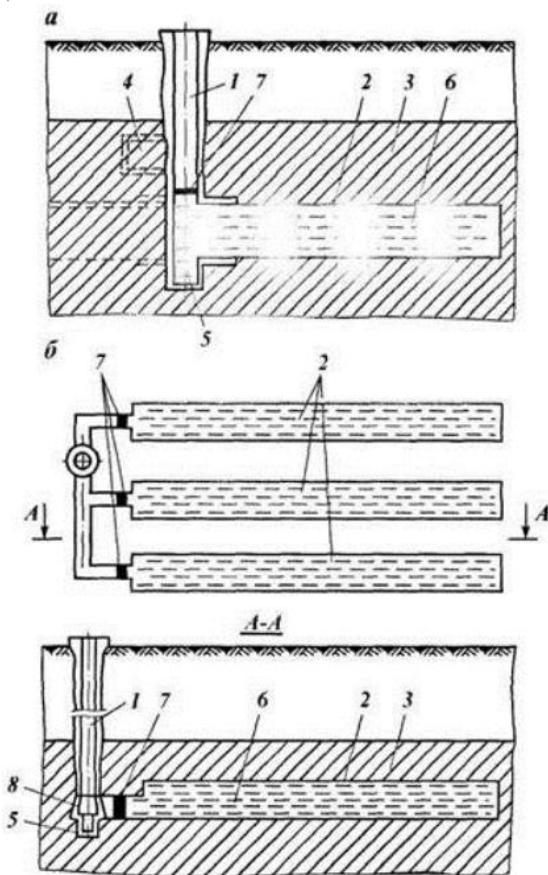


Рис. 6 — Схемы подземных емкостей шахтного типа: *а, б* — емкости для одного и нескольких продуктов соответственно; 1 — ствол; 2 — емкость; 3 — непроницаемая горная порода; 4 — насосная камера; 5 — зумпф; *б* — нефтепродукт; 7 — герметичная перемычка; 8 — коллекторные выработки

К таким породам, например, относятся гипс, доломит, известняк, ангидрит, каменная соль, мергели, глинистые сланцы, гранит и др. Подземные хранилища сооружают в виде выработок камерного типа (штолен) сводчатой или прямоугольной формы и с устройством вскрывающих вертикальных стволов, сечение которых принимается с учетом размещения горнопроходческого оборудования на время строительных работ и технологического — на период эксплуатации. Для герметизации хранилищ во вскрывающих или подходных выработках возводятся специальные перемычки. Глубина заложения выработок-хранилищ определяется глубиной залегания непроницаемых пород. Оптимальная глубина заложения выработок-хранилищ составляет 20 — 40 м для нефти и нефтепродуктов и 80 — 100 м для сжиженного газа. Подземные газонефтехранилища объемом 100 000 — 300 000 м³ можно строить на глубине 200 — 300 м.

Ледогрунтовые хранилища сооружают в северных районах страны (в зоне распространения многолетнемерзлых пород), где требуется создавать большие запасы нефтепродуктов, доставляемых в летнее время. Такие хранилища устраивают в виде траншей в многолетнемерзлом грунте, которые имеют специально намороженное ледяное покрытие сводчатой формы, покрытое сверху теплоизоляционным слоем (для поддержания в хранилище температуры не выше —3 °С). Дно и борта траншеи также облицовывают льдом. Лед на стенки хранилища наносят намораживанием ледяного слоя путем послойного нанесения воды на охлажденные поверхности или выкладыванием ледяных блоков. Необходимое оборудование для закачки и выкачки нефтепродуктов устанавливают в специальном колодце. Температура закачиваемого нефтепродукта должна быть не выше 0 °С, что в необходимых случаях обеспечивается специальной холодильной установкой.

Хранилища в выработках сооружают в естественных и искусственно создаваемых выемках в виде отработанных соляных шахт, копей, а также в виде различных выработок и карьеров. В этом случае достигается существенная экономия за счет сведения к минимуму выполнения земляных и горных работ. Выработки используются путем установки в них резервуаров или специальной облицовкой их внутренней поверхности. Выемки в отдельных случаях используются для наполнения их водой с последующей установкой в них резервуаров подводного типа. Хранилища, сооружаемые взрывным методом, весьма перспективны. Для образования подземной полости на определенную глубину бурят скважину, в основание которой закладывается заряд. В результате камуфлетного взрыва образуется полость сфероидальной формы с уплотненными стенками. Такие хранилища наиболее целесообразно создавать в пластах пластической глины и суглинков, которые

обладают необратимыми пластическими деформациями под действием больших давлений, возникающих при взрыве.

Подводное нефтехранилище (а. submarine oil storage; н. Unterwasser-Erdöltank; ф. parc de stockage immerge, reservoir a petrole sousmarin; и. almacen submarino de oil) — искусственный резервуар для хранения нефти или продуктов первичной переработки, установленный ниже водной поверхности. Размещение подводного нефтехранилища непосредственно у места морской добычи нефти и газа исключает необходимость сооружения на берегу резервуарных парков, а также дорогостоящих и менее надёжных подводных трубопроводов большой протяжённости от скважин к береговой транзитной нефтеперевалочной базе, предназначенной для перегрузки нефти из особо крупнотоннажных танкеров в меньшие для доставки нефти к портам назначения, в которые крупнотоннажные танкеры не могут заходить из-за недостаточных глубин на водных подходах.

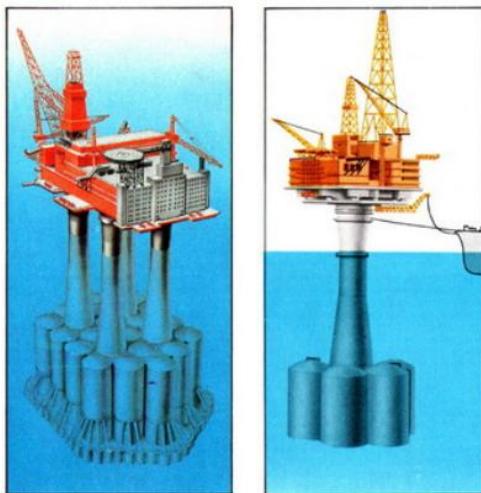


Рис. 7 – Типы подводных хранилищ

По форме подводные нефтехранилища могут быть цилиндрическими, сферическими, эллиптическими; по типу конструкции — жёсткие, эластичные или смешанной конструкции. По степени заглубления в воду подводные нефтехранилища разделяются на донные — стационарные одноопорные, многоопорные (рис. 2) и плавающие — с переменной плавучестью.

Многие конструкции подводных нефтехранилищ запроектированы в виде колокола без днища, исходя из того, что нефть и нефтепродукты не смешиваются с водой и будут храниться на водяной подушке. По мере откачки резервуар заполняется водой. Иногда между

продуктом и водой предусматривается диафрагма, особенно в тех случаях, когда хранимый продукт тяжелее воды либо растворим в воде и имеются опасения, что в процессе хранения его качество ухудшается.

Подводные нефтехранилища изготавливаются стальными, железобетонными и из полимерных материалов (многослойного нейлона, хлопчатобумажной ткани, поливинилхлорида или полиэтилена, усиленных проволочной сеткой).

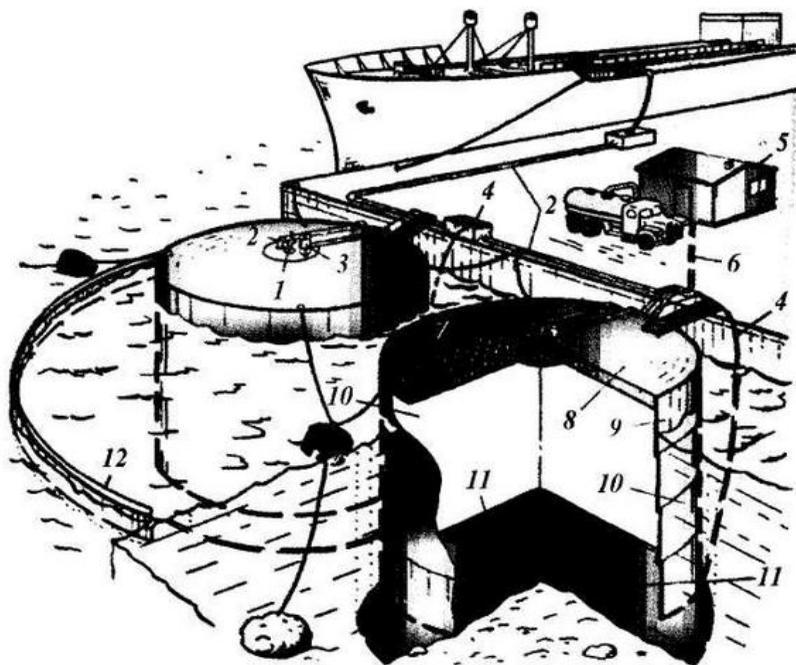


Рис. 8 – Подводный резервуар переменной плавучести: 1 — патрубок для отвода воздуха; 2 — трубопровод для залива нефтепродуктов; 3 — насос; 4 — шланг для подачи сжатого воздуха; 5 — насосная; 6 — нефтепродуктопровод; 7 — плавающая кровля; 8 — крыша; 9 — обечайка; 10 — нефтепродукт; 11 — водяная подушка; 12 — защитный бон

Разработан способ сооружения подводных нефтехранилищ в виде купола из щебня, крупного камня, металлолома или других отходов производства, не взаимодействующих с хранимыми продуктами и тяжелее воды, насыпанных на подготовленное основание. Пористость купола должна быть не менее 30%. Сверху купол покрывается непроницаемым для нефтепродукта многослойным защитным слоем. Нефтепродукт хранится на водяной подушке. Ёмкость подводных нефте-

хранилищ достигает сотен тысяч м³ (до 250 тысяч м³), обычно от 1600 до 160 000 м³. При объёме хранения свыше 250 тысяч м³ они выполняются из отдельных блоков меньшей ёмкости. Глубина моря в месте установки подводных нефтехранилищ может достигать 1000 м.

Для подводных резервуаров внутреннее давление хранимого продукта уравнивается внешним гидростатическим давлением воды. При размещении самого резервуара под водой пост управления и жилые помещения для обслуживающего персонала чаще всего размещаются в надводной части подводного нефтехранилища. Для гашения качки от волнения применяются специальные гасители, например в виде двойного корпуса, башни с множеством сотовых отверстий в наружном корпусе.

Боковые стенки резервуаров из полимерных материалов удерживаются в требуемом положении специальными грузами. К крыше резервуара подвешивают дополнительные концентрические боковые стенки, предотвращающие вымывание нефти из резервуара. В большинстве случаев возникает необходимость закреплять подводные нефтехранилища на дне водоёма или стабилизировать его на определённой глубине. Для этого в конструкциях подводных ёмкостей предусматриваются специальные анкерные устройства, балластирующие грузы и якоря, рассчитанные на действие дополнительной подъёмной силы, возникающей при заполнении резервуара продуктами.

Подводные нефтехранилища с переменной плавучестью могут выполняться с гибкой швартовкой к сваям, погружённым в морское дно, гибкими сваями (иногда с противовесами), жёсткими свайными опорами. Подводные нефтехранилища оборудуются устройствами для закачки продукта и налива танкеров или оборудованием для подачи в подводный трубопровод на береговые сооружения. Подводные нефтехранилища снабжают специальными плавучими причалами, у которых танкера могут загружаться без опасности повредить хранилища. Плавучими причалами в ряде случаев приходится оснащать и эксплуатационные основания, имеющие хранилище.

Перспективность подводного хранения нефти и нефтепродуктов заключается в значительном снижении потерь от испарения, обеспечении пожарной безопасности, возможности создания крупных малоаметных нефтехранилищ на сравнительно небольших территориях. Строительство подводных нефтехранилищ в большинстве случаев осуществляется на берегу, что позволяет использовать промышленные методы сборки и монтажа оборудования. Полностью собранный резервуар спускают на воду, отбуксировывают к месту установки и запливают.

В зависимости от характеристик водоёма, климата, места положения и т.д. предусматриваются определенные мероприятия,

Осуществляющие сохранность ёмкости и допустимый её наклон при сильных волнениях, льдообразовании, обрастании микроорганизмами, защиту от коррозии.

Вопросы для самоконтроля

1. Назначение резервуарных парков
2. Классификация резервуарных парков
3. Генеральный план резервуарного парка
4. Технологическая схема резервуарного парка
5. Назначение и классификация резервуаров
6. Резервуары вертикальные стальные (РВС) со стационарной крышей
7. Резервуары вертикальные стальные с плавающей крышей
8. Резервуары вертикальные стальные с понтоном
9. Горизонтальные резервуары
10. Шаровые резервуары
11. Каплевидные резервуары
12. Железобетонные резервуары
13. Подводные резервуары
14. Резинотканевые резервуары
15. Подземные хранилища в отложениях каменной соли
16. Подземные шахтные хранилища
17. Подземные льдогрунтовые хранилища
18. Нормальные фундаменты под резервуары
19. Дыхательные клапаны вертикальных стальных резервуаров
20. Предохранительные клапаны вертикальных стальных резервуаров
21. Уровнемеры вертикальных стальных резервуаров
22. Пробоотборники вертикальных стальных резервуаров
23. Люки вертикальных стальных резервуаров
24. Приемо – раздаточные патрубки вертикальных стальных резервуаров
25. Хлопушки вертикальных стальных резервуаров и их управление
26. Пеногенераторы вертикальных стальных резервуаров
27. Сифонные водоспускные краны вертикальных стальных резервуаров
28. Лестницы вертикальных стальных резервуаров.

7.2. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Монтаж резервуаров

Цель работы: Изучить способы монтажа резервуаров.

Развитие методов монтажа резервуаров РВС

Ранее монтаж вертикальных резервуаров производился полистовым способом, т.е. путем сборки из отдельных листов. **Полистовая сборка резервуаров** осуществляется с помощью самоходных кранов, оборудованных стрелами необходимой длины. Сварка стенки осуществляется после завершения монтажа днища. Сейчас полистовой метод является основным при строительстве резервуаров большой вместимости.

Следующий этап развития методов строительства резервуаров связан с разработкой **метода подращивания**.

В 1929 г. на специализированных заводах стали сваривать и сворачивать в рулоны отдельные пояса стенки резервуаров емкостью, не превышающей 300 м³, которые затем монтировались методом подращивания.

Недостатком этого способа кроме трудоемкости и сложной оснастки является необходимость обеспечения устойчивости при установке резервуаров. Для защиты от воздействия ветровых нагрузок требуется надежное расчаливание стенки с установкой якорей.

Одной из разновидностей метода подращивания стал **«спиральный» метод**, разработанный строителями Чехословакии, в котором первый пояс является как бы «шаблоном», а возможность вращения всей стенки возводимого резервуара специальными приспособлениями с электрическими приводами позволяет выполнять качественную сварку новых поясов только в одном оборудованном месте. Сложность применяемого оборудования и оснастки также не позволила широко распространить данный метод в других странах. В Швеции предложен способ подращивания на основе применения так называемых **«карабкающих» домкратов**, устанавливаемых на специальных стойках, позволяющих выполнять все монтажные и сварочные работы на уровне земли.

В 50-х годах в СССР был предложен и освоен экономичный и отвечающий современным требованиям механизации **рулонированный метод** строительства резервуаров большой вместимости. При таком методе сварка элементов днища и стенки производится в заводских условиях, далее они в виде рулонных заготовок доставляются на площадку строительства производственных объектов, где производится «разворачивание» резервуара, соединение рулонов и монтаж кровли.

Монтаж резервуаров должен осуществляться в соответствии с проектом и требованиями ГОСТ 31385-2008.

Зона монтажной площадки должна быть обустроена в соответствии со строительным генеральным планом и включать в себя площадки для работы и перемещения подъемно-транспортных механизмов, площадки складирования, временные дороги, необходимые по-

мещения и инженерные сети (электроэнергия, вода, средства связи), средства пожаротушения.

До начала установки резервуара должны быть проведены все работы по устройству основания и фундамента. Приемка основания и фундамента резервуара производится заказчиком при участии представителей строительной организации и монтажника.

Транспортировка, разгрузка и приемка рулонных заготовок

Обычно рулонированные конструкции транспортируются на четырехосных железнодорожных платформах грузоподъемностью 60 т. Разгружают рулоны с железнодорожной платформы в зависимости от массы и высоты рулона, а также наличия грузоподъемных средств на площадке **сборки резервуаров** следующими способами: с помощью грузоподъемного крана (при этом учитывается положение центра тяжести рулона, обозначенное на рулоне заводом-изготовителем) или тракторов. При разгрузке тракторами железнодорожную платформу закрепляют тормозными башмаками. Устанавливают две разгрузочные балки, а под край платформы подставляют специальные поддерживающие стойки. Рулон обматывают по центру тяжести несколькими ветками тормозного каната, закрепленного к удерживающему трактору. На расстоянии 500-800 мм от торца со стороны толстых листов рулон обматывают несколькими витками другого каната, закрепленного к тяговому трактору, который располагается в стороне от пути скатывания рулона. После снятия элементов крепления рулона к платформе тяговым трактором рулон плавно накатывают на разгрузочные балки, а удерживающий трактор тормозит его при самопроизвольном скатывании по балкам.

Щитовые заготовки крыши транспортируют в специальной упаковке.

От места разгрузки к месту строительства резервуаров рулоны перевозят на трейлерах (при наличии дорог) или на санях в зимнее время и летом в условиях бездорожья. При небольших расстояниях и наличии ровной поверхности возможна перекачка рулона тракторами. Направление вращения рулона при перекачке должно быть противоположно направлению его сворачивания при изготовлении, так как только при этом условии обеспечивается: целостность планок, предохраняющих рулон от упругого раскручивания.

Последовательность сборки резервуаров:

Правильная организация работ и последовательность операций по сборке и сварке резервуаров вследствие их больших размеров и большой длины сварных швов имеет исключительное значение. Правильный монтаж резервуаров позволяет свести до минимума остаточные напряжения, вызываемые усадкой сварных швов, и предотвратить коробление листов конструкции.

Порядок установки резервуара отражен на схеме 1.

Схема 1: Последовательность монтажа РВС:



Рис. 1. – Схема монтажа резервуара

Монтаж днища резервуара

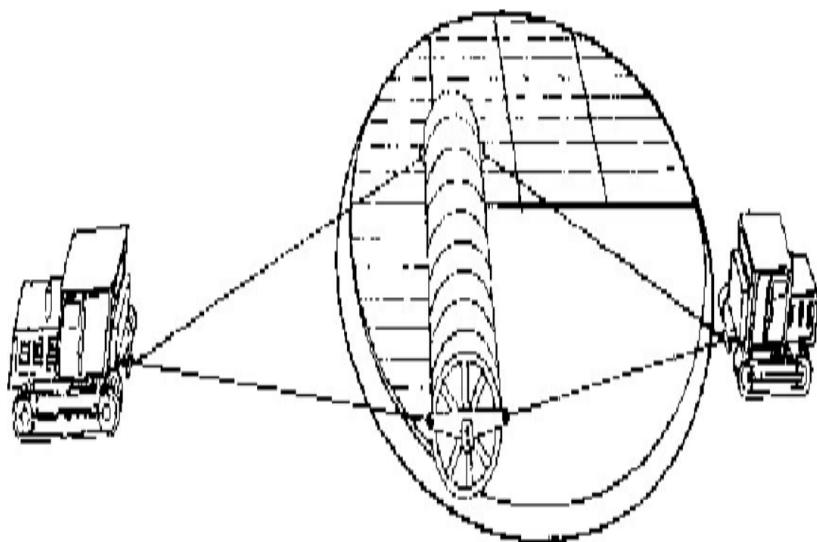
Монтаж рулонированных днищ. Днища

до 2000 м³, имеющие диаметр до 12 м, как правило, полностью сваривают на заводе-изготовителе и сворачивают в рулон, который перекачивают на основание так, чтобы середина рулона располагалась по оси основания. Днища резервуаров большего объема, диаметр которых превышает 12 м, по этой причине не могут быть погружены целиком на платформу длиной 13,66 м, выполняют из нескольких частей, укладываемых одна на другую при сворачивании в рулон.

Рулон с днищем, состоящий из двух частей, располагают на основании так, чтобы первая половина днища, составляющая внешнюю оболочку рулона, заняла после разворачивания проектное положение. При этом вторая половина днища окажется на первой.

Планки, скрепляющие рулон, перерезают кислородом и, ослабляя петлю каната, позволяют рулону разворачиваться. Если самопроизвольного (под действием упругих сил) разворачивания рулона полностью не произошло, дальнейший разворот производят трактором или лебедкой. Когда рулон будет полностью развернут, к середине круговой кромки верхнего полуднища приваривают скобу, к которой закрепляют конец каната для перемещения второй половины днища трактором или лебедкой в проектное положение. Далее собирают под сварку стык двух половин днища, выполняемый всегда внахлестку. Его закрепление производят прихватками от центра днища к краям с предварительным плотным прижатием обоих полотнищ друг к другу.

разберитесь с нумерацией, либо сквозная по всему изданию, либо по параграфам!



а)



б)

Рис. 2 – Монтаж днищ: а) разверткой; б) укладкой

Антикоррозийная обработка днища

После тщательной очистки до блеска нижней поверхности днища металлическими щетками, либо его абразивоструйной обработки, на него в холодном состоянии накладывают грунтовку — тонкий слой праймера (раствора стеаринового гудрона в бензоле или битума в бензине) для защиты резервуара.

После высыхания праймера днище покрывают двумя слоями горячего битума с добавлением наполнителя, подобно тому, как это делается при изоляции трубопроводов.

Для покрытия всей поверхности дна клетки переставляют с места на место.

Сборка и сварка стенки резервуара РВС

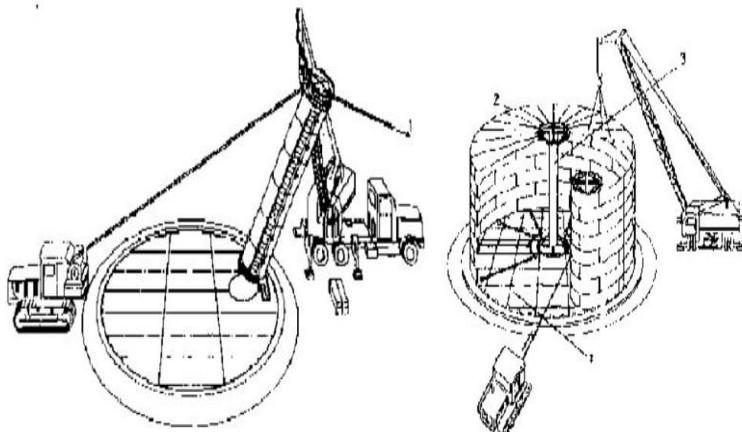


Рис. 3 – Монтаж рулонированной стенки

При наличии на площадке стрелового крана необходимой грузоподъемности (гусеничного или на пневмоходу) рулон стенки разгружают на днище этим краном. В случае отсутствия крана рулон трактором или лебедкой перекатывают на днище по брускам (из шпал или бревен), скрепленным строительными скобами.

Подъем рулона из горизонтального положения в вертикальное производят методом поворота при помощи аналогично подъему башен. Специальный шарнир, привариваемый к днищу и закрепляемый к рулону стяжным хомутом, обеспечивает поворот рулона и предохраняет его нижнюю кромку от повреждения. Во избежание удара рулона по днищу после прохождения мертвой точки (положение, при котором центр тяжести рулона и ось опорного шарнира совпадают по вертикали) к верхней кромке рулона крепят тормозную оттяжку из каната, другой конец которой закрепляют на барабане лебедки или за трактор. По достижении рулоном положения, близкого к мертвой точке, оттяжку натягивают. После прохождения критической точки рулон опускают на поддон тормозной оттяжкой. Возможен подъем рулона краном. Целостность днища при работе крана сохраняют за счет устройства настила из шпал.

Установленный на поддоне рулон обвязывают петлей из каната и при помощи трактора смещают к краю днища в такое положение, при котором замыкающая кромка с закрепленной на ней стойкой жесткости и лестницей заняла бы свое проектное положение. Для этого на днище после его сварки размечают центр, из которого проводят окружность

радиусом, равным наружному радиусу нижнего пояса стенки резервуара. По намеченной окружности равномерно, с интервалом около 1 м, приваривают уголки, служащие упорами стенки при разворачивании рулона. Далее, не ослабляя петли из каната, пользуясь лестницей, расположенной на стойке жесткости, разрезают кислородом планки, сдерживающие рулон от раскручивания. Верх стойки предварительно раскрепляют в радиальном направлении двумя расчалками. Плавно ослабляя петлю, рулону дают возможность развернуться под действием упругих сил, возникших при его сворачивании. Свободную наружную кромку рулона прижимают к упорному уголку и прихватывают сваркой к днищу.

Перед установкой замыкающего щита необходимо вывести из резервуара шахтную лестницу, служившую каркасом последнего рулона стенки. Для этого первоначально срезают уголки ограничители с поддона и вытаскивают его. Нижнюю замыкающую (свободную) кромку рулона временно прихватывают к днищу и срезают сварные швы, которыми вертикальная кромка рулона была закреплена к стойкам каркаса шахтной лестницы. Освободившуюся лестницу извлекают краном через проем в покрытии. Монтажный стык стенки обычно сваривают внахлестку. Для этого ее нижнюю кромку освобождают от прихватки к днищу и подтягивают к начальной кромке стенки, плотно прижимают их друг к другу по всей высоте при помощи стяжных приспособлений, после чего устанавливают замыкающий щит кровли. Далее раскружаливают покрытие (только сферическое), вынимают через корону временную опору, укладывают и приваривают центральный щит кровли. В ходе разворачивания рулонной стенки и щитов покрытия проверяют отклонение стенки от вертикали, которое не должно превышать 90 мм на всю ее высоту.

Монтаж стационарных крыш.

Для стационарных крыш в зависимости от их конструкции выполняют:

- 1) монтаж каркасных конических и сферических крыш — с использованием центральной стойки;
- 2) монтаж сверху, без центральной стойки: применяют для бескаркасных конических и сферических крыш, а также каркасных конических и сферических крыш с отдельными элементами каркаса и настила;
- 3) монтаж изнутри резервуара, без центральной стойки; применяют для крыш с отдельными элементами каркаса и настила;
- 4) монтаж каркасных сферических крыш внутри резервуара с последующим подъемом в проектное положение.

При разработке технологии монтажа стационарных крыш резервуаров необходимо учитывать монтажные нагрузки на крышу в

целом и ее конструктивные элементы. При необходимости должны устанавливаться временные распорки, связи и другие устройства, препятствующие возникновению деформаций.

Построенный резервуар проходит контроль качества и гидравлические испытания. После испытаний резервуар подключают к трубопроводам и проводят антикоррозионную защиту. На заключительном этапе происходит оформление документов на резервуар.

Монтаж стенки методом полистовой сборки:

Данный метод заключается в сборке стенки начиная с 1-го пояса с последующей установкой листов стенки в проектное положение вверх по поясам.

При таком способе монтажа резервуаров вертикальных стальных следует:

- производить сборку листов 1-го пояса с соблюдением допустимых отклонений, указанных в Проекте производства работ;
- производить сборку листов стенки между собой и с листами днища с применением сборочных приспособлений;
- собирать вертикальные и горизонтальные стыки стенки с проектными зазорами под сварку.

При таком методе монтажа устойчивость стенки от ветровых нагрузок обеспечивается установкой расчалок и секций временных колец жесткости.

Сборка элементов стенки производится опытными монтажниками на прихватках.

Перед прихваткой соединяемые элементы должны быть плотно прижаты с помощью различных нажимных приспособлений. Сборка листов с продавливанием отверстий (например, на сборочных болтах) не допускается.

Техническое обслуживание

Для поддержания резервуаров в исправном состоянии и предотвращения аварий проводятся следующие плановые работы:

- ежедневное техническое обслуживание (ЕТО);
- профилактическое техническое обслуживание (ТО-1; ТО-2; СТО);
- ремонт резервуаров и их оборудования;
- зачистка резервуаров от воды, грязи и ржавчины.

Особое внимание при ежедневном техническом обслуживании уделяется состоянию сварных швов и запорной арматуры. При появлении трещин и отпотин в сварных швах или в основном металле резервуар немедленно опорожняется и ремонтируется.

Замеченные недостатки при проведении профилактического обслуживания устраняются на месте.

Технологическое оборудование резервуаров подготавливают к эксплуатации в

ОС еня-зимних и ОС еня-летних условиях одновременно с другими сооружениями, устройствами и оборудованием объекта (топливозаправочного комплекса или нефтесклада) и совмещают по срокам с очередным техническим обслуживанием.

Периодичность технического обслуживания приведена в таблице 1.

у вас уже была
таблица 1!

→ Таблица 1

Периодичность технического обслуживания резервуаров и их технологического оборудования

Оборудование	ЕТО	ТО-1	ТО-2
Резервуары с арматурой и коммуникациями	Ежедневно в начале и в конце рабочего дня (смены)	Через каждые 6 мес.	Через каждые 12 мес. Для резервуаров с дизельным топливом и через каждые 24 мес. Для резервуаров с другими нефте-продуктами

Зачистка резервуаров

Резервуары АЗС должны зачищаться в следующие сроки (ГОСТ 1510-84):

- 1 раз в два года – резервуары для автобензина и дизельного топлива и масел без присадок;

- 1 раз в год – резервуары для масел с присадками.

Резервуары зачищаются перед ремонтом и перед заливом горючего, если остаток горючего некондиционный или заливаемый продукт более высокого качества. При зачистке резервуара применяется омедненный инструмент. Зачищаются резервуары механическим способом или вручную.

Зачистка проводится под надзором должностного лица, назначенного руководством, в светлое время суток, лицами, допущенными к этой работе приказом по предприятию.

Перед началом работ рабочие должны быть проинструктированы по правилам ведения зачистки, мерам оказания первой помощи при несчастных случаях и технике безопасности. Инструктаж проводится на рабочем месте руководителем работ под роспись в журнале инструктажа по технике безопасности.

Работы по зачистке резервуаров вручную проводятся с применением средств индивидуальной защиты:

- шлангового противогаза ППШ-1 (ППШ-2);

- спасательного пояса с веревкой;
- брезентового костюма;
- перчаток и резиновых сапог.

При зачистке применяются осветительные приборы только во взрыво-безопасном исполнении ($U < 12В$). Включение и выключение фонарей проводится вне резервуара. На месте работ должна быть медицинская аптечка, запасной комплект ПШ и выставлен противопожарный пост.

Для зачистки вручную выделяется не менее 3 человек, из которых двое попеременно работают в резервуаре, а третий, наиболее опытный, обязан находиться около горловины для контроля, в готовности оказать необходимую помощь. Через каждые 15 минут рабочий выходит из резервуара для отдыха на свежем воздухе.

Качество зачистки проверяется визуальным осмотром внутренней поверхности резервуара с последующим составлением акта.

Оборудование для механизированной зачистки резервуаров изготавливается в двух вариантах: ОМЗР-1 предназначается для выполнения работ по зачистке и дегазации (перед ремонтом) вертикальных и горизонтальных резервуаров; ОМЗР-2 используется только для горизонтальных резервуаров.

Таблица 2

Техническая характеристика оборудования механизированной зачистки резервуаров

Показатели	ОМЗР-1	ОМЗР-2
Время зачистки резервуара, мин.	90...180	45...75
Время развертывания оборудования, мин.	90...120	30...60
Время свертывания оборудования, мин.	60...90	30...45
Масса комплекта оборудования, кг	1500	750
Обслуживающий персонал, чел.	3...4	2...3

Моющий раствор, подаваемый под давлением 6-8 атм приводит в движение сопла моющей машинки, которые, вращаясь, отмывают внутреннюю поверхность резервуара от загрязнений. Отмытые продукты в виде эмульсии непрерывно откачиваются с производительностью несколько большей, чем подача раствора на моечную машинку с тем, чтобы поверхность днища была всегда открыта для обработки раствором.

По окончании работы эмульсию полностью откачивают раствор из резервуара охлаждают (если зачистка осуществлялась горячим раствором). Затем к рукаву, по которому раствор подавался на моечную машинку, присоединяют пожарный ствол для смыва из впадин и уторов

днища частиц песка и ржавчины, удаляемых заборной насадкой эжектора. Окончательную откачку воды и грязи из впадин днища производят осушительным водоежектором.

Для зачистки резервуаров из-под темных нефтепродуктов в

очистке моющих растворов применяются горячие водные растворы препарата МЛ-2; для зачистки резервуаров из-под светлых нефтепродуктов-холодный водный раствор препарата МЛ-10.

В зимнее время года резервуары зачищают только горячим моющим раствором, при этом продолжительность зачистки увеличивают в два-три раза.

Вопросы для самоконтроля

1. Полистовая сборка резервуаров.
2. Метод подращивания.
3. Спиральный метод сборки резервуаров.
4. Метод «карабкающихся» домкратов.
5. Метод рулонирования.
6. Транспортировка и разгрузка рулонированных заготовок.
7. Последовательность сборки резервуаров.
8. Монтаж рулонированных днищ.
9. Монтаж днищ методом полистовой сборки.
10. Антикоррозионная обработка днищ.
11. Сборка и сварка стенок резервуара.
12. Монтаж стационарных крыш.
13. Монтаж стенок методом полистовой сборки.
14. Испытание резервуаров.
15. Приёмка резервуара.

7.3 ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Эксплуатация и техническое обслуживание средств выдачи нефтепродуктов

Цель работы: Ознакомления с видами средств выдачи нефтепродуктов, эксплуатацией и техническим обслуживанием.

Впервые бензин и другие виды топлива, такие как бытовой газ, начали продавать в аптеках, для хозяина аптеки это был дополнительный источник заработка и считался побочным бизнесом. Первой газобензиновой станцией была аптека в городе Вислох (Германия), где Берта Бенц жена Карла Бенца наполнила бак первого автомобиля, на котором она совершила первое путешествие из Мангейма в Пфюрцгейм и обратно в 1888 году. В 2008 году Берте Бенц установили мемориальную табличку в память об этом событии

Первые появившиеся автозаправочные станции представляли собой бочку, из которой автомобильное топливо подавалось самотеком. Лишь потом к бочке с топливом стали устанавливать насос для более комфортного проведения заправки. Да и бочки с топливом стали не всегда находиться выше бака автомобиля. Первые такие магазины по продаже автомобильного топлива (в будущем автозаправочные станции) появились в США, в 1907 году в Сизтле.



Рис. 1 – АЗС 1907 г.

Первые станции были разношерстными лачугами с бочками с топливом и ручными насосами. Однако владельцы таких АЗС быстро поняли, что для дальнейшего развития бизнеса без стандартизации и маркетинга уже не выиграть нарастающую конкурентную борьбу, поэтому уже с начала двадцатых годов на АЗС стали активно внедряться единые корпоративные стандарты оформления станций с помощью ярких и запоминающихся логотипов владельцев и единых сервисов.

В двадцатых годах появились первые механические дозирующие колонки, а в тридцатых – колонки с электрическими дозаторами. Первая бензоколонка в современном понимании этого слова появилась в 1927 году в Гамбурге. В 30-х годах в Германии можно было заправиться бензином в основном с помощью бензоколонок, которые стояли прямо на тротуаре и работали с помощью насоса. В просторечье их называли «железными девами». До этого бензин продавался только в аптеках и парфюмерно-галантерейных магазинах. Однако долгое время крупные заправочные станции были в Германии редкостью. Только в 50-х годах, когда началась так называемая «эпоха экономического чуда», значительно увеличилось число заправочных станций.

В России первые заправочные станции появились еще в 1911 г., когда Императорское Автомобильное Общество заключило договор с Товариществом «Бр. Нобель» относительно «Бензиновых станций». Уже в 1914 в крупных городах страны работало 440 таких станций. Развитие сети автозаправочных станций напрямую связано с развитием

транспорта. В довоенные годы автомобильного транспорта было относительно немного, и практически весь он был государственным.



Рис. 2 – АЗС 1930 г.

Были случаи, когда машинами в качестве поощрения получали ветераны и передовики производства. Однако эти случаи были настолько малочисленны, что не портили общей статистики. После войны появилось много трофейных автомобилей, да еще выпустили отечественную «Победу», но частного транспорта все равно в Советском Союзе было мало. Эту ситуацию не смогли переломить даже появившиеся чуть позднее «Москвичи» и «Волги». Соответственно, и сеть АЗС была слаборазвитой, но вполне удовлетворявшей спрос относительно немногочисленного парка советских автомобилей. Все предприятия нефтепродуктообеспечения (добывающие, перерабатывающие, нефтехранилища, трубопроводы, АЗС) объединял государственный монстр под названием «Госкомнефтепродукт».

В 60-х годах отечественная нефтяная промышленность выпускала бензины с октановыми числами 66, 72, 76, а также дизельное топливо. Наличного расчета на АЗС в то время не существовало – топливо отпускалось только по талонам. Их было два вида – государственные талоны (для государственного автотранспорта) и талоны единого рыночного фонда (для частных автовладельцев). Государственные талоны распределялись централизованно по госпредприятиям. Каждое предприятие имело строго ограниченный ежемесячный лимит потребления топлива, превышать который было нельзя. Если же предприятию требовалось больше топлива, чем было положено по норме, то приходилось идти на поклон к чиновникам Госснаба и униженно вымаливать у них дополнительные топливные ресурсы. Вместе с тем, цены на топливо были смехотворно низки: 7 – 9 копеек за литр. Платить за по-

ставки топлива госпредприятия должны были три раза в месяц: строго по 1-го, 11-го и 21-го числа. Частные автолюбители заправлялись по талонам единого рыночного фонда, которые в свою очередь приобретали в магазинах наряду с товарами народного потребления. Для них лимитов на объемы приобретаемого топлива не было. Строительство же бензоколонок, как и всех предприятий нефтепрома, осуществлялось в соответствии с государственными планами развития отрасли. В городах АЗС строились вблизи автотранспортных или крупных промышленных предприятий, в провинции – вдоль основных транспортных магистралей. Все АЗС тогда находились на балансе у нефтебаз, с которых и получали топливо. На нефтебазы топливо поступало с нефтеперерабатывающих заводов. Только в Москве и Ленинграде АЗС были на балансе у комбинатов автообслуживания (КАС). Можно уверенно сказать, что таких комбинатов было два не только в СССР, но и во всем мире, поэтому они вполне были достойны занесения в книгу рекордов Гинесса. В середине 60-х годов прошлого века в Москве насчитывалось примерно 250 АЗС, а в Ленинграде – 115.

Существенный толчок в развитии сети АЗС в СССР произошел с началом выпуска массового народного автомобиля «Жигули» на Волжском автомобильном заводе, построенном в Тольятти в 1970 году. «Жигули» заправлялись бензином А-92, тогда как государственный транспорт по прежнему ездил на 72-м и 76-м (66-й бензин к тому времени уже вышел из употребления). 92-й бензил стоил дороже – 20 копеек за литр. Тем не менее, талонная система оплаты топлива изменений не претерпела. Более того, на тех АЗС, где заправлялся государственный транспорт, частные автомобили заправляться не могли; любое нарушение строго каралось милицией. Специальные талоны существовали для машин, приезжавших в СССР «из-за бугра». Дело в том, что к тому времени они ездили на 95-м бензине, который еще не получил у нас распространение. Поэтому талоны были только на 95-й бензин и предназначались только для «иномарок». Кроме специальных талонов для интуристов были специально определены АЗС, на которых они заправлялись. При въезде на территорию СССР зарубежным водителям выдавались списки-схемы с АЗС, на которых заливали 95-й. Сами же автозаправочные станции, на которых заправлялся заграничный транспорт, были под неусыпным контролем властей. Они были более благоустроенными по сравнению с другими АЗС, на них более тщательно отбирался персонал. Каждую весну они инспектировались высокими комиссиями из Москвы, которые досконально проверяли готовность АЗС к очередному сезону.

Топливо-раздаточные колонки (ТРК) для АЗС были, в основном советского производства, небольшое количество импортировали из братской Чехословакии. Первые ТРК были циферблатными: как на

часах стрелка индикатора отсчитывала порции по 5 литров топлива (и это был минимальный объем заправки). Такие ТРК уже практически нигде не встретишь – разве что увидишь в фильмах советской эпохи, например – в «Королеве бензоколонки». На смену им пришли роликовые ТРК: на них цифры, показывающие количество отпускаемого топлива вращались на роликах. Эти ТРК отсчитывали каждый литр (соответственно, таким же стал и минимальный объем налива топлива). Они еще сохранились на некоторых старых АЗС в глубинке.

Первые частные АЗС стали появляться в начале 90-х годов. В основном, это были так называемые контейнерные автозаправочные станции, представляющие собой простейший набор самого необходимого оборудования. Более того, часто они строились даже без проектно-сметной документации, проведения государственной технической и экологической экспертизы, не говоря уже о предъявлении к ним требований по архитектуре и дизайну.

ТРК – Топливораздаточная колонка она же: бензораздаточная колонка, бензоколонка, автозаправочная колонка. Единица оборудования АЗС (автозаправочной станции), предназначенная для отпуска одного или нескольких видов жидкого топлива и его розлива в топливные баки транспортных средств, самоходных машин или в тару потребителя.

К топливораздаточным колонкам относятся: маслораздаточные колонки, предназначенные для отпуска моторных масел, и газонаполнительные колонки, предназначенные для отпуска сжатого и сжиженного газа.

ТРК. Общие технические сведения

Топливораздаточная колона устанавливается на автозаправочной станции, нефтебазе или в пунктах заправки. ТРК может быть оснащена любым количеством топливораздаточных пистолетов. Отпускаемое топливо измеряется мерными сосудами или объемными счетчиками и регистрируется контрольным устройством. Топливораздаточные колонки могут иметь ручное, дистанционное и комбинированное управление. На ТРК с автоматическим управлением выдача топлива производится после того, как в соответствующее гнездо панели вставлен ключ, опущены пластиковая магнитная карта или жетон. Наиболее распространены топливораздаточные колонки производительностью 5—40 л/мин с минимальной дозой отпуска топлива 2 л.



Рис. 3 – **Топливораздаточные колонки (ТРК)** предназначены для заправки автомобилей топливом, а так же измерения и учета налитого топлива.



Рис. 4 – **Маслораздаточная колонка**

Предназначена для заправки маслом агрегатов автомобилей или в тару потребителя с одновременным измерением количества выданного масла. Колонка снабжена дистанционным управлением.



Рис. 5 – **Газонаполнительная колонка**

Предназначена для выдачи сжиженного газа пропанбутан с одного или двух постов. Основные компоненты: электронное отсчетное устройство, проточный измеритель, датчик импульсов, дифференциальный клапан, сепаратор с фильтром и обратным клапаном, электромагнитный клапан, разрывная муфта, морозостойкие шланги.

Топливораздаточные колонки. Классификация

Все многообразие топливораздаточных колонок (ТРК), представленных на современном рынке различными производителями, можно условно разбить на две большие группы:

Топливораздаточные колонки для коммерческого использования на АЗС

Топливораздаточные колонки для некоммерческого (внутреннего) отпуска топлива

Одинарные топливораздаточные колонки спроектированы специально для обслуживания до одного автомобиля в каждый момент времени. В этом случае потребуются как минимум 3 ТРК – каждая для своей марки топлива.

Двойные ТРК предназначены для обслуживания до двух автомобилей в одно и то же время. Использование на АЗС таких топливораздаточных колонок позволит сократить автомобильные очереди за топливом, число автомобилистов решивших не ждать и уехавших заправляться на другую АЗС, а также увеличит пропускную способность автозаправочной станции, а следовательно, ее прибыль.

Раздаточные колонки бывают с **ручным** и с **электрическим приводом**. В случае электрического привода, механизмами ТРК автоматически обеспечивается прекращение подачи топлива после выдачи требуемого объема, который устанавливается задающим устройством.

Различают ТРК и по способу управления. Топливораздаточные колонки с ручным управлением используются для выдачи топлива без электропитания, не гарантируется возможность автоматического блокирования подачи топлива после выдачи заданной дозы. **ТРК с управлением от местного задающего устройства** имеют внешний дисплей и набор кнопок, при помощи которых клиент сам устанавливает вид и литраж выдаваемой порции топлива. Литраж порции топлива выдаваемой раздаточной колонкой с управлением от **дистанционного задающего устройства** задается оператором. Существуют и ТРК с комбинированным управлением, то есть одновременно с управлением от задающего устройства и с местным ручным управлением.

По способу размещения топливораздаточные колонки делятся на стационарные, жестко закрепленные на определенном месте АЗС, и переносные (**мобильные ТРК**). Колонки могут выдавать как однокомпонентное топливо, так и образовывать топливную смесь. Кроме того, у каждой топливораздаточной колонки определен номинальный

расход топлива – 25, 40, 50, 80, 100 или 160. В зависимости от качества исполнения устанавливается основная погрешность расходной колонки.

Основные функции:

- отпуск топлива в бак потребителя по заданной оператором дозе в литрах;
- отпуск топлива в бак потребителя на заданную сумму денег;
- отображение информации о розничной цене одного литра топлива и возможность ее корректировки с контроллера;
- отображение информации о заданной и отпущенной дозе топлива в физических и денежных единицах при разовом отпуске;
- отображение информации о суммарном количестве отпущенного топлива по вызову оператора;
- сохранение в отсчетном устройстве информации о суммарном количестве отпущенного топлива;
- аварийное прекращение выдачи дозы непосредственно с колонки или контроллера;
- продолжение отпуска заданной дозы при устранении аварии с разрешения оператора;
- программная защита от несанкционированного доступа кода поста и значения юстировочного коэффициента;
- возможность монтажа колонки на расстоянии до 30 м от резервуара.

ТРК классифицируют по следующим признакам:

- по мобильности: переносные, стационарные;
- виду привода: с ручным, электрическим, комбинированным;
- способу управления: ручного, от местного задающего устройства; от дистанционного задающего устройства; от автоматического задающего устройства;
- способу размещения: одинарные – для обслуживания одного потребителя;
- двойные – для одновременного обслуживания двух потребителей;
- составу выдаваемого топлива: для выдачи однокомпонентного топлива, для образования и выдачи топливной смеси;
- номинальному расходу топлива, л/мин.: 25; 40; 50; 100; 160;
- основной погрешности, % $\pm 0,25 \dots 0,4$;
- способу размещения сборочных единиц: в одном корпусе, в нескольких корпусах;
- по типу отсчетного устройства: с механическим и электрическим устройством.

Типы топливораздаточных колонок

По способу измерения объема топлива (конструкции измерительного устройства) топливораздаточные колонки подразделяются на колонки периодического действия с мерными сосудами и прямоточные со счетчиками жидкости.

Промышленность выпускала или выпускает топливозаправочные колонки следующих типов:

КЭР – топливораздаточная колонка стационарная с электроприводом и ручным управлением;

КЭК – топливораздаточная колонка стационарная с электроприводом и комбинированным управлением (т.е. с дистанционным и ручным управлением);

КЭД – топливораздаточная колонка стационарная с электроприводом и дистанционным управлением;

КЭМ- топливораздаточная колонка стационарная с электроприводом и местным управлением;

КА – топливораздаточная колонка стационарная с электроприводом и автоматическим задающим устройством (перфокарта, макеты и т.д.);

КР – топливораздаточная колонка переносная с ручным приводом и с ручным управлением.

ТРК выпускаются:

- однопаливные, двухпаливные с возможностью одновременной заправки двух автомобилей одним видом топлива с отдельным учетом выдаваемого топлива через каждый раздаточный кран (например, тип 2КЭД-50-о,25-1/1т);

- двухпаливные, четырехшланговые с возможностью одновременной заправки двух автомобилей одним или двумя видами топлива с учетом выдаваемых доз через каждый раздаточный кран (например, тип 2КЭД-50-о,25-1/2т);

- трехпаливные, шестишланговые с возможностью одновременной заправки двух автомобилей одним или двумя из трех видов топлива с учетом выдаваемых доз через каждый раздаточный кран (например, тип 2КЭД-50-о,25-1/3т);

- четырехпаливные, восьмишланговые с возможностью одновременной заправки двух автомобилей одним или двумя из четырех видов топлива с учетом доз топлива через каждый раздаточный кран (например, тип 2КЭД-50-о,25-1/4т).

Монтажная работа

Распаковать ТРК. Произвести внешний осмотр. ТРК не должна иметь механических повреждений. Проверить комплектность. Монтаж ТРК на автозаправочной станции (АЗС) производится строго в соответствии с проектом АЗС. ТРК устанавливается на фундаменте по отвесу и закрепляется на шпильках.

К ТРК подводятся трубопроводы:

- для топлива;
- для силовых кабелей;
- для кабеля управления (используется только в режиме работы

ТРК от дистанционного задающего устройства).

- обеспечить наклон трубопровода от насосного блока к резервуару 13-18 см на каждые 10 м трубы.

- минимальная глубина прокладки трубопровода 0,45 м. (около насосного блока 0,45 м и более, к резервуару глубина увеличивается в зависимости от длины трубопровода)

Присоединение моноблока трубопроводу осуществляется с помощью гибкого сильфонного компенсатора. Максимальное диаметральное и осевое смещение трубопровода, которое возможно компенсировать с помощью сильфонного компенсатора ± 5 мм. Перед монтажом к колонке трубопровод должен быть тщательно промыт и опрессован. Трубопровод, перед подсоединением к моноблоку, рекомендуется заполнить топливом. Монтаж электрооборудования ТРК производить в соответствии с «Инструкцией по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон». На АЗС необходим общий контур заземления для электрооборудования, защиты от статического электричества, прямых ударов и вторичных проявлений молний. Сопротивление растеканию тока заземлителей не более 10 Ом. Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению, присоединяется к сети заземления с помощью отдельного проводника.

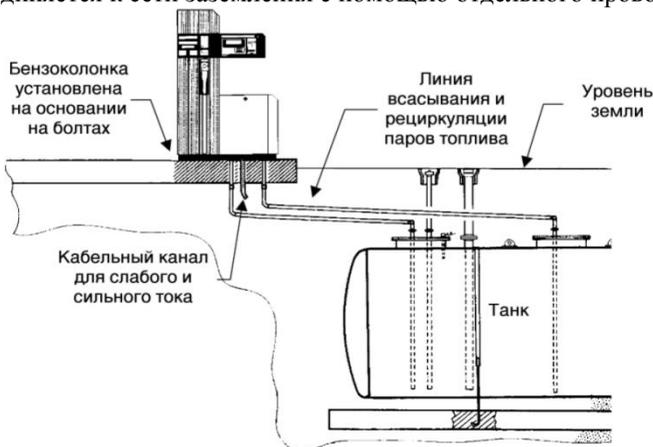
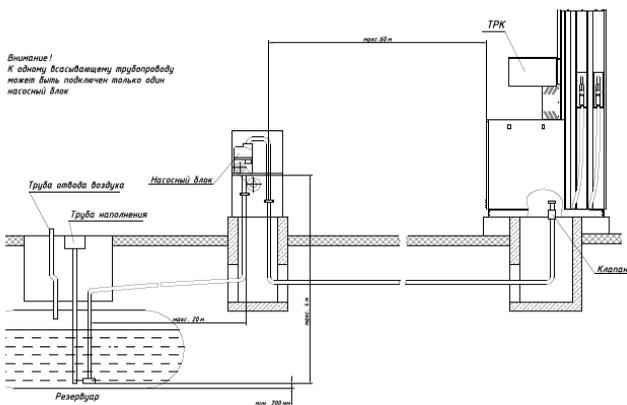


Рис.6 – Установка ТРК

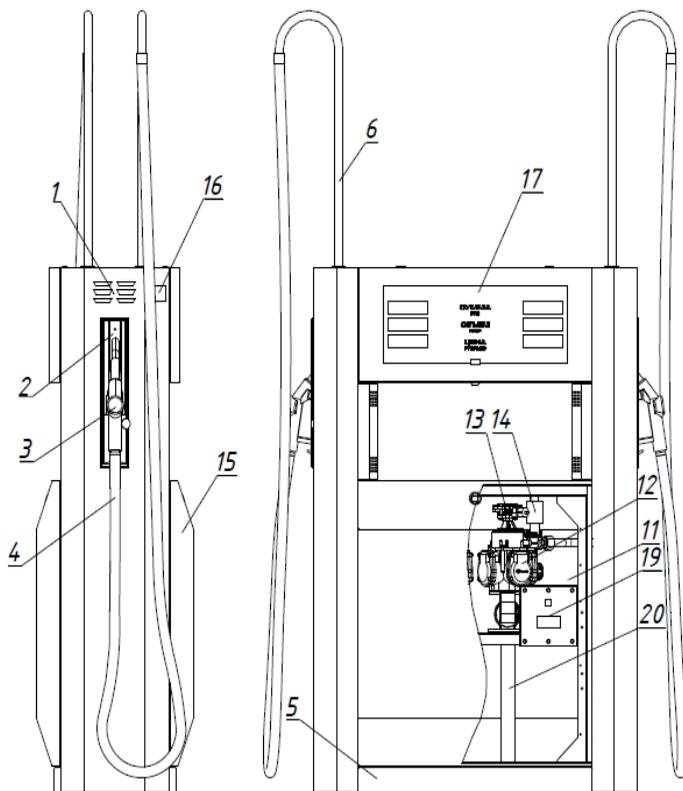


**Рис. 7 –Схема монтажа трубопровода
Назначение и принцип действия ТРК**

После задания дозы через систему управления или с клавиатуры в автономном режиме, на дисплее ТРК высвечивается заданная доза(при снятии РК, заданная доза на дисплее не показывается). После снятия РК, срабатывает магнитный геркон, на дисплее происходит обнуление информации и ТРК переходит в режим отпуска НП. При этом напряжение с силовой платы поступает на электромагнитный клапан и на пускатель электродвигателя, который при помощи ременной передачи вращает вал насосного моноблока(насос). Под действием разряжения, НП из трубопровода через фильтр грубой очистки, находящийся внутри моноблока и выносной фильтр тонкой очистки поступает в насос. После отделения возможных примесей газа и воздуха топливо под давлением поступает через электромагнитный клапан в четырехпоршневой измеритель объема. При закрытом положении раздаточного крана насос работает в режиме перепуска.

Топливо в измерителе объема приводит в движение поршни, которые начинают перемещаться в дозирующих цилиндрах и это движение преобразуется валом во вращательное движение, которое поступает на датчик импульсов. Датчик импульсов переводит вращательное движение в электрические импульсы и передает их для обработки в электронику ТРК. Далее топливо через шланг поступает в раздаточный кран, который с помощью рычага может изменять скорость потока топлива и автоматически закрывать кран, если топливо достигает края носика.

Материнская плата обрабатывает сигналы, поступающие с датчика импульсов и выдает информацию текущего отпуска на плату индикации и СУ. По мере достижения заданной дозы, происходит переход на сниженный расход, а затем полное прекращение подачи топлива.



- | | |
|--------------------------------|----------------------------------|
| 1 – Боковая стойка | 13 – Генератор импульсов |
| 2 – Колodka крана раздаточного | 14 – Соленоидный клапан |
| 3 – Кран раздаточный | 15 – Крышка гидrootсека |
| 4 – Шланг крана раздаточного | 16 – Табличка фирменная |
| 5 – Основание | 17 – Блок индикации и управления |
| 6 – Труба | 19 – Коробка распределительная |
| 11 – Отсек гидравлики | 20 – Патрубок |
| 12 – Измеритель объёма | |

Рис. 8 – Схема расположения узлов ТРК

Устройство и работа ЭО

ЭО обеспечивает управление электрооборудованием ТРК, отображение информации о разовой выдаче топлива, хранение информации о суммарном учёте топлива. Для доступа к электронному оборудованию

дованию ТРК необходимо открыть специальным ключом(входит в комплект поставки) двери ЭО.

□ Плата питания

Плата питания предназначена для преобразования переменного тока сети в постоянный стабилизированный ток +5 Вольт, + 12Вольт для питания материнской платы, а также для других устройств. На плате расположен сетевой предохранитель на ток 0,25 А.(рис.9)



Рис.9 - Плата питания

Материнская плата

Материнская плата является основным модулем отсчетного устройства ТРК, содержащий управляющий процессор, память программы, память данных с батарейным питанием и управляет работой всех модулей ТРК. К ней подключается клавиатура управления для настройки параметров, электронной юстировки ТРК, отпуска в автономном режиме, а также осуществляется питание плат индикации. Управление осуществляется по интерфейсу RS-485(протокол обмена SANKI 90V и АЗТ 2.0). На плате размещены переключки JMP1, JMP2, JMP3 положение которых приводится в пункте 3 настоящего руководства. Разъемы SN2 и SN12 предназначены для подключения к материнской плате по интерфейсу RS-232 для изменения версии программы. (Рис.2)



Рис.10- Материнская плата

Силовая плата

Силовая плата управляет по двум каналам: один вид топлива – 2 раздаточных крана или два вида топлива – 2 раздаточных крана. Выполняет управление МП электродвигателей, электромагнитными кла-

панями, через неё подключены магнитные герконы, датчики импульсов, электромеханические счетчики, а также питание системы отопления. Питание силовой платы осуществляется от 220В напрямую с клемной коробки. На плате размещены светодиоды, сигнализирующие 4То режимах работы платы, а также три предохранители на ток 1А по цепи магнитного пускателя и электромагнитного клапана. На плате установлены 2 переключки JMP1 и JMP2, установка которых зависит от подключения плат к материнской плате(Рис.3).



Рис.11 - Силовая плата

Плата индикации

На ТРК расположены две платы индикации: со стороны А – основная, при настройке и проверке параметров и со стороны В. Подключены к разъемам CN20А и CN20В материнской платы. Плата индикации предназначена для отображения цены, количества и суммы, отпущенного нефтепродукта в режиме отпуска, а также отображения служебной информации во время настройки и юстировки ТРК. Используются жидкокристаллические индикаторы – 7,6,5 бит. Подсветка осуществляется с помощью блока светодиодов, расположенных сзади ПИ (Рис.4).



Рис.12 – Плата индикации

Устройство отопления

Устройство отопления предназначено для обогрева электронного отсека и расположена в металлическом корпусе. Он состоит из нагревательного элемента, вентилятора и термодатчика. Питание нагревательного элемента 220 вольт, мощность 600 Ватт, термодатчика срабатывает при температуре ниже -15°C и прекращается свыше 15°C внутри ЭО. (Рис.5)



ссылаетесь на
рисунки, а где они
сами?????

Рис. 13 - Нагревательная панель

Вращательное движение коленчатого вала измерителя объёма передаётся на вал датчика импульсов. Датчик импульсов формирует и выдаёт на ЭО счётные импульсы, количество которых пропорционально объёму выданного топлива. После измерителя объёма топливо через открытый электромагнитный клапан поступает в раздаточный шланг, раздаточный кран и далее в бак транспортного средства. Во время отпуска топлива ЭО подсчитывает импульсы, поступающие, от датчика импульсов и обновляет на табло ЭО информацию о текущей дозе. По мере достижения заданной дозы, только в режиме работы от дистанционного задающего устройства, происходит переход на сниженный расход, а затем полное прекращение подачи топлива.

Компенсатор сильфонный

Компенсатор сильфонный предназначен для подсоединения гидравлической системы ТРК к трубопроводу. Служит для компенсации осевых и продольных смещений трубопровода, вызванных неточностью монтажа, колебаниями температуры, давления, либо из-за наружного физического воздействия.



Рис. 14 - Компенсатор сильфонный
Моноблок насосный

Моноблок представляет собой комплексный агрегат, в котором соединены функции ОС еня е-нагнетательного насоса и газоотделителя. В верхней части моноблока располагается выход, к которому подключается измеритель объёма топлива. (Рис.7) ← [?????]

При работе моноблока на его входе создаётся разрежение, и топливо из резервуара через фильтр и обратный входной клапан (наличие в зависимости от модели моноблока) поступает в насос, из которого под давлением подаётся в газоотделитель, закручиваясь в его цилиндрическом корпусе. Далее под действием центробежных сил пузырьки воздуха с частью топлива вытесняются к центру газоотделителя и отводятся в поплавковую камеру. Топливо, поступающее вместе с пузырьками воздуха в поплавковую камеру, накапливается и, достигнув определённого уровня, через открывшийся клапан поплавковой камеры поступает на вход насоса и снова закачивается в гидросистему. Пары воздуха из поплавковой камеры отводятся за пределы ТРК через трубку отвода паров в верхней части крышки моноблока (см. поз. №17 приложения Б). Очищенное от воздуха топливо собственным давлением открывает обратный клапан и поступает на выход моноблока и далее через патрубок в гидросистему. Обратный клапан при остановке насоса предотвращает

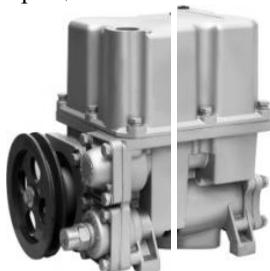


Рис.15 - Моноблок насосный

Камера каждого поршня вмещает 125 мл топлива. Движение поршня приводит во вращение коленчатый вал, на котором закреплён золотник. Золотник имеет несколько входных и выходных отверстий. После заполнения одной из камер топливом, поршни, продолжая движение, выталкивают топливо через золотник в выпускную камеру, из которой топливо поступает в подключенную систему. При этом в другой (пустой) камере в этот момент происходит забор топлива. За один оборот коленчатого вала перекачивается топливо объёмом 0,5 л. На верхнем конце вала имеется муфта для закрепления вала генератора импульсов. Для регулировки выдаваемой дозы на одном из поршней установлен лимб, при вращении которого происходит уменьшение или увеличение объёма камеры, что непосредственным образом влияет на

выдаваемую дозу. Поворот лимба на одно отверстие соответствует 9-11 мл при выдаче десятилитровой дозы.

В верхней части измерителя объёма крепится генератор импульсов, соединяемый с валом измерителя объёма соединительной муфтой.

Датчик импульсов

Датчик импульсов применяется для преобразования механического вращения вала измерителя объёма в количество последовательных электрических импульсов, используя при этом оптический метод. Валу датчика импульсов передаётся вращение от измерителя объёма. На валу закреплён диск с прорезями, при вращении которого формируются импульсные сигналы, количество импульсов пропорционально объёму выданного топлива. Один оборот вала датчика импульсов соответствует 50-ти электрическим импульсам. Кабель датчика импульсов состоит из четырех жил.



Рис.16 - Датчик импульсов

Электромагнитный клапан

Клапан соленоидный предназначен для управления потоком топлива, обеспечивая снижение расхода топлива перед окончанием выдачи дозы и прекращение подачи топлива после выдачи заданной дозы. Соленоидный клапан имеет три состояния: закрыт, открыт на малый поток, открыт на большой поток. Управление состоянием клапана осуществляется путём подачи и снятия питающего напряжения.

Управление клапаном обеспечивается электромагнитными катушками, которые при подаче напряжения приводят в движение сердечники клапанов. При пуске ТРК на верхнюю и нижнюю катушки подаётся напряжение, верхний и нижний сердечники перемещаются вверх. Под действием давления топлива поднимается мембрана, и топливо из измерителя объёма перетекает через трубопровод в раздаточный шланг, обеспечивая нормальный расход топлива.

Знак Цвет Описание

V12 Красный Питание +12V

РВ Зеленый Импульс второго канала
РА Желтый Импульс первого канала
GND Черный Заземление

2.6 Эксплуатация колонок должна производиться с соблюдением требований:

- ГОСТ Р 51330.9-99 Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон;

- ГОСТ Р 51330.13-99 Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);

- ГОСТ Р 51330.18-99 Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 19. Ремонт и проверка оборудования, используемого во взрывоопасных газовых средах (кроме подземных выработок или применений, связанных с переработкой или производством взрывчатых веществ);

- «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ);

- «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭЭП);

- «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБ);

- «Правил технической эксплуатации автозаправочных станций»

№ РД 153-39.2-080-01 от

01.08.2001г.;

- Настоящего руководства по эксплуатации.

3 Подготовительная работа к использованию

3.1 Монтажная работа

3.1.1 ТРК не являются источником повышенной опасности, поэтому при подготовке ТРК к использованию следует выполнять требования безопасности, действующие на объекте.

3.1.2 Распаковать ТРК. Произвести внешний осмотр. ТРК не должна иметь механических повреждений.

3.1.3 Проверить комплектность на «Перечени состава топливораздаточной колонки».

3.1.4 Монтаж ТРК на автозаправочной станции (АЗС) производится строго в соответствии с проектом АЗС и настоящим руководством.

3.1.5 ТРК устанавливается на фундаменте по отвесу и осеваются на шпильках М14

3.1.6 Схемы монтажа трубопроводов приведены в приложении 3. К ТРК подводятся трубопроводы:

- для топлива;

- для силовых кабелей;

- для кабеля управления (используется только в режиме работы ТРК от дистанционного

задающего устройства).

3.1.7 Присоединение моноблока трубопроводу осуществляется с помощью гибкого сильфонного компенсатора. Максимальное диаметральное и осевое смещение трубопровода, которое возможно компенсировать с помощью сильфонного компенсатора ± 5 мм.

3.1.8 Перед монтажом к колонке трубопровод должен быть тщательно промыт и опрессован. Трубопровод, перед подсоединением к моноблоку, рекомендуется заполнить топливом.

3.1.9 Монтаж электрооборудования ТРК производить в соответствии с «Инструкцией по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон» ВСН 332-74 по проекту АЗС, утверждённому в установленном порядке.

3.1.10 Электрические схемы подключения колонок к электросети и к дистанционному задающему устройству приведены в приложении 9.

3.1.11 На АЗС необходим общий контур заземления для электрооборудования, защиты от статического электричества, прямых ударов и вторичных проявлений молний. Сопротивление растеканию тока заземлителей не более 10 Ом. Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению, присоединяется к сети заземления с помощью отдельного проводника в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации автозаправочных станций».

3.1.12 В соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации автозаправочных станций» сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для защиты от статического электричества, допускается не более 100 Ом.

3.1.13 Кратковременно включить электродвигатель, убедиться в правильном направлении вращения шкива двигателя (направление вращения нанесено на шкиве насоса). В случае неправильного направления разрешается изменять порядок подключения проводов кабелей на магнитном пускателе или в коробке распределительной .

3.2 Пуск-наладочная работа

3.2.1 Для осуществления пробного пуска необходимо прокачать через колонку не менее 200 л топлива и убедиться в исправной работе моноблока, измерителя объёма, раздаточного крана. Следует проверить места соединений и уплотнений. По индикатору потока контролировать отсутствие пузырьков воздуха в топливе.

3.2.2 После пробного пуска и проведения расконсервации необходимо снять оба фильтра ТРК, промыть их и продуть сжатым воздухом.

ВНИМАНИЕ! РАБОТА НАСОСНОГО МОНОБЛОКА БЕЗ ФИЛЬТРА ПРИВОДИТ К ПРЕЖДЕВРЕМЕННОМУ ВЫХОДУ ИЗ СТРОЯ НАСОСА МОНОБЛОКА.

3.2.3 Для обеспечения необходимой точности измерения количества продукта, отпускаемого колонкой, производится электронная или механическая юстировка.

2.2.4 Описание и порядок выполнения электронной юстировки описан в п.4.3.5.

3.2.5 Проведение операций электронной юстировки фиксируется в формуляре. Перед началом новой юстировки необходимо сверить показания счётчика количества операций юстировки с записями в формуляре. Совпадение показаний счётчика с записью в формуляре будет свидетельствовать об отсутствии несанкционированных манипуляций с юстировочным коэффициентом. ТРК после проведения юстировки предъявляется для проведения поверки органам Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

3.2.7 Подготовленная к работе ТРК принимается ответственным лицом в эксплуатацию.

4. Электронное подключение

4.1 Назначение перемычек отсчетного устройства

4.1.1 Описание функций джамперов материнской платы.

До запуска ТРК в эксплуатацию, при необходимости, требуется провести настройку некоторых параметров ТРК при помощи джамперов на материнских платах. Настройка производится следующим образом: включение параметра — установкой (замыканием - «ON») джампера; отключение параметра — снятием (размыканием - «OFF») джампера;

4.2 Устройства для настройки параметров

4.2.1 Клавиатура

Клавиатура соединена с интерфейсом CN10A материнской платы ZB-11V02 при помощи плоского 26-жильного кабеля.(Рис.6)

Клавиатура используется для установки параметров во время настройки, отпуска топлива в автономном режиме, а также для юстировки отпуска топлива с ТРК.

4.2.2 Замок-выключатель

Замок-выключатель находится в отсеке электроники. Он используется для подтверждения установки параметров, таких как цена, коэффициент и так далее. Принцип действия замка такой же, как у обычной кнопки. Вы должны повернуть замок по часовой стрелке и вернуть в первоначальное положение.

4.3.1 Установка коммуникационного адреса ТРК.

Нажмите последовательно кнопки «ОТМЕНА», «ЦЕНА» и «СУММА», текущий коммуникационный адрес отобразится на главном дисплее стороны А в позиции «КОЛИЧЕСТВО».

Например, значение текущего коммуникационного адреса 1, показано на дисплее как «1.00». Если вы хотите изменить значение коммуникационного адреса на 2, нажмите на клавиатуре кнопку «2», затем нажмите кнопку «ЦЕНА».

Выбранное «Число» должно быть в диапазоне от 1 до 255, что означает, что может быть установлен любой не повторяющийся коммуникационный адрес ТРК значением от 1 до 255 включительно.

4.3.2 Установка количества рукавов на каждой стороне

Нажмите последовательно кнопки «ОТМЕНА», «ЦЕНА», «СУММА» и «ЛИТРЫ» и на главном дисплее стороны А будет отображено текущее количество рукавов на каждой стороне ТРК. Например, текущее количество рукавов 3 показано как «3.00». Если вы хотите установить количество рукавов на каждой стороне ТРК в 2, нажмите кнопку «2», затем нажмите кнопку «ЦЕНА».

Выбранное «Число» должно быть в диапазоне от 1 до 4, что означает, что количество рукавов на каждой стороне может быть от 1 до 4 включительно. Если количество рукавов на каждой стороне ТРК установлено в 1 – это означает, что на каждой стороне ТРК имеется по одному рукаву и используется одна плата управления на всю ТРК.

4.3.4 Регулировка времени закрытия главного клапана соленоидного клапана X

Соленоидный клапан включает в себя главный клапан и вспомогательный клапан. Скорость потока продукта через главный клапан высокая, а через вспомогательный клапан – низкая. Для обеспечения точности операции предустановки отпуска, главный клапан автоматически закрывается, когда значение отпуска достигает значения, отличного от предустановленного на $(X/100+0.3)$ литра и происходит долив до заданного значения через вспомогательный клапан.

Вы можете отрегулировать время закрытия главного клапана соленоидного клапана следующей операцией:

Нажмите последовательно кнопки «ОТМЕНА», «ЦЕНА», «ЛИТРЫ», введите «№ рукава» (например 3) и затем нажмите кнопку «ЛИТРЫ». Текущее значение для рукава № 3, например «20.00», будет показано в позиции «КОЛИЧЕСТВО» главного дисплея стороны А и «20» на дисплее клавиатуры. Значение «Числа» должно быть в диапазоне от 0 до 99 включительно. Например, если вы хотите изменить текущее значение на 60, введите число 60 и поверните ключ один раз. Новое значение «60.00» будет показано на стороне А главного дисплея и «60» на дисплее клавиатуры.

Например, текущее значение времени закрытия 60 и предустановленное значение отпуска 20 литров. Тогда главный клапан закроется автоматически при достижении значения 19.1 литра $(19.1=20-(60/100+0.3))$.

4.3.5 Регулировка коэффициента расхода.

Для того, чтобы отрегулировать точность измерения, вы можете отрегулировать коэффициент расхода для устранения ошибок измерений.

Проверка текущего коэффициента:

Нажмите последовательно кнопки «ОТМЕНА», «ЦЕНА», «ПЕРЕМЕНА», введите № рукава (например 3), затем нажмите «ПЕРЕМЕНА». Текущий коэффициент расхода для рукава № 3, например 1000.00, будет показан на главном дисплее стороны А, в позиции «КОЛИЧЕСТВО» и 1000 на дисплее клавиатуры. Если вы хотите изменить значение коэффициента расхода в целях улучшения точности налива на 1100, выполните следующую операцию: Нажмите последовательно кнопки «ОТМЕНА», «ЦЕНА», «ПЕРЕМЕНА», введите № рукава (например 3), затем нажмите «ПЕРЕМЕНА», на главном дисплее в позиции «КОЛИЧЕСТВО» стороны А будет выведено текущее значение коэффициента, например 1000,00 и на дисплее клавиатуры будет показано 1000. Введите новое значение коэффициента, например 1003 и поверните 1 раз ключ. Показания на дисплеях изменятся на 1003,00 и 1003 соответственно.

Примечание

1. Диапазон допустимых значений коэффициента от 970 до 1100. Иные значения будут недопустимыми и не могут быть установлены.

2. $N = A * (1 \pm x\%)$. Где N — новый коэффициент, А — текущий коэффициент, x%: больше или меньше x литров на 100 литров.

3. Например текущий коэффициент 1000, перелив от 100 литров составляет 0,3 литра, вы можете увеличить коэффициент для поправки ошибки измерения следующим образом по формуле «Новый коэффициент»= «Текущий коэффициент» * (1+ 0.3%), то есть $1000 * (1 + 0.3\%) = 1003$.

4. Например текущий коэффициент 1000, недолив до 100 литров составляет 0,3 литра, вы можете изменить коэффициент для поправки ошибки измерения следующим образом по формуле «Новый коэффициент»= «Текущий коэффициент» * (1- 0.3%), то есть $1000 * (1 - 0.3\%) = 997$.

ОТМЕНА ЦЕНА ЛИТРЫ № рукава ЛИТРЫ Число

Повернуть ключ

ОТМЕНА ЦЕНА ПЕРЕМЕНА № рукава ПЕРЕМЕНА

ОТМЕНА ЦЕНА ПЕРЕМЕНА № рукава ПЕРЕМЕНА Число

Повернуть ключ

РЭ ТРК SK65ZF632B

Вопросы для самоконтроля

1. Классификация топливораздаточных колонок.

2. Основные функции ТРК.
3. Типы ТРК.
4. Монтаж ТРК.
5. Принцип действия ТРК.
6. Составные части ТРК.
7. Виды и периодичность технического обслуживания ТРК.
8. Ежедневное ТО ТРК.
9. Сезонное ТО ТРК.

7.4 ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4 **Эксплуатация и техническое обслуживание** **автомобильных и наземных цистерн**

Цель занятия: Изучить правила производственной эксплуатации и технического обслуживания автомобильных цистерн.

I Подготовка автомобильных цистерн к эксплуатации

Автомобильные цистерны, поступающие с заводов на АТП, находятся в состоянии консервации. На консервацию ставят также те, эксплуатация которых не планируется в течение длительного (более 3 мес) времени. Под **консервацией** понимаются подготовка и содержание технически исправных и полностью укомплектованных автомобильных цистерн, обеспечивающие их длительное хранение и быстрое приведение в готовность к эксплуатации. Для консервации узлов и агрегатов автомобильных цистерн применяют консервационные смазочные материалы.

При **расконсервации** выполняют следующие работы: удаляют герметизирующие наклейки; очищают детали агрегатов и узлов от консервирующего смазочного материала; расконсервируют насос, крышку смотрового люка, дыхательный и предохранительный клапаны, фильтр предварительной очистки топлива, напорно-всасывающий и раздаточный рукава, заземляющее устройство, запасные части, инструмент и принадлежности; заменяют масло в редукторе привода насоса; снимают все пломбы; удаляют с поверхности узлов и деталей парафинированную и битумную бумагу.

После выполнения этих работ расконсервируют базовое шасси в соответствии с инструкцией по его эксплуатации или инструкцией по консервации и расконсервации базового автомобиля.

После расконсервации осматривают и проверяют техническое оборудование и комплектность автомобиля-цистерны: состояние внутренней поверхности цистерны и трубопроводов, обращая особое внимание на качество противокоррозионного покрытия; наличие следов грязи и коррозии; крепление цистерны к раме автомобиля; герме-

тичность всех соединений трубопроводов и агрегатов; состояние насосов и их приводов (муфт соединения и переключения, редукторов, коробок отбора мощности и карданных передач); наличие и состояние контрольно-измерительных приборов, топливных фильтров, заземляющих устройств, средств тушения пожара, инструмента и принадлежностей.

После осмотра в обязательном порядке проверяют работу агрегатов специального оборудования путем прокачки топлива (масла) по замкнутому контуру трубопроводов и цистерны. При этом показания контрольно-измерительных приборов должны соответствовать технической характеристике автомобиля-цистерны. Результаты осмотра и проверки работы заносят в формуляр с точным указанием времени осмотра и проверки. Формуляр подписывает лицо, производившее осмотр. Выявленные неисправности устраняют. Затем технологическое оборудование автомобиля-цистерны подвергают сезонному техническому обслуживанию.

Расконсервированный, тщательно проверенный и полностью исправный автомобиль-цистерна передается водителю, который несет ответственность за его техническое состояние.

Налив нефтепродуктов

Налив нефтепродуктов в автомобили-цистерны в основном производят на нефтебазах и осуществляют через верхнюю горловину (верхний налив) или через нижний патрубок (нижний налив). Наибольшее распространение получил верхний налив через наливные стояки. На большинстве нефтебаз нефтепродукты наливают через наливные автоэстакады, а отпущенное количество учитывают двойным взвешиванием автомобилей-цистерн на весах с последующим оформлением документов. Однако такая система требует значительных затрат физического труда, вызывает потери нефтепродуктов, приводит к длительному нахождению автомобильных цистерн на нефтебазах.

На современных нефтебазах применяют автоматизированные системы налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны – типа АСН-5; АСН-12 или НАРА 100.

В зависимости от мощности наливного пункта применяются наливные стояки с ручным управлением и установки автоматизированного налива с местным и дистанционным управлением. На пунктах налива большой мощности применяются **установки автоматизированного и герметичного налива АСН-12** (рис. 1), предназначенные для отпуска светлых нефтепродуктов.

Насосный агрегат состоит из насоса 4К18а (подача 70 м³/ч). Счетчик ЛЖ-100-8 имеет номинальный расход 70 м³/ч; погрешность измерения ± 0,5. Пульт управления ПУН-12Д предназначен для дис-

танционного управления и получения информации о количестве наливаемого нефтепродукта в объемных единицах.

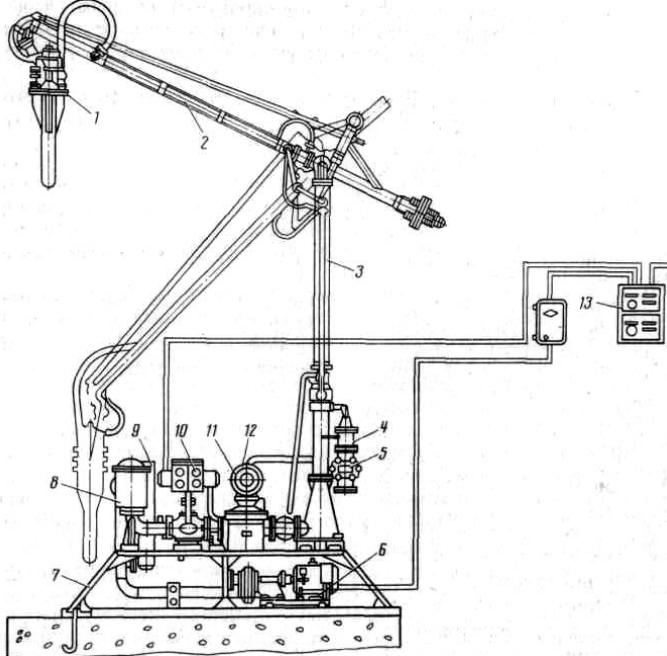


Рис. 1 – Установка автоматизированного и герметизированного налива АСН-12: 1 – датчик налива с герметизирующей крышкой; 2 – газоотводящая линия; 3 – наливной стояк НС-12; 4 – обратный клапан; 5 – огневой предохранитель; 6 – насосный агрегат НА-1; 7 – арка; 8 – фильтр-воздухоотделитель; 9 – гидроамортизатор; 10 – дозирующий полуавтоматический клапан КДП-12; 11 – термокорректор ТКА-1; 12 – счетчик жидкости ЛЖ-100-8; 13 – пульт управления наливом ПУН-12Д или ПУН-12.

Нефтепродукт наливают в следующем порядке. Водитель подъезжает к диспетчерской, сдает документы на право получения нефтепродукта, получает ключ (или два ключа, если цистерна имеет две горловины или прицеп) и направляется к посту налива, соответствующему номеру ключа. Диспетчер набирает дозу нефтепродукта, подлежащую наливу, и нажимает на кнопку „Пуск». Водитель, поднявшись на автомобильную цистерну, открывает горловину, опускает в нее наливной патрубок, закрывает горловину герметизирующей крышкой и заземляет цистерну; опустившись вниз, включает ключ в гнездо клапана-дозатора (при этом включается насос и на пульте клапана-дозатора загорается сигнал „Открой клапан»; нажатием на рычаг

открывает клапан – начинается налив. Налив прекращается нажатием кнопки „Стоп» на клапане-дозаторе или пульте управления, а также автоматически при наливе дозы нефтепродукта.

На пунктах средней и малой мощности применяются автоматизированные системы налива с местным управлением АСН-1 и ее модернизированный вариант АСН-5Н.

Верхний налив автомобилей-цистерн имеет ряд существенных недостатков: образование статического электричества и необходимость ограничивать подачу насоса; большой объем вспомогательных операций (подъем водителя на цистерну, установка наливного патрубка в горловину цистерны, герметизация горловины и др.); при негерметичной горловине имеют место потери нефтепродукта и загрязнение нефтепродукта атмосферной пылью.

Нижний налив по сравнению с верхним имеет ряд преимуществ: выше производительность труда; меньше капитальные затраты (нет эстакад и наливных стояков); выше подача; в 2. . . 2,5 раза меньше потери от испарения, а при применении паровозвратных обвязок – в 10 раз.

Нижний налив автомобилей цистерн производят по трем схемам:

- объем заливаемого нефтепродукта задают с помощью счетчика-дозатора, в процессе налива уровень нефтепродукта не контролируют;
- внутри цистерны устанавливают автоматический клапан-отсекатель, прибор управления клапаном-отсекателем и датчик уровня;
- датчик уровня налива монтируют внутри цистерны, а клапан-отсекатель и прибор управления клапаном-отсекателем – вне цистерны.

Для обеспечения большой производительности налива цистерн, уменьшения гидравлических ударов и повышения точности налива по последним двум схемам на завершающей фазе налива должна снижаться производительность насосной установки, поэтому датчик уровня налива должен быть двухпозиционным и выполнять функции регулятора производительности.

При всех схемах налива автомобиль-цистерну оборудуют быстросъемным соединением с наливным трубопроводом и двойным запорным клапаном для уменьшения потерь. При собранном соединении этот клапан должен быть открыт, а при разобранном закрыт.

Институтом ВНИИКАнефтегаз разработана установка автоматизированного налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны (типа УНА-100), которая обеспечивает дозированное налив автоцистерн, оснащенных автоматическими сигнализаторами предельного

наполнения, через нижний приемный прибор. Схема этой установки приведена на рис. 2.

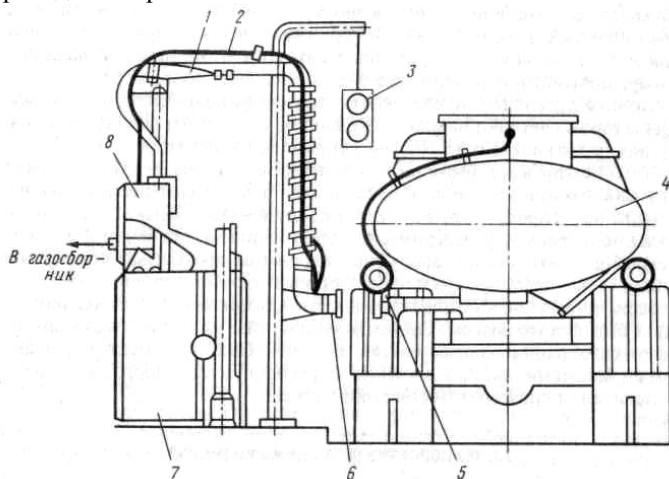


Рис. 2 – **Схема установки нижнего налива нефтепродуктов в автоцистерны УНА-100:** 1 — наливной стояк; 2 — газоотводная линия; 3 — светофор, разрешающий въезд (выезд) автоцистерны на наливную площадку; 4 — автомобильная цистерна; 5 — приемное устройство; 6 — наконечник соединителя; 7 — насосная станция; 8 — пульт управления

Установка УНА-100 работает следующим образом. Оператор нефтебазы, получив от водителя автоцистерны документы на отпуск нефтепродукта, фиксирует на пульте управления дозу (количество) наливаемого продукта и дает разрешение на налив. Водитель, установив цистерну на площадке налива, заземляет цистерну, выводит шарнирный соединитель наливного стояка из стационарного положения и подключает его к приемному устройству цистерны. Затем нажатием кнопки „Пуск» на местном пульте управления включает установку налива. Контроль заземления и заданного режима налива обеспечивается блоком автоматики. После налива в автоцистерну заданной дозы нефтепродукта установка автоматически выключается (аварийное выключение установки производится при срабатывании датчика повышенного давления или датчика предельного уровня налива, установленных в автоцистерне). При завершении операции налива водитель отсоединяет от приемного патрубка автоцистерны шарнирный соединитель и переводит его в стационарное положение.

Количество отпущенного нефтепродукта фиксируется стрелочным индикатором счетчика на площадке налива и данные о нем передаются дистанционно на индикатор пульта управления оператора.

Темные (вязкие) нефтепродукты наливают через верхнюю горловину или нижний патрубок. Схемы налива аналогичны схемам налива светлых нефтепродуктов, отличие в оборудовании. Вязкие нефтепродукты подогревают в резервуарах перед наливом, особенно в зимнее время. Наливные стояки оборудуют паровыми рубашками подогрева. Если светлые нефтепродукты перекачивают с помощью центробежных насосов, то для вязких нефтепродуктов применяют лопастные, шестеренные, винтовые и поршневые насосы. Системы налива вязких нефтепродуктов не имеют газоуравнительных систем и фактически являются упрощенными системами налива светлых нефтепродуктов. Порядок налива аналогичен наливу светлых нефтепродуктов.

Транспортировка нефтепродуктов

Перед началом транспортировки нефтепродуктов водитель автомобиля-цистерны проверяет правильность оформления сопровождающих документов, герметичность заливного люка и нижнего сливно-наливного патрубка, наличие пломб, опускает на дорогу заземляющую цепь. Трогание с места автомобиля-цистерны должно быть плавным, без рывков, а движение по дороге – без резких торможений и разгонов; на ухабистой дороге и при поворотах скорость снижают до минимальной.

При резком трогании или торможении происходит продольное перераспределение массы нефтепродукта в цистерне, центр тяжести смещается назад, что приводит к перераспределению осевых нагрузок, ухудшению сцепления колес с дорогой, а также к перегрузке задней или передней стенки цистерны. Во избежание последнего в цистернах вместимостью более $7,5 \text{ м}^3$ устанавливают поперечные негерметичные перегородки – волнорезы, воспринимающие частично эти нагрузки на себя.

При движении на больших скоростях по ухабистой дороге в цистерне происходит интенсивное расплескивание нефтепродукта, которое приводит к образованию статического электричества и нежелательным последствиям из-за электрических разрядов.

При повороте автомобильной цистерны в результате перемещения в цистерне нефтепродукта за счет центробежных сил центр тяжести смещается в поперечном направлении, что увеличивает опрокидывающий и уменьшает восстанавливающий моменты. Чем больше скорость на повороте, тем больше поперечное смещение центра тяжести. Поэтому снижение скорости на повороте уменьшает возможность заноса и опрокидывания автомобиля-цистерны. Особую опасность представляют резкие торможение и разгон на поворотах. В этих случаях одновременно с увеличением опрокидывающего момента ухудшается сцепление колес с дорогой.

Продольное и поперечное смещение центра тяжести автомобиля-цистерны зависят от заполнения цистерны нефтепродуктом. Чем меньше степень заполнения цистерны, тем больше смещение центра тяжести. В связи с этим при выборе марки автомобиля-цистерны для транспортировки нефтепродуктов исходят из того, чтобы цистерна на нефтебазе заливалась полностью.

Нефтепродукты транспортируют, как правило, одиночными автомобилями (автопоездами)-цистернами. Так как нефтепродукты (бензины и лигроины) являются опасными грузами 3-го класса, то маршруты движения автомобилей-цистерн согласовывают с ГАИ.

Движение автомобилей-цистерн, доставляющих груз одному потребителю, осуществляется по маятниковым маршрутам. Доставка нефтепродуктов – автопоездами-цистернами нескольким потребителям возможна по кольцевым – развозочным маршрутам. Для ускорения транспортного процесса на развозочных маршрутах возможно отцепление прицепов-цистерн автопоезда для слива нефтепродукта и сбор опорожненных цистерн при обратном движении по маршруту.

Слив нефтепродуктов

Нефтепродукты из автомобильных цистерн сливают самотеком и с помощью насосов в подземные резервуары, а также горизонтальные и вертикальные наземные резервуары. Запрещается сливать с помощью ведер, открытых желобов и другими способами, при которых возможны потери и загрязнение нефтепродукта. Слив должен производиться быстро, присоединение сливных рукавов должно быть герметичным. Автомобиль-цистерну устанавливают с наклоном в сторону сливного устройства.

Слив нефтепродуктов из автомобиля-цистерны в резервуары АЗС допускается только через сливной фильтр, в присутствии заправщика и водителя. Перед сливом заправщик АЗС (или заведующий нефтескладом), принимающий нефтепродукт, должен: проверить правильность оформления документов; исправность цистерны и наличие паспорта качества на принимаемый нефтепродукт; измерить уровень нефтепродукта в резервуаре, в который будет сливаться нефтепродукт; убедиться в исправности резервуара и его дыхательной системы, определить плотность и высоту налива нефтепродукта и наличие воды в цистерне. Отстойную воду вычитают из объема доставленного нефтепродукта. Полученный объем нефтепродукта умножают на плотность его при фактической температуре в момент измерения.

При неисправности в цистерне, неправильно оформленных документах, отсутствии паспорта на нефтепродукт вызывают представителя нефтебазы, совместно с ним составляют акт и лишь после этого сливают нефтепродукт. При расхождении действительного количества

сливаемого нефтепродукта с данными товарно-транспортных документов составляют акт, который подписывают приемщик и водитель.

Этилированный бензин сливают с соблюдением санитарных правил. Пролитый этилированный бензин немедленно собирают, загрязненные этилированным бензином участки немедленно зачищают и обезвреживают.

При сливе нефтепродуктов автомобили-цистерны заземляют. Сливные рукава снабжают наконечниками из неискрящего материала. Соединения производят омедненным инструментом. При сливе в темное время суток территорию освещают прожекторами, установленными на расстоянии не менее 10 м от места слива, или герметически изолированными лампами. Допускается также применение аккумуляторных фонарей взрывобезопасного исполнения.

Для слива светлых нефтепродуктов из автомобилей-цистерн, не оборудованных насосами, в наземные резервуары на нефтескладах колхозов и совхозов применяются приемо-раздаточные стояки 03-2462 и 03-9721 и др., а также передвижные мотопомпы МПГ-10 и МПГ-10Э. Приемо-раздаточный стояк 03-9721 оборудован насосом с подачей 30 м³/ч.

Выполнение рабочих операций на автомобильных цистернах

Автомобильные цистерны по перечню выполняемых операций делят на заправочные и транспортные. На заправочных выполняют весь перечень рабочих операций или большинство из них, а на транспортных не выполняют операции, связанные с заправкой нефтепродуктов. Транспортные автомобильные цистерны изготавливают в двух вариантах: с насосной установкой и без нее. В последнем случае технологическое оборудование выполняет лишь операции залива нефтепродукта в цистерну посторонним насосом, транспортировку и слив нефтепродукта из цистерны самотеком.

Унифицированная технологическая схема автомобильной заправочной цистерны (рис. 3).

Кроме перечня операций, представленных в таблице 1, обеспечивает перекачивание нефтепродукта из одной емкости в другую с фильтрацией и отсчетом количества нефтепродукта, а также автоматическое выполнение следующих операций:

- очистку воздуха, поступающего в цистерну, от атмосферной пыли;
- очистку и отсчет нефтепродукта при заправке и перекачивании;
- регулировку давления и разрежения в цистерне;

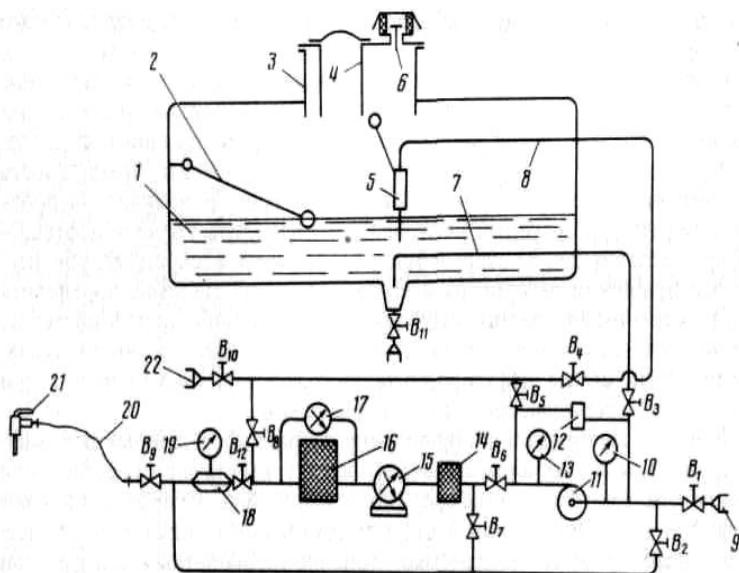


Рис. 3 – Унифицированная технологическая схема заправочной автомобильной цистерны: 1 – цистерна; 2 – уровнемер; 3 – горловина; 4 – наливной люк; 5 – ограничитель налива; 6 – воздушный фильтр с дыхательным клапаном; 7 – сливная труба; 8 – наливная труба; 9, 22 – штуцер; 10 – мановакуумметр; 11 – насос; 12 – предохранительный перепускной клапан; 13 – манометр; 14 – фильтр грубой очистки; 15 – счетчик; 16 – фильтр тонкой очистки; 17 – дифференциальный манометр; 18 – гаситель гидроудара; 19 – манометр; 20, 21 – раздаточные рукава; 8 – гаситель гидроудара; 19 – манометр; 20, 21 – раздаточные рукава; V_1, \dots, V_{12} – вентили

- ограничение наполнения цистерны нефтепродуктом при наливке;
- снижение испаряемости и электризации нефтепродуктов при заливке через заливную горловину;
- гашение гидравлического удара, возникающего при открытии раздаточного крана или наконечника;
- определение количества нефтепродукта, находящегося в цистерне.

Особенности эксплуатации автопоездов-цистерн

Автопоезд для наливного груза выполняет все рабочие операции, предусмотренные технологической схемой входящего в его состав автомобиля-цистерны, а также:

- выдачу нефтепродукта из прицепа-цистерны насосом автомобиля-цистерны;

- наполнение прицепа-цистерны нефтепродуктом с помощью насоса автомобиля-цистерны через горловину;
- наполнение прицепа-цистерны нефтепродуктом с помощью насоса автомобиля-цистерны через приемно-выдающий трубопровод.

II Техническое обслуживание технологического оборудования

Техническое обслуживание (ТО) технологического оборудования заключается в выполнении работ, обеспечивающих постоянную готовность технических средств, безопасность их применения, максимальное увеличение межремонтных сроков, своевременное выявление и устранение причин износа и неисправностей всех узлов и агрегатов.

ТО производят в планово-предупредительном порядке.

Основными работами ТО являются:

- чистка и мойка;
- проверка состояния агрегатов, механизмов и приборов и устранение выявленных неисправностей;
- крепежные работы;
- регулировка механизмов и агрегатов;
- восстановление повреждений противокоррозионных покрытий;
- промывка и очистка систем питания, смазывающей и охлаждения;
- заправка (дозаправка) систем смазывающей, охлаждения, тормозных и амортизаторов.

Регулировочные работы, устранение неисправностей, дозаправка агрегатов смазочными материалами (замена их) в процессе обслуживания производятся немедленно, если в результате проверки

ОС еняется необходимость в этих работах. Остальные работы по ТО выполняются в обязательном порядке при каждом осмотре (обслуживании).

Порядок и периодичность ТО

Система ТО автомобилей-цистерн, как уже говорилось, является планово-предупредительной. Сущность ее заключается в том, что ТО специального оборудования и шасси базового автомобиля проводят в установленные сроки в обязательном порядке независимо от состояния узлов и агрегатов. Объем работ, выполняемых при контрольных осмотрах и ТО, зависит от продолжительности и интенсивности эксплуатации оборудования и базового шасси автомобиля. Сокращение объема работ по ТО приводит к преждевременному отказу деталей, узлов и агрегатов специального оборудования автомобилей-цистерн.

Для автомобилей-цистерн предусмотрены следующие виды осмотров и ТО специального оборудования: контрольные осмотры перед выездом, в пути и по возвращении на АТП; ежедневное (ЕО); ТО-1; ТО-2 и сезонное (СО).

ЕО выполняют после каждого применения цистерны, а при перерывах в работе – не реже 1 раза в неделю. Работы выполняет водитель.

ТО-1 и ТО-2 проводят при наработке специальным оборудованием определенного количества часов или одновременно с ТО-1 и ТО-2 шасси автомобиля.

СО проводят 2 раза в год – при подготовке автомобилей-цистерн к ОС еня-зимней и ОС еня-летней эксплуатации. Работы по ТО специального оборудования автомобилей-цистерн выполняют на пунктах ТО.

При ТО выполняют следующие требования: пользуются исправным и соответствующим своему назначению инструментом; демонтаж и разборку узлов гидравлической системы выполняют только после полного слива из нее нефтепродукта; перед вскрытием узлов пневматической системы удаляют из системы сжатый воздух, сообщив его с атмосферой, а приборы электрооборудования отключают от источника тока. При ТО и устранении неисправностей не допускаются нарушение и вскрытие пломб на контрольно-измерительных приборах.

Контрольный осмотр перед выездом из АТП проводит водитель, который выполняет следующие работы: удаляет с автомобиля-цистерны пыль, грязь, снег; проверяет наличие нефтепродукта в цистерне; проверяет надежность крепления цистерны и насосной установки к раме автомобиля и при необходимости подтягивает крепежные детали; проверяет наличие заглушек на всех штуцерах трубопроводов и их затяжку; проверяет герметичность всех фланцевых соединений трубопроводов и арматуры и устраняет подтекание нефтепродукта; проверяет целостность стекла указателя уровня; проверяет исправность насоса и его привода; проверяет уровень масла в редукторе привода насоса; проверяет исправность системы электрооборудования и контрольно-измерительных приборов¹, проверяет наличие, состояние, укладку и крепление ЗИПа; проверяет плотность закрытия дверей ящиков, кабины управления и пеналов; проверяет исправность заземляющих устройств; сливает отстой нефтепродукта из отстойника; проверяет наличие пломб в местах доступа к нефтепродукту; проверяет наличие и состояние противопожарных средств; проверяет наличие сопроводительной и эксплуатационной документации.

При буксировании автомобилем-цистерной прицепа-цистерны дополнительно проверяют: отключение лампы задних указателей поворота автомобильной цистерны; установку разжимного кольца тор-

мозного крана; состояние тягово-сцепного прибора; состояние прицепа. По окончании осмотра устраняют все выявленные неисправности.

Осмотр автомобиля-цистерны в пути на остановках, а также в пунктах налива и слива нефтепродукта проводит водитель. Проверяет крепление цистерны и насосной установки на раме автомобиля и при необходимости подтягивает крепежные детали; проверяет надежность крепления заземляющих устройств, противопожарного оборудования, ящиков, пеналов и т. Д. Проверяет соединение трубопроводов и

ОС туры на отсутствие подтекания нефтепродукта, состояние шасси автомобиля. При буксировании автомобилем-цистерной прицепа-цистерны также проверяет состояние тягово-сцепного прибора и установку регулировочного кольца опережения торможения на тормозном кране автомобиля. По окончании проведения осмотра устраняет выявленные неисправности.

Контрольный осмотр автомобиля-цистерны по возвращении на АТП проводит водитель. Удаляет с автомобиля-цистерны пыль, грязь, снег; проверяет состояние крепления подножек, поручней, шанцевого инструмента, ЗИП, заземляющих устройств, средств пожаротушения, целостность стекол уровнемера, указателя уровня компенсационного бачка и приборов, наличие пломб в местах доступа к нефтепродукту, наличие заглушек на всех штуцерах трубопроводов, состояние окраски наружных поверхностей автомобильной цистерны.

ЕО является основным видом ТО, от регулярности и качества которого зависит исправность автомобиля-цистерны. Назначение ЕО заключается в том, чтобы выявить и устранить неисправность, привести цистерну в полную техническую готовность.

ЕО выполняет водитель после контрольного осмотра: проверяет состояние крепления цистерны, насосной установки, ящиков, пеналов, кабины управления, крыльев колес задней тележки, глушителя и трубопроводов системы выпуска, трубопроводов гидравлической системы и при необходимости подтягивает крепежные детали; проверяет исправность работы электрооборудования; осматривает приемные рукава и просушивает их; проверяет уровень смазочного материала в редукторе; проверяет отсутствие течи по оси стрелки показывающего прибора поплавкового указателя уровня и при необходимости подтягивает или заменяет сальник; проверяет состояние гидropневматических клапанов и пневматической системы в целом, состояние цепной передачи катушки напорного рукава, целостность и чистоту фильтра предварительной очистки нефтепродукта.

ТО-1 выполняют после наработки 50 циклов приема-выдачи нефтепродуктов специальным оборудованием или одновременно с проведением ТО-1 шасси автомобиля.

В объем работ по выполнению ТО-1 входят: проверка состояния сальников и уплотнительных колец насоса, редуктора, коробки отбора мощности, вентиля слива отстоя и при необходимости подтяжка сальников или замена; проверка состояния крепления коробки отбора мощности и шарниров карданного вала и при необходимости подтяжка крепежных деталей; проверка массы заряда огнетушителей (взвешиванием); проверка внешним осмотром крепления кабелей и узлов электрооборудования; проверка (по формуляру) запаса ресурса отдельных узлов автомобиля-цистерны и сроков поверки приборов и при необходимости проведения их поверки и замены; смазывание узлов и механизмов автомобиля-цистерны в соответствии с картой смазывания; проверка работы всех сливных пробок из насоса и коммуникаций; проверка состояния окрашенных поверхностей и при необходимости восстановление поврежденных мест; устранение выявленных при ТО неисправностей.

ТО-2 проводят после наработки 300 циклов приема-выдачи нефтепродуктов специальным оборудованием или одновременно с проведением ТО-2 шасси.

В объем работ по выполнению ТО-2 входят: ТО-1; проверка состояния крепления датчика измерителя тахометра, карданной шестерни привода насоса; осмотр покрытия на внутренней поверхности цистерны и крепления узлов и деталей внутри нее; промывка внутренней полости цистерны, коммуникаций и арматуры; проверка регулировки перепускного клапана гидравлической системы и работы вдыхательного и дыхательного клапанов, работы пневматической системы, подачи насоса, высоты всасывания и напора при нулевой производительности, работоспособности и регулировки ограничителя наполнения цистерны и указателя уровня нефтепродукта, полноты слива нефтепродукта из насоса и коммуникаций, работы электрооборудования, исправности заземляющих устройств, работы звуковой и световой сигнализаций при наполнении своей цистерны, состояния и правильности показаний всех приборов; осмотр ящиков, пеналов, кабины управления, пульта управления цистерны; устранение выявленных неисправностей.

СО выполняют 2 раза в год (весной и осенью) и по возможности совмещают с ТО-1 и ТО-2.

В объем работ по выполнению СО входят: ТО-2; проверка герметичности цистерны и состояния покрытия ее внутренних и внешних поверхностей; прочистка и продувка всех сливных трубопроводов, штуцеров и пробок; проверка состояния рукавов, электро- и пневмо-оборудования, заземляющих устройств и средств пожаротушения; проверка наличия и укладки ЗИП; замена всех изношенных прокладок в коммуникациях и на сливных патрубках; замена смазочного материала в соответствии с картой смазывания; устранение выявленных при ТО

неисправностей. Особенно тщательно проверяют и подтягивают крепления в труднодоступных местах.

Техническое обслуживание технологического оборудования цистерн

ТО начинают с наружной мойки автомобильной цистерны холодной или теплой водой на постах мойки автомобилей вручную или с помощью установок для мойки грузовых автомобилей.

На постах ТО автомобилей после ТО базового шасси автомобиля, полуприцепа или прицепа или на постах ТО технологического оборудования проверяют крепление цистерны и крепление к цистерне кабины управления, дегазационного комплекта, крышки горловины, компенсационного бачка, дыхательного клапана, воздушного фильтра, теплоизоляции и ее облицовки, отстойника, уровнемера, приемно-всасывающих труб, ограничителя наполнения, подогревательных устройств, вентилях, задвижек и другого оборудования. При обнаружении ослабления крепления его подтягивают и восстанавливают.

После мойки автомобильной цистерны, проверки крепления технологического оборудования проводят его ТО.

ТО цистерн включает промывку внутренней поверхности цистерн, трубопроводов, фильтра и другого технологического оборудования. При необходимости проводят зачистку, дезактивацию, дегазацию и дезинфекцию цистерн и другого технологического оборудования. Проверяют состояние наружной и внутренней поверхности цистерн, в том числе и волнорезов, установленных внутри цистерн, и устраняют вмятины, трещины и повреждения наружной окраски и внутренних коррозионных покрытий.

Промывка цистерн, трубопроводов и корпусов фильтров.

При наличии грязи, песка и прочих осадков цистерны промывают рабочим топливом. Последовательность промывки:

- снимают крышку люка цистерны;
- тщательно протирают всю внутреннюю поверхность отсеков мягкой чистой ветошью, смоченной топливом;
- вынимают фильтры из приемного штуцера, раздаточных пистолетов или наконечников, промывают их в бензине и просушивают; устанавливают фильтры на свои места;
- промывают в бензине сетки корзины заливной горловины;
- закрывают люк цистерны крышкой, обращая особое внимание на состояние прокладок. Изношенные прокладки заменяют новыми;
- снимают крышки фильтров тонкой очистки, вынимают корзины, снимают с них фильтрующие чехлы, стирают в бензине, просушивают и надевают на корзины. Собирают фильтры тонкой очистки и

затягивают гайки крепления крышек, предварительно промыв в бензине фильтры грубой очистки;

- заполняют цистерну рабочим топливом (для чистовой промывки) примерно на $\frac{1}{3}$ ее объема;

- проезжают на автомобильной цистерне 2...3 км, сделав несколько резких торможений;

- включают насос и промывают трубопроводы. При этом проверяют работу насоса, задвижек и перепускного клапана;

- перекачивают продукт из цистерны в посторонний резервуар через рукава (раздаточные шланги);

- сливают топливо из отстойника цистерны и фильтров тонкой очистки через сливное устройство.

Примечание. Во время выполнения работ по очистке и промывке цистерны строго соблюдают Правила техники безопасности и ОС енвопожарные мероприятия.

Зачистка цистерн. Цистерны зачищают и промывают ручным способом или с помощью моечной машины ОМ-2308 или др., применяя водные растворы синтетических моющих средств.

При ручном способе из цистерны полностью сливают нефтепродукт, заливают туда воду, с поверхности которой удаляют остатки всплывшего нефтепродукта. Цистерну пропаривают или дважды промывают, заливают водой и выдерживают заполненный резервуар в течение 4 ч. При наличии горячей воды цистерну промывают под давлением 0,2...0,3 Мпа; при наличии пара – пропаривают в течение 2...3 ч под давлением 0,1...0,5 Мпа, а затем промывают холодной водой.

После полного удаления воды специальная бригада из 3 чел. В защитной одежде и противогазах зачищает цистерну. Работают в светлое время суток при температуре в цистерне не выше 40 °С. Зачистку выполняют с помощью пластмассовых скребков и щеток. После промывки и зачистки стенки вытирают хлопчатобумажной ветошью. Зачистку и промывку цистерн моечной машиной ОМ-2308 проводят в два этапа после полного слива нефтепродукта.

Операции первого этапа выполняют вне территории нефтесклада на пожаробезопасном расстоянии. В емкость моечной машины заливают воду, засыпают синтетическое моющее средство (МЛ-2, МЛ-10, МЛ-20 или др.) и с помощью подогревательного устройства (форсунки) раствор разогревают до температуры 80...90 °С.

Второй этап включает в себя следующие операции. На цистерне вместо крышки горловины устанавливают крышку с гидромонитором и патрубком для удаления промывочного состава и загрязнений. Гидромонитор и патрубок с помощью шлангов соединяют с насосными установками моечной машины. Установки включают поочередно: вначале нагнетательную, через 0,5... 1 мин отсасывающую. Температура

моющего раствора не должна быть ниже 50 °С. Струи раствора разрушают и смывают отложения с внутренней поверхности цистерны. Отсасывающий насос подает загрязненный раствор в фильтр-отстойник, из которого очищенный раствор стекает в емкость машины и нагнетательным насосом подается в цистерну. Мойку цистерны продолжают 15...20 мин в зависимости от степени ее загрязненности. После окончания процесса остатки раствора сливают через водогрязеспускные пробки или отсасывают ручным насосом с помощью шланга со специальным наконечником. После промывки внутреннюю поверхность цистерны вытирают насухо чистой хлопчатобумажной ветошью.

Проверку состояния наружной и внутренней поверхности цистерны, в том числе и волнорезов, осуществляют визуально. Определяют наличие механических повреждений (вмятин и искривлений) и нарушений наружной покраски (отслаивание и коррозия) и внутренних антикоррозионных покрытий (оцинкование). При обнаружении вмятин последние выправляют и окрашивают снаружи соответствующими красками, а с внутренней стороны покрывают эпоксидными покрытиями. При обнаружении повреждений наружной окраски поверхности зачищают и подкрашивают. Противокоррозионное покрытие внутренней поверхности цистерны, в том числе и волнорезов, восстанавливают в случае, если площадь поврежденной поверхности превышает 0,01 м.

При обнаружении отпотин или подтеков в сварных швах и на поверхности цистерны их заделывают специальными составами или заваривают.

Герметичность крышки горловины (люка-лаза) и крышки заливной горловины проверяют внешним осмотром, а также замером с помощью манометра давления в цистерне. Для этого из цистерны вывертывают или снимают дыхательный клапан и на его место ставят заглушку с двумя штуцерами. Один штуцер подключают к манометру, другой – к компрессору. При избыточном давлении в цистерне 0,025 Мпа оно должно оставаться постоянным в течение не менее 3 мин. Если в цистерне нефтепродукт налит выше отверстий сливно-наливных труб, то падение давления указывает на неудовлетворительную герметизацию в крышке горловины или крышке наливного люка. Проверяют исправность прокладок, отсутствие коробления в крышке и затяжку болтовых соединений. Если последние герметичны, уровень нефтепродукта опускается ниже сливно-наливных труб. Если при этом давление не держится постоянным, то нет должной герметизации в сливном вентиле или задвижках (клапанах) сливно-наливных труб. В этом случае подтягивают сальниковые устройства головки, проверяют качество прокладок в вентилях, задвижках и клапанах, устраняют их негерметичность.

Опрессовку цистерны проводят с помощью специального приспособления (рис. 4), которое ввертывают вместо дыхательного клапана в крышку горловины.

На приспособлении установлен мановакуумметр и имеется штуцер для подачи воздуха в цистерну или для его откачки из цистерны. С помощью компрессора в цистерне создают давление 30 кПа и выдерживают в течение 20 мин, затем создают разрежение 1 кПа и выдерживают в течение 20 мин. В герметичной цистерне давление воздуха не меняется.

Трубопроводы и соединения опрессовывают топливом с помощью насоса автомобильной цистерны. Для этого при заливке топливом цистерны включают насос и на различных операциях закрывают выходные вентили и задвижки, создают повышенное давление в трубопроводах, соединениях и другом технологическом оборудовании.

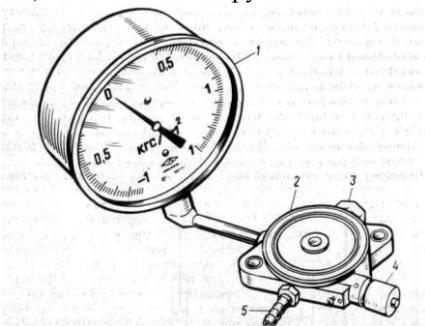


Рис. 4- Приспособление для проверки герметичности цистерн: 1 – мановакуумметр; 2 – корпус; 3 – кран управления; 4 – предохранитель; 5 – штуцер для нагнетания воздуха

При обнаружении течи подтягивают соединения, набивают сальниковые уплотнения и подтягивают прокладки. Если эти операции не устраняют подтекание топлива, аварийный участок перекрывают задвижками или вентилями, разбирают соединения или оборудование и заменяют неисправные.

ТО дыхательных клапанов включает очистку клапанов от пыли и грязи, промывку и смазывание фильтров из сетки и путанки, притирку шариковых и тарельчатых клапанов к седлам, замену седел и проверку срабатываемости впускного и выпускного клапанов. Основной причиной нарушения нормальной работы дыхательного клапана являются засорение фильтра, попадание загрязнений на седло клапана, коррозия шарикового или тарельчатого клапана и их седел (или разрушение седел-прокладок) и примерзание клапанов.

При каждом ТО-2 снимают дыхательный клапан, промывают и смазывают маловязким маслом фильтр, прочищают клапаны, при не-

обходимости протирают и проверяют на стенде срабатывание клапанов на давление 0,025 Мпа и разрежение 0,01 Мпа. В шариковых клапанах необходимые давление и разрежение обеспечивают массой шарика, а в тарельчатых клапанах – за счет натяжения пружин.

Работоспособность дыхательных клапанов проверяют на стенде (рис. 5), состоящем из стакана 5, на котором закрепляется проверяемый дыхательный клапан 2, ручного насоса 4, мановакуумметра 3, водяного бачка 1 вместимостью 30...40 л, трубопроводов и вентилях А, В, С. При проверке клапана на избыточное давление водяной бачок отключают вентилем В в стакан 5 стенда насосом нагнетают воздух.

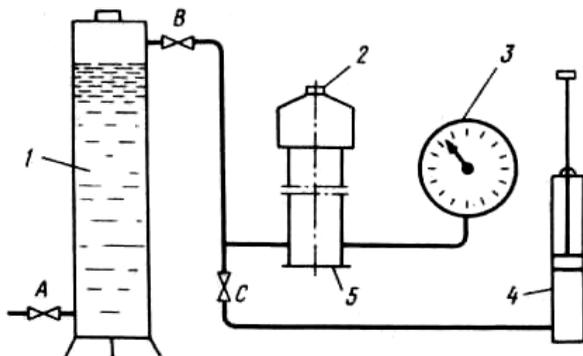


Рис. 5 – Схема стенда для испытаний и регулировки дыхательных клапанов

Величину избыточного давления фиксируют по мановакуумметру. При проверке клапана на вакуум патрубков ручного насоса 4 перекрывают вентилем С. Открывая вентили А и В, сливают из бачка воду и создают разрежение в стакане 5 стенда, которое также фиксируют по мановакуумметру. Если пределы срабатывания дыхательного клапана нарушены, клапан регулируют изменением сжатия пружин.

ТО воздушных фильтров тонкой очистки заключается в периодическом удалении отработавших фильтрационных элементов, очистке корпуса фильтра от пыли и влаги и в установке нового фильтрационного элемента.

ТО поплавковых указателей уровня состоит в проверке целостности поплавка, подвижности шарнирных соединений, герметичности сальников, свободы вращения, герметичности оси и корпуса стрелочного указателя. Проверку целостности поплавка, осмотр и подтяжку сальниковых устройств осуществляют одновременно с осмотром внутренней поверхности цистерны и волнорезов.

Техническое обслуживание резервуаров должно включать периодические осмотры резервуаров, оборудования и арматуры, а также периодическую дефектоскопию сварных стыков, ультразвуковую или магнитодефектоскопию состояния стенок и днища резервуара, контроль формы, размеров резервуара и его основания, толщины, а при необходимости химического состава и механических свойств листов кровли, стенки и днища.

Периодичность приборного обследования стальных вертикальных резервуаров составляет: полной диагностики – не реже одного раза в 10 лет, частичной – не реже одного раза в 5 лет.

При частичной диагностике резервуара выполняются работы:

- 1) визуальный осмотр резервуара и его оборудования;
- 2) измерение толщины листов стенки, кровли;
- 3) измерение отклонений образующих от вертикали, местных деформаций стенки и горизонтальности выступа окрайки и основания под ней;
- 4) проверка состояния отстойки;
- 5) составление заключения о техническом состоянии резервуара.

Полная диагностика резервуара включает все перечисленные выше работы и, кроме того:

- 1) визуальный осмотр с внутренней стороны и измерение толщины стенки, днища, кровли и понтона;
- 2) визуальный осмотр понтона (при его наличии);
- 3) контроль сварных соединений неразрушающими методами;
- 4) механические испытания, металлографические исследования и химический анализ металла;
- 5) зондирование днища и основания резервуара с целью выявления утечки;
- 6) определение целесообразности обследования резервуара методом инфракрасной спектроскопии и выполнение такого обследования;
- 7) обработку результатов измерений толщины стенки всех элементов резервуара и определение для них остаточного срока службы по коррозионному износу;
- 8) сравнение полученных результатов измерений толщины листов для различных поясов, окрайки, днища и кровли с допустимой толщиной, полученной расчетом;
- 9) принятие решений о дальнейшей эксплуатации резервуара в соответствии с рекомендациями;
- 10) другие расчеты и составление заключения о техническом состоянии и показателях назначения резервуара на предстоящий период.

Полное обследование проводится после зачистки и дегазации резервуара, частичное – без вывода резервуара из эксплуатации.

Зачистка топливного резервуара представляет собой процесс, который необходимо производить один раз в два года при условии хранения автомобильного бензина и дизтоплива, и в два раза чаще – при хранении смазочных масел, имеющих в своем составе компоненты-присадки. Резервуары же, используемые для хранения других, схожих по физическим и химическим свойствам нефтепродуктов, подвергаются очистительным мероприятиям по мере необходимости, которые определяются условиями сохранения качества нефтепродуктов согласно нормативным документам, а также техническим состоянием самих резервуаров.

К проведению мероприятий по зачистке топливного резервуара допускаются лица, прошедшие полный инструктаж по правилам безопасности проведения работ и оказанию первой необходимой помощи при возникновении несчастных случаев. Разделяют следующие методы зачистки:

- ручной, при котором все технологические операции выполняются без использования механизированных средств;
- механизированный – с использованием пневмоприводных насосов сжатого воздуха и т.п.;
- комбинированный – включающий в себя вышеперечисленные методы.

Зачистка резервуаров производится для обеспечения безопасности и предотвращения их технического диагностирования резервуара для хранения другого продукта. Ежегодная зачистка резервуара обеспечивает хранение нефтепродуктов без потери их качества.

3. Требования к зачистке резервуаров

3.1. Подготовка к зачистке

До начала зачистки Заказчик и Подрядчик должны согласовать источники пара, электроэнергии, определить места временного хранения продуктов зачистки. Также на данном этапе разрабатываются рабочие инструкции на ключевые процессы. Также необходимо оформление Наряда-допуска на работы повышенной опасности, к которому прикладываются схемы обвязки и установки зачистного оборудования.

3.2. Подготовка резервуара

На данном этапе необходимо:

1- возвести ограждение участка, где будет производиться зачистка;

2- предусмотреть пожароохранные мероприятия;

3- оборудовать вспомогательные помещения;

4- обеспечить подъездные пути;

- 5- установить насосы и трубопровод для перекачки продукта зачистки;
- 6- смонтировать систему подачи моющих средств и паропровод;
- 7- предусмотреть отстойник;
- 8- расположить оборудование для дегазации свободного пространства резервуара;
- 9- завезти расходные материалы;
- 10- проверить систему заземления;
- 11- откачать остаток хранимого в резервуаре продукта;
- 12- частично демонтировать резервуарное оборудование;
- 13- отключить резервуар от трубопроводов;
- 14- провести инструктаж зачистной бригады;
- 15- провести анализ остатка продукта.

3.3. Удаление невыбранного остатка продукта

Невыбранный слой продукта удаляется с применением различных технологий, которые выбираются исходя их вида продукта.

3.3.1. Откачка остатка вязких нефтепродуктов:

Разжижение горячей водой или паром.

На слой оставшегося в резервуаре продукта заливают равный по высоте слой воды с температурой 85°C. Также непосредственно в продукт может быть подан острый пар.

Разжижение аналогичным продуктом.

На слой оставшегося в резервуаре продукта заливают аналогичный разогретый продукт и проводят циркуляцию заглубленными струями по принципу «резервуар-насос-теплообменник-резервуар». Операцию проводят до 15 часов.

Разжижение с применением гидромониторов.

Оставшийся в резервуаре слой продукта удаляется с днища струями горячей воды под давлением, подаваемой через гидромониторы. Параллельно производится откачка размытого продукта.

3.3.2. Откачка остатка светлых нефтепродуктов:

Светлые нефтепродукты откачиваются проще, поскольку имеется возможность поднять остаток на воду. При откачке необходимо проводить отбор его пробы, чтобы определить концентрацию нефтепродукта.

3.4. Дегазация резервуара

Дегазация необходима для приведения состава атмосферы в резервуаре к безопасному для человека состоянию. Для определения безопасности газовоздушной среды производится газовый анализ.

Применяют 2 основных метода дегазации.

3.4.1. Замещение газовоздушной среды чистым воздухом

Самый простой способ замещения – это естественная вентиляция. Его можно эффективно применять при ветре со скоростью от 1 м/с, как правило в высоких резервуарах типа РВС.

Также может применяться принудительная вентиляция посредством искробезопасных взрывозащищенных вентиляторов и парожеткторов.

Очень часто при зачистке резервуара от темных нефтепродуктов применяется пропаривание. Температура пара: до 90°C.

В отдельных случаях применяется метод заполнения резервуара водой. Такой способ эффективен для дегазации подземных резервуаров.

3.4.2. Флегматизация газовоздушного пространства

Метод флегматизации заключается в подаче в атмосферу резервуара инертных газов, не способных к воспламенению. Может применяться сжиженный азот, азот мембранного разделения, сжатый азот или охлажденные дымовые газы из котельных.

3.5. Доведение внутренней поверхности резервуара до нужной степени чистоты

Процесс доведения внутренней поверхности резервуара до нужной степени чистоты проводится в 4 этапа.

3.5.1. Первичная мойка:

Резервуар внутри обрабатывается горячей водой под напором. Таким образом удаляется остаток продукта и продукты пластовой коррозии. В резервуаре размещаются моечные машинки, мойка производится от верхнего пояса к днищу.

3.5.2. Откачка продукта первичной мойки:

Для удаления смеси продукта, воды и ржавчины из больших резервуаров применяют пневмотранспортеры. После первичной мойки малых по объему резервуаров осадок можно собирать вручную.

3.5.3. Мойка внутреннего резервуарного оборудования:

Например, часто необходимо произвести мойку пространства под понтоном и над понтоном раздельно. Также скрупулезной работой является мойка систем обогрева резервуара от остатков продукта и пластовой коррозии.

3.5.4. Финальная обработка резервуара «под ветошь»:

Сначала поверхности внутри резервуара обрабатываются растворителем, затем производится чистовая мойка, после которой продукт промывки удаляется и производится ручная обработка ветошью до нужной степени чистоты.

3.6. Вывоз и утилизация отходов

Операции с отходами, образовавшимися в процессе зачистки, заключаются в:

1- вывозе отходов с площадки проведения работ;

- 2- переработке отходов с целью выделения полезного продукта;
- 3- утилизации отходов;

Для перевозки отходов применяют илососы, вакуумные машины и специализированные автоцистерны. Утилизация отходов не находящих хозяйственного применения, проводится биологическими, термическими, физико-химическими и химическими методами.

Вопросы для самоконтроля:

1. *Какие работы проводятся при консервации и расконсервации автомобильных цистерн?*
2. *Какие способы налива нефтепродуктов в автоцистерну используются на нефтебазах?*
3. *Какие технические средства и оборудование используется для налива автомобильных цистерн?*
4. *Перечислите условия транспортировки нефтепродуктов автомобильными цистернами?*
5. *Как осуществляется слив автомобильных цистерн?*
6. *Какие работы выполняются на автомобильных цистернах?*
7. *Какие виды ТО технологического оборудования проводятся?*
8. *Порядок и периодичность проведения ТО технологического оборудования?*

7.5. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5.

Устройство и эксплуатация и нефтеналивного оборудования

Цель занятия : Изучить правила производственной эксплуатации и технического обслуживания нефтеналивного оборудования

Эстакада (франц. Estacade, и. viaducto) **сливная-наливная** – надземное сооружение мостового типа для выполнения операций по сливу и наливу нефти, нефтепродуктов, углеводородных, химических и др. жидкостей в автомобильные и железнодорожные цистерны. Состоит из ряда опор и пролётных строений однотипной конструкции. В зависимости от назначения сооружают эстакады только **для налива** (Э) или **слива** (ЭС) или **комбинированные** для слива и налива (ЭСН).

Наливная эстакада предназначена для удобства налива в автоцистерны нефтепродуктов при помощи стояжков налива, обеспечивает одновременное обслуживание одной или двух автоцистерн, автоматическую фиксацию угла наклона мостика, его автоматический подъем после ухода обслуживающего персонала с автоцистерны, изменение высоты площадки эстакады в зависимости от местных условий. Возможно изготовление односторонней эстакады. Выбор оборудования эстакады обуславливается сортом продукта, для которого она предназначена, способом слива-налива.

Наливные эстакады имеют канализацию, отводящую в нефтеловушку продукт, разливаемый при наливе случайно или в результате повреждения цистерн. Кроме того, обязательными принадлежностями нефтеналивной эстакады являются противопожарный водопровод и освещение, отвечающие требованиям пожарной безопасности

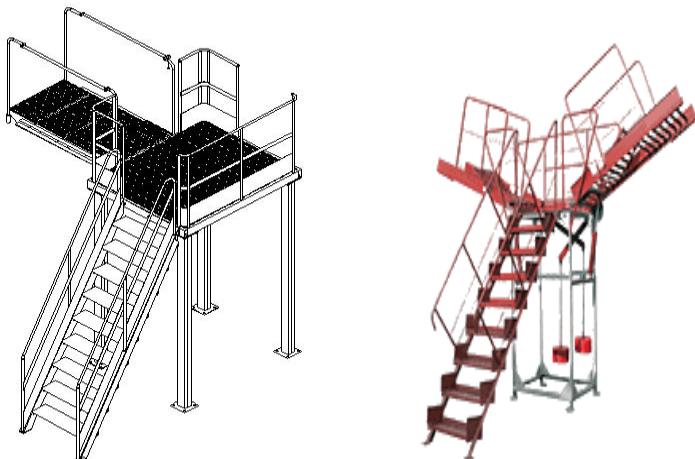


Рис. 1 – Наливные эстакады

Сливная эстакада оборудуется устройствами нижнего слива и, как правило, на аварийный случай – устройствами верхнего слива. ЭС для лёгких нефтепродуктов с высоким давлением насыщенных паров имеет эжекторный слив, а для высоковязких нефтепродуктов дополнительно оборудуется устройствами для разогрева нефтепродукта в транспортируемых ёмкостях перед сливом.

Сливная эстакада служит для приема перевезенной по железной дороге нефти или нефтепродукта и располагается обычно между путями железнодорожного тупика. В зависимости от габаритов площадки, на которой они размещаются, могут быть одно – и двусторонними и различаются по способу расположения сливного желоба. В этом случае желоб служит одновременно и коллектором, по которому нефть поступает самотеком в железобетонный подземный резервуар, расположенный в конце эстакады. Из последнего нефть откачивают насосами, устанавливаемыми в насосной при сливной эстакаде.

Сливная эстакада надежно защищается от молний двумя молниеотводами, от вторичных проявлений молний эстакада совместно с железнодорожным тупиком оконтурена заземлителями, рельсы заземлены и на стыках соединены медным проводом. Для заземления цистерн у каждого сливного устройства имеются медные провода для присоединения к контуру заземления. Гибкие резиновые шланги также

имеют металлическую оплетку, которая электрически соединена с наконечниками и трубопроводами и служит для сбора и отвода статического электричества, возникающего при движении жидкой фазы по трубопроводам и шлангам.



Рис. 2 – Сливная эстакада

Сливо-наливная эстакада ж.-д. цистерн – конструкция из негорючих материалов галерейного типа, расположенная вдоль горизонтальных прямолинейных участков ж.-д. ответвлений в пунктах слива и налива нефтепродуктов и оснащённая необходимым оборудованием и трубопроводными коммуникациями. В торцах ЭСН, а иногда и в середине, на расстоянии не более 100 м друг от друга устанавливаются лестницы. На высоте 3,4 м сооружается галерейный проход. Для перехода с галереи к люку ж.-д. цистерны и её обслуживания имеются эксплуатационные площадки с откидными мостками, которые опускаются на котёл цистерн. В зависимости от количества одновременно обрабатываемых ж.-д. цистерн и наличия свободных площадей ЭСН сооружаются одно- или двухсторонними. На односторонних ЭСН обработка ж.-д. цистерн производится с одного ж.-д. пути. Двухсторонняя ЭСН оборудуется сливно-наливными устройствами для одновременного обслуживания цистерн с двух параллельных ж.-д. путей. ЭСН одновременно могут обслуживать от 12 до 60 ж.-д. цистерн. Расположение сливно-наливных устройств вдоль ЭСН на расстоянии 4000 мм

позволяет одновременно обслуживать маршрут, составленный из всех существующих типов ж.-д. цистерн. Типовые ЭСН могут оборудоваться сливно-наливными устройствами и системами трубопроводов, позволяющих одновременно вести слив и налив до 4 сортов нефтепродуктов (коллекторы для продуктов прокладываются внизу вдоль эстакады и через запорную арматуру соединяются со сливно-наливными устройствами). Очистка цистерн от остатков продуктов после слива основной массы ведётся через специальные зачистные коммуникации. Для продуктов, наличие влаги в которых строго ограничено, сооружаются крытые сливно-наливные эстакады, что предотвращает обводнение продуктов за счёт попадания возможных атмосферных осадков через открытый люк цистерны в период слива-налива.



Рис. 3 - Сливно-наливная эстакада

Нефтеналивное оборудование предназначено для верхнего – нижнего слива (налива) нефти, нефтепродуктов (железнодорожных вагонов-цистерн, автомобильных цистерн), устанавливается на нефтеперерабатывающих заводах, АЗС, распределительных и перевалочных нефтебазах, нефтехранилищах, нефтеналивных терминалах и других объектах, связанных с транспортировкой нефти и нефтепродуктов. Служит для перекачки, слива, налива нефти, нефтепродуктов, незаменимо при наливке не только светлых и темных нефтепродуктов, но и вязких, загрязненных нефтеостатков из емкостей, цистерн, танкеров, резервуаров, позволяет перекачивать жидкости высокой вязкости и с высоким содержанием газов. Установки налива нефтепродуктов позволяют экологически безопасно переливать вязкие и жидкие вещества. Кроме того, установки налива нефтепродуктов обеспечивают и пожарную безопасность.

Система верхнего налива представляет собой стоек с наконечником (опускаемым в заливной люк автоцистерны) на шарнирах. Наконечник часто оснащается герметизирующим устройством (в виде

конической крышки) с патрубком отвода паров и различными датчиками (перелива, положения наконечника, кнопкой аварийной остановки). Как правило, наконечник имеет телескопическую конструкцию и выдвигается до днища автоцистерны, чтобы избежать накопления статического электричества при большой скорости налива. Система верхнего налива позволяет обслуживать автоцистерны практически любого типа без оснащения их дополнительным оборудованием.



Рис. 4 – Комплекс верхнего налива

Верхний налив по сравнению с нижним имеет серьезные **недостатки**:

- ограниченный расход при наливе (макс. 1500 л/мин) одновременно только одного нефтепродукта увеличивает время простоя цистерны под загрузкой, а это означает потерю времени и неэффективное использование транспорта;

- рукав вводится в открытую горловину, поэтому водитель (оператор) должен быть на автоцистерне, что травмоопасно;

- паровоздушная смесь при наливе улетучивается в атмосферу, отсюда потери нефтепродукта (1 м³ насыщенной паровоздушной смеси бензина «уносит» до 1 л.);

- отсутствует возможность автоматического электронного мониторинга налива по секциям – отсюда опасность смешения продуктов и загрязнения топлива.

Система нижнего налива подразумевает оснащение автоцистерны защитой от перелива; дыхательной (или пароотводящей) системой; сухими присоединительными муфтами и разъемами; донными клапанами; контролем заземления. Самая сложная бортовая система контроля (с автономным питанием) может контролировать многие параметры процесса (достигнут ли верхний предел налива, подсоединены ли заправочные рукава и т.п.) и на их основании запрещать налив, а также блокировать тормоза автоцистерны и тягача. Главный элемент наливной установки – относительно простая консоль с гибким рукавом, который присоединяется к муфте на автоцистерне. Чтобы реализовать нижний налив, надо дооборудовать автоцистерны. Затраты на дооборудование цистерн – единственный серьезный фактор, сдерживающий широкое внедрение нижнего налива.



Рис. 5 – Комплекс нижнего налива

Преимущества нижнего налива

Предотвращение воспламенения

В процессе верхнего налива происходит разбрызгивание горячего по мере наполнения емкости. Это влечет за собой возникновение определенного заряда статического электричества внутри цистерны. В результате множества обстоятельств возможно воспламенение горячего. Эта опасность возрастает с присутствием оборудования и оператора на крыше цистерны. Даже заземление шасси автоцистерны само по себе не снижает риск возгорания. Проблема может быть полностью устранена только путем удаления оператора и оборудования с крыши цистерны.

Предотвращение проливания

Проливание любого нефтепродукта способно привести к воспламенению, загрязнению окружающей среды и потере продукции. Система предотвращения переполнения устраняет опасность проливания нефтепродуктов в наливном терминале.

Безопасность оператора

Налив горячего в автоцистерну верхним способом требует присутствия оператора на крыше цистерны. Оператор должен двигаться по узкой дорожке, расположенной высоко над землей, и передвигать громоздкое оборудование, занимая при этом неудобные позиции. К этому следует добавить плохие погодные условия и вдыхание большого количества бензиновых паров. В то же время оператор обязан быстро и эффективно действовать в случае возникновения любой чрезвычайной ситуации. При нижнем способе налива оператор стоит в безопасности на земле в ходе всего процесса. Во время самого налива оператор находится возле контрольного монитора и способен моментально реагировать на любой инцидент.

Рекуперация газов

Транспортировка нефтепродуктов является одним из существенных источников загрязнения воздуха. Практика нижнего налива приводит к эффективному сбору гидрокарбонных паров. Свыше 95 % паров, выбрасываемых в атмосферу, может быть собрано и переработано.

Предотвращение загрязнения продукта

В самой сущности верхнего способа налива заложена опасность загрязнения нефтепродукта. Оператор может уронить что-нибудь в горловину. Туда могут попасть снег, дождь, песок. При нижнем способе налива оператор находится на земле, и люк цистерны закрыт. Таким образом, значительно снижается возможность загрязнения нефтепродукта.

Ускорение налива

Налив нижним способом происходит быстрее в силу нескольких факторов. Во-первых, оператору не нужно подниматься на крышу цистерны для открытия люка горловины. Помимо этого, само оборудование для нижнего налива является более маневренным. «Скорость наполнения» цистерны при нижнем наливе также значительно возрастает. Что еще более важно – при нижнем наливе можно наполнять сразу несколько отсеков. Средние показатели свидетельствуют о возможном 50%-ном снижении временных затрат после введения нижнего налива.

Комбинированные установки, допускающие и верхний, и нижний налив. Современные модели обеспечивают герметичный процесс налива бензовозов; отвод паров продукта из зоны налива на свечу, в резервуар или на рекуперационную установку; защиту от накопления статического электричества и искробразования; исключение разлива

нефтепродукта. Система управления автоматически изменяет скорость подачи продукта и позволяет контролировать весь процесс налива.

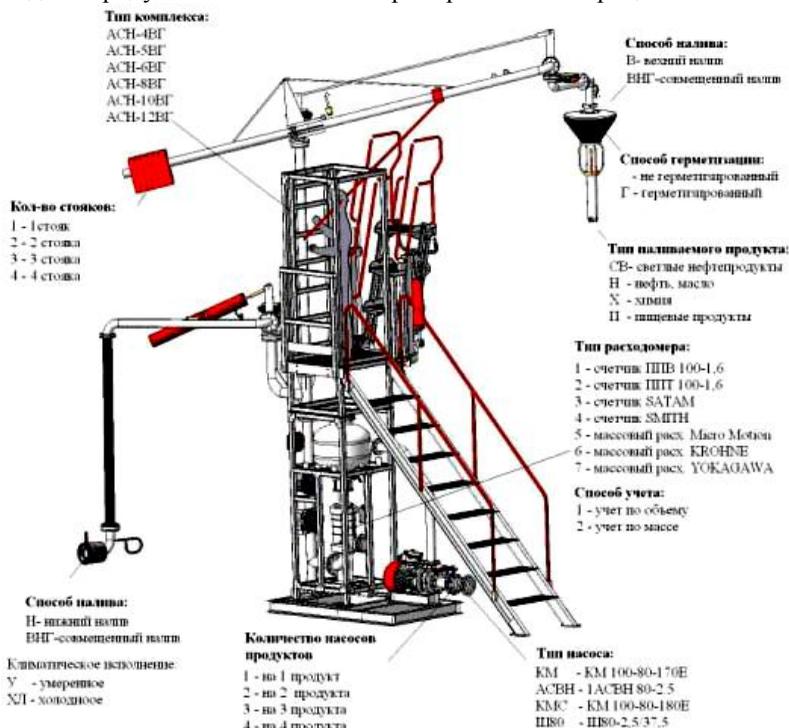


Рис. 6 – Комбинированный комплекс верхнего и нижнего налива.

Устройство АСН-100А предназначено для верхнего налива нефти и нефтепродуктов в автомобильные цистерны.

Особенности

- Двухрядные шарниры обеспечивают легкое перемещение устройства без перекосов при длительной эксплуатации.
- Система автоматического прекращения налива:
 - автономная – не требует для работы дополнительных источников энергии;
 - при достижении продуктом в цистерне уровня, заданного датчиком, автоматически закрывается заслонка — прекращается налив и исключает перелив;
 - обеспечивает прекращение налива без гидроудара;
 - датчик уровня фиксируется зажимом на устройстве в любом необходимом положении по высоте. Это необходимо для установки предельного уровня налива в автоцистернах различных типов;

— при необходимости позволяет прекратить налив вручную – рукояткой заслонки или втулкой в верхней части датчика уровня.

Ручная заслонка позволяет контролировать налив непосредственно с автоцистерны.



Рис. 7 – Устройство верхнего налива

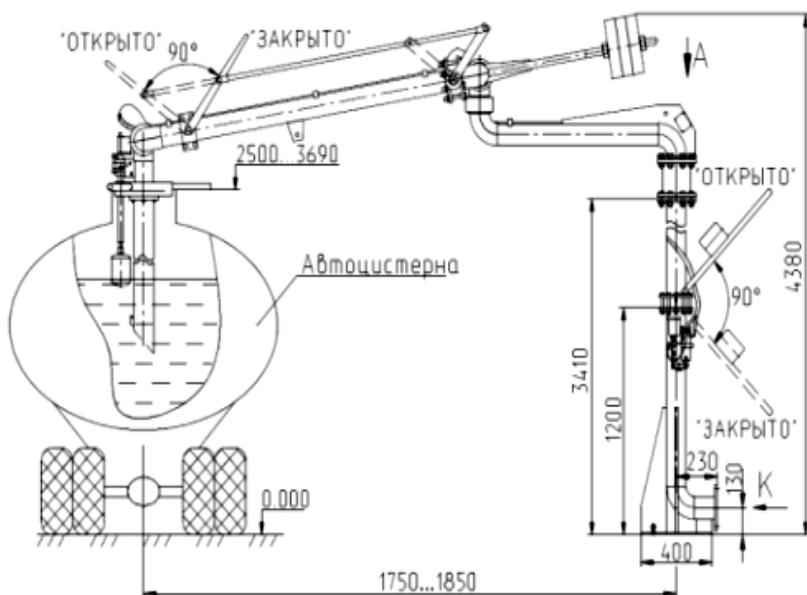


Рис. 8 – Схема налива: 1 – стойка; 2 – заслонка с ограничителем налива; 3 – промежуточная труба; 4 – опорный шарнир; 5 – труба консольная; 6 – труба шарнирная; 7 – заслонка ручная; 8 – обруч; 9 – наливная труба; 10 – датчик уровня; 11 – каплесборник; 12 – шарнир

Устройство УННА-100 предназначено для **нижнего налива нефти и нефтепродуктов в автомобильные цистерны.**

Особенности

- Двухрядные шарниры обеспечивают лёгкое перемещение устройства без перекосов при длительной эксплуатации;
- Замена уплотняющих манжет не требует разборки шарниров;
- Устройство оборудовано гибким гофрированным силиконовым рукавом из нержавеющей стали;
- Устройство оборудовано соединительной муфтой API-RP 1004;
- Устройство оборудовано пружинным компенсатором для удобства и лёгкости подключения к обратному клапану автоцистерны;

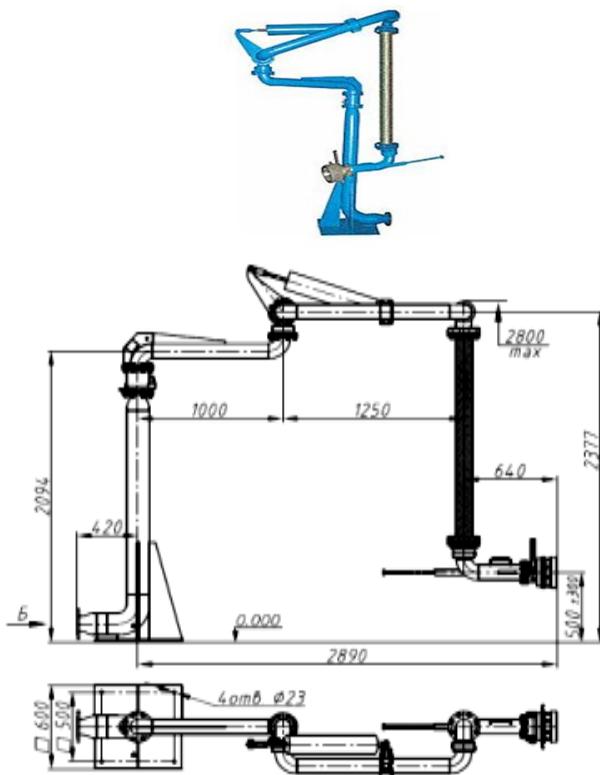


Рис. 9 – Устройство нижнего слива УННА

Устройство УСН-150-04 с зоной действия 4 м предназначено для **нижнего слива нефти и нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн.**

Особенности

Двухрядные шарниры обеспечивают легкость вращения без перекосов при длительной эксплуатации.

Замена уплотняющих манжет не требует разборки шарниров.

Захваты поворачиваются относительно присоединительной головки, что позволяет установить их в любом удобном месте на сливном приборе цистерны.

Шарнирное исполнение захватов и специальная форма уплотнения присоединительной головки обеспечивают надежное, герметичное присоединение устройства к сливному прибору цистерны.

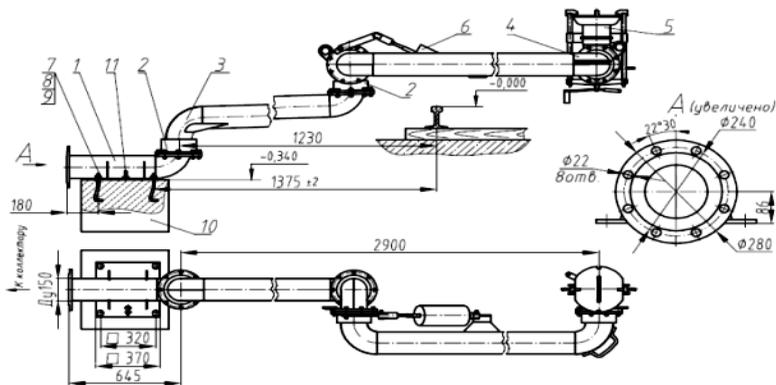


Рис. 10 – Устройство УСН: 1 – патрубок опорный; 2 – шарнир; 3, 4 – труба; 5 – присоединительная головка; 6 – компенсатор; 7 – болт фундаментный; 8 – гайка; 9 – шайба; 10 – фундамент; 11 – болт заземления

Устройство сливное предназначено для слива бензина и дизельного топлива в резервуар АЗС. Устройство состоит из муфты сливной МС-80, огнепреградителя с легкоъемной кассетой ОПН-80, крана шарового с Ду80 мм и соединительных патрубков. Устройство изготавливается в двух исполнениях, отличающихся друг от друга углом патрубка а: 1 исп. А = 90°, 2 исп. А = 135°. Корпус огнепреградителя, входящего в состав устройства, также имеет два исполнения: А – корпус из из алюминиевого сплава, С – корпус из углеродистой стали. Устройство сливное выпускается в климатическом исполнении Т, У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример условного обозначения :УС-80-1А УХЛ ТУ 3686-051-00217633-2006, где: УС – устройство сливное; 80 – условный проход, мм; 1 – конструктивное исполнение; А – исполнение корпуса огнепреградителя; УХЛ – климатическое исполнение.



Рис. 11 – Устройство сливное

Устройства нижнего слива УНС-М и УНСА-М предназначены для слива нефтепродуктов из вагона-цистерны в подземные резервуары и в мобильные емкости. Подсоединение к сливной магистрали – фланцевое. Корпуса устройств УНС стальные и имеют сварную конструкцию. Корпуса устройств УНСА отлиты из алюминиевого сплава. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды устройство УНС изготавливается в исполнении У и УХЛ1 категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример обозначения: **УНСА-М-100 УХЛ1 ТУ 3689-063-10524112-2004**, где 100 – условный проход, мм, А – литой корпус из алюминиевого сплава, М – модификация, УХЛ1 – климатическое исполнение.



Рис. 12 – Устройство нижнего слива

Вопросы для самоконтроля

1. Наливная эстакада.
2. Сливная эстакада.
3. Сливо-наливная эстакада.
4. Система верхнего налива.
5. Система нижнего налива.
6. Преимущество нижнего налива.
7. Комбинированные установки.
8. Устройство АСН 100А.
9. Устройство УННА-100 .
10. Устройство УСН-150-04 .

11. Устройство УНЖ6-100АС-07 .
12. Устройства типа СР-250 (стендеры).
13. Схемы слива – налива железнодорожных цистерн
14. Железнодорожные стояки
15. Железнодорожные эстакады
16. Установки автоматизированного слива – налива (АСН) железнодорожных цистерн (верхний слив – налив)
17. Установки автоматизированного слива – налива (АСН) железнодорожных цистерн (нижний слив – налив)
18. Нефтяные гавани, причалы, пирсы
19. Установки автоматизированного слива – налива (АСН) морских танкеров.
20. Установки автоматизированного слива – налива (АСН) автомобильных цистерн
21. Краны для розничного отпуска нефтепродуктов

7.6. ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

Эксплуатация насосных станций для перекачки нефтепродуктов

Цель занятия : Изучить правила производственной эксплуатации и технического обслуживания средств перекачки нефтепродуктов

Назначение

Станция предназначена для перекачки очищенных стоков нефти и жидкостей, имеющих сходство по вязкости и химической активности. В зависимости от марки насосных агрегатов станция может быть выполнена в нескольких исполнениях и размещаться в блоке-укрытии или на открытой раме. Станция состоит из насосных блоков, монтируемых на месте эксплуатации в единое здание.

В каждом насосном блоке установлены:

- насосные агрегаты;
- приемный и нагнетательный коллекторы с запорной арматурой;
- трубопроводы слива утечек;
- стойки приборные;
- система водяного или электрического отопления;
- освещение блоков и электрооборудование;
- система пенного пожаротушения;
- приборы КИПиА;
- грузоподъемные механизмы (тали).

Принцип работы

Нефть через задвижку приемного коллектора и фильтр поступают в насосы. Пройдя насосные агрегаты, жидкость под давлением по напорному коллектору через обратные клапаны и задвижки поступает в напорный трубопровод. Утечки сальников насосных агрегатов самоотекотом поступают в дренажную емкость. При демонтаже выкатка насосных агрегатов на грузовую площадку осуществляется с помощью лебедки, такелажных и грузоподъемных устройств. Вентиляция станции смешанная: принудительная осуществляется с помощью вентилятора, установленного в насосном блоке, естественная производится с помощью дефлектора с клапаном и дверей. Загазованность в помещении контролируется датчиками загазованности.

Система контроля и автоматизации предусматривает:

- ручное местное управление насосами, вентилятором, электрическими обогревателями, освещением;
- местный контроль давления напорного и приемного трубопроводов;
- автоматический контроль за температурой подшипников и сальников насосов, состоянием фильтров, утечками сальников и гидроропяты, загазованностью в помещении и пожарной опасностью.

Нефтеперекачивающие станции разделяют на головные и промежуточные. **Головная** НПС предназначена для приема нефти с установок по ее подготовке или нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов и перекачки их из емкости в магистральный трубопровод. **Промежуточные** НПС предназначены для повышения давления перекачиваемой жидкости в магистральном трубопроводе.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) располагаются на нефтепроводах с интервалом 70 – 150 км. Перекачивающие (насосные) станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудуются, как правило, центробежными насосами с электроприводом. В начале нефтепровода находится головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел разбросанный на большой территории, ГНПС отличается от промежуточных наличием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода.

В состав сооружений головной НПС входят резервуарный парк и подпорная насосная станция, совмещенная с основной насосной или расположенная в отдельном здании. Подпорная насосная служит для подачи жидкости на вход основных насосов, так как при откачке из безнапорных резервуаров основные насосы не могут работать без предварительного создания давления жидкости на их входе.

Дожимная насосная станция (сокр. *ДНС*) – технологическая часть системы сбора нефти и газа на промыслах и их последующей транспортировки.

Оборудование ДНС, прежде всего насосы, сообщает нефти и газу дополнительный напор, необходимый для их транспортирования в направлении высоконапорных участков через системы сбора и подготовки.

Как правило, ДНС применяются на отдаленных месторождениях. Необходимость применения дожимных насосных станций обусловлена тем, что зачастую на таких месторождениях энергии нефтегазового пласта для транспортировки нефтегазовой смеси до УПСВ недостаточно. Дожимные насосные станции выполняют также функции сепарации нефти от газа, очистки газа от капельной жидкости и последующей раздельной транспортировки углеводородов. Нефть при этом перекачивается центробежным насосом, а газ — под давлением сепарации. ДНС различаются по типам в зависимости от способности пропускать сквозь себя различные жидкости. Дожимная насосная станция полного цикла состоит при этом из буферной емкости, узла сбора и откачки утечек нефти, собственно насосного блока, а также группы свечей для аварийного сброса газа. На нефтепромыслах нефть после прохождения групповых замерных установок принимается в буферные емкости и после сепарации поступает в буферную емкость с целью обеспечить равномерное поступление нефти к перекачиваемому насосу. Лишь после прохождения данного технологического этапа нефть поступает в нефтепровод.

Кустовая насосная станция (БКНС) предназначена для закачки воды (подтоварной, пресной, пластовой) в продуктивные пласты в системе поддержания пластового давления нефтяных месторождений. **Блочная кустовая насосная станция** **БКНС** выполнена в виде отдельных блок-боксов монтируемых на месте эксплуатации в единое здание и функционально связанных между собой технологическими, электрическими линиями. Блоки имеют законченный внутренний электромонтаж приборов и оборудования. В качестве ограждающих конструкций (стенowych и кровельных) использованы утепленные трехслойные металлические панели с полиуретановым утеплителем, толщиной не менее 60 мм. **Отопление** кустовой насосной станции осуществляется как за счет тепловыделений от работающего оборудования, так и за счет электронагревательных устройств: - стационарного электрокалорифера с разводкой тепла через воздухопроводы, переносного калорифера (технологические блоки); - электронагревателей (блоки энергообеспечения). Контроль температуры внутри помещений станции осуществляется с помощью датчиков температуры. **Освещение** кустовой насосной станции **БКНС** – электрическое. **Вентиляция** в

блоках организована следующим образом: из верхней части блоков с помощью дефлекторов, а так же с помощью осевых вентиляторов, установленных в верхней части торцов блоков. Блочная кустовая насосная станция БКНС оборудована средствами контроля и автоматизации, предназначенными для управления и контроля технологического оборудования, отопления и вентиляции. Объем автоматизации и контроля обеспечивает работу кустовой насосной станции без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

БКНС включает в себя насосные блоки и энергоблоки:

- блоки насосные выполняют функцию повышения давления технологической воды до уровня, обеспечивающего нагнетание воды в скважины системы поддержания пластового давления;

- энергоблоки служат для автоматического управления работ насосных агрегатов, контроля параметров и сигнализации состояния технологического оборудования, защиты технологического оборудования при изменении параметров технологического процесса сверх допустимых пределов, автоматического отключения насосного агрегата и включения резервного.

Автоматизированные модульные станции для перекачивания многофазных сред предназначены для перекачивания сред, содержащих нефть, газ, воду и твёрдые включения.

Состав станции

Оборудование станции располагается в насосных модулях и модуле управления, также станция комплектуется блоками фильтров и системой зажижения газа. Связь между модулями осуществляется межблочными соединениями.

Модульный принцип поставки полностью готовых к эксплуатации компактных многофазных насосных станций позволяет достаточно быстро их смонтировать и ввести в эксплуатацию на месторождении. В случае необходимости многофазную насосную станцию можно легко демонтировать и доставить на новое месторождение.

Многофазные насосные станции обеспечивают подачу рабочей среды с газовыми пробками (т. Е. длительную работу на 100% газе), а также включение в работу при высоких давлениях многофазной смеси на входе (до 20 кгс/см²) и на выходе из станции.

Насосный модуль

В каждом насосном модуле расположен электронасосный агрегат, состоящий из многофазного винтового насоса и электродвигателя, смонтированных на общей раме и соединенных муфтой. Для обеспечения подачи масла и поддержания требуемого затворного давления в торцевых уплотнениях многофазного винтового насоса с целью обеспечения герметичности и работоспособности уплотнений, каждый электронасосный агрегат соединен с индивидуальной станцией смазки.

На всасывающей линии каждого электронасосного агрегата установлен электроприводной шаровый кран, датчики давления, температуры и контрольный манометр. На напорной линии установлены ручной шаровый кран, обратный клапан, датчик температуры многофазной смеси (на выходе насоса), датчик давления, а также контрольный манометр.

Система автоматического управления и контроля

Система управления спроектирована таким образом, что позволяет в автоматическом режиме следить за процессом перекачки рабочей среды, обеспечивая формирование сигналов и команд на отключение станции в случае отклонения параметров технологических величин выше предельно допустимых; управлять клапаном на линии зажижения и электродвигателем теплообменного аппарата маслостанции. Это позволяет максимально автоматизировать процесс перекачки газового конденсата, предотвратить выход из строя основных агрегатов станции, обеспечивая тем самым эффективность и безопасность ее работы.

Разновидности насосов и их характеристики

Насос – устройство (гидравлическая машина) для напорного перемещения (всасывания и нагнетания) жидких сред или газов. Основной характеристикой насоса является осуществляемая им объёмная подача жидкости – количество жидкости, перемещаемое за единицу времени, а также развиваемое давление или соответствующий ему напор (полное количество энергии, сообщаемое единице массы жидкости), потребляемая мощность и КПД. По сфере применения насосы разделяют на бытовые и промышленные.

Бытовые насосы используют для водоснабжения, отопления и канализации в жилых и производственных помещениях.

Промышленная насосная техника – это насосы для систем охлаждения, подачи воды в различных промышленных установках, установках для водоочистки, насосы для промывки под высоким давлением, перекачивания пищевых продуктов, подачи воды в котлы, повышения давления, для перекачивания нефти и нефтепродуктов, агрессивных сред в химических производствах и множества других специфических операций.

Выделяются два основных вида: насосы объёмного действия и динамические насосы.

В **объёмных насосах** рабочим органом является изменяющая объём камера и преобладают силы давления, принудительно перемещающие вещество, они могут использоваться для перекачки вязких жидкостей. В этих насосах происходит одно преобразование энергии – энергия двигателя непосредственно преобразуется в энергию жидкости. Это высоконапорные насосы, они чувствительны к загрязнению перекачиваемой жидкости. Рабочему процессу в объёмных насосах присуща высокая вибрация, поэтому для них необходимы массивные фунда-

менты. Однако преимуществом таких насосов можно считать способность к сухому всасыванию (самовсасыванию). К насосам объемного типа относятся:

- **роторные насосы** – общее название насосов, которые перемещают жидкости при движении роторов, кулачков/клиньев, винтов, лопастей/лопаток или похожих деталей в фиксированном корпусе;
- **шестеренные насосы** – простой тип насосов с принудительным смещением, которое вызывается изменением объемов в полостях сцепленных между собой шестерен;
- **импеллерные насосы** – в которых рабочее колесо с лопастями из эластичного материала вращается внутри эксцентрического корпуса, что приводит к сгибанию лопастей и вытеснению жидкости;
- **кулачковые насосы** – в которых жидкость перемещается внутри рабочей камеры насоса благодаря вращению двух независимых роторов. Благодаря высокой точности изготовления корпуса насоса и роторов между ними находятся малые зазоры, препятствующие противотоку жидкости внутри насоса;
- **перистальтические насосы** – рабочим элементом в этих насосах является гибкий многослойный рукав из эластомера. Двигатель вращает вал с башмаками (роликами), которые пережимают рукав насоса, перемещая жидкость внутри рукава;
- **винтовые насосы** – в которых металлический ротор винтообразной формы находится внутри статора, сделанного из эластомера. При вращении ротора изменяется объем полостей внутри пары ротор-статор и жидкость, вытесняясь из-за вращения ротора, перемещается по оси насоса.

В **динамических насосах** преобладают динамические силы. Для них характерно двойное преобразование энергии, они обладают равномерной подачей и уравновешенностью рабочего процесса. В отличие от объемных насосов, они не способны к самовсасыванию. К динамическим насосам относятся:

- **центробежные насосы** – в них рабочим органом насоса ОС еется рабочее колесо, при прохождении через которое увеличивается кинетическая энергия жидкости (увеличивается скорость) и ОС еняяльная энергия давления;
- **вихревые насосы** – аналогичны центробежным, отличаются малыми габаритами и массой. Недостатками таких насосов являются низкий КПД, не превышающий в рабочем режиме 45%, и непригодность для подачи жидкости, содержащей абразивные частицы (так как это приводит к быстрому изнашиванию стенок торцевых и радиальных зазоров);

- **струйные насосы** – разделяются на водоструйные (гидроэлеваторы), принцип действия которых основан на передаче кинетической энергии рабочей жидкостью перекачиваемому веществу и эрлифты, в которых подается сжатый воздух от компрессора и водовоздушная смесь движется благодаря подъемному действию пузырьков воздуха.

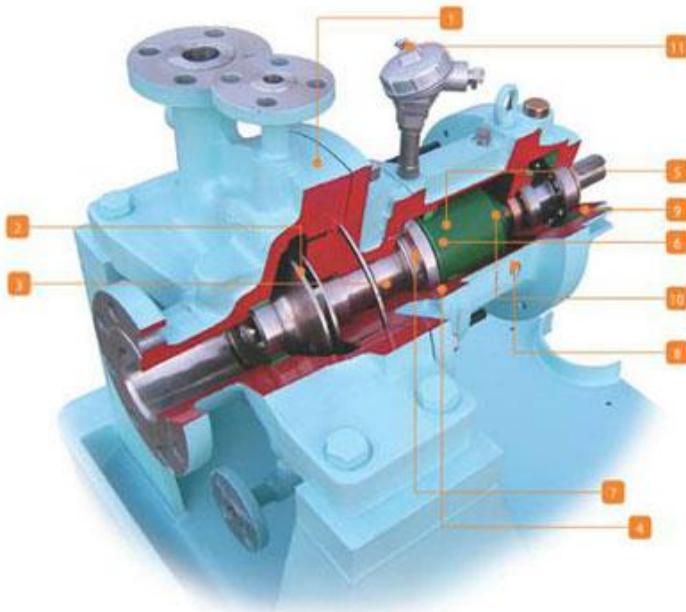


Рис. 1 – Основные детали нефтяного герметичного центробежного насоса: 1 – корпус насоса; 2 – рабочее колесо (закрытого типа); 3 – подшипник; 4 – уплотнительный стакан; 5 – внутренний магнит; 6 – внешний магнит; 7 – защитный кожух; 8 – вторичный кожух; 9 – несущая рама; 10 – масляное уплотнение; 11 – датчик температуры

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АГРЕГАТА

Запуск агрегата в работу производить в следующем порядке:

- внимательно осмотреть насос и двигатель. В случае запуска насоса после длительной стоянки повернуть вручную ротор насоса и убедиться в отсутствии помех вращению ротора;

- убедиться, что уровень масла в корпусах подшипников не ниже, чем в 10 мм от торца кронштейна. При необходимости заполнить

ОС лом корпус подшипника, наполнить колбу масленки маслом и опрокинуть в кронштейн;

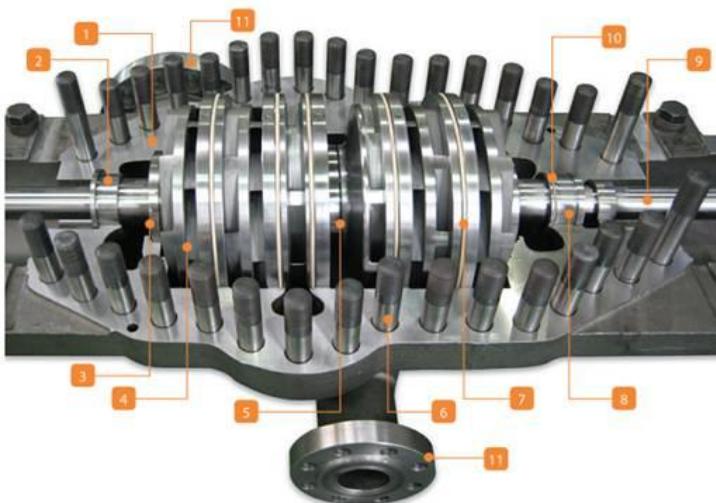


Рис. 2 – Основные детали насоса для перекачки нефтепродуктов (типа ВВЗ): 1 – корпус насоса; 2 – снижающая давление втулка; 3 – рубашка рабочего колеса; 4 – рабочее колесо с диффузором первой ступени; 5 – балансирующая диафрагма; 6 – крепежные шпильки; 7 – щелевое уплотнение диффузора; 8 – опорный болт; 9 – вал; 10 – уплотнение упорного болта; 11 – патрубок

- проверить наличие охлаждающей жидкости в корпусах подшипников (при необходимости);
- проверить наличие охлаждающей и затворной жидкости в гидроаккумуляторе (для насоса с двойным торцовым уплотнением) и ее давление;
- подвести затворную (охлаждающую) жидкость к двойным торцовым уплотнениям с учетом направления вращения вала;
- проверить направление вращения двигателя пробным его пуском;
- открыть задвижку на входном трубопроводе и кран мановакуумметра, закрыть задвижку на напорном трубопроводе;
- заполнить насос и входной трубопровод перекачиваемой жидкостью, подключив систему вакууммирования к резьбовому отверстию М16х1,5 в верхней части крышки насоса. Если насос работает в системе с подпором, то заполнение насоса и всасывающей линии допускается проводить «самотеком»;
- включить двигатель;

- открыть кран у манометра и по показаниям прибора убедиться, что напор насоса соответствует напору при закрытой задвижке (нулевой подаче). Работа на закрытую задвижку не более 3 минут;
- постепенно открывать задвижку на нагнетании до получения требуемой подачи или напора.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСА (АГРЕГАТА) ЗА ПРЕДЕЛАМИ РАБОЧЕГО ИНТЕРВАЛА.

Порядок контроля работоспособности агрегата.

Периодически (не реже одного раза в сутки) следить за:

- показаниями приборов;
- герметичностью всех соединений;
- утечками через торцовые уплотнения;
- давлением и уровнем затворной жидкости (для двойных торцовых уплотнений).

Резкие колебания стрелок приборов, а также повышенный шум и вибрация характеризуют ненормальную работу агрегата. В этом случае необходимо остановить агрегат и устранить неисправности.

Возможные неисправности и способы их устранения.

Возможные неисправности в насосе, признаки, причины и способы их устранения изложены в таблице 1.

Таблица 1

Неисправности в насосе, признаки, причины и способы их устранения

Наименование неисправности, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
1 Насос не подает жидкость. а) Стрелки приборов сильно колеблются. Б) Мановакуумметр показывает разрежение выше требуемого.	1 Насос не залит или недостаточно залит жидкостью. 2 Велика высота всасывания 3 Происходит подсос воздуха 4 Закрыта задвижка на всасывающем трубопроводе.	1 Залить насос и трубопровод жидкостью. 2 Привести сопротивление всасывающей линии в соответствие с характеристикой насоса. 3 Устранить неплотность соединений. 4 Открыть задвижку.
2. Подача меньше требуемой по характеристике.	1 Обратное вращение вала. 2 Низкая частота вращения. 3 Велико сопротив-	1 Переключить фазы электродвигателя. 2 Параметры энергопитания довести до номинального.

	<p>ление всасывающего или напорного трубопровода</p> <p>4 Происходит подсос воздуха</p> <p>5 Высота всасывания превышает допустимую при заданной температуре</p> <p>6 Засорены всасывающий трубопровод и насос</p> <p>7 Сильный износ защитного кольца</p>	<p>3 Привести сопротивление всасывающей или напорной линии в соответствие с характеристикой насоса.</p> <p>4 Устранить неплотность соединений</p> <p>5 Уменьшить допустимую высоту всасывания</p> <p>6 Очистить трубопровод и насос</p> <p>7 Заменить защитные кольца</p>
3 Течь через торцовое уплотнение	<p>Нарушен контакт пар трения вследствие:</p> <p>1 длительной работы насоса «всухую»;</p> <p>2 разрушения колец пар трения;</p> <p>3 повреждение резиновых уплотнительных колец</p>	<p>1 не допускать работу торцового уплотнения безподвода затворной жидкости;</p> <p>2 заменить торцовое уплотнение;</p> <p>3 заменить резиновые уплотнительные кольца.</p>
4 Завышена потребляемая мощность, двигатель нагревается.	<p>1 Неправильная сборка насосов, вал не проворачивается вручную.</p> <p>2 Насос работает за пределами рабочего интервала подач.</p>	<p>1 Отрегулировать торцовые зазоры рабочего колеса, устранить перекосы.</p> <p>2 Уменьшить подачу.</p>
5 Повышенная вибрация насоса.	<p>1 Нарушена соосность насоса и двигателя.</p> <p>2 Разбалансирован ротор при замене деталей</p>	<p>1 Произвести центрирование валов.</p> <p>2 Отбалансировать ротор.</p>

Остановка насоса (агрегата).

Остановка агрегата может быть проведена оператором или защитами двигателя.

Порядок остановки агрегата:

- закрыть медленно задвижку на напорном трубопроводе;
- выключить двигатель, закрыть кран у манометра;
- закрыть задвижку на всасывании, кран у мановакуумметра.

При остановке на длительное время и последующей консервации обязательно слить жидкость из насоса и камер торцовых уплотнений через сливные пробки М16х1,5 расположенные в нижней части сливных ванн и на фланцах насоса, отключить трубопровод подачи охлаждающей (затворной) жидкости к торцовым уплотнениям.

Агрегат остановить в аварийном порядке в следующих случаях:

ПРИ АВАРИЙНОЙ ОСТАНОВКЕ СНАЧАЛА ОТКЛЮЧИТЬ ДВИГАТЕЛЬ, А ЗАТЕМ ЗАКРЫТЬ ЗАДВИЖКУ НА ВЫХОДНОМ ТРУБОПРОВОДЕ.

- при повышении температуры подшипников свыше 358К (85°С);
- при нарушении герметичности насоса и трубопроводов;
- при резком повышении потребляемой мощности;
- при нагреве корпуса двигателя до температуры 363К (90°С).

При аварийной остановке насоса (агрегата) обслуживающий персонал или автоматика должны сначала отключить двигатель (нажатием кнопки “СТОП”), закрыть задвижку на напорном трубопроводе с последующим выполнением остальных операций.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Техническое обслуживание насоса (агрегата) производится только при его использовании.

При этом необходимо:

-следить, чтобы температура подшипников не превышала температуру окружающей среды более, чем на 40...50 К (40...50°С) и была не выше 358К (85°С).

Подключение датчика или реле температуры на скобах, фиксирующих стакан подшипника к корпусу.

Рекомендуемые приборы – реле температуры типа ДТ-1-Р;

-поддерживать необходимое количество масла в корпусах подшипников;

- освобождают от масла, промывать и заполнять свежим маслом корпуса подшипников в течении первого месяца работы через 100 часов, а в последующее время через каждые 1000 часов работы насоса производить полную замену масла;

-следить за протечками по валу. Протечки должны соответствовать нормам. При пятикратном увеличении протечек необходимо заменить торцовое уплотнение.

-постоянно следить за показаниями приборов, не допуская работу насоса за рабочим интервалом подач, и записывать в журнале следующие параметры:

- давление на входе в насос;
- давление на выходе из насоса;
- температуру жидкости на входе в насос;
- давление подводимой затворной (охлаждающей) жидкости;
- число часов работы насоса.

Вопросы для самоконтроля

1. Назначение насосных станций.
2. Принцип работы станций.
3. Головные НПС.
4. Промежуточные НПС.
5. Дожимные насосные станции.
6. Кустовая насосная станция.
7. Автоматизированные модульные станции.
8. Передвижные автоматизированные аварийные станции.
9. Передвижная аварийная насосная станция.
10. Разновидности насосов и их характеристики.

8. ТЕСТОВЫЕ ЗАДАНИЯ

Условные обозначения:

- + правильный ответ
- неправильный ответ

1. Как называется процесс разделения нефти на отдельные фракции, выкипающие в определенных температурных интервалах?

Бондарь В.А., Зоря Е.И., Цагарели Д.В. Операции с нефтепродуктами.
Стр. 11.

- Крекинг;
- Риформинг;
- Ректификация;
- +Перегонка;

2. Основные виды углеводородов, содержащихся в нефти?

- +Алканы (парафины);
- +Циклоалканы (нафтены);
- +Арены (ароматические);
- +Смешанные;

3. Как называется процесс расщепления крупных молекул углеводородов под действием высоких температур?

Бондарь В.А., Зоря Е.И., Цагарели Д.В. Операции с нефтепродуктами.
Стр. 15.

- Перегонка;
- +Крекинг;
- +Риформинг;
- Ректификация;

4. Какой способ перегонки нефти применяют для получения бензина с повышенной детонационной стойкостью?

- Термический крекинг;
- Каталитический крекинг;
- Гидрокрекинг;
- +Каталитический риформинг;

5. Какой способ перегонки нефти применяют для получения стабильного бензина?

- Термический крекинг;
- +Каталитический крекинг;
- Гидрокрекинг;
- Каталитический риформинг;

6. Для какого вида двигателя внутреннего сгорания применяется бензин?

- Дизельного;
- Поршневого;
- +Карбюраторного;
- Автомобильного;

7. Какой процесс сгорания называется детонацией?

- +очень быстрое с ударными волнами;
- быстрое без ударных волн;
- медленное с ударными волнами;
- +резким металлическим звуком;

8. Какое число определяет детонационную стойкость бензина?

- Цетановое;
- +Октановое;
- Нафтенное;
- Маркировочное;
- ?

9. Для каких целей применяют добавки в виде металлоорганических соединений марганца и железа в бензин?

Бондарь В.А., Зоря Е.И., Цагарели Д.В. Операции с нефтепродуктами. Стр. 32.

- Выравнивание состава;

- Выравнивание кислотности;
- +Выравнивание октанового числа;
- Выравнивание стабильности;

10. Какому виду присадки относится древесно – смоляной антиокислитель ДСА?

- Антикоррозионный;
- Антидетонационный;
- +Стабилизирующий;
- Антиобледенительный;

11. Способность паров бензина продолжать гореть без теплового источника зажигания называется ...

- Температурой вспышки;
- +Температурой воспламенения;
- Температурой самовоспламенения;
- Температурой возгорания;

12. Какие из перечисленных присадок являются антидетонационными?

- Агидол;
- Ионол;
- +Метиланилин;
- Афен;

13. В каких видах двигателей внутреннего сгорания применяется дизельное топливо?

- С воспламенением от искры;
- С воспламенением от впрыска;
- +С воспламенением от сжатия;
- С воспламенением от наддува;

14. Что означает цетановое число дизельного топлива?

- +Воспламеняемость;
- Детонационную стойкость;
- Теплоту сгорания;
- Дымность горения;

15. На установках какой марки определяют цетановое число дизельного топлива?

- +ИТ-9-3;
- УИТ-65;
- +ИТД-69;
- ИТ-92М;

16. Назовите виды автозаправочных станций?

- +Стационарные;
- +Контейнерные;
- +Передвижные;
- Специальные;
- Все перечисленные;

17. Из какого расчетного числа обслуживаемых автомобилей в час определяется количество ТРК на стационарных АЗС?

- 8;
- +15;
- 10;
- 20;

18. На въезде и выезде с территории АЗС необходимо иметь пологие повышенные участки высотой ...

- +Не менее 0,2м;
- Не более 0,2м;
- Не менее 0,3м;
- Не более 0,25м;

19. Через какой период времени должен проверяться резервуар на точность соответствия градуировочной таблице?

- 3 года 1 раз;
- 4 года 2 раза;
- +5 лет 1 раз;
- 8 лет 2 раза;

20. На какой объем топлива рассчитан каждый цилиндр счетчика жидкости на ТРК?

- + 125 см. куб
- 175 см. куб
- 150 см. куб
- 100 см. куб

21. Какое количество изопропилнитрата добавляется в дизельное топливо для повышения цетанового числа?

- Не менее 0,5%;
- +Не более 1,0%;
- Не более 0,5%;
- До 2,0%;

22. Как называется вид масла, применяемого для смазки зубчатых передач различного типа машин и механизмов?

- Турбинное;
- + Трансмиссионное;
- Индустриальное;
- Цилиндровое;

23. Как называется смазка, представляющая собой гомогенную двухкомпонентную структуру?

- +Консистентная;
- Дисперсная;
- Загущенная;
- +Пластичная;

24. Для защиты от коррозии металлоизделий, не находящихся в эксплуатации, используют Смазки.

- Многоцелевые;
- Графитные;
- Специальные;
- + Консервационные;

25. Как называется сила сопротивления смещению одного слоя жидкости относительно другого?

- Плотность;
- +Вязкость;
- Текучесть;
- Прокачиваемость;

26. Как называется свойство нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное, при температуре меньшей, чем температура кипения?

- Газообразованием;
- Улетучиваемостью;
- Фракционностью;
- +Испаряемостью;

27. Какие пределы взрываемости принадлежат бензинам?

- 1,4 – 7,5%;
- 1,4 – 6,0%;
- 0,5 – 7,3%;
- +0,76 – 8,4%;

28. На какую величину допускается расхождение массы принятого из автоцистерны нефтепродукта при оформлении документации?

- + Не более 0,05%;
- Не менее 0,1%;
- Не более 0,01%;
- Не менее 0,025%;

29. Сколько экземпляров товаротранспортной накладной выписываются при перевозках нефтепродуктов автоцистернами?

- 2;
- 3;
- +4;
- 5;

30. Сколько экземпляров акта составляется при выявлении несоответствия количества и качества привезенного на АЗС нефтепродукта?

- +Три;
- Четыре;
- Два;
- Пять;

31. С применением каких методов составляются градуировочные таблицы для резервуаров, предназначенных для хранения нефтепродуктов?

- Замерным;
- +Объемным;
- Переливным;
- +Геометрическим;

32. Как часто должны проводиться градуировки резервуаров на АЗС?

- После каждого ремонта;
- +После каждого капитального ремонта;
- +Не реже 1 раза в 5 лет;
- По предписанию Ростехнадзора;

33. Через какой период времени пересматриваются градуировочные таблицы на трубопроводы?

- В 5 лет 1 раз;
- В 8 лет 1 раз;
- +При изменении схем расположения;
- +В 10 лет 1 раз;

34. Согласно требованиям стандартов приборы для измерений плотности нефтепродуктов на АЗС должны поверяться 1 раз в

- 4 года;
- 6 лет;
- +5 лет;
- 3 года;

35. Какие параметры автомобильных бензинов не требуется определять при отборах проб для контрольных анализов?

- Наличие смол;
- Кислотное число;
- +Вязкость;
- +Температуру вспышки;

36. Из скольких уровней нефтепродукта в резервуарах производят отборы проб?

- Одного;
- Двух;
- +Трех;
- Четырех;

37. На каком расстоянии от днища резервуара необходимо производить отбор пробы нефтепродукта, если диаметр резервуара больше 2500мм?

- 200мм;
- +250мм;
- 150мм;
- 100мм;

38. Для получения средней пробы нефтепродукта производят смешивание нескольких проб, взятых из средней части и по одной пробе из верхних и нижних уровней. Сколько проб необходимо забрать из середины горизонтального резервуара?

- 5;
- 4;
- 3;
- +6;

39. Хранение на АЗС легковоспламеняющихся и горючих жидкостей в мелкой расфасовке разрешается в количестве, необходимом для продажи.

- Трехсуточной;
- Четырехсуточной;
- +Пятисуточной;

-Недельной;

40. Перед выполнением какой работы оператор проверяет исправность технологического оборудования, трубопроводов, резервуара, исправность сливных устройств, наличие средств пожаротушения?

-Снятие остатков нефтепродуктов;

+Слив нефтепродукта;

-Передача смены;

-Отпуск нефтепродукта;

41. На каком минимальном расстоянии от сливных муфт резервуаров запрещается движение автотранспорта во время слива нефтепродуктов?

+Не менее 8 м;

-Не более 8 м;

-Не менее 5 м;

-Не более 7 м;

42. Что должен делать оператор при случаях неправильного оформления товарных и отгрузочно – транспортных документов?

-Вызвать мастера АЗС;

-Позвонить заводу – производителю;

+Не принимать нефтепродукты;

-Переоформить документы;

43. Что нужно сделать в случае обнаружения загазованности воздуха рабочей зоны?

-Прекратить работу и предупредить мастера;

-Принять меры по устранению источника загазованности;

+Незамедлительно предупредить обслуживающий персонал близлежащих установок о возможной опасности, оградить загазованный участок и принять меры по устранению источника загазованности;

- Вызвать газоспасательную службу;

44. Кем должно обслуживаться электрооборудование в местах проведения монтажных и ремонтных работ на АЗС?

-Дежурным электриком, имеющим допуск;

-Электрослесарем;

+Электротехническим персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и допуск к работе;

- Дежурным слесарем;

45. Согласно требованиям какого документа ведется операторами сменная отчетность о движении нефтепродуктов через АЗС?

- С приказом;
- С трудовым договором;
- +С должностной инструкции;
- С распоряжением;

46. При сливах нефтепродуктов автоцистерна должна находиться на площадке с уклоном, не превышающим

- 5 градусов
- 6 градусов
- +3 градуса
- 4 градуса

47. В течение какого времени должен производиться отстой нефтепродуктов после слива их из автоцистерны?

- +10мин – бензин, 15мин – дизтопливо;
- 20мин – бензин, 25мин – дизтопливо;
- 30мин – бензин, 35мин – дизтопливо;
- 40мин – бензин, 45мин – дизтопливо;

48. Какое расстояние допускается Правилами безопасности между отдельными механизмами и для рабочих проходов?

- Не менее 1,25м и 1,0м;
- +Не менее 1,0м и 0,75м;
- Не менее 0,75м и 0,5м;
- Не более 1,5м и 0,8м;

49. Сколько раз в год должны проверяться температурные настройки ТРК?

- Один;
- + Два;
- Три;
- Четыре;

50. С целью выявления фактического количества нефтепродуктов на АЗС проводятся инвентаризации один раз в

- Год;
- Квартал;
- +Месяц;
- Полугодие;

51. На пластинах из какого материала проводят испытания на химическую стабильность топлива?

- Свинца;
- +Меди;
- Серебра;
- Алюминия;

52. На какие показатели качества дизельного топлива необходимо обращать внимание при приеме из автоцистерны?

- Цвет;
- Прозрачность;
- +Плотность;
- +Содержание механических примесей и воды (визуально);

53. В зависимости от причины возникновения потери нефтепродуктов их делят на следующие виды.....

- Количественные;
- +Естественные;
- +Аварийные;
- Все варианты правильные;

54. При хранении в резервуарах на испарение бензина влияют температура и объем. Какого веса будет потеря, если емкость 100м³ и температура 11° С?

- 100кг;
- + 850кг;
- 1000кг;
- 550кг;

55. Наилучший способ борьбы с потерями от испарения это полная ликвидация газового пространства. На сколько процентов рекомендуется заполнять резервуары от их полной вместимости с целью уменьшения газового пространства?

- + 95 – 97%;
- 93 – 95%;
- 96 – 98%;
- 90 – 94%;

56. Подсчитано, что утечки со скоростью 2 капли в 1 секунду приводят к потерям.... Литров топлива в месяц.

- 60;
- 80;

57. Потери нефтепродуктов при автомобильных перевозках определяются по формуле....

- $X = 0,1PE$;
- + $X = 0,01PE$;
- $X = 0,3PE$;
- $X = 0,5PE$;

58. По требованиям Правил пожарной безопасности и заправочной способности АЗС должна быть укомплектована огнетушителями, ящиком с песком и кошмой размерами 1х 1,5м. Какое количество порошкового огнетушителя надо иметь на АЗС, если заправочная способность 750 и более заправок в сутки?

- 1;
- + 2;
- 3;
- 4;

59. Для каких целей служит поплавковая камера в топливораздаточной колонке?

- Газоотделение;
- + Конденсирование;
- Отмеривание дозы;
- Снижение давления;

60. Для сохранения качества нефтепродуктов металлические резервуары должны периодически зачищаться. Какой срок чистки установлен для резервуаров, предназначенных для хранения автомобильных бензинов?

- Не менее 1 раза в год;
- Не менее 2 раз в год;
- + Не менее 1 раза в 2 года;
- Не менее 1 раза в 3 года;

61. Молниеприемник, изготовленный из многопроволочного оцинкованного троса должен иметь сечение.....

- Не менее 25 мм?;
- + Не менее 35 мм?;
- Не менее 40 мм?;
- Не менее 45 мм?;

62. Какой длины должен быть металлический штыревой молниеприемник?

- + Не более 1500 мм;

- Не менее 2000 мм;
- Не более 1800 мм;
- Не менее 1500 мм;

63. Чем обусловлена электризация нефтепродуктов при перекачивании или сливах?

- Малым электрическим сопротивлением;
- Быстрым движением слоев жидкости;
- Большим содержанием водорода;
- + Большим электрическим сопротивлением;

64. Как называется величина, численно равная массе нефтепродукта в единице его объема?

- Вязкость;
- Вес;
- + Плотность;
- Кислотность;

65. Какое общее название имеют смазки типа ЦИАТИМ- 221, графитол, силикол, лимол?

- Низкотемпературные;
- + Термостойкие;
- Многоцелевые;
- Дисперсные;

66. Количество хранимого на АЗС топлива определяется исходя из средней величины заправки одного автомобиля, которая равняется

- + 50л;
- 30л;
- 100л
- 40л;
- ?

67. В соответствии с требованиями каких документов принимаются минимальные расстояния от АЗС до внешних объектов и между ее зданиями и сооружениями?

- + НПБ 111 – 98;
- + СНИП;
- СанПИН;
- ВССН;

68. Какие данные должны быть нанесены на автозаправочных колонках?

. Автозаправочные станции. Оборудование. Эксплуатация. Стр. 15.

- Инвентарный номер и год выпуска;
- Вид топлива и заводской номер;
- +Порядковый номер и вид топлива;
- Знак «Огнеопасно» и номер АЗС;

69. Как называется документ, который предусматривает оперативные действия персонала по локализации и максимальному снижению тяжести последствий при проливах топлива, возгораниях и взрывах на территории АЗС?

- План эвакуации при пожарах;
- +План ликвидации аварий;
- План эвакуации при взрывах;
- Локализационный план;

70. Какая марка соответствует транспортной автомобильной цистерне, предназначенной для перевозки нефтепродуктов автотранспортом?

- ТЗ;
- ПП;
- + АЦ;
- АТ;

71. На использовании какой физической силы основана работа шибера роторно – шибера насоса ТРК?

- Центростремительной;
- Гравитационной;
- + Центробежной;
- Скольжения;

72. Какая деталь счетчика объема жидкости попарно соединяет поршни?

- Золотник;
- + Кулиса;
- Валик;
- Втулка;

73. Как называется клапан на резервуаре, который предназначен для автоматического поддержания заданных рабочих величин давления и разрежения внутри резервуара?

- Предохранительный;
- Перепускной;
- + Дыхательный;
- Паровоздушный;

74. Какую маркировку имеют стальные двустенные горизонтальные резервуары, предназначенные для наземного и подземного хранения нефтепродуктов?

- 4РТГ;
- + 2РТ;
- 2ГР;
- 2ДР;

75. На запорно – регулирующей арматуре должна быть нанесена нумерация, соответствующая схеме.

- Технической;
- Инвентарной;
- + Технологической;
- Рабочей;

76. Какой из вышеназванных инструментов не относится к средствам замера количества нефтепродуктов?

- + Ареометр;
- Метршток;
- Мерник;
- + Пробоотборник;

77. Какой документ не прилагается к градуировочной таблице резервуара после проведенных поверочных работ?

- + Чертеж;
- Опись деформаций;
- Акт измерения базовой высоты;
- Таблица исходных данных;

78. Из какого материала должны изготавливаться образцовые мерники первого разряда?

- Титан;
- + Нержавеющая сталь;
- Легированная сталь;
- Латунь;

79. Какой максимальный межповерочный интервал для ареометров марки АНТ?

- 1 раз в три года;
- 2 раза в год;
- + 1 раз в пять лет;
- 1 раз в год;

80. С какой целью рекомендуется смачивать водочувствительную ленту керосином перед опусканием в нефтепродукт для определения уровня подтоварной воды?

- Для ускорения смачивания подтоварной водой;
- Для увеличения четкости границ смачиваемости;
- + Для исключения налипаемости нефтепродукта;
- Для улучшения скольжения в нефтепродукте;

81. Сколько минут необходимо для полного растворения водочувствительной пасты в подтоварной воде?

- + 1-2 мин;
- 2-3 мин;
- 3-5 мин;
- 5-6 мин;

82. При проведении какой поверки топливо из образцовых мерников разрешается сливать в резервуары с составлением акта?

- Сменной;
- Технической;
- + Государственной;
- Контрольной;

83. Допускается производить отбор проб топлива одной марки для нескольких цистерн, (если общий отбор не менее чем из двух цистерн), то можно брать пробу

- Из каждой второй;
- + Из каждой четвертой;
- Не допускается;
- Из каждой третьей;
- ?

84. Какое наименование может отсутствовать на сопроводительной этикетке к сосуду с пробой нефтепродукта?

- Порядковый номер пробы по журналу;
- + Номер стандарта нефтепродукта;
- Дата и время;
- Номер автоцистерны;

85. Профилактическое обслуживание ТРК включает в себя осмотр и промывку фильтров через определенное количество отпущенного топлива. Какое количество топлива надо выдать, чтобы заменить фильтр газоотделителя?

- 5000 л;
- + 200000 л;

- 20000 л;
- 35000 л;

86. В какую тару запрещается отпускать бензин на АЗС?

- Нестандартную;
- Керамическую;
- + Стекланную;
- Объемную;

87. На какие виды делятся уровнемеры по принципу действия?

- Радиационные;
- + Ультразвуковые;
- Оперативные;
- Контрольные;

88. На каком принципе действия определения уровня разлива нефтепродукта разработан уровнемер марки «Струна»?

- Поплавковый;
- + Магнитострикционный;
- Радиолокационный;
- Акустический;

89. Какие виды пробоотборников применяются при отборе проб из резервуаров и автоцистерн на нефтебазах и АЗС?

- Стационарные;
- Переносные;
- Термостатические;
- + Все вышеназванные;

90. Для определения норм естественной убыли нефтепродуктов необходимо учитывать климатические зоны расположения АЗС. Каким номером обозначается климатическая зона РТ?

- 1;
- + 2;
- 3;
- 4;

91. Какие методы очистки и обезвреживания используют для сточных вод АЗС?

- + Механические;
- + Химические;
- Каталитические;
- Все ответы правильные;

92. Присутствие вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать определенную величину, т.е. ПДК. Сколько мг/м³ паров бензина допускается на рабочем месте оператора АЗС?

- 300;
- 200;
- +100;
- 10;

93. Что считается основной задачей закона «Об охране окружающей природной среды»?

- + Предупреждение нанесения вреда природной среде;
- + Обеспечение исполнения экологических требований;
- Оздоровление и улучшение качества природной среды;
- Все ответы правильные;

94. Какие способы защиты от статического электричества ОС применяются на территории нефтебаз и АЗС?

- + Заземление неметаллических элементов оборудования;
- + Снижение скорости перемещения жидкостей по трубопроводам;
- + Увлажнение среды;
- Покраска оборудования токопроводящими красками;

95. На какое расстояние нельзя приближаться к молниеотводам во время грозы?

- Ближе, чем 10 м;
- Ближе, чем 8 м;
- Ближе, чем 6 м;
- + Ближе, чем 4 м;

96. Какие требования предъявляются к ограждениям на территории АЗС?

- Должны быть покрашенные;
- + Должны быть продуваемые;
- + Должны быть негорючие;
- Все ответы правильные;

97. Какой вид инструктажа должны проводить на АЗС по требованию органов надзора?

- Вводный;
- Повторный;
- + Внеплановый;
- Целевой;

98. Согласно ГОСТ 12.1.007 – 76 к какому классу опасности по токсичности относится бензин?

- 1;
- 2;
- 3;
- + 4;

99. Согласно ГОСТ 12.1.004 – 85 жидкости делятся на легковоспламеняющиеся (ЛВЖ) и горючие (ГЖ), а также по разрядам. К какому разряду ЛВЖ относится бензин?

- + 1;
- 2;
- 3;
- 4;

100. Каким параметром отличается дизельное топливо марки «Евро» от других видов дизтоплива?

- Цетановое число;
- Прозрачность;
- Температура застывания;
- + Содержание серы;

101. В каком случае следует накладывать давящую повязку на рану?

- + При кровотечениях, если кровь пассивно стекает из раны;
- Алая кровь из раны вытекает фонтанирующей струей;
- Большое кровавое пятно на одежде;
- В случаях «синдрома сдавления» до освобождения конечностей;

102. В каком случае пострадавшего необходимо переносить на спине с приподнятыми или согнутыми в коленях ногами?

- В состоянии комы;
- При частой рвоте;
- + При проникающих ранениях брюшной полости;
- При проникающих ранениях грудной клетки;

103. На какое время можно оставлять лежать пострадавшего на металлических носилках?

- 5 – 10 минут;
- + 10 – 15 минут;
- 10 – 20 минут;
- 15 – 20 минут;

104. В радиусе скольких метров от места касания электрического провода с землей можно попасть под шаговое напряжение?

- 3 метра;
- 5 метров;
- 7 метра;
- + 10 метров;

105. Какие действия предпринять в состоянии комы (при отсутствии сознания и наличии пульса на сонной артерии)?

- + Повернуть пострадавшего на живот, периодически удалять всё из ротовой полости, приложить к голове холод;
- Повернуть пострадавшего на спину, периодически удалять всё из ротовой полости, приложить к голове холод;
- Освободить грудную клетку от одежды и расстегнуть поясной ремень, приподнять ноги, надавить на болевую точку, при отсутствии сознания, положить пострадавшего на правый бок, периодически удалять всё из ротовой полости, подложить под голову холод;
- Освободить грудную клетку от одежды и расстегнуть поясной ремень, приподнять ноги, надавить на болевую точку, при отсутствии сознания, положить пострадавшего на живот, периодически удалять всё из ротовой полости, подложить на голову холод;

106. В случае отравления ядовитыми газами необходимо повернуть пострадавшего на живот и приложить холод к голове, если сознание не появилось в течении?

- 2 минут;
- 3 минут;
- + 4 минут;
- 5 минут;

107. В случае обморока необходимо повернуть пострадавшего на живот и приложить холод к голове, если сознание не появилось в течении:

- 2 минут;
- + 3 минут;
- 4 минут;
- 5 минут;

108. Глубина продавливания грудной клетки при непрямом массаже сердца должна быть не менее?

- не менее 2 см;
- 2 – 3 см;
- + 3 – 4 см;
- 4 – 5 см;

109. Что нужно сделать при проникающем ранении грудной клетки?
+ Прижать ладонь к ране закрывая доступ воздуха, наложить герметичную повязку, транспортировать в сидячем положении;
- Прижать ладонь к ране закрывая доступ воздуха, заклеить пластырем, транспортировать в лежачем положении на спине;
- Прижать ладонь к ране закрывая доступ воздуха, наложить герметичную повязку, транспортировать в лежачем положении на спине;
- Прижать ладонь к ране закрывая доступ воздуха, наложить герметичную повязку, транспортировать в стоячем положении;

110. При обработке ожога без нарушения целостности ожоговых пузырей на месте происшествия, на какое время необходимо поместить ожог под струю холодной воды?

- 5 – 10 минут;
- +10 – 15 минут;
- 15 – 20 минут;
- 5 – 15 минут;

111. Правила обработки термического ожога с нарушением целостности ожоговых пузырей и кожи?

- Промыть водой, накрыть сухой чистой тканью, поверх сухой ткани приложить холод;
- Забинтовать обожжённую поверхность, поверх бинта приложить холод;
- +Накрыть сухой чистой тканью, поверх сухой ткани приложить холод;
- Смазать жиром, накрыть сухой чистой тканью, поверх ткани приложить холод;

112. На какое максимальное время можно наложить жгут на конечность при кровотечении?

- +Не более чем на 1 час;
- Не более чем на 1,5 часа;
- Не более чем на 2 часа;
- Не более чем на 3 часа;

113. Укажите правильный порядок действий комплекса реанимации при оказании первой помощи одним спасателем, если у пострадавшего нет сознания и пульса на сонной артерии?

- +15 надавливаний на грудину, затем 2 вдоха искусственного дыхания;
- 10 надавливаний на грудину, затем 1 вдох искусственного дыхания;
- 10 надавливаний на грудину, затем 2 вдоха искусственного дыхания;
- 5 надавливаний на грудину, затем 1 вдох искусственного дыхания;

114. Укажите правильный порядок действий комплекса реанимации при оказании первой помощи двумя спасателями, если у пострадавшего нет сознания и пульса на сонной артерии?

- 15 надавливаний на грудину, затем 2 вдоха искусственного дыхания;
- 10 надавливаний на грудину, затем 2 вдоха искусственного дыхания;
- +5 надавливаний на грудину, затем 2 вдоха искусственного дыхания;
- 5 надавливаний на грудину, затем 1 вдох искусственного дыхания;

115. Признаки закрытого перелома костей конечности?

- +Деформация и отек конечности;
- Наличие раны, часто с кровотечением;
- +Синюшный цвет кожи;
- +Сильная боль при движении;

116. Признаки артериального кровотечения?

- +Алая кровь из раны вытекает фонтанирующей струей;
- +Над раной образуется валик из вытекающей крови;
- +Большое кровавое пятно на одежде или лужа крови возле пострадавшего
- Очень темный цвет крови;

117. Признаки венозного кровотечения?

- Алая кровь из раны вытекает фонтанирующей струей;
- Над раной образуется валик из вытекающей крови;
- +Очень темный цвет крови;
- +Кровь пассивно стекает из раны;

118. Признаки внезапной смерти (когда каждая секунда может стать роковой)?

- +Отсутствие сознания;
- +Нет реакции зрачков на свет;
- +Нет пульса на сонной артерии;
- Деформация зрачка при осторожном сжатии глазного яблока пальцами;

119. Событие, заключающееся в нарушении исправного состояния изделия при сохранении его работоспособного состояния, это:

- 1. Отказ
- 2. Поломка
- 3. Повреждение +
- 4. Неисправность

120. Отказ, возникающий из-за несовершенства процесса изготовления или ремонта изделия, а также нарушения технологии этого процесса, это:

- | | |
|-----------------------------|---------------------------|
| 1. Конструкционный отказ | 3. Эксплуатационный отказ |
| 2. Производственный отказ + | 4. Деградационный отказ |

121. Отказ, обусловленный естественными процессами изнашивания, старения, коррозии и усталости при соблюдении всех правил и норм проектирования, изготовления и эксплуатации изделия, это:

- | | |
|---------------------------|---------------------------|
| 1. Конструкционный отказ | 3. Эксплуатационный отказ |
| 2. Производственный отказ | 4. Деградационный отказ + |

122. Восстановление исправности или работоспособности и частичное восстановление ресурса работы изделия, которое состоит в замене или восстановлении от двух до половины основных сборочных единиц, находящихся на техническом средстве, с обязательным контролем технического состояния остальных сборочных единиц, это:

- | | |
|---------------------|-----------------------|
| 1. Текущий ремонт | 3. Капитальный ремонт |
| 2. Средний ремонт + | 4. Срочный ремонт |

123. Восстановления исправности и полного (или близкого к полному) ресурса работы изделия с заменой или восстановлением всех или большинства его сборочных единиц и с последующими испытаниями изделия на соответствие требованиям нормативно-технической документации, это:

- | | |
|-------------------|-------------------------|
| 1. Текущий ремонт | 3. Капитальный ремонт + |
| 2. Средний ремонт | 4. Срочный ремонт |

124. *Вероятность восстановления изделия* – вероятность того, что время восстановления работоспособного состояния изделия не превысит заданное значение, определяется из выражения:

1.
$$P(t_B) = \frac{n(t_B)}{N_B} +$$

2.
$$T_c = \frac{1}{N_B} \cdot \sum_{i=1}^{i=N_B} \tau_{Bi}$$

3.
$$T_t = \frac{1}{N_B} \cdot \sum_{i=1}^{i=N_B} S_{ti}$$

125. *Средняя трудоемкость восстановления* – математическое ожидание трудоемкости восстановления изделия после отказа вычисляются по формуле:

$$1. \quad P(t_B) = \frac{n(t_B)}{N_B}$$

$$2. \quad T_c = \frac{1}{N_B} \cdot \sum_{i=1}^{i=N_B} \tau_{Bi}$$

$$3. \quad T_t = \frac{1}{N_B} \cdot \sum_{i=1}^{i=N_B} S_{ii} \quad +$$

126. Метод ремонта, характеризующийся специализацией исполнителей по технологическому или предметному признаку, называется:

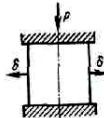
1. Поточный метод
2. Метод специализированных постов +
3. Метод универсальных постов

127. Метод ремонта заключающийся в восстановлении неисправных сборочных единиц и деталей изделия и последующей установке их на то же изделие, это:

1. Агрегатный, или обезличенный метод
2. Индивидуальный метод +
3. Смешанный метод

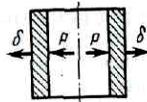
128. По схеме определите способ восстановления детали пластическим деформированием

- 1) раздача
- 2) осадка +
- 3) обжатие
- 4) высадка



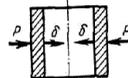
129. На схеме изображен способ восстановления детали

- 1) раздачей +
- 2) обжатием
- 3) осадкой
- 4) вытяжкой



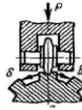
130. На схеме изображен способ восстановления детали

- 1) обжатием +
- 2) вытяжкой
- 3) осадкой
- 4) накаткой



131. На рисунке приведена схема восстановления шлицев (P – усилие, δ – направление деформации) путем

- 1) осадки
- 2) вытяжки (оттяжки)
- 3) раздачи
- 4) обжатия
- 5) вдавливания +
- 6) накатки



132. Дефекты в деталях, для обнаружения которых применяются специальные методы дефектоскопии, называются

- 1) устранимыми
- 2) неустраняемыми
- 3) явными
- 4) скрытыми +

133. Комплекс работ по определению состояния деталей и возможности их повторного использования называется

- 1) комплектацией
- 2) дефектацией +
- 3) дефектоскопией
- 4) диагностикой

134. Для обнаружения трещин и неплотностей в корпусе насоса наиболее целесообразно применить метод дефектоскопии

- 1) магнитный
- 2) капиллярный
- 3) гидравлический +
- 4) ультразвуковой
- 5)

135. Комплекс работ по подбору деталей, обеспечивающих сборку изделий в соответствии с техническими требованиями, называется

- 1) дефектацией
- 2) комплектацией +
- 3) дефектоскопией
- 4) диагностикой

136. Требуемая точность сборки соединения любых двух деталей, взятых из партии, будет обеспечена при их комплектовании по методу

- 1) полной взаимозаменяемости +
- 2) групповой взаимозаменяемости
- 3) индивидуальной подгонки

4) селективной сборки

137. При ремонте оборудования наибольшим ресурсом будет обладать соединение, в котором

- 1) обе детали соединения имеют допустимый размер без их обезличивания +
- 2) обе детали соединения имеют допустимый размер с их обезличиванием
- 3) одна из деталей соединения имеет предельный размер, вторая – новая из запасных частей
- 4) ресурс соединения будет одинаковым во всех случаях

138. Запасные части, материалы, комплектующие изделия, предназначенные для использования при ремонте оборудования, подвергаются контролю

- 1) операционному
- 2) приемочному
- 3) входному +
- 4) инспекционному

139. Износ внутренней поверхности втулок, сопряжений типа втулка – вал определяют с помощью

- 1) микрометра
- 2) штангенциркуля
- 3) индикаторного нутромера +
- 4) штангенрейсмуса

140. Неплоскостность поверхностей определяют с помощью

- 1) индикаторной головки
- 2) поверочной плиты +
- 3) индикаторного нутромера
- 4) штангенглубиномера

141. При разборке сборочных единиц заржавевшие соединения отмачивают

- 1) в бензине
- 2) в воде
- 3) в керосине +
- 4) в растворителе

142. Наилучшее моющее действие раствора синтетических моющих средств при очистке загрязненных деталей проявляется при температуре, °С

- | | |
|-------|---------|
| 1) 20 | 3) 60 |
| 2) 40 | 4) 80 + |

143. Ремонт, при котором принадлежность составных частей машины (сборочной единицы) не сохраняется, называется

- | | |
|--------------------|----------------|
| 1) обезличенным + | 3) капитальным |
| 2) не обезличенным | 4) текущим |

9. ВОПРОСЫ К ЗАЧЕТУ

1. Укажите последовательность установки резервуаров в грунт?
2. Перечислите способы защиты металлических резервуаров от коррозии?
3. Какие материалы используются для защиты металлических резервуаров от коррозии?
4. Какая документация необходима для ввода резервуара в эксплуатацию?
5. Что такое базовая высота резервуара?
6. Для чего необходима градуировка резервуара?
7. Расскажите о методах и порядке градуировки резервуаров?
8. Какие измерительные средства используются для замера уровня нефтепродукта в резервуаре?
9. Какие технологические воздействия проводятся для поддержания резервуаров в технически исправном состоянии?
10. Какая периодичность ТО резервуаров?
11. Какова периодичность зачистки резервуаров?
12. Какое оборудование и средства используются для зачистки и мойки резервуаров?
13. Какие работы проводятся при консервации и расконсервации автомобильных цистерн?
14. Какие способы налива нефтепродуктов в автоцистерну используются на нефтебазах?
15. Какие технические средства и оборудование используется для налива автомобильных цистерн?
16. Перечислите условия транспортировки нефтепродуктов автомобильными цистернами?
17. Как осуществляется слив автомобильных цистерн?
18. Какие работы выполняются на автомобильных цистернах?
19. Какие виды ТО технологического оборудования проводятся?
20. Порядок и периодичность проведения ТО технологического оборудования?
21. Периодичность проверки дыхательных клапанов резервуаров.

22. Перечислите технологическое оборудование и устройства, устанавливаемые на резервуаре.
23. Показатели оценки технического состояния насосного оборудования.
24. Требования безопасности при сливе нефтепродуктов из автомобилей и железнодорожных цистерн.
25. Требования безопасности при наливке нефтепродуктов в автомобили и железнодорожные цистерны.
26. Что такое тарировочная (градуировочная) таблица резервуара, ее назначение.
27. Проверка технического состояния резервуаров.
28. Проверка технического состояния дыхательной арматуры.
29. Проверка технического состояния запорной арматуры.
30. Эксплуатация нефтепроводов.
31. Эксплуатация продуктопроводов.
32. Эксплуатация магистральных трубопроводов.
33. Классификация нефтебаз.
34. Правила эксплуатации УСН.
35. Правила эксплуатации АСН.
36. Назначение и правила эксплуатации дыхательных клапанов.
37. Назначение и правила эксплуатации огневых преградителей.
38. Система контроля высоты налива нефтепродуктов.
39. Правила эксплуатации ТЗК.
40. Правила эксплуатации маслораздаточных колонок.
41. Прибор «Струна», назначение, принцип работы.
42. Метроштоки, назначение, требования к ним.
43. Устройства отбора проб нефтепродуктов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арутюнов С.А. Эксплуатация нефтебаз. –М.: Недра, 1983. С-148.
2. Бондарь В.А., Зоря Е.И., Цагарели Д.В. Операции с нефтепродуктами. –М.: АОЗТ «Паритет», 1999. С – 338.
3. Бондарь В.А., Зоря Е.И., Цагарели Д.В. Технологическое оборудование автозаправочных станций (комплексов). – М.: ООО «Паритет Граф», 2000. С – 400.
4. Вишняков, Н.Н. Автомобиль: Основы конструирования / Н.Н. Вишняков, В.К. Вахламов, А.Н. Нарбут и др. – 2 –е изд., перераб. И доп. – М.: Машиностроение, 1986. – 304 с.
5. Глущенко, А.А. Основы проектирования и эксплуатации технологического оборудования : учеб. Пособие / А.А. Глущенко, Е.Н. Прошкин, А.Л. Хохлов/. – Ульяновск.: УГСХА, 2012. – 317 с.

6. Давлетьяров Ф.А., Зоря Е.И., Цагарели Д.В. Нефтепродуктообеспечение. – М.: ИЦ «Математика», 1998. С – 662.
7. Зоря Е.И., Коваленко В.П., Прохоров А.Д. Техническая эксплуатация автозаправочного комплекса. –М.: ООО «Паритет Граф», 2001. С – 492.
8. Коваленко В.П., Симоненко А.В., Лоскутов В.С. Эксплуатация и ремонт технологического оборудования топливозаправочных комплексов и нефтескладов: Учебное пособие. – М.: МГАУ, 2003. С – 84.
9. Коваленко, В.П., Эксплуатация и ремонт технологического оборудования топливозаправочных комплексов и нефтескладов [Текст] : допущено УМО вузов по агроинженерному образованию в качестве учебного пособия для студентов вузов / В.П.Коваленко, А.В.Симоненко, В.С.Лоскутов. – М.: МГАУ, 2003. – 84 с.
10. Коваленко, В.П., Нефтепродуктообеспечение сельских товаропроизводителей [Текст]: учебное пособие. Допущено УМО вузов по агроинженерному образованию в качестве учебного пособия для студентов вузов / В.П.Коваленко, А.В.Симоненко, В.С.Лоскутов. – М. : МГАУ, 2002. – 110 с.
11. Концепция долгосрочного развития нефтяной промышленности России [Электронный ресурс]/ — Электрон. Текстовые данные.— М.: Энергия, Институт энергетической стратегии, 2010.— 28 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/4286>
12. Оборудования для регенерации нефтепродуктов – Режим Остуга [http:// www. 5fan.ru/](http://www.5fan.ru/)
13. Оборудования для регенерации нефтепродуктов – Режим Остуга [http://www. vevivi.ru/](http://www.vevivi.ru/)
14. Промышленная безопасность и экология [Электронный ресурс]: сборник материалов IX сессии школы-семинара/ Р.В. Петин [и др.].— Электрон. Текстовые данные.— Саров: Российский федеральный ядерный центр – ВНИИЭФ, 2010.— 133 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/18456>
15. Промышленная экология. Часть 2. Технологические системы производства [Электронный ресурс]: учебное пособие/ — Электрон. Текстовые данные.— Самара: Самарский
16. Рудик, Ф.Я., Монтаж, эксплуатация и ремонт оборудования перерабатывающих предприятий [Текст] : допущено Мин. С.-х. РФ в качестве учебника для студентов высших с.-х. учеб. Заведений / Ф.Я. Рудик, В.Н. Булов, Н.В. Юдаев. – СПб. : ГИОРД, 2008. – 352 с.
17. Редина М.М. Эколого-экономическая диагностика устойчивости предприятий нефтегазового комплекса [Электронный ресурс]: монография/ Редина М.М.— Электрон. Текстовые данные.— М.: Российский университет дружбы народов, 2011.— 172 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/11533>

18. Техническая эксплуатация и ремонт технологического оборудования [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Р.С. Фаскиев [и др.]— Электрон. Текстовые данные.— Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2011.— 261 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/30133>
19. Хохлов А.Л. Эксплуатация и ремонт нефтескладов/ А.Л. Хохлов, А.А. Глущенко, Е.Н. Прошкин, Е.А. Сидоров/ Ульяновск: УГСХА, 2011. – 288 с.— Режим доступа: www.lib.ugsha.ru
20. Хохлов А.Л. Эксплуатация и ремонт нефтескладов/ А.Л. Хохлов, А.А. Глущенко, Е.Н. Прошкин, Е.А. Сидоров/ Ульяновск: УГСХА, 2012. – 288 с. — Режим доступа: www.lib.ugsha.ru

СОДЕРЖАНИЕ

1	ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	3
1.1	Цель и задачи изучения дисциплины.....	3
1.2	Требования к уровню освоения содержания дисциплины...	3
2	ТРУДОЕМКОСТЬ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ.....	4
3	ТЕМАТИЧЕСКОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ.....	5
4	СООТВЕТСТВИЕ ГОС ВО.....	5
5	ГЛОССАРИЙ.....	6
6	ЛЕКЦИОННЫЙ КУРС.....	7
6.1	ВВЕДЕНИЕ В ДИСЦИПЛИНУ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ.....	7
6.2	ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	13
6.3	ТРУБОПРОВОДЫ.....	17
6.4	НЕФТЕНАЛИВНЫЕ СУДА.....	36
6.5	НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ.....	39
6.6	ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЕРВУАРОВ.....	75
6.7	СИСТЕМЫ СЛИВА И НАЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	97
6.8	СЛИВО-НАЛИВНЫЕ СТОЯКИ И ЭСТАКАДЫ.....	104
7	ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ.....	131
7.1	Лабораторная работа № 1 Эксплуатация средств хранения нефтепродуктов.....	131
7.2	ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2 Монтаж резервуаров.....	153
7.3	ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3 Эксплуатация и техническое обслуживание средств выдачи нефтепродуктов.....	163
7.4	ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4 Эксплуатация и техническое обслуживание автомобильных и наземных цистерн.....	185
7.5	ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5. Устройство и эксплуатация и нефтеналивного оборудования.....	207
7.6	ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6 Эксплуатация насосных станций для перекачки нефтепродуктов.....	219
8	ТЕСТОВЫЕ ЗАДАНИЯ.....	230
9	ВОПРОСЫ К ЗАЧЕТУ.....	255
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	256

**Глущенко Андрей Анатольевич
Салахутдинов Ильмас Рифкатович**

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ**

Учебное пособие для студентов инженерного факультета.-
Ульяновск: УГСХА, 2016.- 260 с.

Подписано в печать _____

Формат 60x90/16 Бумага офсетная №1

Гарнитура Times New Roman. Усл. печ. л. 16,25

Тираж 150 Заказ _____

Адрес издателя: 432017, г. Ульяновск,
бульвар Новый Венец



ДЛЯ ЧЕГО ЭТА
СТРАНИЦА?????
??!!!!!!!!!!