

А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов

НЕФТЕБАЗЫ и АЗС

*Допущено УМО вузов Российской Федерации
по нефтегазовому образованию
в качестве учебного пособия
для системы профессиональной переподготовки
по направлению
«Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа»*

Уфа 2006

УДК [622.645+625.748.54](07)

ББК 35.514(я7)

К66

Рецензенты:

доктор технических наук,

профессор, заместитель генерального директора ИПТЭР

Р. С. Гумеров;

кандидат технических наук,

заведующий кафедрой Полоцкого государственного университета

В. К. Липский

Коршак А. А. и др.

К66 Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие / А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. — Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. — 416 с.

ISBN 5-94423-97-5

В учебном пособии изложены основные сведения о нефтебазах и автозаправочных станциях: классификации, информация о составе сооружений, применяемом оборудовании, методах расчета и эксплуатации.

Пособие предназначено для слушателей институтов (центров) повышения квалификации и профессиональной переподготовки, а также для инженерно-технических работников и студентов.

УДК [622.645+625.748.54](07)

ББК 35.514(я7)

ISBN 5-94423-97-5

© Коршак А. А., Коробков Г. Е., Муфтахов Е. М., 2006

© Оформление. ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2006

ВВЕДЕНИЕ

Система нефтепродуктообеспечения играет важную роль в развитии нашей страны. Промышленность, транспорт, сельское и коммунальное хозяйство, население не обходятся без нефтепродуктов — топлив, масел, смазок, растворителей. Их поставки потребителям осуществляются через широкую сеть нефтебаз и автозаправочных станций (АЗС).

Современная нефтебаза — это сложное и многообразное хозяйство. Оно включает резервуарные парки, разветвленные трубопроводные коммуникации, мощное насосно-силовое оборудование, разнообразные сливноналивные устройства и др. Технически правильная, рациональная эксплуатация объектов нефтебаз (как и АЗС) возможна только хорошо подготовленными специалистами, имеющими четкое и ясное представление о применяемых технике и технологиях. Актуальной задачей является предотвращение потерь нефтепродуктов от разлива, испарений, загрязнения и т. п.

В данном учебном пособии приводятся основные сведения о нефтепродуктах и их свойствах, составе сооружений и оборудовании нефтебаз и АЗС, требованиях к их исполнению и эксплуатации. Кроме того, рассмотрены вопросы замера количества и контроля качества нефтепродуктов, мероприятия по сокращению их потерь, а также методы защиты трубопроводов и резервуаров от коррозии.

Введение, разделы 1.2, 1.3, 1.5, главы 2—6, 9, 10 написаны д. т. н., профессором А. А. Коршаком, глава 7 — к. т. н., профессором Г. Е. Коробковым, глава 8 — к. т. н., доцентом Е. М. Муфтаховым, разделы 1.1, 1.4 — д. т. н., профессором А. А. Коршаком и к. т. н., профессором Г. Е. Коробковым совместно.

Авторы с благодарностью примут все замечания и пожелания, направленные на улучшение данного пособия. Контактный телефон 8 (3472) 43-19-16.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЕБАЗАХ И НЕФТЕПРОДУКТАХ

1.1. Классификация нефтебаз и производственные операции, проводимые на них

Нефтебазами называются предприятия, состоящие из комплекса сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов потребителям.

Основное назначение нефтебаз — обеспечить бесперебойное снабжение промышленности, транспорта, сельского хозяйства и других потребителей нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте; сохранение качества нефтепродуктов и сокращение до минимума их потерь при приеме, хранении и отпуске потребителям.

Нефтебазы представляют большую опасность в пожарном отношении. Наиболее пожароопасными объектами являются резервуары. Поэтому за критерий пожароопасности нефтебаз принят суммарный объем резервуарного парка. Его величина, а также максимальный объем одного резервуара $V_{p,max}$, положены в основу деления нефтебаз на категории:

- I — общий объем резервуарного парка свыше 100 000 м³;
- II — то же свыше 20 000 м³ по 100 000 м³;
- IIIа — то же свыше 10 000 м³ по 20 000 м³, $V_{p,max}=5000$ м³;
- IIIб — то же свыше 2 000 м³ по 10 000 м³, $V_{p,max}=2000$ м³;
- IIIв — то же до 2 000 м³ включительно, $V_{p,max}=700$ м³.

В зависимости от категории нефтебаз строительными нормами и правилами устанавливаются минимально допустимые (с точки зрения пожарной безопасности) расстояния до соседних объектов, например, расстояние от нефтебаз I категории до жилых и общественных зданий должно быть не менее 200 м, а от нефтебаз II и III категории — не менее 100 м.

По величине годового грузооборота нефтебазы подразделяются на пять классов в соответствии с таблицей 1.1.

По функциональному назначению (по принципу оперативной деятельности) нефтебазы делятся на перевалочные, распределительные и перевалочно-распределительные и базы хранения.

Таблица 1.1 — **Классы нефтебаз**

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

Перевалочные нефтебазы предназначены для перегрузки (перевалки) нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой. Размещают их на берегах судоходных рек и озер, вблизи морских портов, крупных железнодорожных магистралей, промежуточных перекачивающих станций нефтепродуктопроводов. Роль конечного пункта магистрального нефтепродуктопровода (МНПП) также обычно играет перевалочная нефтебаза.

Распределительные нефтебазы предназначены для непродолжительного хранения нефтепродуктов и снабжения ими потребителей обслуживаемого района. Их разделяют на **оперативные**, обслуживающие лишь местных потребителей, и **сезонного хранения**, предназначенные как для удовлетворения местных потребностей, так и для компенсации неравномерности подачи нефтепродуктов на оперативные нефтебазы, входящие в зону влияния нефтебазы сезонного хранения.

Перевалочно-распределительные нефтебазы совмещают функции перевалочных и распределительных нефтебаз.

Базы хранения осуществляют прием, хранение и периодическое освежение нефтепродуктов.

По транспортным связям нефтебазы делятся на железнодорожные, водные (речные, морские), водно-железнодорожные, трубопроводные, а также глубинные, которые представляют собой распределительные нефтебазы, расположенные на значительном расстоянии от железных дорог и водных путей и получающие нефтепродукты, в основном автомобильным транспортом, а в некоторых случаях — водным.

По номенклатуре хранимых нефтепродуктов различают нефтебазы общего назначения, только для легковоспламеняющихся (светлых) нефтепродуктов, только для горючих (темных) нефтепродуктов.

Все производственные операции, проводимые на нефтебазах, разделяют на основные и вспомогательные.

К основным операциям относятся:

- прием нефтепродуктов, доставляемых на нефтебазу железнодорожным, водным, автомобильным транспортом и по трубопроводам или отводам от них;
- хранение нефтепродуктов в резервуарах и тарных хранилищах;
- отпуск нефтепродуктов в железнодорожные и автомобильные цистерны, нефтеналивные суда или по трубопроводам;
- замер и учет нефтепродуктов.

К вспомогательным операциям относятся:

- очистка и обезвоживание масел и других вязких нефтепродуктов;
- смешение масел и топлив;
- регенерация отработанных масел;
- изготовление и ремонт тары;
- ремонт технологического оборудования, зданий и сооружений;
- эксплуатация котельных, транспорта и энергетических устройств.

На нефтебазах должна вестись следующая документация:

- а) технический паспорт;
- б) журнал осмотров и ремонтов зданий, сооружений и оборудования нефтебазы;
- в) экологический паспорт с утвержденными экологическими нормами выбросов, сбросов, складирования отходов;
- г) паспорта на вентиляционные системы (при наличии);
- д) паспорта на резервуарные емкости: вертикальные и горизонтальные;
- е) журнал распоряжений по приему и внутрибазовым перекачкам;
- ж) градуировочные таблицы на резервуарные емкости;
- з) паспорта (формуляры) на технологическое оборудование.

1.2. Объекты нефтебаз и их размещение

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 (рис. 1.1).

Производственная зона включает участки:

- 1) железнодорожных операций;
- 2) водных операций;
- 3) автомобильных операций.

Подсобная зона включает участки:

- 1) очистных сооружений;
- 2) водоснабжения и противопожарной защиты;
- 3) подсобных зданий и сооружений;
- 4) внешнего энергоснабжения;
- 5) административно-хозяйственных зданий и сооружений.

Резервуарный парк представляет собой участок хранения нефтепродуктов.

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

- а) железнодорожные тупики;
- б) сливноналивные эстакады для приема и отпуска нефтепродуктов;
- в) нулевые резервуары, располагающиеся ниже железнодорожных путей;
- г) насосные станции для перекачки нефтепродуктов из вагонов-цистерн в резервуарный парк и обратно;
- д) лаборатории для проведения анализов нефтепродуктов;
- е) помещение для отдыха сливщиков и наливщиков (операторная);
- ж) хранилища нефтепродуктов в таре;
- з) площадки для приема и отпуска нефтепродуктов в таре.

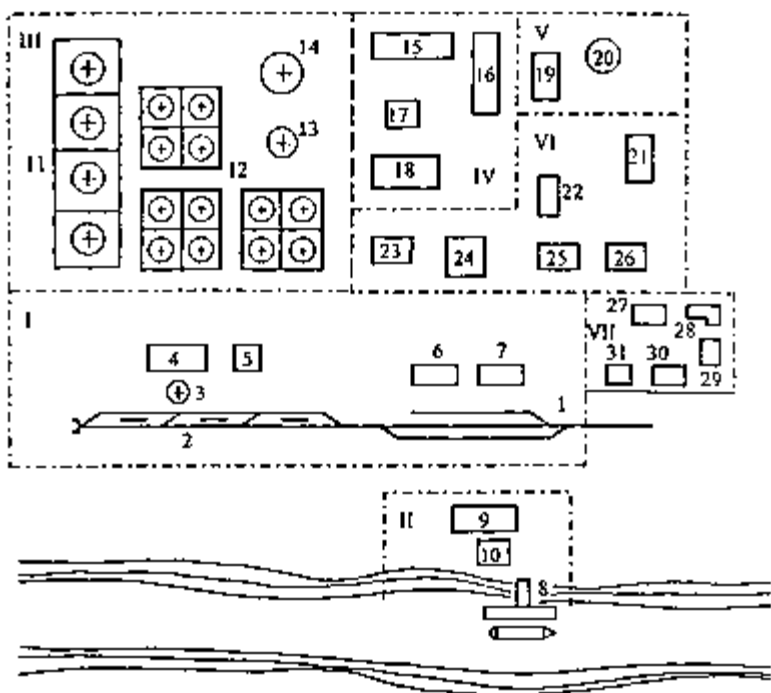


Рис. 1.1. Схема разбивки территории нефтебазы на зоны:

I — зона железнодорожных операций; II — зона водных операций;
 III — зона хранения; IV — оперативная зона; V — зона очистных сооружений;
 VI — зона вспомогательных операций; VII — административно-хозяйственная зона;

1 — железнодорожный тупик; 2 — железнодорожная сливноналивная эстакада; 3 — нулевой резервуар; 4 — насосная; 5 — лаборатория;
 6 — операторная; 7 — хранилище нефтепродуктов в таре;
 8 — причал; 9 — насосная; 10 — операторная; 11 — резервуарный парк светлых нефтепродуктов; 12 — резервуарный парк темных нефтепродуктов; 13 — мерник; 14 — резервуар пожарного запаса воды;
 15 — автоэстакада; 16 — разливочная и расфасовочная;
 17 — склад для хранения расфасованных нефтепродуктов;
 18 — склад для тары; 19 — нефтеловушка; 20 — шламонакопитель;
 21 — котельная; 22 — трансформаторная подстанция;
 23 — водонасосная; 24 — мехмастерские; 25 — склад материалов, оборудования и запасных частей; 26 — конторы грузовых операций;
 27 — пожарное депо; 28 — конторы; 29 — проходная;
 30 — здание охраны; 31 — гараж

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

- а) причалы (пирсы) для швартовки нефтеналивных судов;
- б) стационарные и плавучие насосные;
- в) лаборатория;
- г) 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:

- а) автоэстакады и автоколонки для отпуска нефтепродуктов в автоцистерны;
- б) разливные и расфасовочные для налива нефтепродуктов в бочки и бидоны;
- в) склады для хранения расфасованных нефтепродуктов;
- г) склады для тары;
- д) погрузочные площадки для автотранспорта.

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

- а) нефтеловушки;
- б) флотаторы;
- в) пруды-отстойники;
- г) иловые площадки;
- д) шламонакопители;
- е) насосные;
- ж) 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:

- а) котельная, снабжающая паром паровые насосы, систему подогрева нефтепродуктов и систему отопления;
- б) гараж;

- в) механические мастерские;
- г) 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:

- а) контора;
- б) проходные;
- в) аккумуляторная;
- г) сооружения связи;
- д) бытовые помещения.

На **участке хранения нефтепродуктов** размещаются:

- а) резервуарные парки для светлых и темных нефтепродуктов;
- б) насосные;
- в) 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:

- резервуарный парк должен обеспечивать прием, хранение и отгрузку заданного количества и ассортимента нефтепродуктов;
- технологические трубопроводы должны позволять вести одновременный прием и отгрузку различных марок нефтепродуктов без смешения и потери качества;
- наливные и сливные устройства, а также насосное оборудование должны обеспечивать соблюдение нормативов времени по сливу и наливу нефтепродуктов.

1.3. Генеральный план нефтебазы

Одним из основных графических документов, оформляемых при проектировании нефтебаз, является **генеральный план**. Он представляет собой чертеж, отображающий расположение различных объектов на территории, отведенной для строительства нефтебазы. Топографической основой для разработки генерального плана является ситуационный план района размещения площадки нефтебазы в масштабе М 1 : 50 000 или М 1 : 10 000 (рис. 1.2) на котором нанесены горизонтали, а также близкорасположенные объекты (автомобильные и железные дороги, линии электропередач, водопровод, предприятия, жилые дома и т. д.). Опираясь на ситуационный план, проектировщики размещают объекты нефтебазы, стремясь, с одной стороны, максимально увязать их с соответствующими коммуникациями района, а с другой — минимизировать протяженность технологических трубопроводов.

Для привязки объектов нефтебаз на генеральный план наносят координатную сетку со сторонами 100 × 100 или 50 × 50 м, которая увязывается с существующей топографической сетью страны. Линии сетки обозначают в горизонтальном направлении буквой А, а в вертикальном направлении — буквой Б. Привязка объектов нефтебаз к местности осуществляется: для прямоугольных сооружений — обозначением координат противоположных углов, для круглых — обозначением координат центра. Запись $\frac{2А + 15}{7Б + 24}$ означает, что рассматриваемая точка находится в 15 м правее вертикальной линии сетки 2А и на 24 м выше горизонтальной линии сетки 7Б.

Кроме сетки на генплан наносится «роза ветров», длина «лучей» которой пропорциональна частоте ветра в рассматриваемом направлении.

При размещении объектов на территории нефтебазы придерживаются определенных правил:

- 1) участок хранения нефтепродуктов наиболее опасен в пожарном отношении, поэтому его выделяют в обособленную площадку, обнесенную обвалованием;

- 2) участок транспортных операций следует располагать ближе к въезду, чтобы потребители находились на территории нефтебазы как можно меньше времени;

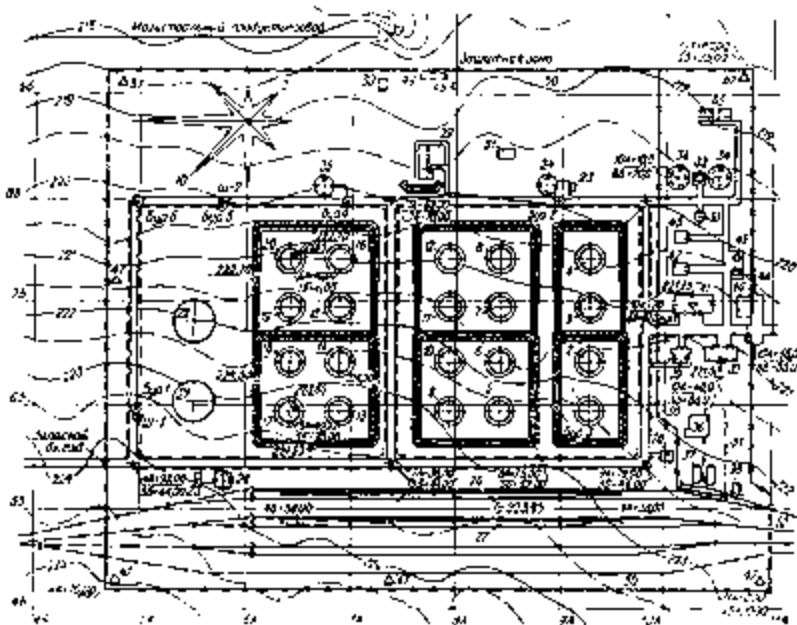


Рис. 1.2. Генеральный план нефтебазы:

- 1...22 — резервуары; 23 — склад пенопорошка; 24, 25 — водоемы; 26, 27 — железнодорожные наливные эстакады; 28 — помещение для наливщиков; 29 — наливная насосная станция; 30 — узлы приема нефтепродукта из магистрального продуктопровода; 31 — трансформаторная подстанция; 32 — механическая мастерская; 33 — водонасосная станция; 34 — резервуары для воды; 35 — водонапорная башня; 36 — котельная; 37 — площадка для топлива; 38 — площадка для золы; 39 — бытовое помещение; 40 — контора; 41 — пожарное депо; 42 — здание охраны; 43 — узел связи; 44 — лаборатория; 45 — склад; 46 — вольер для собак; 47 — сторожевой пост; 48 — песколовка; 49 — нефтеловушка; 50 — ограждение; 51 — узкоколейка; 52 — железнодорожные пути

3) участок очистных сооружений необходимо проектировать в наиболее низком месте площадки нефтебазы с тем, чтобы ливневые воды и промышленные стоки могли поступать в нефтеловушку самотеком;

4) участки вспомогательных сооружений должны быть отделены от других участков, т. к. там проводятся работы с открытым огнем, при этом котельные, ремонтный цех, площадку сварочных работ и т. п. надо размещать так, чтобы ветер не сносил дым и искры на резервуарные парки, разливные, железнодорожные тупики и другие объекты повышенной пожарной опасности.

Требования к размещению объектов на территории нефтебазы сформулированы в строительных нормах и правилах «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы». В нем оговариваются:

а) минимальные расстояния от зданий и сооружений нефтебаз до жилых и производственных зданий, лесных массивов, железных и автомобильных дорог, гаражей и т. д.;

б) минимальные расстояния от наземных резервуаров до зданий и сооружений нефтебаз (сливноналивных устройств, насосных станций, узлов задвижек, разливочных, расфасовочных и т. д.);

в) минимальные расстояния от сливноналивных устройств и трубопроводов до зданий и сооружений нефтебаз;

г) требования к размещению резервуаров.

Например, здания и сооружения нефтебаз I категории должны располагаться не ближе (м):

- от жилых и общественных зданий200
- от зданий и сооружений соседних предприятий 100
- от лесных массивов хвойных и смешанных пород 100
- от станций железной дороги общей сети 150
- и т. д.

Минимальные расстояния от наземных резервуаров нефтебазы I категории должны составлять (м):

- до сливноналивных устройств морских и речных судов 75
- до сливноналивных эстакад (устройств) автомобильных и железнодорожных цистерн 30
- до нефтепродуктовых насосных станций 30
- до зданий и сооружений с производственными процессами, где применяется открытый огонь 60
- до края проезжей части внутренних автодорог и проездов 15
- и т. д.

В качестве примера на рис. 1.2 показан генеральный план условной нефтебазы, приведенный в [30]. Судя по составу сооружений, эта нефтебаза является перевалочной: прием нефтепродуктов осуществляется по магистральному нефтепродуктопроводу, а отпуск — по железной дороге вагонами-цистернами. Поскольку размер координатной сетки составляет 100 × 100 м, то, судя по диаметру резервуаров 1...20, это РВС5000, а значит, общая вместимость

резервуарного парка составляет не менее 100 000 м³ (назначение резервуаров 21, 22 не вполне понятно: они не имеют обвалования). Следовательно, это нефтебаза II категории.

Очистные сооружения (песколовка 48 и нефтеловушка 49), как и требуют нормы проектирования, расположены в наиболее низком месте площадки нефтебазы. А вот расположение котельной 36 выбрано неправильно: преобладающее направление ветров — юго-западное, поэтому дым и искры будут сноситься на резервуарный парк.

Не совсем удачно расположена и наливная насосная станция 29. Наилучшим было бы ее размещение между резервуарным парком и железнодорожными наливными эстакадами 26, 27, что обеспечило бы наименьшую протяженность технологических трубопроводов. Возможно два объяснения принятого решения: 1) ограниченность площади застройки; 2) улучшение условий всасывания благодаря более низким высотным отметкам насосов.

1.4. Номенклатура и основные эксплуатационные характеристики нефтепродуктов, с которыми оперируют нефтебазы

Классификация нефтепродуктов

Нефтепродукты классифицируются по типу, группе, подгруппе, марке, виду и сорту.

Тип нефтепродукта — это совокупность нефтепродуктов одинакового функционального назначения (топливо, масло, смазка, кокс, битум, сжиженные нефтяные газы).

Под **группой нефтепродуктов** понимается совокупность нефтепродуктов, входящих в один тип и имеющих сходные свойства и области применения (бензин, дизельное топливо, печное топливо, керосин, топливо для реактивных двигателей).

Подгруппа нефтепродуктов представляет собой совокупность нефтепродуктов, входящих в одну группу и имеющих сходные показатели качества и условия применения (бензин автомобильный, бензин авиационный, дизельное топливо для быстроходных дизелей и судовых газовых турбин, дизельное топливо для автотракторных, тепловозных и судовых дизелей, печное топливо, топливо газотурбинное, керосин осветительный, топливо для реактивных

двигателей с дозвуковой скоростью, топливо для реактивных двигателей со сверхзвуковой скоростью и т. д.).

Марка нефтепродукта — это индивидуальный нефтепродукт (название номерное или буквенное обозначение), состав и свойства которого регламентированы нормативно-технической документацией (бензин А-76, АИ-93, дизельное топливо Л, дизельное топливо З, керосин осветительный КО-30 и т. д.).

Под **видом нефтепродукта** понимается совокупность нефтепродуктов, входящих в одну марку, но имеющих разные значения по одному из показателей качества Государственного стандарта (бензин летний, бензин зимний, дизельное топливо летнее, дизельное топливо зимнее и т. д.). Сорт нефтепродукта устанавливается в результате градации нефтепродукта определенного вида по одному или нескольким показателям качества, зафиксированным нормативной документацией в зависимости от значений допускаемых отклонений показателей качества (бензин этилированный, бензин неэтилированный, дизельное топливо с содержанием серы 0,2 % и т. д.).

По условиям применения все товарные нефтепродукты подразделяются на топлива, осветительные керосины, смазочные масла и пластичные смазки и растворители.

В качестве источников тепловой энергии для двигателей внутреннего сгорания применяют, в основном, бензин и дизельное топливо, для реактивных двигателей — топлива Т-1, ТС-1, Т-5, Т-6, Т-8 и др., для коммунально-бытовых нужд, транспортных и стационарных котельных — топливо печное бытовое и котельные топлива. Осветительные керосины предназначены для использования в лампах, фонарях, примусах и других устройствах. Смазочные масла и пластичные смазки используются для уменьшения трения в узлах машин и механизмов.

Тип двигателя и его конструктивные параметры определяют требования, предъявляемые к качествам топлив (табл. 1.2, 1.3).

Бензины автомобильные

На нефтебазах хранятся этилированные и неэтилированные бензины марок А-76, АИ-92, АИ-93, АИ-95 и АИ-98. Все бензины делятся на следующие виды:

- **летние**, предназначенные для применения во всех районах, кроме северных и северо-восточных, в период с 1 апреля по 1 октября; в южных районах — в течение всех сезонов;
- **зимние**, предназначенные для применения в течение всех сезонов в северных и северо-восточных районах и с 1 октября по 1 апреля — в остальных районах.

Эксплуатационные свойства автомобильных бензинов определяются их детонационной стойкостью, фракционным составом, химической стабильностью, содержанием серы.

Детонационная стойкость — наиболее важный показатель, характеризующий качество автомобильного бензина. Детонационная стойкость бензинов выражается в октановых числах (ОЧ), определяемых на специальных одноцилиндровых установках моторным (ГОСТ 511—82) или исследовательским (ГОСТ 8226—82) методом, а также методом детонационных испытаний на автомобильных двигателях в стендовых и дорожных условиях (ГОСТ 10373—75). **Октановое число** бензина равно количеству изооктана в смеси с *n*-гептаном, эквивалентной по детонационной стойкости испытуемому бензину.

Как правило, октановое число, определяемое по исследовательскому методу, несколько выше, чем по моторному.

Чем выше степень сжатия двигателя, тем выше требования к антидетонационным свойствам бензина и одновременно тем выше удельные мощностные показатели двигателя и топливная экономичность (табл. 1.2). Однако последнее качество достигается только при хорошем техническом состоянии и правильной регулировке всех систем двигателя и машины в целом.

Таблица 1.2 — **Требования к детонационной стойкости бензинов в зависимости от степени сжатия и форсировки автомобильных двигателей**

Степень сжатия	Октановое число по исследовательскому методу для двигателей с форсировкой		
	высокой	средней	малой
6,5	88	82	76
7,0	92	87	82
7,5	96	91	86
8,0	98	94	90
8,5	100	96	92

Применение на двигателях бензина с октановым числом меньше требуемого недопустимо, так как это приводит к возникновению детонации в цилиндрах, которая может вызвать перегрев двигателя, привести к его ускоренному износу и повышению расхода бензина, а также к серьезным нарушениям в работе двигателя и даже отказам из-за прогара прокладки головки блока цилиндров, детонационного разрушения днищ поршней и т. д.

Использовать в двигателе бензин с октановым числом выше требуемого также не следует из-за увеличения теплонапряженности двигателя и возможного прогара выпускных клапанов, а главное — такое нерациональное применение высокооктанового бензина убыточно.

Для повышения детонационной стойкости бензинов и соответственного повышения октанового числа в них вводят тетраэтилсвинец (ТЭС) в количестве до 3,3 г на 1 кг бензина. Тетраэтилсвинец является ядовитым веществом. Поэтому при работе с этилированными бензинами необходимо соблюдать меры предосторожности.

Фракционный состав бензинов характеризуется температурами перегонки 10, 50, 90 % бензина и конца его кипения. Фракционный состав наряду с детонационной стойкостью является одним из важнейших показателей качества автомобильных бензинов, т. к. влияет на его испаряемость, а значит, на надежность пуска, длительность прогрева и износостойкость двигателя.

Летние бензины имеют более тяжелый фракционный состав, чем зимние. Скорость прогрева двигателя и динамика разгона автомобиля зависят от температуры выкипания 50 % бензина, которая для зимних бензинов не должна превышать 100, а для летних — 110 °С. Полнота испарения бензина в двигателе зависит от температур перегонки 90 % бензина и конца его кипения. Если эти температуры чрезмерно велики, то бензин не успевает полностью испариться во впускном трубопроводе двигателя и поступает в цилиндры в жидком виде. В результате с трущихся поверхностей смывается смазка и усиливается износ деталей. Кроме того, поскольку не полностью испарившийся бензин сгорает медленно и недостаточно полно, повышается нагарообразование в камере сгорания двигателя.

Химическая стабильность характеризуется способностью бензина противостоять химическим изменениям при хранении, транс-

портировании и применении. Химическая стабильность бензина зависит от состава и строения содержащихся в нем углеводородов и неуглеводородных примесей. Для ее повышения применяют антиокислительные присадки (стабилизаторы).

Содержание серы предопределяет коррозионную активность бензинов. Применение сернистых автомобильных бензинов приводит к сокращению ресурса работы двигателей в результате быстрого износа основных деталей, а также к снижению его мощности. Содержание серы в бензинах проверяют анализом на медной пластинке. Оно не должно превышать 0,10...0,15 %.

Кроме того, бензины должны быть химически нейтральными, не содержать механических примесей и воды.

Требования к показателям качества автомобильных бензинов приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3 — Показатели качества автомобильных бензинов

Показатель	А-72	А-76	АИ-93
Детонационная стойкость (октановое число):			
— по моторному методу, не менее	72	76	85
— по исследовательскому методу (ГОСТ 8226—82), не менее	—	—	93
Масса свинца (ГОСТ 2177—82), г/кг, не более	—	0,24	0,80
Фракционный состав (ГОСТ 2177—82):			
— температура начала выкипания бензина летнего вида, °С, не ниже	35	35	35
— конец выкипания бензина, °С, не выше:			
летнего	195	195	205
зимнего	185	185	195
— остаток и потери, %, не более	4	4	4
Давление насыщенных паров для бензина летнего (ГОСТ 1756—52), МПа, не более	—	—	0,06

Продолжение табл. 1.3

Показатель	А-72	А-76	АИ-93
Кислотность (ГОСТ 5985—79), мг КОН на 100 мл бензина, не более	3	1	3
Концентрация фактических смол на месте потребления бензина (ГОСТ 1567—83, 8489—85), мг/100 мл, не более	10	10	7
Индукционный период (ГОСТ 4039—88), мин, не менее	600	900	900
Массовая доля серы (ГОСТ 19121—73), %, не более	0,12	0,10	0,10
Содержание механических примесей и воды (ГОСТ 6370—83, 2477—65)	отсутствуют		
Цвет	—	желтый	оранжево-красный

Примечание. В маркировке бензинов буква А обозначает, что бензин является автомобильным, буква И — что октановое число определяется по исследовательскому методу, цифры указывают минимально допустимое октановое число.

Дизельные топлива

Отечественная промышленность в соответствии с требованиями ГОСТ 305—82 для различных условий применения вырабатывает топливо трех марок:

- Л — летнее для использования при положительной температуре;
- З — зимнее для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до -20°C с температурой застывания (потеря подвижности) не выше -35°C . В тех случаях, когда двигатели эксплуатируют при температуре до -35°C , используют зимнее топливо с температурой застывания не выше -45°C ;
- А — арктическое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до -50°C , с температурой застывания не выше -55°C .

В стандартах на дизельное топливо кроме температуры застывания нормируют температуру помутнения, при которой топливо теряет фазовую однородность. Для летних сортов топлива она

не выше -5°C (температура застывания -10°C), для зимних — на 10°C выше температуры застывания (-25°C и -35°C). Для обеспечения надежной работы необходимо, чтобы температура помутнения была на $6\dots 8^{\circ}\text{C}$, а застывания — на $10\dots 15^{\circ}\text{C}$ ниже температуры окружающего воздуха.

В зависимости от содержания серы вырабатывают дизельное топливо двух видов: 1 — содержание серы не более $0,2\%$, 2 — содержание серы не более $0,5\%$ (для арктического — $0,4\%$).

Температура вспышки, при которой пары топлива в смеси с воздухом вспыхивают при поднесении огня, характеризующая испаряемость и огнеопасность, для топлива марки Л должна быть не ниже 40°C , марки З — не ниже 35°C .

В условные обозначения марок летнего топлива для высокооборотных дизелей входят массовая доля серы и температура вспышки, зимнего — количество серы и температура застывания: Л-0,5-40 — летнее топливо с содержанием серы до $0,5\%$ и температурой вспышки не менее 40°C ; З-0,2-35 — зимнее топливо с содержанием серы $0,2\%$ и температурой застывания не выше -35°C . В условном обозначении арктического топлива указывают только массовую долю серы: А-0,4 или А-0,2. Дизельное топливо, выпускаемое со знаком качества, проходит более глубокую очистку. У него до $0,13\dots 0,15\%$ снижено содержание серы, улучшен фракционный состав, повышено цетановое число, уменьшено содержание смолообразующих веществ. Все марки зимнего топлива взаимозаменяемы. Это относится и к летним маркам.

В топливе для высокооборотных дизелей не допускается наличие механических примесей. При их накоплении в процессе перевозки, хранения, приемо-отпускных операций при любой температуре окружающего воздуха может нарушаться нормальная подача и процесс смесеобразования. Это происходит в результате засорения фильтров тонкой очистки, нарушения нормальной работы насоса высокого давления, засорения отверстий распылителей форсунок и др. И, конечно, при использовании загрязненного топлива снижается долговечность двигателя, повышается износ многих деталей. В результате износа увеличиваются зазоры в прецизионных парах топливного насоса, падает мощность, растет расход топлива.

Зимние сорта топлива по сравнению с летними имеют облегченный фракционный состав — 96 % топлива выкипает при температуре не выше 340 °С (летние — не выше 360 °С) и меньшую вязкость (1,8...5 мм²/с), которая нормируется при температуре 20 °С (летние — 3...6 мм²/с).

Характер изменения вязкости для всех нефтепродуктов одинаков (с повышением температуры вязкость уменьшается, с понижением — возрастает, особенно интенсивно при отрицательной температуре), а абсолютное изменение зависит от химического состава. Наиболее заметно изменение температуры влияет на вязкость летних сортов. Изменение вязкости относительно нормируемых значений (как уменьшение, так и увеличение) оказывает отрицательное влияние на работу двигателя.

Чем выше значение вязкости при температуре 20 °С, указанной в паспорте качества, тем сильнее изменения, происходящие при понижении температуры. Летние сорта загустевают уже при температуре -5...-10 °С, поэтому возрастает сопротивление движению топлива по трубопроводам, особенно высокого давления. При значительном повышении вязкости нарушается нормальная работа топливоподающей аппаратуры, иногда подача прекращается. Зимние сорта сохраняют подвижность до более низкой температуры (-25...-35 °С).

Если значение вязкости становится ниже нормируемого, то это приводит к увеличению износа деталей топливоподающей системы, повышению расхода топлива, уменьшению долговечности работы двигателя. В высокооборотных дизелях топливо является не только источником получения энергии, но и смазочным веществом для прецизионных пар топливного насоса. Чем ниже вязкость, тем хуже смазывающие свойства и больше износ деталей. Особенно заметно это проявляется при недостаточно высоком давлении распыла (до 15...20 МПа).

Если значение вязкости достигает 6...7 мм²/с и более при температуре 20 °С, то ухудшаются процесс смесеобразования и полнота сгорания, смесь догорает при такте расширения, двигатель дымит, расход топлива возрастает, мощность падает. На процесс смесеобразования и полноту сгорания также отрицательно влияют утяжеление фракционного состава, увеличение плотности и поверхностного натяжения.

Воспламеняемость дизельного топлива, зависящую от его химического состава, оценивают цетановым числом. Его устанавливают методом сравнения процесса горения испытуемого топлива с эталонным. Испытания проводят на одноцилиндровой установке, работающей с переменной степенью сжатия. В качестве эталонов приняты цетан и *α*-метилнафталин. Первый обеспечивает мягкую работу двигателя, его цетановое число принято за 100 ед., второй очень трудно окисляется и воспламеняется, его цетановое число принято за 0. Цетановым числом топлива называют процентное содержание цетана в искусственно приготовленной смеси, которая состоит из цетана и *α*-метилнафталина и по характеру сгорания равноценна испытуемому топливу.

Для дизельного топлива всех марок цетановое число не должно быть ниже 45. При этом двигатель пускается легко и быстро, период задержки самовоспламенения невелик, давление на 1° поворота коленчатого вала нарастает плавно. Иногда для повышения цетанового числа в топливо добавляют до 1 % присадки (изопропилнитрат). Использование топлива с цетановым числом выше 50 нецелесообразно, так как процесс сгорания практически не улучшается. Чем выше частота вращения коленчатого вала, тем большее влияние оказывают физико-химические свойства топлива на процессы подачи, смесеобразования, воспламенения, полноту сгорания.

Коррозионная активность топлива для высокооборотных дизелей невысока, так как водорастворимых кислот и активных сернистых соединений нет, а количество органических кислот в соответствии со стандартом не превышает 5 мг/100 мл. Содержащиеся неактивные сернистые соединения имеют нейтральную реакцию и на металл не действуют. Наличие воды в топливе не допускается, но при неправильном хранении, транспортировке, приеме — отпускных операциях она может накапливаться. Вода приносит очень большой вред: в теплое время года увеличивается коррозия; при отрицательной температуре образуются кристаллики льда, ухудшающие прокачиваемость и работу фильтрующих элементов; в присутствии воды и нафтеновых кислот в топливе образуются студенистые осадки, забивающие фильтры, накапливающиеся на деталях топливоподающей системы.

Способность топлива не забивать фильтры оценивают коэффициентом фильтруемости. Его определяют, последовательно пропуская

через бумажный фильтр 10 порций топлива объемом по 2 мл, как отношение времени фильтрации последних 2 мл топлива ко времени истечения первых 2 мл. В соответствии со стандартом, коэффициент фильтруемости не должен быть более 3. При загрязнении и обводнении топлива коэффициент фильтруемости значительно возрастает.

Продукты сгорания дизельного топлива всегда коррозионно агрессивны. При сгорании сернистых соединений образуются оксиды серы SO_2 и SO_3 , вызывающие в зоне высоких температур газовую коррозию. Пары воды, выделяющейся при горении топлива, и влага, находящаяся в топливовоздушной смеси в виде пара, присутствуют в продуктах сгорания. При охлаждении ниже 100°C водяной пар конденсируется, взаимодействует с сернистым газом SO_2 и серным ангидридом SO_3 с образованием сернистой H_2SO_3 и серной H_2SO_4 кислот, вызывающих сильную жидкостную коррозию.

При эксплуатации автомобиля в городских условиях (частые остановки, работа с неполным использованием мощности), когда температура охлаждающей жидкости невысока, создаются условия для конденсации влаги и образования кислот. Движение с перегрузкой (горные условия, карьеры) вызывают сильную газовую коррозию. Наименьшее окисление происходит при умеренном тепловом режиме (работа техники при постоянной нагрузке без перегрева и переохлаждения). Коррозионный износ двигателя зависит также от многих других факторов: типа двигателя, его технического состояния, температуры окружающего воздуха и качества используемых моторных масел.

Склонность топлива к образованию высокотемпературных отложений нормируют рядом показателей, значения которых следующие: зольность — не более 0,01 %; отсутствие механических примесей; коксуемость — 10 %; остаток топлива — не более 0,3 %; йодное число — не более 6 г йода на 100 г топлива; количество фактических смол для летних сортов — до 40 мг/100 мл, зимних — до 30 мг/100 мл топлива (ГОСТ 305—82).

Плотность дизельного топлива для марок Л и З при температуре 20°C — не более 860 и 840 кг/м³ соответственно.

Температура воспламенения летнего топлива равна 300°C , зимнего — 310°C . Температурные пределы воспламенения: у летнего — нижний 69°C , верхний 119, у зимнего — соответственно 62 и 105°C .

Характеристика вырабатываемого отечественной промышленностью дизельного топлива приведена в табл. 1.4.

Таблица 1.4 — Показатели качества дизельных топлив

Показатель	А	З	Л
Цетановое число (ГОСТ 3122—67), не менее	45	45	45
Фракционный состав (ГОСТ 2177—82):			
— 50 % перегоняют при температуре, °С, не выше	255	280	280
— 96 % перегоняют при температуре, °С, не выше	330	340	360
Кинематическая вязкость (ГОСТ 33—82) при температуре 20 °С, мм ² /с	1,5...4	1,8...5	3...6
Кислотность (ГОСТ 5985—79), мг КОН на 100 см ³ топлива, не более	5	5	5
Зольность (ГОСТ 1461—75), %, не более	0,01	0,01	0,01
Содержание:			
— фактических смол (ГОСТ 8489—85), мг/100 см ³ топлива, не более	30	30	30
— механических примесей (ГОСТ 6370—83)	отсутствуют		
— воды (ГОСТ 2477—65)	отсутствуют		
Температура, °С			
— вспышки в закрытом тигле (ГОСТ 12.1.044—84), не ниже	30	35	40
— застывания (ГОСТ 20287—74), не выше	(-55)	-35(-45)	-10
— помутнения (ГОСТ 5066—56), не выше	—	-25	-5
Йодное число (ГОСТ 2070—82), г йода на 100 г топлива, не более	6	6	6
Испытание на медной пластинке (ГОСТ 6321—69)	выдерживает		
Содержание сероводорода (ГОСТ 17323—71)	отсутствует		
Плотность (ГОСТ 3900—85) при температуре 20 °С, кг/м ³ , не более	830	840	860

Примечание. В скобках приведены данные для холодной климатической зоны.

Топлива для реактивных двигателей, топливо печное бытовое, керосин осветительный

Основными эксплуатационными характеристиками этих нефтепродуктов является фракционный состав, температура вспышки,

содержание серы, воды, механических примесей, зольность, теплота сгорания.

Требования к качеству **реактивных топлив** связаны с устройством и условиями работы топливной системы самолета и топливной аппаратуры двигателя.

Чтобы избежать кавитации в топливной системе самолета, образования паровоздушных пробок, срыва работы насосов, устанавливается предельная величина давления насыщенных паров.

Применение топлива, загрязненного механическими примесями, содержащего кристаллы льда или воду, приводит к засорению фильтров и, в конечном итоге, отказу работы двигателя. Кроме того, в связи с тем, что топливная аппаратура двигателя выполнена по высокому классу точности, даже небольшая коррозия может нарушить ее нормальную работу.

Повышенная вязкость топлива приводит к перегрузкам в работе насоса и регулирующих устройств, ухудшает распыление топлива форсункой. С укрупнением капель, в свою очередь, резко замедляется прогрев и испарение топлива, снижается полнота сгорания, ухудшается запуск двигателя, увеличивается нагарообразование.

На заре развития реактивной авиации ее потребность в топливе полностью удовлетворялась топливом Т-1, получаемым из малосернистых нефтей. Однако уже в 50-е годы возникла необходимость расширения производства реактивных топлив, что было сделано за счет вовлечения в переработку восточных сернистых нефтей. В результате было разработано топливо ТС-1, ставшее основной маркой реактивных топлив.

Печное бытовое топливо выпускают малосернистым (содержание серы не более 0,5 %) и сернистым (содержание серы не более 1,1 %). В отличие от дизтоплива печное бытовое топливо имеет более высокую вязкость и более тяжелый фракционный состав.

В зависимости от высоты некопящего пламени **керосины осветительные** выпускаются марок КО-35, КО-25, КО-22 и КО-20.

Основные характеристики керосина, топлив для реактивных двигателей и топлива печного бытового приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5 — Основные характеристики керосина, топлива для реактивных двигателей и топлива печного бытового

Показатели	Керосин	Топливо для реактивных двигателей		Топливо печное бытовое
		T-1	ТС-1	
Фракционный состав				
— температура начала кипения, °С, не выше	—	150	150	—
— температура перегонки, °С, не выше:				
• 10 %	110...180	175	165	160
• 50 %	190	225	195	—
• 90 %	240...275	270	230	300...340
— температура вспышки в закрытом тигле, °С	28	30	28	42
Содержание, %, не более:				
— серы	1,0	0,1	0,25	0,5...1,1
— воды	следы	отсутствует		следы
— мехпримесей		отсутствуют		
Зольность, %, не более	0,005	0,003	0,003	0,02
Теплота сгорания низшая, кДж/кг, не менее	—	—	—	41 000

Котельные топлива

По области применения котельные топлива объединяют в две группы: мазут флотский и мазут топочный.

Мазут флотский предназначен для котлов морских и речных судов. Вырабатывается марок Ф5, Ф12 (цифра — условная вязкость при 40 °С). Мазут флотский представляет собой смесь продуктов прямой

перегонки сернистых нефтей, состоящих примерно из 70 % мазута прямой перегонки, 10 % солярового масла и 20 % крекинг-остатка.

Мазут топочный вырабатывается для сжигания в стационарных котельных и технологических установках. Бывает марок 40 и 100. Цифры указывают ориентировочную вязкость мазутов при 90 °С.

Топочные мазуты марок 40 и 100 изготавливают из остатков переработки нефти. В мазут марки 40 для снижения температуры застывания добавляют дизельные фракции, а в мазут марки 100 — нет.

Основные характеристики топочных мазутов приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 — **Физико-химические характеристики топочных мазутов**

Показатели	Мазут 40	Мазут 100
Вязкость кинематическая при 80 °С, мм ² /с (сСт)	59,0	118,0
Массовая доля, % (не более)		
— воды	1,0	1,0
— мехпримесей	0,5	1,0
Температура вспышки в открытом тигле, °С	90	110
Температура застывания, °С	10	25

Смазочные масла

По областям применения смазочные масла подразделяются на моторные, индустриальные, трансмиссионные, турбинные, компрессорные и осевые.

Применение **моторных масел** обеспечивает повышение надежности и экономичности работы двигателей, увеличение их мощности, улучшение пусковых свойств, снижение металлоемкости.

В зависимости от типа двигателей моторные масла разделяются на масла для карбюраторных двигателей и дизелей.

Обозначение моторных масел состоит из групп знаков, первая из которых — буква М (моторные), вторая — цифра, примерно равная кинематической вязкости масла при 100 °С в мм²/с, третья — буква, соответствующая определенному количеству присадок в масле (А — без присадок, Б — до 6 %, В — до 8 %, Г — до 14 %, Д — до 18 %, Е — до 20 %, Ж — до 25 %, З — до 30 %, И — до 35 %, К — до 40 %, Л — до 45 %, М — до 50 %, Н — до 55 %, О — до 60 %, П — до 65 %, Р — до 70 %, С — до 75 %, Т — до 80 %, У — до 85 %, В — до 90 %, Х — до 95 %, Я — до 100 %).

Е — для дизелей с содержанием серы в топливе до 3,5%). Кроме того, используются индексы: 1 — масла для карбюраторных двигателей, 2 — для дизельных.

Например, обозначение М-8-В говорит о том, что это моторное масло с кинематической вязкостью при 100 °С около 8 мм²/с и содержанием присадок до 8 %, предназначенное для карбюраторных двигателей.

Индустриальные масла предназначены для смазки деталей станков и различных механизмов, насосов, холодильных машин, а также для технологических нужд (охлаждение режущих инструментов, термическая обработка металлов).

Трансмиссионные масла применяются в большинстве современных машин и механизмов. Они служат для смазки зубчатых передач различного типа, а также выполняют роль рабочего тела для передачи мощности в гидродинамических коробках передач. Обозначение трансмиссионных масел (с 1987 г.) состоит из групп знаков, первая из которых — буквы ТМ (трансмиссионное масло), вторая — цифра, характеризующая принадлежность к группе масел по эксплуатационным свойствам, третья — величина кинематической вязкости масла при 100 °С в мм²/с. Кроме того, еще сохраняется старая маркировка трансмиссионных масел.

Турбинные масла используются для смазки и охлаждения подшипников различных турбоагрегатов и генераторов электрического тока; **компрессорные** — для смазки цилиндров, штоков и клапанов компрессоров, воздуходувок и холодильных машин; осевые — для смазки шеек и других узлов трения подвижного состава железнодорожного транспорта.

Пластичные смазки

Смазки представляют собой гомогенную двухкомпонентную систему, состоящую из масла (дисперсионной среды) и какого-либо загустителя (дисперсной фазы). В качестве дисперсионной среды, составляющей от 75 до 95 % объема смазки, как правило, используются нефтяные масла. Роль дисперсной фазы выполняют соли высших жирных кислот (мыла), твердые углеводороды, бен-тониты и др.

По сравнению с маслами пластичные смазки обладают следующими **преимуществами**: не вытекают из открытых узлов трения; снижают шум и вибрацию в них; более надежно предохраняют металлические детали от загрязнения и коррозии; потребляются в меньшем количестве; имеют больший ресурс работы.

По области применения пластичные смазки выпускаются следующих видов: общего назначения, многоцелевые, термостойкие, низкотемпературные, консервационные и другие.

Смазки общего назначения применяются во всех областях техники. Самыми распространенными из них являются солидолы, которые используют в механизмах, работающих при температуре до 70°C и не предъявляющих особых требований к качеству смазки. При температуре 70...110°C применяют **консталин**. Широко распространена **графитная смазка** — солидолы, в состав которых введено от 5 до 15% графита. Последняя применяется, как правило, в грубых механизмах — рессорах автомобилей, зубчатых передачах лебедок и т. п.

Многоцелевые смазки (литол, фиол, алюмол) применяются во всех основных узлах трения разнообразных механизмов, поскольку они водостойки и работоспособны в широком интервале скоростей, температур и нагрузок.

Термостойкие смазки (ЦИАТИМ-221, графитол, силикол, лимол) сохраняют работоспособность при температурах до 250°C, а **низко-температурные** (ЦИАТИМ-201, лита, зимол, ГОИ) — до минус 50°C. Они дорогостоящи, и поэтому применять их вместо обычных смазок нецелесообразно.

Консервационные смазки (вазелины, пушечная, ВТВ-1) используются для защиты от коррозии металлоизделий, не находящихся в эксплуатации. Наносят их на защищаемые поверхности в расплавленном виде (окунанием, щеткой, распыливанием).

Растворители

К растворителям относятся **нефрас**, **бензин-растворитель БР-1** для резиновой промышленности; **уайт-спирит**, применяемый в лакокрасочной промышленности.

1.5. Физико-химические свойства нефтепродуктов

К основным физико-химическим свойствам нефтепродуктов, так или иначе влияющим на технологию их приема, хранения и отпуса, относятся плотность, вязкость, температура застывания, испаряемость, пожаровзрывоопасность, электризация и токсичность.

Плотностью называют величину, численно равную массе нефтепродукта в единице его объема. Плотность измеряется в граммах на кубический сантиметр, килограммах на кубический метр, тоннах на кубический метр. В отдельных случаях пользуются **относительной плотностью** ρ_4^{20} , численно равной отношению плотности нефтепродукта при 20 °С к плотности воды при 4 °С.

Плотность различных нефтепродуктов при 20 °С (293 К) находится в пределах (кг/м³): бензины — 726...785, дизельные топлива — 830...860, реактивные топлива — 755...840, котельные топлива — 870...900, масла — 880...915, мазуты — 940...970.

Плотность нефтепродуктов при произвольной температуре T может быть рассчитана по формуле

$$\rho_T = \rho_{293} + \zeta \cdot (293 - T), \quad (1.1)$$

где ρ_{293} — известная величина плотности при температуре 293 К, кг/м³; ζ — температурная поправка плотности, (кг/м³·град), равная

$$\zeta = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}. \quad (1.2)$$

Под **вязкостью** понимают меру сопротивления смещению одного слоя жидкости относительно другого. Чем больше вязкость, тем меньше текучесть нефтепродукта.

Для **маловязких жидкостей**, относящихся к ньютоновским, достаточно знать кинематическую и динамическую вязкость при соответствующей температуре. К таким жидкостям относятся светлые нефтепродукты, а также мазуты и масла при высоких температурах.

Кинематическую вязкость ньютоновских жидкостей при температуре T может быть вычислена с использованием одной из формул:

— Вальтера (ASTM)

$$\lg \lg (v_T + 0,8) = a + v \cdot \lg T; \quad (1.3)$$

— Рейнольдса — Филонова

$$v_T = v_* \cdot \exp[-u \cdot (T - T_*)], \quad (1.4)$$

где a , b — эмпирические коэффициенты, равные

$$a = \lg \lg (v_1 + 0,8) - b \cdot \lg T_1;$$
$$b = \frac{\lg [\lg (v_1 + 0,8) / \lg (v_2 + 0,8)]}{\lg (T_1 / T_2)}; \quad (1.5)$$

v_1 , v_2 , v_* — кинематическая вязкость нефтепродукта при температурах T_1 , T_2 , T_* соответственно; u — коэффициент крутизны вискограммы, определяемый по известным значениям кинематической вязкости нефтепродукта при двух температурах, т. е.

$$u = \frac{1}{T_2 - T_1} \cdot \lg \frac{v_1}{v_2}. \quad (1.6)$$

Формулой (1.4) рекомендуется пользоваться в случае, когда $T_1 < T < T_2$. В остальных случаях надо применять формулу (1.3).

Кинематическая вязкость исчисляется в $\text{м}^2/\text{с}$, а также стоксах ($1 \text{ Ст} = \text{см}^2/\text{с}$) или их производных, которые связаны между собой соотношениями:

$$1 \text{ сантистокс (сСт)} = 1 \text{ мм}^2/\text{с} = 10^{-2} \text{ Ст} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Динамическая вязкость жидкости в гидравлических расчетах, как правило, не используется. Поэтому, если она задана, то ее следует пересчитать в кинематическую, используя соотношение

$$v_T = \mu_T / \rho_T, \quad (1.7)$$

где μ_T — динамическая вязкость нефтепродукта при температуре T .

Единицей измерения динамической вязкости в системе СГС является пуаз (Π) или кратный ему сантипуаз ($\text{с}\Pi$). В системе СИ динамическая вязкость измеряется в паскаль-секундах ($\text{Па}\cdot\text{с}$) или ее производных, например, миллипаскаль-секундах ($\text{мПа}\cdot\text{с}$). Эти единицы измерения связаны между собой соотношениями:

$$1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} = 1 \text{ с}\Pi = 10^2 \Pi = \frac{1 \text{ мм}^2 / \text{с}}{\text{г} / \text{м}^3}.$$

В нефтебазовом деле нередко пользуются так называемой **условной вязкостью**. Ею называют отношение времени истечения 200 мл нефтепродукта, измеренного в вискозиметре типа ВУ при заданной температуре, ко времени истечения такого же количества дистиллированной воды при 20 °С. Для пересчета условной вязкости в кинематическую используют эмпирическую формулу Уббелоиде

$$v_T = 73,1 \cdot \text{°}BY_T - \frac{631}{\text{°}BY_T}. \quad (1.8)$$

Характер зависимости кинематической вязкости различных нефтепродуктов от температуры показан на рис. 1.3.

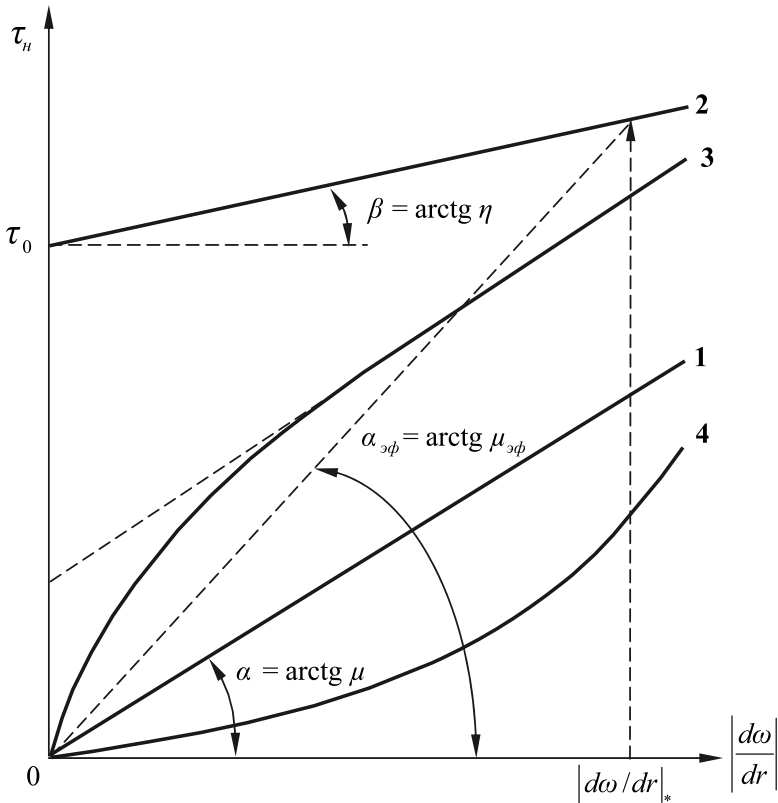


Рис. 1.3 Зависимость напряжения сдвига от скорости для различных жидкостей: 1 — ньютоновских; 2 — пластичных (бингамовских); 3 — псевдопластичных; 4 — дилатантных

К **неньютоновским** относятся жидкости, для которых кривая зависимости напряжения сдвига τ_n от градиента скорости сдвига $|d\omega / dr|$ (кривая течения) выходит не из начала координат и/или имеет нелинейный характер (рис. 1.3). Этим они отличаются от неньютоновских жидкостей, у которых кривая течения 1 представляет собой прямую линию, выходящую из начала координат и описываемую уравнением

$$\tau_n = \mu \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|, \quad (1.9)$$

где μ — динамическая вязкость жидкости.

Все неньютоновские жидкости делятся на три типа: пластичные, псевдопластичные и дилатантные. Кривая течения пластичной жидкости 2 при $|d\omega / dr| = 0$ выходит из точки τ_0 на оси ординат и представляет собой прямую линию. Для начала течения такой жидкости в трубопроводе диаметром D и длиной L необходимо создать перепад давления $\Delta P = \tau_0 \cdot \pi \cdot D \cdot L$.

Кривая течения пластичных жидкостей описывается уравнением

$$\tau_n = \tau_0 + \eta \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|, \quad (1.10)$$

где τ_0 — начальное напряжение сдвига; η — пластическая вязкость.

Уравнение (1.10) называется также уравнением Шведова — Бингама. Поэтому пластичные жидкости также нередко называют бингамовскими.

Кривая течения псевдопластичных жидкостей выходит из начала координат и постепенно переходит в прямую. На криволинейном участке она описывается уравнением

$$\tau_n = K \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|^n, \quad (1.11)$$

где K — характеристика консистенции; n — индекс течения.

Характеристика консистенции имеет размерность динамической вязкости, а величина n безразмерна.

Кривая течения дилатантных жидкостей 4 также описывается уравнением (1.11). Но в отличие от псевдопластичных жидкостей, для которых $n < 1$, для дилатантных жидкостей $n > 1$.

Формулы для гидравлического расчета течения неньютоновских жидкостей относительно сложны. Поэтому этот расчет выполняют

по тем же формулам, что и для ньютоновских жидкостей, используя эффективную кинематическую вязкость $\nu_{эф} = \mu_{эф} / \rho$, где эффективная динамическая вязкость при условиях перекачки $\mu_{эф}$ находится как

$$\mu_{эф} = \frac{\tau_n}{\left| \frac{d\omega}{dr} \right|}. \quad (1.12)$$

Расчетное значение градиента скорости при расходе жидкости Q в трубе радиусом R равно

$$\left| \frac{d\omega}{dr} \right| = \frac{4Q}{\pi R^3}.$$

В отличие от динамической вязкости μ эффективная динамическая вязкость $\mu_{эф}$ при неизменной температуре зависит от расхода жидкости, уменьшаясь по мере его увеличения.

Еще раз подчеркнем, что в зависимости от температуры один и тот же нефтепродукт может быть как ньютоновским, так и неньютоновской жидкостью. Так, ньютоновское поведение сохраняют при температуре ($^{\circ}\text{C}$): мазут М-100 — выше $+35^{\circ}\text{C}$, трансмиссионные масла — выше $+10^{\circ}\text{C}$, автомобильные масла АС-10 — выше 0°C и т. д.

Температурой застывания T_z называется наивысшая температура, при которой нефтепродукт теряет свою подвижность. Для определения величины T_z его наливают в пробирку стандартных размеров и охлаждают. Далее, наклонив пробирку на 45° , ее содержимое нагревают. В качестве T_z принимают наивысшую температуру, при которой уровень нефтепродукта в пробирке остается неподвижным в течение 1 мин.

Величина температуры застывания прямо пропорциональна содержанию смол и парафинов в нефтепродукте.

Испаряемостью называется свойство нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре меньшей, чем температура кипения. Испарение углеводородной жидкости происходит при любой температуре до тех пор, пока газовое пространство над ней не будет полностью насыщено углеводородами.

Согласно закону Дальтона, давление в газовом пространстве (ГП) резервуаров P_2 равно сумме парциальных давлений воздуха P_6 и паров нефтепродукта P_y , т. е. $P_2 = P_6 + P_y$. Если ГП полностью насыщено углеводородами, то $P_y = P_s$ равно давлению насыщенных паров нефтепродукта при условиях хранения.

Величина P_s зависит от давления насыщенных паров по Рейду P_R , температуры T и соотношения объемов паровой и жидкой фаз в резервуаре W . Величина P_R определяется экспериментально при $T = 311$ К и $W = 4$. Для нахождения P_s рекомендуются формулы:

— для бензинов

$$P_s = P_R \cdot e^{-b_s(311-T)} \cdot F(W); \quad (1.13)$$

— для других нефтяных топлив

$$P_s = P_R \cdot \left(\frac{14}{10+W} \right)^{0,31} \cdot 10^{4,03 - \frac{1252}{T}}, \quad (1.14)$$

где b_s — эмпирический коэффициент; $F(W)$ — поправка, учитывающая влияние соотношения фаз на давление насыщенных паров (табл. 1.7).

Таблица 1.7 — Величины b_s и $F(W)$ в формуле (1.13)

Тип бензина	$b_s, 1/\text{К}$	Выражение для расчета $F(W)$	
		при $W \leq 4$	при $W > 4$
Авиационный	0,0325	$1,38 - 0,25 \cdot W^{0,3}$	$0,81 + 0,486 \cdot W^{-0,68}$
Автомобильный	0,0340	$1,41 - 0,25 \cdot W^{0,37}$	$1,51 - 0,063 \cdot W^{0,629}$

Как правило, газовое пространство резервуаров с нефтепродуктами недонасыщено, т. е. $P_y < P_s$.

Отношение парциального давления углеводородов к общему давлению в ГП численно равно объемной концентрации паров нефтепродукта в нем.

Пожаровзрывоопасность нефтепродуктов характеризуется способностью смесей их паров с воздухом воспламеняться и взрываться.

Пожароопасность нефтепродуктов определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения. Под

температурой вспышки паров понимают температуру, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени. Углеводородные жидкости с температурой вспышки 61°C и ниже относятся к легковоспламеняющимся, выше 61°C — к горючим. Под **температурой воспламенения** понимают температуру, при которой жидкость при поднесении открытого пламени горит. Обычно температура воспламенения на 10...50 градусов выше температуры вспышки. Под **температурой самовоспламенения** понимают температуру нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня. В зависимости от температуры воспламенения установлено пять групп пожароопасных смесей: $T_1 > 450^{\circ}\text{C}$, $T_2 = 300...450^{\circ}\text{C}$; $T_3 = 200...300^{\circ}\text{C}$; $T_4 = 135...200^{\circ}\text{C}$; $T_5 = 100...135^{\circ}\text{C}$. Температура самовоспламенения некоторых нефтепродуктов такова ($^{\circ}\text{C}$): бензин — 528...747, дизельное топливо — 513...643, керосин — 489...533.

Взрывоопасность нефтей нефтепродуктов характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости. **Нижний предел взрываемости** — это концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении в эту смесь горящего предмета **Верхний предел взрываемости** соответствует такой концентрации паров нефтепродуктов в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит. Значения концентрации паров между нижним и верхним пределами взрываемости называют интервалом взрываемости. Для некоторых нефтепродуктов интервал взрываемости составляет: бензин — от 0,76 до 8,4%, керосин — от 1,4 до 7,5%, уайт-спирит — от 1,4 до 6,0%.

Электризация углеводородных жидкостей обусловлена их высоким электрическим сопротивлением, т. е. диэлектрическими свойствами. Сведения о величине удельного объемного электрического сопротивления $r_{\text{уд}}$ некоторых нефтепродуктов приведены в табл. 1.8.

При трении их частиц между собой, о стенки трубопроводов и емкостей, а также о воздух возникают заряды статического электричества величиной до нескольких десятков киловольт. Для воспламенения же достаточно разряда с энергией 4...8 кВ.

Таблица 1.8 — Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродуктов

Наименование нефтепродукта	$r_{уд}$, Ом·м
Бензин А-72	$3,1 \cdot 10^9 \dots 2,8 \cdot 10^{11}$
Бензин А-76	$9,5 \cdot 10^9 \dots 2,5 \cdot 10^{11}$
Бензин Аи-93	$4,0 \cdot 10^9 \dots 4,4 \cdot 10^{11}$
Бензин Аи-98	$2,3 \cdot 10^{10} \dots 2,8 \cdot 10^{10}$
Бензин Б-70	$1,5 \cdot 10^{10} \dots 5,0 \cdot 10^{10}$
Бензин Б-91/115	$4,7 \cdot 10^9 \dots 3,6 \cdot 10^{11}$
Бензин Б-95/130	$3,5 \cdot 10^9 \dots 2,1 \cdot 10^{11}$
Керосин осветительный	$2,0 \cdot 10^9 \dots 3,6 \cdot 10^{11}$
Керосин для технических целей	$2,4 \cdot 10^8 \dots 4,2 \cdot 10^{10}$
Топливо дизельное	$3,3 \cdot 10^{10} \dots 5,1 \cdot 10^{11}$
Топливо Т-1	$1,9 \cdot 10^{10} \dots 1,5 \cdot 10^{10}$
Топливо ТС-1	$3,6 \cdot 10^{10} \dots 5,6 \cdot 10^{10}$
Бензин-растворитель (БР-1) «Калоша»	$10^{10} \dots 10^{12}$
Бензин-растворитель (Уайт-спирит)	$1,0 \cdot 10^{10} \dots 1,6 \cdot 10^{12}$
Конденсаторное масло	10^{12}
Топливо Т-5	$1,5 \cdot 10^{12}$
Топливо Т-6	$1,0 \cdot 10^{13}$
Топливо Т-7	$3,0 \cdot 10^{11} \dots 1,4 \cdot 10^{12}$
Топливо Т-8	$2,5 \cdot 10^{12} \dots 2,8 \cdot 10^{13}$

Применяют, в основном, два метода защиты от разрядов статического электричества: заземление токопроводящих элементов оборудования и ограничение скоростей перекачки. В последнем случае скорость движения нефтепродуктов по трубопроводам и их истечения в емкости и резервуары должна быть:

- не более 5 м/с — при $r_{уд} \leq 109 \text{ Ом} \cdot \text{м}$
- не более 5 м/с — при $r_{уд} > 109 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и температуре вспышки паров 61 °С и выше.

Для нефтепродуктов с удельным электросопротивлением более 109 Ом · м и температуре вспышки паров менее 61 °С максимально допустимая скорость перекачки определяется расчетом.

Токсичность нефтепродуктов заключается в том, что их пары оказывают отравляющее действие на организм человека. Особенно вредны тяжелые бензины, содержащие бензол, и этилированные бензины (вследствие наличия тетраэтилсвинца).

Опасное для здоровья людей содержание паров бензина, лигроина и керосина в воздухе составляет 0,3 мг/л.

При воздействии паров нефтепродуктов наблюдаются повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения нервной системы и кровяного давления, замедление пульса.

Предотвращение отравлений персонала обеспечивается усиленной вентиляцией производственных помещений, а также применением изолирующих или фильтрующих противогазов при работе в опасной для здоровья атмосфере.

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ НЕФТЕБАЗ

Резервуарные парки нефтебаз играют очень важную роль. Основное их назначение — выполнение роли буфера между поставщиком и получателем, компенсирующего неравномерности поставок и потребления нефтепродуктов. К числу других функций резервуарных парков относятся: создание запасов на случай возникновения сбоев в транспортной цепи, доведение качества нефтепродуктов до требуемого уровня, их учет.

2.1. Определение вместимости резервуарных парков

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

$$V_i = Q_i^{год} \cdot \left(\frac{\Delta\Pi_{\max i} - \Delta\Pi_{\min i} + \Delta\Pi_i^{cm}}{100} \right), \quad (2.1)$$

где $Q_i^{год}$ — годовая реализация i -го нефтепродукта, м³; $\Delta\Pi_{\max i}$, $\Delta\Pi_{\min i}$ — соответственно максимальный и минимальный суммарные месячные остатки i -го нефтепродукта, наблюдавшиеся за год, %; $\Delta\Pi_i^{cm}$ — величина страхового запаса i -го нефтепродукта, %.

Рекомендуемые нормы страхового запаса для распределительных нефтебаз в зависимости от географического положения и надежности транспортных связей следует принимать в процентах от среднемесячной потребности нефтепродуктов (табл. 2.1).

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

Требуемый геометрический объем резервуаров под i -й нефтепродукт находится как

$$V_{pi} = V_i / \eta_p, \quad (2.2)$$

где η_p — коэффициент использования резервуарной емкости (табл. 2.2).

Таблица 2.1 — Нормы страхового запаса нефтепродуктов

Тип нефтебазы	Местоположение	Норма запаса, %
Железнодорожные, водные (речные)	южнее 60° северной широты в европейской части страны	до 20
	севернее 60° северной широты в европейской части страны, в Сибири, на Урале и Дальнем Востоке	до 50
Водные (речные) с поступлением нефтепродуктов только в навигационный период	—	до 50 ^{*)}

*) Вычисляется от среднемесячной потребности в межнавигационный период.

Таблица 2.2 — Рекомендуемые величины η_p

Емкость резервуара	Величина η_p для резервуаров		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
До 5000 м ³ включительно	0,85	0,81	0,80
От 10 000 до 30 000 м ³	0,88	0,84	0,83

Порядок определения вместимости резервуарного парка рассмотрим на примере.

Пример

Определить вместимость резервуарного парка нефтебазы по бензину А-76 при заданном графике поступления и отгрузки (в процентах от годовой реализации):

Показатели	Их величина, %												
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	всего
Поступление	14	13	11	7	4	3	3	7	9	9	10	10	100
Отгрузка	3	4	5	7	8	13	15	13	12	10	6	4	100

Среднемесячное потребление бензина 1000 м³. Нефтебаза расположена в Волгоградской области.

Решение

1. Рассчитываем месячные остатки и их сумму нарастающим итогом:

Показатели	Их величина (%)											
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Месячный остаток	11	9	6	0	-4	-10	-12	-6	-3	-1	4	6
Сумма месячных остатков	11	20	26	26	22	12	0	-6	-9	-10	-6	0

2. Величину страхового запаса бензина примем в размере 10 % от среднемесячного потребления, то есть $\Delta\Pi_i^{cm} = 12\%$.

3. Учитывая, что $\Delta\Pi_{\max i} = 26\%$, а $\Delta\Pi_{\min i} = -10\%$, находим необходимый полезный объем резервуаров по формуле

$$V_1 = \frac{12000}{100} \cdot [26 - (-10) + 12] = 6960 \text{ м}^3.$$

4. Так как под каждый нефтепродукт должно быть не менее 2 емкостей, то на нефтебазе будут установлены резервуары объемом не менее 5000 м³ с понтоном, для которых величина $\eta_p = 0,81$.

5. Необходимый геометрический объем резервуаров для бензина А-76 составит

$$V_{pi} = \frac{V_i}{\eta_p} = \frac{6960}{0,81} = 8593 \text{ м}^3$$

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

— для распределительных железнодорожных нефтебаз

$$V_i = \frac{Q_i \cdot \tau_y \cdot K_{нз} \cdot K_{не}}{30} \cdot \left(1 + \frac{\Delta\Pi_i^{cm}}{100} \right); \quad (2.3)$$

— для водных (речных) перевалочных и распределительных нефтебаз

$$V_i = 1,15 \cdot Q_i \cdot K_{не} \left(1 + \frac{\Delta\Pi_i^{cm}}{100} \right); \quad (2.4)$$

— для водных (речных) нефтебаз с поступлением нефтепродуктов только в навигационный период

$$V_i = 1,15 \cdot Q_i^{mn} \cdot \left(1 + \frac{\Delta\Pi_i^{cm}}{100} \right); \quad (2.5)$$

— для трубопроводных нефтебаз

$$V_i = 1,1 \frac{Q_i^{om} \cdot K_{не}}{N_i} \left(1 - \frac{Q_i^{om}}{8760 \cdot q_{max}} \right), \quad (2.6)$$

где Q_i — среднеемесячное потребление i -го нефтепродукта, м³; τ_y — продолжительность транспортного цикла поставок нефтепродукта, сутки (табл. 2.3); $K_{нз}$ — коэффициент неравномерности подачи цистерн с нефтепродуктом, $K_{нз} = 1,1 \dots 1,3$; $K_{не}$ — коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (табл. 2.4); Q_i^{MP} — межнавигационная потребность в i -м нефтепродукте (при завозе 1 раз в год — годовая потребность, м³); Q_i^{OT} — объем i -го нефтепродукта, отбираемого по отводу, м³/год; N_i — годовое число циклов, с которыми работает отвод; q_{max} — максимальный из возможных расходов нефтепродукта в отводе, м³/ч.

Таблица 2.3 — Зависимость продолжительности транспортного цикла от удаленности поставщика

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

Таблица 2.4 — Величины коэффициента неравномерности потребления нефтепродуктов

Характеристика районов потребления	$K_{не}$	
	Все виды топлива	Масла, смазки
Промышленные города	1,0	1,3
Промышленные районы	1,1	1,5
Промышленность потребляет 70%	1,2	1,8
Промышленность потребляет 30%	1,5	2,0
Сельскохозяйственные районы	1,7	2,5

Полезная вместимость резервуарного парка **морской перевалочной нефтебазы** при отсутствии графиков поступления и отгрузки определяется по формуле

$$V_i = K_c \left(\frac{Q_i^{200}}{P_p} K_{сн} \cdot K_{ми} \cdot K_{спр} + 1,25 \cdot m_{\partial} \cdot Q_i^{сум} \right), \quad (2.7)$$

где K_c — коэффициент сортности, при одной марке нефтепродукта $K_c = 1$, при двух и трех — $K_c = 1,05$; P_p — норматив, учитывающий занятость причальных сооружений в течение года:

$$P_p = 3,65 \cdot n_{п} \cdot K_{зан}, \quad (2.8)$$

$n_{п}$ — количество причалов; $K_{зан}$ — коэффициент занятости причала, $K_{зан} = 0,45 \dots 0,5$; $K_{сн}$ — коэффициент неравномерности суточной отгрузки, вызываемой нерегулярностью подхода танкеров; $K_{ми}$ — коэффициент месячной неравномерности прибытия судов; $K_{спр}$ — коэффициент спроса внешней торговли; m_{∂} — количество нерабочих дней по метеоусловиям; $Q_i^{сум}$ — среднесуточный объем отгрузки i -го нефтепродукта.

Величины коэффициентов $K_{сн}$, $K_{ми}$, $K_{спр}$, m_{δ} для различных нефтепродуктов приведены в табл. 2.5

Таблица 2.5 — Рекомендуемые величины коэффициентов
 $K_{сн}$, $K_{ми}$, $K_{спр}$, m_{δ}

Порт	Нефтепродукт	$K_{сн}$	$K_{ми}$	$K_{спр}$	m_{δ}
Москальво	автобензин	3,0	1,4	1,2	4
	авиабензин	3,0	1,4	1,2	4
Находка	дизтопливо	3,0	1,4	1,2	4
	автобензин	3,0	1,4	1,2	4
	авиабензин	3,0	1,4	1,2	4
Новороссийск	мазут	2,01	1,6	1,15	7
	моторное топливо	2,01	1,6	1,15	7
Туапсе	мазут	2,01	1,06	1,15	7
	дизтопливо ^{*)}	2,56/2,7	1,6/2,2	1,15	7
	автобензин	3,0	1,3	1,18	7

*) В числителе указаны коэффициенты для экспортных операций, в знаменателе — для каботажных.

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

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

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

- операции приема и отпуска не совпадают во времени;
- среднегодовой коэффициент оборачиваемости резервуара < 3 ;
- резервуар используется как промежуточная (буферная) емкость, без промежуточного замера количества нефтепродукта.

2.2. Резервуары нефтебаз

В связи с относительно малыми объемами годовой реализации общая емкость резервуаров под каждый нефтепродукт обычно невелика. Поэтому единичная емкость резервуаров на нефтебазах, как правило, небольшая и составляет от 100 до 5000 м³.

Резервуары для хранения нефтепродуктов бывают подземными и наземными. К **подземным** относят резервуары, наивысший уровень жидкости в которых не менее чем на 0,2 м ниже наинижней планировочной отметки прилегающей территории (в пределах 3 м от стенки резервуара или от стен здания или сооружения). Остальные резервуары считаются **наземными**.

На нефтебазах применяются следующие типы резервуаров:

- вертикальные стальные;
- горизонтальные стальные;
- железобетонные.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей (типа РВС) являются наиболее распространенными (рис. 2.1). Они представляют собой цилиндрический корпус 1, сваренный из стальных листов размером 1,5 × 6 м, толщиной 4...25 мм, со щитовой конической или сферической кровлей. При изготовлении корпуса длинная сторона листов располагается горизонтально. Один горизонтальный ряд сваренных между собой листов называется **поясом** резервуара. Пояса резервуара соединяются между собой ступенчато, телескопически или встык.

Щитовая кровля 2 опирается на фермы и (у резервуаров большой емкости) на центральную стойку 3.

Днище резервуара 5 сварное, располагается на песчаной подушке, обработанной с целью предотвращения коррозии битумом, и имеет уклон от центра к периферии. Этим обеспечивается более полное удаление подтоварной воды.

Резервуары типа РВС сооружаются объемом от 100 до 100 000 м³. Они рассчитаны на избыточное давление около 2000 Па и вакуум около 200 Па.

Сведения о размерах резервуаров типа РВС приведены в табл. 2.6.

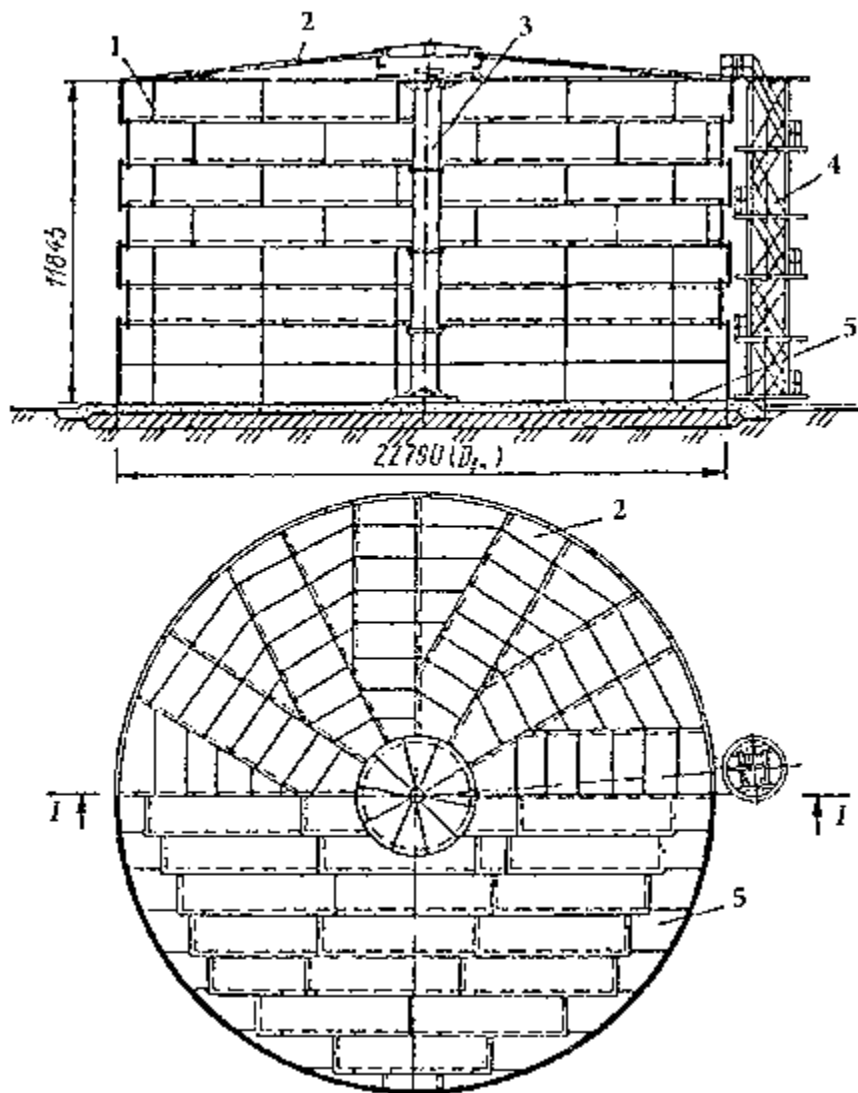


Рис. 2.1. Вертикальный цилиндрический резервуар объемом 5000 м со щитовой кровлей: 1 — корпус; 2 — щитовая кровля; 3 — центральная стойка; 4 — шахтная лестница; 5 — днище

Таблица 2.6 — Основные данные по стальным вертикальным цилиндрическим резервуарам для нефти и нефтепродуктов

Номинальный объем, м ³	Диаметр, м	Высота, м	Высота кровли, м		Резервуар без понтона		Резервуар со стальным понтоном		Резервуар с плавающей крышей	
			конической	сферической	геометрическая вместимость, м ³	масса, т	геометрическая вместимость, м ³	масса, т	геометрическая вместимость, м ³	масса, т
100	4,73	5,96	0,12	—	105	5,44	92	7,01	—	—
200	6,63	5,96	0,16	—	206	7,94	182	9,38	—	—
300	7,58	7,45	0,19	—	336	10,57	305	13,26	—	—
400	8,53	7,45	0,21	—	426	12,36	386	15,85	—	—
700	10,43	8,94	0,26	—	764	17,75	704	22,46	—	—
1000	12,33	8,94	0,31	2,5	1066	22,91	984	28,84	—	—
						26,45		32,38	—	—
2000	15,18	11,92	0,38	3,0	2157	44,25	2010	51,44	—	—
						48,56		55,51	—	—
3000	18,98	11,92	0,48	3,0	3370	62,84	3150	74,89	—	—
						67,10		83,46	—	—
5000	22,8	11,92	0,57	3,0	4866	93,44	4380	111,86	—	—
						100,20		118,21	—	—
10 000	34,2	11,92	0,65	3,0	10950	200,34	9590	244,77	—	—
						220,18		253,99	—	—
15 000	39,9	11,92	0,74	3,5	14900	268,52	13050	322,88	—	—
						295,92		338,40	—	—
20 000	45,6	11,92	0,85	4,0	19450	353,81	17050	422,77	—	—
						390,77		440,32	—	—
30 000	47,4	17,9	0,98	4,0	29420	597,70	28600	684,10	—	—
40 000	53,4	17,9	—	—	38630	778,80	—	—	—	—
50 000	60,7	17,9	—	—	47830	959,90	—	—	46 460	1075,3
100 000	88,7	17,9	—	—	—	—	99240	—	—	1620,0

Примечание. Для резервуара каждого типоразмера указаны варианты с минимальными и максимальными толщинами стенок поясов, а также его минимальная и максимальная масса. Существование разных вариантов обусловлено различными расчетными снеговыми и ветровыми нагрузками.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с понтоном (типа РВСП) — это резервуары, по конструкции аналогичные резервуарам типа РВС (имеют стационарную крышу), но снабженные плавающим на поверхности бензина понтоном (рис. 2.2). Понтоны перемещаются по двум направляющим трубам, одна из которых одновременно используется для ручного отбора проб (4), а другая служит кожухом пробоотборника (5), снабжены уплотняющим затвором 3, тщательно заземлены.

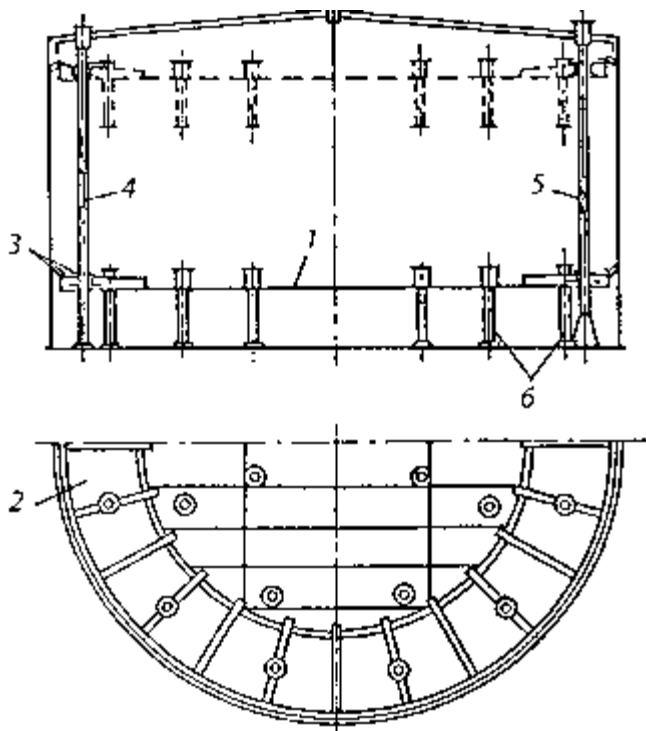


Рис. 2.2. Резервуар с металлическим понтоном:

1 — настил понтона; 2 — металлические корба-сегменты; 3 — уплотняющие затворы металлического понтона и направляющих; 4 — труба для ручного отбора проб; 5 — кожух пробоотборника ПСМ; 6 — опорные стойки

Для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения вертикальные цилиндрические резервуары оснащаются понтонами и плавающими крышами.

Понтоны бывают металлические и синтетические. Сведения о них приведены в главе 9.

Вертикальный стальной цилиндрический резервуар с плавающей крышей (типа РВСПК) показан на рис. 2.3. Стенка 4 резервуара укреплена кольцами жесткости 3, а также кольцевой площадкой жесткости 5, которые обеспечивают общую устойчивость сооружения.

Плавающая крыша состоит из плоской центральной части и периферийного кольцевого понтона 16 с герметичными коробами. Каждый короб сверху имеет люк размером 600 мм, закрываемый съемной крышкой, который позволяет контролировать герметичность сварных швов во время эксплуатации резервуара.

В крайнем нижнем положении плавающая крыша опирается на опорные стойки 8 (у резервуара РВСПК 50000 их 152 шт. диаметром 89 мм). Стойки закреплены на плавающей крыше и перемещаются вместе с ней. Высота стоек (1,8...2 м) обеспечивает возможность ведения работ в резервуаре под плавающей крышей.

Для предотвращения ее поворота при движении имеется две диаметрально расположенные трубчатые направляющие из труб диаметром 530 мм.

Горизонтальные цилиндрические резервуары (типа РГС) представляют собой горизонтально расположенный цилиндр с плоским или коническим днищем. Корпус резервуара сооружают на заводе из стальных листов шириной от 1000 до 2000 мм. Они устанавливаются либо подземно (в сухих грунтах с заглублением на 1,2 м до верхней образующей), либо надземно (на опорах из сборного железобетона высотой 0,8...3 м и шириной 0,3...0,4 м).

Резервуары типа РГС изготавливаются объемом от 3 до 100 м³ и рассчитаны на избыточное давление от 40 000 (для резервуаров с плоским днищем) до 70 000 Па (для резервуаров с коническим днищем) и на вакуум до 1000 Па.

Железобетонные резервуары (типа ЖБР) бывают цилиндрические и прямоугольные (рис. 2.4). Первые более распространены, поскольку экономичнее, хотя прямоугольные резервуары более просты в изготовлении.

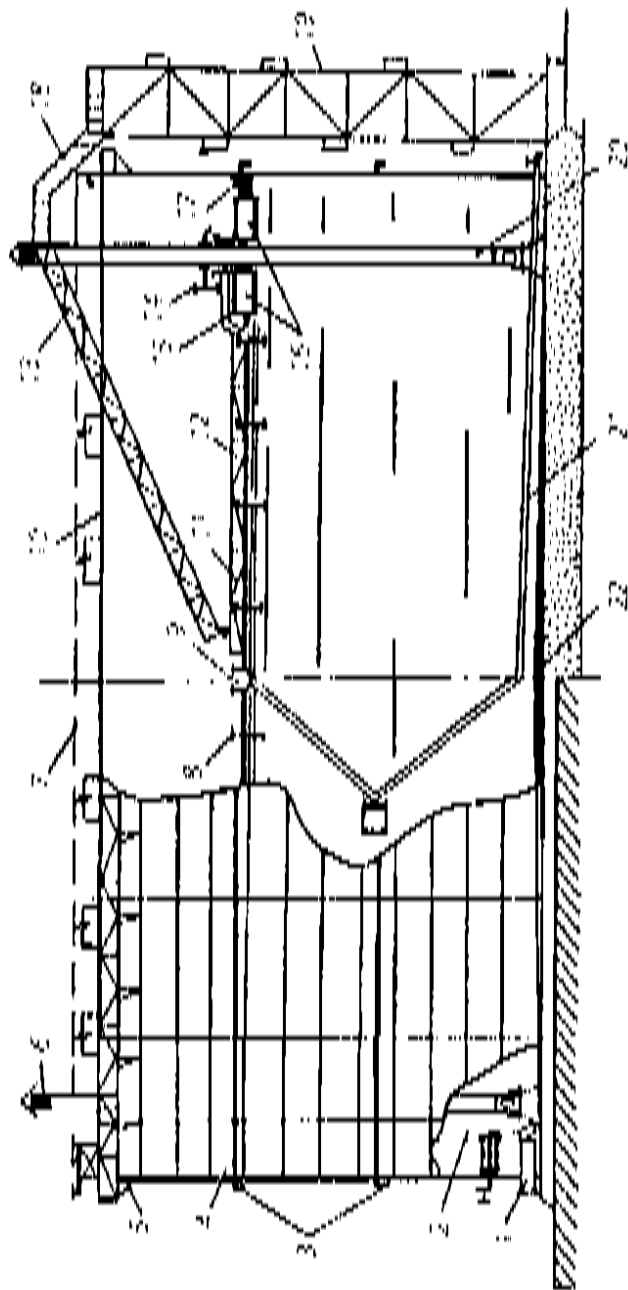


Рис. 2.3. Резервуар с плавающей крышей:

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

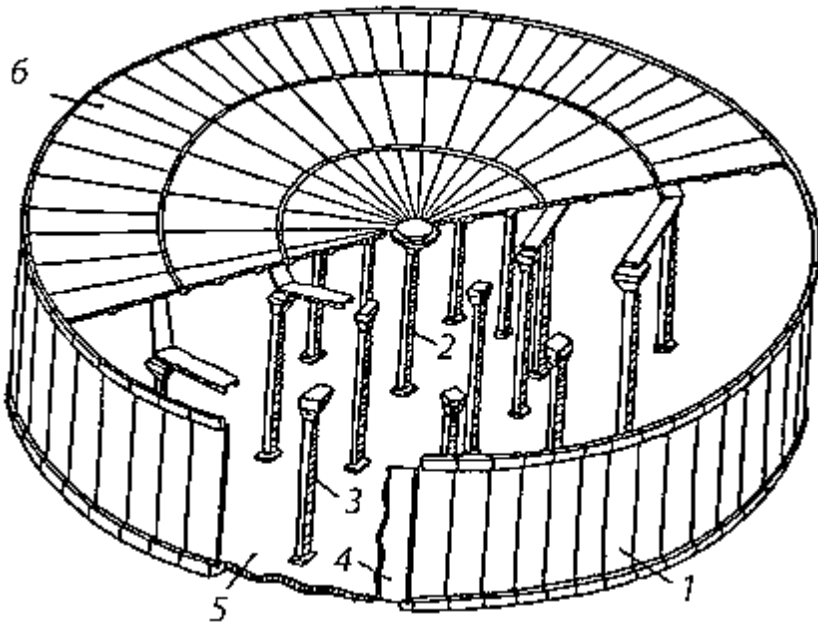


Рис. 2.4. Общий вид сборного цилиндрического железобетонного резервуара: 1 — боковые панели; 2 — центральная опорная колонна; 3 — периферийная опорная колонна; 4 — металлическая облицовка; 5 — монолитное железобетонное днище; 6 — крыша

Железобетонные резервуары изготавливают, как правило, из предварительно напряженных железобетонных панелей, швы между которыми замоноличивают бетоном. Плиты перекрытия опираются на стены, а в ряде случаев — и на балки. Днище, в основном, изготавливается монолитным бетонным, толщиной 50 см.

Цилиндрические резервуары типа ЖБР сооружают объемом от 100 до 40 000 м³. Они рассчитаны на избыточное давление около 200 Па и вакуум около 100 Па.

Резервуары типа ЖБР требуют меньших металлозатрат, чем стальные. Однако в процессе их эксплуатации выявился ряд недостатков. Прежде всего, существующие конструкции перекрытия железобетонных резервуаров не обладают достаточной герметичностью и не предотвращают проникновение паров нефти из резервуара в атмосферу. Другая проблема — борьба со всплыванием резервуа-

ров при высоком уровне грунтовых вод. Наконец, существуют трудности с ремонтом внутреннего оборудования железобетонных резервуаров.

В силу перечисленных и ряда других причин резервуары типа ЖБР в настоящее время не сооружаются.

Резервуары типов РВСП и РВСПК используются только для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов, типа РВС — как для светлых, так и для темных нефтепродуктов, а типа ЖБР (существующие) — только для темных.

2.3. Оборудование резервуаров

На резервуарах устанавливаются:

- оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефтепродукта;
- оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров;
- противопожарное оборудование;
- приборы контроля и сигнализации.

Оборудование для обеспечения надежной работы резервуаров и снижения потерь нефтепродукта

К этой группе оборудования относятся:

- дыхательная арматура;
- приемо-раздаточные патрубки с хлопушкой;
- средства защиты от внутренней коррозии;
- оборудование для подогрева высоковязких нефтепродуктов.

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. 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.

В настоящее время на резервуарах устанавливаются дыхательные клапаны типов СМДК, КД, НДКМ и КДС. Сведения о них приведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7 — Технические характеристики дыхательных клапанов

Тип	D _y , мм	Пропускная способность (не менее), м ³ /ч	Условия срабатывания	
			Избыточное давление, Па	Вакуум, Па
КД-50	50	15	—	—
КД-100	100	50	—	—
КД-150	150	100	—	—
КД-250	250	300	—	—
КДС-1000	350	1000	2000	250
КДС-1500	500	1500	2000	250
КДС-3000	500	3000	2000	250
КДС 2-1500	150	450	2000	250
	200	750	2000	250
	250	1000	2000	250
	350	1300	2000	250
	500	1500	2000	250
КДС 2-3000	250	1100	2000	250
	350	2400	2000	250
	500	3000	2000	250
НДКМ-100	100	200	1600	160
НДКМ-150	150	500	1600	160
НДКМ-200	200	900	1600	160
НДКМ-250	250	1500	1600	200

Тип	D _з мм	Пропускная способность (не менее), м ³ /ч	Условия срабатывания	
			Избыточное давление, Па	Вакуум, Па
НДКМ-350	350	3000	2000	200
СМДК-50	50	25	2000	250
СМДК-50	50	25	2000	250
СМДК-100	100	25	2000	250
СМДК-150	150	142	2000	250
СМДК-200	200	250	2000	250
СМДК-250	250	300	2000	250
СМДК-350	350	420	1900	250

Непримерзающий мембранный дыхательный клапан типа НДКМ (рис. 2.5) содержит соединительный патрубок 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 изготавливают 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 повышении 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.

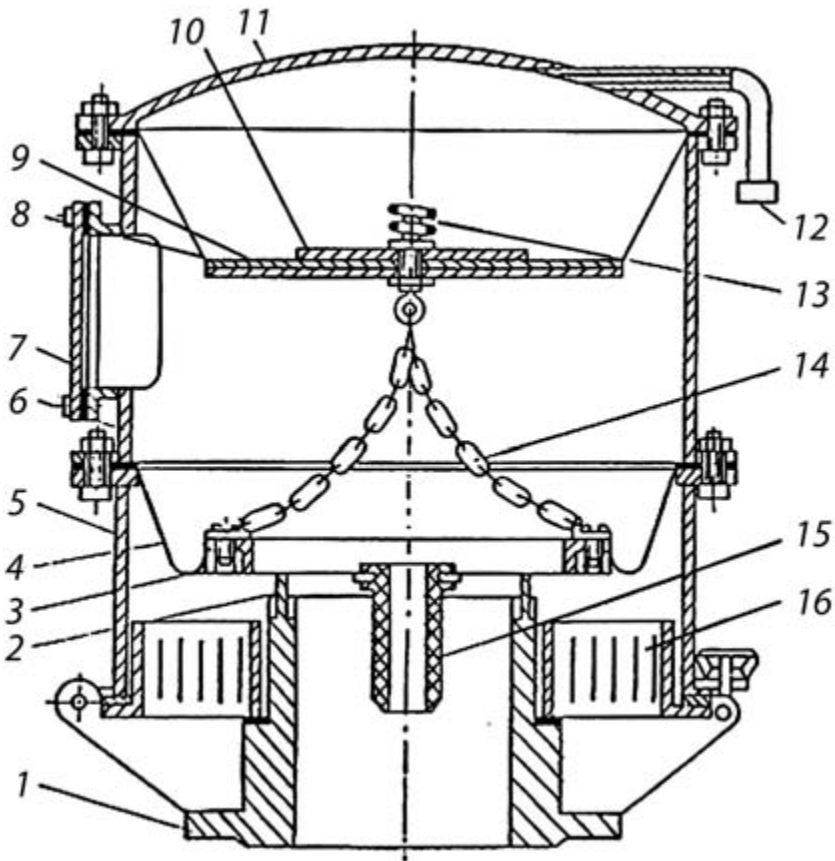


Рис. 2.5. Непримерзающий мембранный дыхательный клапан типа ДКМ:
 1 — соединительный патрубок; 2 — седло; 3 — тарелка; 4 — мембрана;
 5 — нижняя часть корпуса; 6 — верхняя часть корпуса; 7 — боковой люк;
 8 — верхняя мембрана; 9 — диски; 10 — регулировочные грузы;
 11 — крышка; 12 — трубка; 13 — амортизирующая пружина; 14 — цепочки для соединения дисков;
 15 — импульсная трубка; 16 — огневой предохранитель

Клапан дыхательный северного исполнения типа КДС (рис. 2.6) 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 фторо-

пластовой пластины 8, ограничивающей ее перемещение. Горловина клапана заканчивается седлом 2, на которое садится тарелка давления, предназначенная для выпуска паровоздушной смеси из резервуара. Контактные 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.

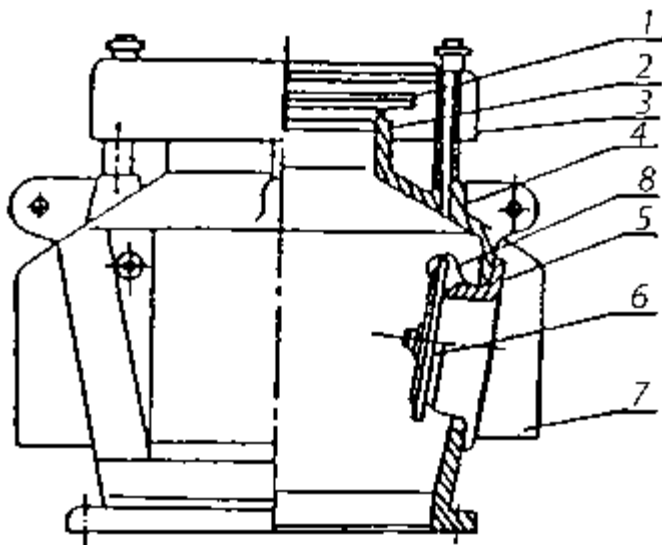


Рис. 2.6. Клапан дыхательный северного исполнения типа КДС:

1 — тарелка давления; 2 — седло давления; 3 — крышка; 4 — корпус;
5 — седло вакуума; 6 — тарелка вакуума; 7 — кожух; 8 — гибкая фторопластовая пластина

Для работы в комплекте с непримерзающими дыхательными клапанами типа НДКМ предназначены предохранительные гидравлические клапаны типа КПГ (рис. 2.7). 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.

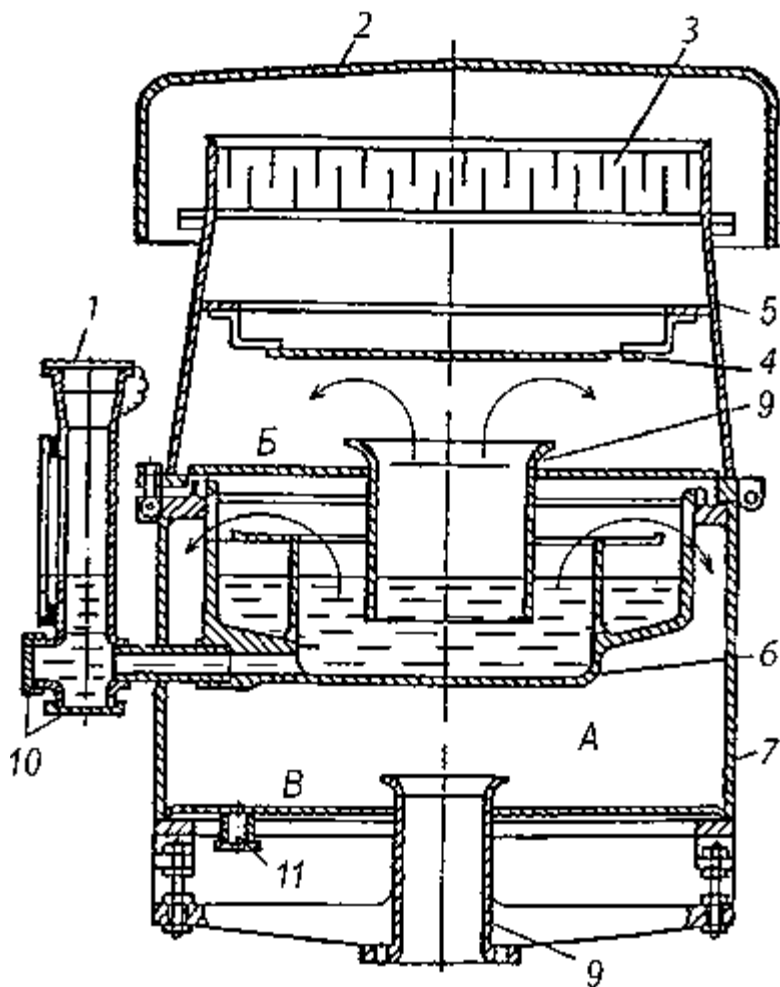


Рис. 2.7. Предохранительный гидравлический клапан типа КПГ:

1 — трубка для слива и налива жидкости; 2 — крышка для защиты от атмосферных осадков; 3 — огневой предохранитель; 4 — экран; 5 — верхняя часть корпуса; 6 — чашка для размещения жидкости гидрозатвора; 7 — нижняя часть корпуса; 8, 9 — патрубки; 10, 11 — 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.

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.

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 (табл. 2.7) и минимально необходимой суммарной пропускной способностью дыхательной арматуры, определяемой по формулам ($\text{м}^3/\text{ч}$):

— клапаны давления

$$Q_{\text{ПВС}} = 2,71 \cdot Q_3 + 0,026 \cdot V_p;$$

— клапаны вакуума

$$Q_6 = Q_{\text{ом}} + 0,22 \cdot V_p,$$

где $Q_{\text{ПВС}}$, Q_3 — расходы паровоздушной смеси и закачиваемого нефтепродукта; Q_6 , $Q_{\text{ом}}$ — расходы подсасываемого воздуха и откачиваемого нефтепродукта; V_p — геометрический объем резервуара.

Величины $Q_{ПВС}$ и Q_6 через все дыхательные клапаны, установленные на резервуаре, не должны превышать 85 % от их суммарной проектной пропускной способности.

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.

Вентиляционные патрубки устанавливаются 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 20 резервуаров с плавающей крышей.

Приемо-раздаточные патрубки служат для приема и откачки нефтепродуктов из резервуаров. Их количество зависит от производительности закачки-выкачки. На концах приемо-раздаточных патрубков устанавливают хлопушки (рис. 2.8), предотвращающие утечку жидкости из резервуара в случае повреждения приемо-раздаточных трубопроводов и задвижек. Хлопушки на раздаточных патрубках в обязательном порядке оснащаются системой управления, включающей трос 7 с барабаном 6, управляемым снаружи с помощью штурвала 11, поскольку иначе произвести откачку нельзя. Хлопушки на приемных патрубках, как правило, открываются потоком закачиваемой жидкости.

Плотность прилегания крышки хлопушки 12 к ее корпусу обеспечивается полимерным покрытием затвора. Для облегчения открытия хлопушки предназначено перепускное устройство 10. При открытии байпасного вентиля 13 давление по обе стороны крышки хлопушки выравнивается, и ее открытие не требует усилий. Для подстраховки к крышке хлопушки прикреплен запасной трос 8, закрепляемый на крышке светового люка.

В резервуарах для хранения высоковязких нефтепродуктов хлопушки отсутствуют. Вместо них на конце приемо-раздаточных патрубков устанавливается шарнирно-сочлененная **подъемная труба**. Благодаря специальному поплавку свободный конец дан-

ной трубы постоянно находится чуть ниже зеркала нефтепродукта, что позволяет производить откачку жидкости, успевшей отстояться от воды и механических примесей. При необходимости подъемная труба с помощью троса может быть поднята над зеркалом нефтепродукта.

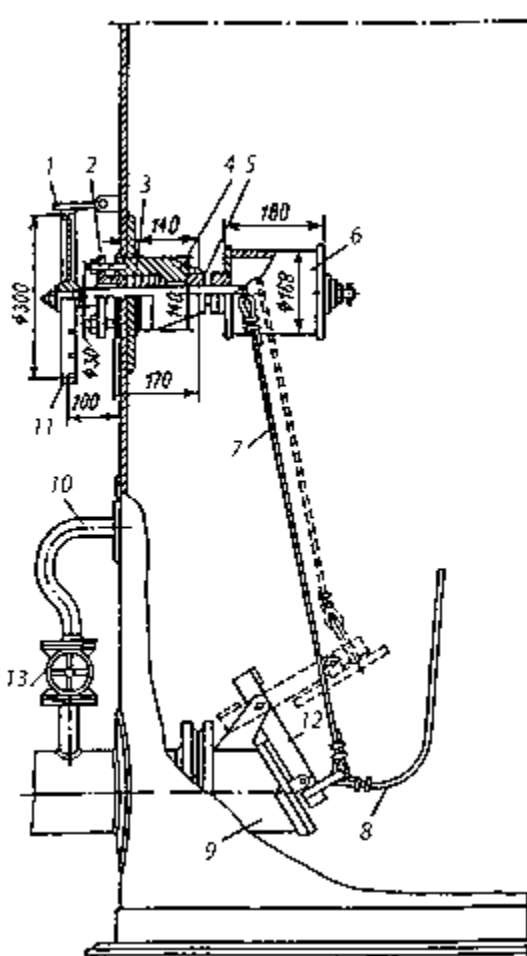


Рис. 2.8. Хлопушка:

- 1 — стопор; 2 — втулка сальника; 3 — сальниковая набивка; 4 — корпус сальника; 5 — вал подъемника; 6 — барабан; 7 — трос подъемника;
- 8 — запасной трос к крышке светового люка; 9 — хлопушка;
- 10 — перепускное устройство; 11 — штурвал; 12 — крышка хлопушки;
- 13 — байпасный вентиль

В резервуарах всегда имеется отстоявшаяся подтоварная вода. Ее наличие приводит к внутренней коррозии днища и первого пояса резервуаров. Для борьбы с внутренней коррозией производят периодическое удаление воды через сифонный кран и монтируют протекторы на днище резервуара.

Сифонный кран (рис. 2.9) представляет собой Г-образную трубу 3, которая через сальниковое уплотнение 2 вставлена внутрь резервуара. Нижний конец трубы 3 снабжен защитной диафрагмой 4, обеспечивающей отбор воды и исключающей загрязнение, снаружи труба снабжена пробковым краном 6. Сифонные краны устанавливают в первом поясе резервуара на высоте 350 мм от дна. С целью защиты от повреждений и атмосферных осадков сифонный кран заключен в защитный кожух 1.

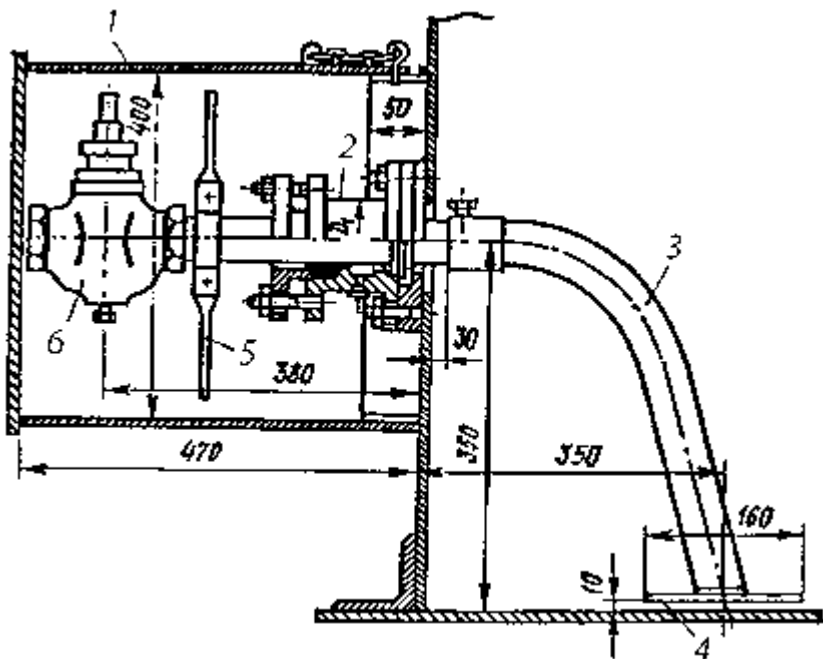


Рис. 2.9. Водоспускное устройство:

- 1 — защитный кожух; 2 — сальниковое уплотнение; 3 — труба;
- 4 — защитная диафрагма; 5 — поворотная ручка; 6 — пробковый кран

Для удаления воды из резервуара при помощи поворотной ручки 5 труба 3 устанавливается в рабочее положение: изогнутый конец

трубы опускается к днищу (как изображено на рисунке), и давлением столба нефтепродукта вода, скопившаяся на дне, через кран 6 вытесняется наружу. Для приведения крана в нерабочее положение трубу 3 поворачивают изогнутым концом вверх или горизонтально.

При эксплуатации резервуаров с плавающей крышей (см. рис. 2.3) возникает необходимость отвода дождевых вод с ее поверхности. Для этого используется **дренажная система** 21 двух типов: гибкой конструкции (из прочного толстостенного рукава) и жесткой конструкции (из стальных труб, связанных между собой шарнирными соединениями). Водоспуски гибкой конструкции удобны для монтажа, но недолговечны в эксплуатации. Водоспуск жесткой конструкции состоит из труб, соединенных между собой сальниковыми шарнирами.

Сток воды с поверхности крыши обеспечивается постоянным уклоном 1 : 100 к водоприемнику 9, который приварен к плавающей крыше и снабжен запорным устройством поплавкового типа, предназначенным для предотвращения попадания нефтепродукта на плавающую крышу и возможного затопления ее при нарушении герметичности дренажной системы по какой-либо причине. Запорное устройство работает следующим образом. При попадании нефтепродукта в дренажную систему и ее заполнении поплавки всплывают и перекрывают отверстие, сообщающееся с поверхностью плавающей крыши.

В центре днища резервуара на четырех стойках расположен нижний поворотный узел, состоящий из тройников и колен, который позволяет направлять воды, собираемые на поверхности плавающей крыши, в канализацию.

Предотвращение внутренней коррозии днища и первого пояса резервуаров обеспечивается также применением **протекторной защиты**. Ее устройство и работа рассматривается в главе 10.

При операциях с высоковязкими нефтепродуктами резервуары должны быть оборудованы средствами подогрева и иметь теплоизоляционное покрытие. В основном применяются секционные подогреватели (рис. 2.10), где в качестве теплоносителя используется насыщенный водяной пар или горячая вода. Секции подогревателя устанавливаются с уклоном по ходу движения теплоносителя.

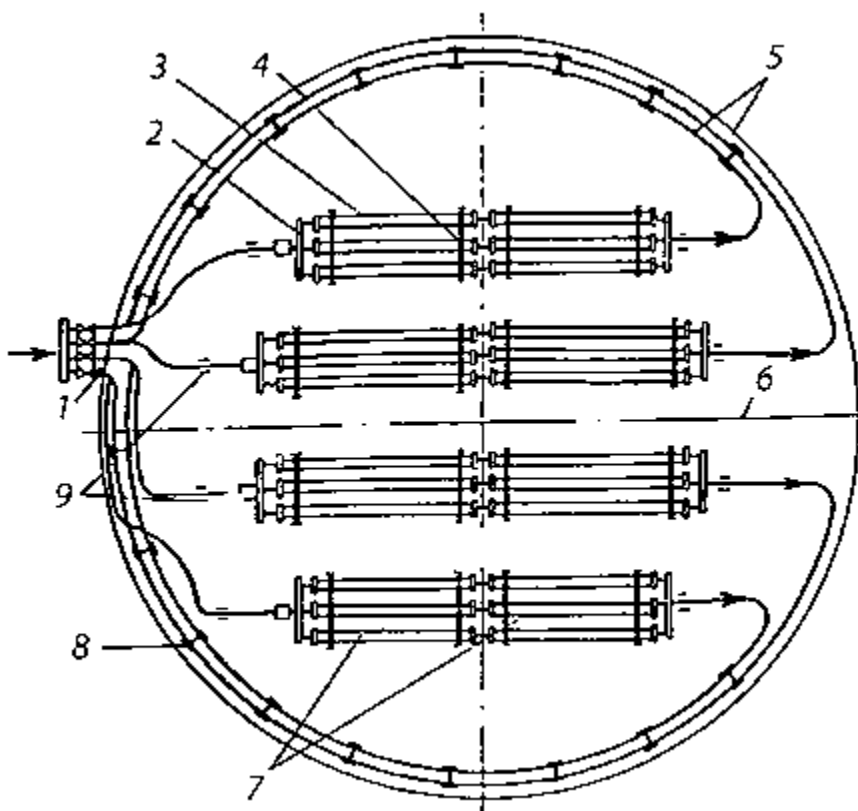


Рис. 2.10. Секционный подогреватель:

- 1 — карман для замера температуры конденсата; 2 — коллектор К-2;
- 3 — подогревательный элемент ПЭ; 4 — стойка С-3; 5 — конденсатопровод;
- 6 — ось подъемной трубы; 7 — секция; 8 — стойка С-4; 9 — стойка С-6

В зависимости от числа установленных секций, секционные подогреватели используются для общего или местного нагрева высоковязких нефтепродуктов.

Кроме того, в качестве местных подогревателей используются закрытые змеевиковые подогреватели.

Оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров

Для указанных целей используется следующее оборудование:

- люки-лазы;
- люки замерные;
- люки световые;
- лестница.

Люки-лазы на резервуарах типов РВС, РВСП и РВСПК размещаются в первом поясе и служат для проникновения рабочих внутрь резервуара. Кроме того, через них в резервуар доставляется оборудование, требующее монтажа (протекторы, детали понтонов и т. д.), и извлекаются донные отложения при ручной зачистке.

Люк-лаз в резервуарах типа РВСП врезан также в 3-й пояс и служит для проникновения рабочих на поверхность понтона.

В резервуарах типа РГС люк-лаз находится сверху.

Люк замерный служит для ручного замера уровней нефтепродукта и подтоварной воды, а также для отбора проб пробоотборником. Отверстия люков должны иметь внутреннее кольцо или специальную колодку из металла, не дающего искр при движении мерной ленты.

Люки световые предназначены для обеспечения доступа солнечного света внутрь резервуара и его проветривания при дефектоскопии, ремонте и зачистке.

Замерный и световые люки монтируются на крыше резервуара. Особенностью резервуаров РВСП и РВСПК является то, что направляющие трубы выполнены перфорированными и одна из них используется для отбора проб и измерения уровня рулеткой с лотом.

Лестница служит для подъема персонала на крышу резервуара. Различают лестницы следующих типов: прислонные, спиральные (идушие вверх по стенке резервуара) и шахтные. Лестницы имеют ширину не менее 0,7 м и наклон к горизонту не более 60°, снабжены перилами высотой не менее 1 м. У места присоединения лестницы к крыше резервуара располагается замерная площадка, рядом с которой размещается замерный люк.

Резервуар типа РВСПК (см. рис. 2.3) дополнительно оснащен катучей лестницей 13. Верхний конец катучей лестницы шарнирно опирается на площадку, закрепленную на стенке резервуара,

а нижний конец, снабженный катком, по мере подъема или опускания плавающей крыши передвигается по рельсовому пути, уложенному на опорной ферме 12. Ступени катушек лестницы независимо от угла ее наклона остаются горизонтальными.

Противопожарное оборудование

Резервуары являются объектом повышенной пожарной опасности, поэтому они в обязательном порядке оснащаются противопожарным оборудованием: огневыми предохранителями, средствами пожаротушения и охлаждения.

В тех случаях, когда огневые предохранители не встроены в корпус клапанов, они устанавливаются между клапаном (вентиляционным патрубком) и монтажным патрубком резервуара. Принцип действия огневых предохранителей основан на том, что пламя или искра не способны проникнуть внутрь резервуара через отверстия малого сечения в условиях интенсивного теплоотвода. Конструктивно огневой предохранитель (рис. 2.11) представляет собой стальной корпус 1 с фланцами, внутри которого в кожухе помещена круглая кассета 2, состоящая из свитых в спираль гофрированной и плоской лент из алюминиевой фольги, образующих множество параллельных каналов малого сечения. Верхняя и нижняя части огнепреградителя стянуты с помощью шпилек 3, а герметизация корпуса осуществляется хомутом 4.

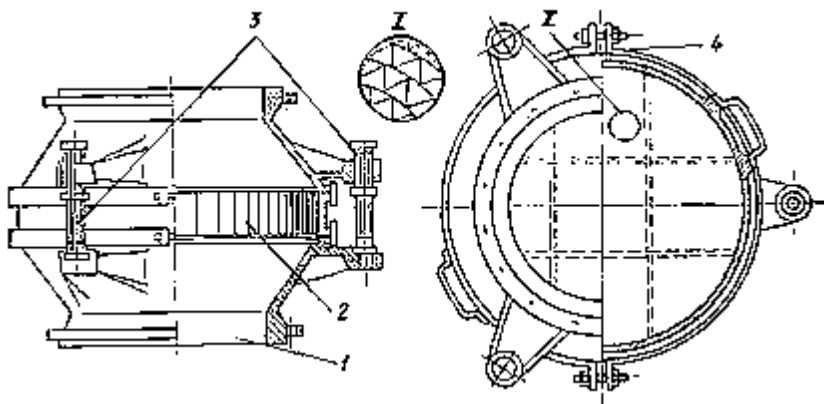


Рис. 2.11. Кассетный огнепреградитель:
1 — корпус; 2 — кассета; 3 — шпильки; 4 — хомут

В случае возникновения пожара тушение горящего в резервуарах нефтепродукта производят пеной, изолирующей поверхность горючей жидкости от кислорода воздуха. Для подачи пены в резервуары используются пеносливные камеры (химическая пена) или пеногенераторы типа ГВПС (воздушно-механическая пена), монтируемые в верхнем поясе резервуаров.

Пеносливная камера (встречается, в основном, на резервуарах малой емкости) (рис 2.12) состоит из корпуса 3 с крышкой 4 и пенопроводом 1. С помощью патрубка пеносливная камера крепится к монтажному патрубку резервуара.

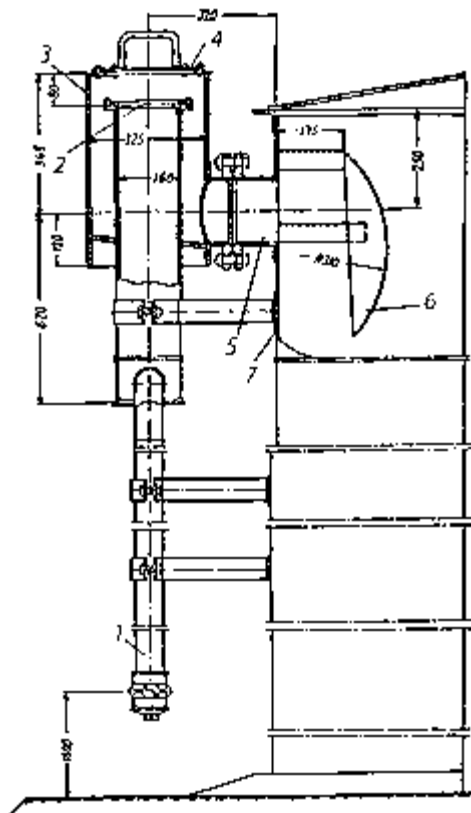


Рис. 2.12. Пеносливная камера:

- 1 — пенопроводы; 2 — мембрана; 3 — корпус камеры; 4 — крышка корпуса (для смены мембраны); 5 — пенослив; 6 — направляющий козырек; 7 — верхний пояс резервуара

Для разобщения газового пространства с атмосферой служит мембрана 2, которая разрушается при подаче пены. Мембраны делают из целлулоида или тонкого картона, пропитанного олифой.

На резервуарах большой вместимости применяют установки типа ГВПС-600 и ГВПС-2000 (рис. 2.13). Они состоят из пеногенератора 1 с растворопроводом 8 и пенокамеры 5. С помощью фланца 3 и кронштейна установка крепится к стенке резервуара 2. Для обслуживания установки предусмотрены люк 4 и площадка 6. Герметизирующая крышка предотвращает потери нефтепродукта от испарения в окружающую среду. Крепление крышки к корпусу камеры осуществляется стяжками с замками, состоящими из двух частей, спаянных сплавом с температурой плавления около 120 °С. При возникновении пожара замки стяжек расплавляются, и герметизирующая крышка под действием собственного веса падает, освобождая проход пене к горящей углеводородной жидкости.

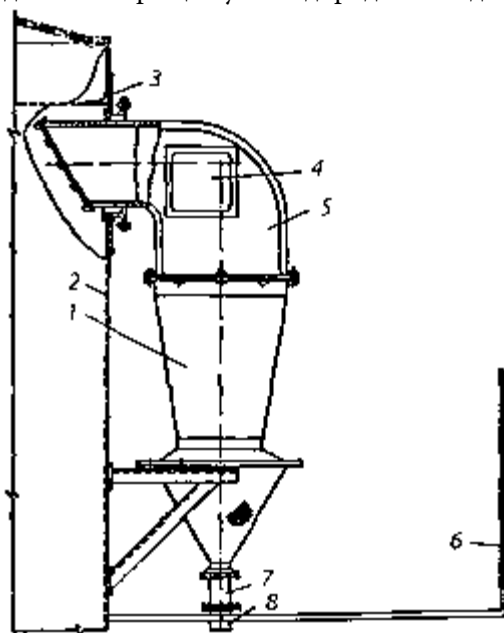


Рис. 2.13. Установка ГВПС-2000 на резервуаре:

1 — пеногенератор; 2 — стенка резервуара; 3 — фланец специальный с воротником; 4 — люк для осмотра; 5 — пенокамера; 6 — площадка с ограждением для обслуживания; 7 — вставка; 8 — трубопровод подачи раствора пенообразователя

Опыт использования генераторов высокократной пены ГВПС показал, что требуемая степень кратности пены, равная 100, в реальных случаях не достигается. С учетом этого, для повышения надежности пожаротушения резервуаров со сферическим покрытием, был разработан генератор пены средней кратности ГПСС-2000 с кратностью пены не менее 70.

В последнее время внедряется способ подслоной подачи пены в очаг горения. Имеющийся опыт показывает, что эффективность пожаротушения указанным способом существенно выше по сравнению с верхней подачей пены. Подача пены с нижнего пояса резервуара через слой нефтепродукта требует применения новых устойчивых пенообразователей.

С целью охлаждения резервуаров в случае пожара, на них по периметру устанавливают кольцевой трубопровод, служащий для подачи воды.

Приборы контроля и сигнализации

Для сигнализации и контроля за работой резервуаров применяются:

- местные и дистанционные измерители уровня нефтепродукта;
- сигнализаторы максимального оперативного и аварийного уровней нефтепродукта;
- дистанционные измерители средней температуры нефтепродукта в резервуаре;
- местные и дистанционные измерители температуры жидкости в районе приемо-раздаточных патрубков (при оснащении резервуаров средствами подогрева);
- сниженный пробоотборник и др.

Измерители уровня и температуры углеводородной жидкости, а также сниженные пробоотборники применяются для целей учета и контроля ее качества. Зная уровень взлива жидкости в резервуаре, по калибровочным таблицам находят ее объем. Умножая объем на среднюю плотность нефтепродукта, находят массу продукта в резервуаре. Средняя плотность находится на основе отбора средних проб и с учетом средней температуры жидкости по высоте резервуара. Для измерения уровня и отбора проб нефтепродуктов в резервуарах применяются системы дистанционного замера: «Уро-

вень», «Утро-3», «Кор-Вол», местные уровнемеры типа УДУ, сниженные пробоотборники типа ПСР и др.¹⁾

Измерительно-вычислительная система «Кор-Вол» обеспечивает измерение уровня и средней температуры, сигнализацию оперативных уровней, вычисление количества нефтепродуктов в резервуарах. Система действует по принципу следящего регулирования за перемещением поплавка, находящегося на поверхности нефтепродукта. Для измерения средней температуры используется комплект термометров сопротивления, смонтированных на несущей трубе, также снабженной поплавком.

Для местного контроля за уровнем разлива нефтепродуктов в резервуарах со стационарной крышей применяются указатели уровня типа УДУ (рис. 2.14), принцип работы которых основан на определении положения поплавка, плавающего на поверхности жидкости и перемещающегося вместе с ее уровнем. Указатель уровня состоит из трех узлов:

- показывающего прибора с отсчетным механизмом 4 и пружинным двигателем постоянного момента, обеспечивающим постоянное натяжение мерной ленты;
- гидрозатвора 5 с угловыми рамками и защитными трубами;
- поплавок 10 с мерной лентой 9 и направляющими струнами 8, натянутыми между грузом 11 и крышей резервуара.

Гидрозатвор в данном случае предотвращает прямой контакт газового пространства резервуаров с атмосферой и тем самым предотвращает возможные потери нефтепродуктов от испарения.

Точность измерений с помощью указателей уровня недостаточна для коммерческого учета, поэтому их используют только для оперативного учета нефтепродуктов.

В типовых проектах вертикальных резервуаров предусмотрена установка сигнализаторов уровня ультразвукового типа (СУУЗ), предназначенных для контроля за верхним аварийным и нижним уровнями в резервуарах. Сигнализатор верхнего аварийного уровня передает сигнал на прекращение закачки (отключение насосного оборудования) при достижении предельного уровня разлива.

¹⁾ Более подробно приборы и системы контроля и учета нефтепродуктов рассмотрены в главе 8.

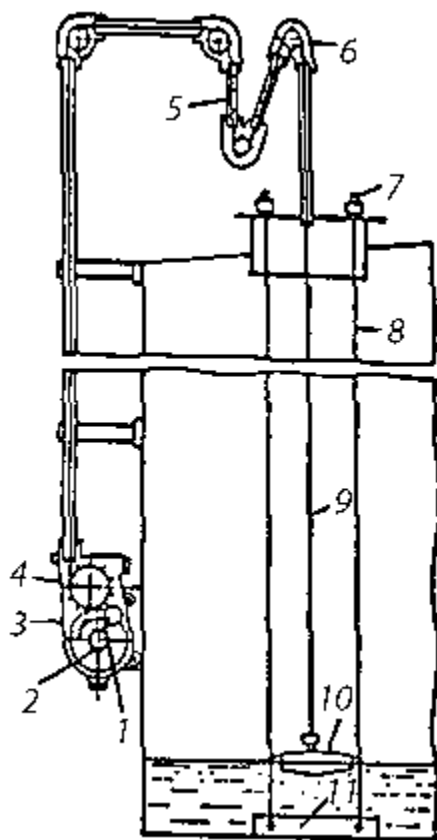


Рис. 2.14. Схема работы уровнемера типа УДУ:

1 — стальная закаленная лента; 2 — барабан; 3 — ролик; 4 — отсчетный механизм; 5 — гидрозатвор; 6 — ролик; 7 — устройство для натяжения струн; 8 — направляющие струны; 9 — мерная лента; 10 — поплавок; 11 — груз

Для отбора средних проб из резервуаров применяются **стационарные пробоотборники** типа ПСР (ПСР-3, ПСР-4). Принцип действия пробоотборника основан на выделении в резервуаре столбика жидкости по всей высоте налива.

Пробоотборник типа ПСР (рис. 2.15) состоит из трех основных узлов: пробоотборной колонны, панели управления отбором и сливом пробы 1, люка для установки пробоотборника 3. Пробоотборная колонна представляет собой две вертикально расположен-

ные трубы: пробоотборная 2 — для заполнения нефтепродуктом и пневматическая 3 — для создания давления воздухом, соединенные системой клапанов, расположенных через каждые 1...1,5 м по высоте труб. Для отбора средней пробы ручным насосом, расположенным на панели управления, в пневматической трубе создается давление 0,3 МПа. Под действием этого давления открываются клапаны, и пробоотборная труба заполняется нефтепродуктом того состава, который имеет место на уровне расположения каждого из клапанов. После заполнения пробоотборной трубы жидкостью давление в пневматической трубе сбрасывается, клапаны закрываются, и столб пробы отсекается от жидкости в резервуаре. Далее нажатием на рукоятку слива пробы, расположенную на панели управления, нефтепродукт сливается в пробоотборную посуду.

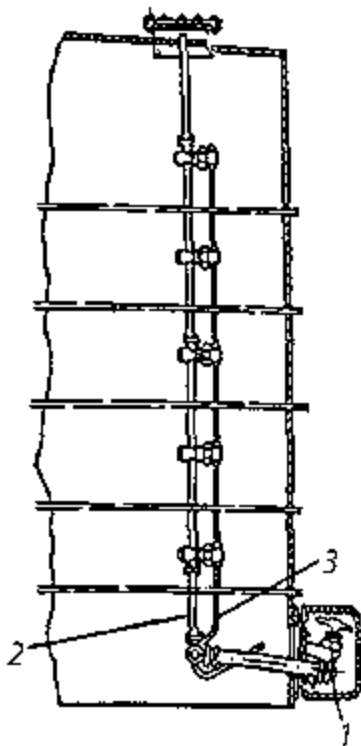


Рис. 2.15. Пробоотборник ПСР:

1 — панель управления отбором и сливом пробы; 2 — пробоотборная колонна; 3 — пневматическая колонна

Особенность конструкции резервуаров РВСП и РВСПК заключается в том, что одна из перфорированных направляющих плавающих покрытий является защитным кожухом для трубок сниженного пробоотборника типа ПСР.

Опыт эксплуатации пробоотборников типа ПСР позволил выявить их недостаточную надежность (засорение клапанов, коррозия сильфонов и др.). В последние годы все шире применяются пробоотборники типа «перфорированная труба». Конструктивно такой пробоотборник представляет установленную вертикально трубу с отверстиями. Диаметры и плотность их размещения по высоте трубы неодинаковы и определяются расчетом из условия, что независимо от взлива нефтепродукта в резервуаре его отбор с разных уровней позволит получить представительную пробу.

Измерение температуры нефтепродукта в районе приемо-раздаточных патрубков выполняется с целью определения момента начала ее откачки насосами (потери напора во всасывающей линии не должны превышать некоторой допустимой величины).

Сводная информация об оборудовании резервуаров приведена в табл. 2.8.

Таблица 2.8 — Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре				
	РВС	РВСП	РВСПК	РГС	ЖБР
Дыхательный клапан	+			+	+
Предохранительный клапан	+				+
Вентиляционный патрубок		+	+		
Огневой предохранитель	+	+	+	+	+
Приемо-раздаточное устройство				+	+
Приемо-раздаточный патрубок ^{*)}	+	+	+	+	

^{*)} Приемо-раздаточный патрубок с хлопушкой на РВС следует заменить приемо-раздаточным устройством с поворотной заслонкой.

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре				
	РВС	РВСП	РВСПК	РГС	ЖБР
Пеногенератор	+	+	+		-
Система подслоного пенотушения	+	+	+		+
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	+	+	+		+
Пробоотборник	+	+	+		+
Водоспуск с плавающей крыши			+		
Система орошения резервуара	+	+	+		-
Кран сифонный	+	+	+		
Система размыва осадка	+	+	+		+
Погружной насос (для откачки остатков нефти и подтоварной воды)					+
Люки	+	+	+	+	+
Уровнемер	+	+	+	+	+
Приборы контроля, сигнализации, защиты	+	+	+	+	+

2.4. Оптимальные размеры вертикальных цилиндрических резервуаров

Объем вертикального цилиндрического резервуара зависит от его диаметра D_p и высоты стенки H_p . В 1883 г. акад. В. Г. Шухов предложил определять их оптимальные значения из условия минимизации расхода металла на строительство емкости. Данное решение стало классическим и до сих пор используется в резервуаростроении.

Рассмотрим решение В. Г. Шухова для резервуаров с переменной по высоте толщиной стенки и плоской кровлей.

Объем металла, необходимый для сооружения кровли и дна емкости, равен

$$V_1 = \pi R_p^2 \cdot (\delta_k + \delta_d), \quad (2.9)$$

где δ_k, δ_d — толщина листов, из которых изготовлены соответственно кровля и днище.

Объем металла, необходимый для сооружения стенки резервуара, представим в виде двух слагаемых (рис. 2.16):

V_2' — объема, соответствующего заштрихованной части стенки;

V_2'' — объем, соответствующий незаштрихованной части, т. е.

$$V_2 = V_2' + V_2''. \quad (2.10)$$

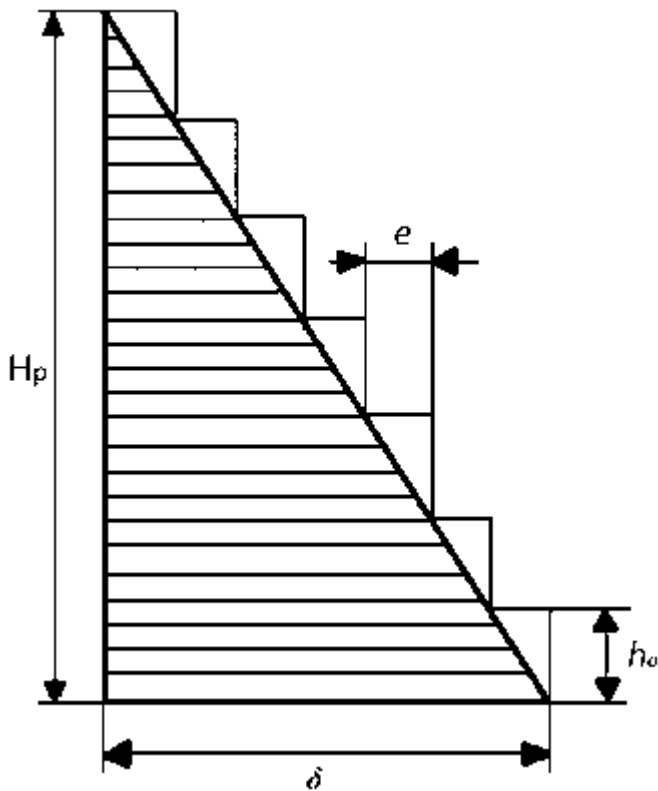


Рис. 2.16. Расчетная схема к определению оптимальных параметров резервуаров типа РВС

Из геометрических соображений

$$V_2' = 2\pi R_p \cdot \frac{H_p \cdot \delta}{2} = \frac{V_p \cdot \delta}{R_p}, \quad (2.11)$$

где V_p — геометрический объем резервуара; δ — толщина его стенки в месте соединения с днищем.

Выразим величину δ . В наиболее нагруженном сечении стенка резервуара находится под избыточным давлением $P = \rho g H_p$, а сила, действующая на стенку единичной высоты, равна $F_p = P \cdot 2R_p$. Сила, которую может выдержать металл стенки также единичной высоты, составляет $F_{np} = \sigma_p \cdot 2\delta$. Искомая толщина стенки должна обеспечить равенство величин F_p и F_{np} . Приравняв данные силы, получаем

$$\rho g \cdot H_p \cdot 2R_p = \sigma_p \cdot 2\delta,$$

откуда

$$\delta = \frac{\rho g H_p R_p}{\sigma_p} = \left| H_p = \frac{V_p}{\pi R_p^2} \right| = \frac{\rho \cdot g \cdot V_p}{\sigma_p \cdot \pi R_p}, \quad (2.12)$$

где ρ — плотность жидкости, для хранения которой предназначен резервуар; σ_p — допустимые растягивающие напряжения в металле стенки.

С учетом (2.12) можем переписать (2.11) в виде

$$V_2' = \frac{\rho \cdot g \cdot V_p^2}{\sigma_p \cdot \pi R_p^2}. \quad (2.13)$$

Также из геометрических соображений объем «неработающего» металла стенки равен

$$V_2'' = 2\pi R_p \cdot \frac{e \cdot h_0}{2} \cdot n_{II}, \quad (2.14)$$

где e — средняя разность толщин соседних поясов; h_0 — высота пояса; n_{II} — количество поясов.

Учитывая, что $h_0 \cdot n_{II} = H_p$, а из условия подобия заштрихованного и незаштрихованного треугольников $\frac{h_0}{e} = \frac{L}{\delta}$, можем переписать (2.14)

$$V_2^n = \pi R_p \cdot h_0 \cdot \delta. \quad (2.15)$$

Подставляя в (2.15) вместо δ выражение (2.12), находим

$$V_2^n = \frac{\rho g h_0 \cdot V_p}{\sigma_p}. \quad (2.16)$$

Таким образом, общий расход металла на содержание резервуара типа РВС равен

$$\begin{aligned} V = V_1 + V_2 &= \pi R_p^2 \cdot (\delta_\kappa + \delta_\delta) + \frac{\rho g V_p^2}{\sigma_p \pi R_p^2} = \frac{\rho g h_0 \cdot V_p}{\sigma_p} = \\ &= \pi R_p^2 \cdot (\sigma_\kappa + \sigma_\delta) + \frac{\rho g V_p}{\sigma_p} \left(h_0 + \frac{V_p}{\pi R_p^2} \right). \end{aligned} \quad (2.17)$$

Функция (2.17) имеет минимальное значение при некотором оптимальном значении радиуса резервуара R_{opt} , величину которого найдем из условия

$$\frac{\partial V}{\partial R_p} = 2\pi R_p (\delta_\kappa + \delta_\delta) - \frac{2\rho g V_p^2}{\sigma_p \pi R_p^3} = 0,$$

что дает

$$R_{opt} = \sqrt[4]{\frac{\rho g V_p^2}{\pi^2 \sigma_p \cdot (\delta_\kappa + \delta_\delta)}}. \quad (2.18)$$

Соответственно, оптимальная высота резервуара типа РВС равна

$$H_{opt} = \frac{V_p}{\pi R_{opt}^2} = \frac{V_p}{\pi \sqrt{\frac{\rho g V_p^2}{\pi^2 \sigma_p (\delta_\kappa + \delta_\delta)}}} = \sqrt{\frac{\sigma_p}{\rho g} (\delta_\kappa + \delta_\delta)}. \quad (2.19)$$

Из формулы (2.19) видно, что оптимальная высота резервуара типа РВС не зависит от его вместимости, а определяется прочностными свойствами металла, толщиной листов кровли и днища, а также плотностью нефтепродукта. А оптимальный радиус (диаметр) резервуара согласно (2.18) пропорционален корню квадратному от V_p .

Данное решение не учитывает веса конструкций, удерживающих кровлю резервуара, веса оборудования, установленного на ней, а также снеговой, ветровой и гололедной нагрузок, которые испытывает емкость в процессе эксплуатации. Поэтому фактические диаметры и высоты резервуаров согласно действующим типовым проектам несколько отличаются от рассчитанных по формулам (2.18), (2.19).

2.5. Требования к размещению резервуаров

На площадках нефтебаз резервуары размещают группами.

Наземные резервуары

Общая вместимость группы наземных резервуаров, а также расстояние между стенками резервуаров, располагаемых в одной группе, принимается в соответствии с табл. 2.9.

Таблица 2.9 — Требования к размещению наземных резервуаров в группе

Тип резервуара	Единичный номинальный объем резервуаров в группе, м ³	Температура вспышки хранимого нефтепродукта	Допустимая общая номинальная вместимость группы, м ³	Минимальное расстояние между резервуарами в группе
РВС	50 000 и менее	Выше 45 °С	120 000	0,75 D _p , но не более 30 м
	То же	45 °С и менее	80 000	То же
РВСП	50 000	Независимо от температуры вспышки	200 000	30 м
	Менее 50 000	То же	120 000	0,65 D _p , но не более 30 м
РВСПК	50 000 и более	-»-	200 000	30 м
	Менее 50 000	-»-	120 000	0,5 D _p , но не более 30 м

Расстояние между стенками ближайших наземных резервуаров, расположенных в соседних группах, должно быть не менее (м): при номинальном объеме резервуаров 20 000 м³ и более — 60, а при номинальном объеме до 20 000 м³ — 40.

По периметру каждой группы наземных резервуаров предусматривается замкнутое земляное обвалование шириной поверху не менее 0,5 м или ограждающая стена из негорючих материалов, рассчитанные на гидростатическое давление разлившегося нефтепродукта. Высота обвалования определяется из расчета, что свободный от застройки объем внутренней части обвалования должен вместить номинальный объем наибольшего резервуара в группе или отдельно стоящего резервуара. Причем при этом расстояние от уровня разлившегося нефтепродукта до верха обвалования должно быть не менее 0,2 м.

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

- каждый резервуар объемом 20 000 м³ и более или несколько меньших резервуаров суммарной вместимостью 20 000 м³;
- резервуары с маслами и мазутами от резервуаров с другими нефтепродуктами;
- резервуары для хранения этилированных бензинов от других резервуаров группы.

Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать равной:

- 1,3 м — для резервуаров номинальным объемом 20 000 м³ и более;
- 0,8 м — для остальных резервуаров.

Для перехода через обвалование предусматриваются специальные лестницы-переходы шириной не менее 0,7 м.

Подземные резервуары

Площадь «зеркала» группы подземных резервуаров должна быть не более 14 000 м², а расстояние между стенками подземных резервуаров одной группы — не менее 1 м. Расстояние между стенками ближайших подземных резервуаров, расположенных в соседних группах, должно быть не менее 15 м.

2.6. Эксплуатация резервуаров и резервуарных парков

Персонал, ответственный за техническую эксплуатацию резервуаров и резервуарных парков, должен обеспечить их надежную и безопасную работу, сохранение количества и качества нефтепродуктов. Выполнение этих задач достигается соблюдением правил эксплуатации, периодической зачисткой резервуаров, их своевременной подготовкой к паводку и зиме, контролем за состоянием и техническим обслуживанием резервуаров.

Правила эксплуатации

Каждый работающий резервуар должен:

- соответствовать проекту;
- иметь технический паспорт;
- быть постоянно оснащенный полным комплектом оборудования, предусмотренным проектом и нормативными документами;
- иметь порядковый номер, четко написанный либо на корпусе наземного резервуара, либо на специально установленной табличке (подземная емкость).

На каждый резервуар нефтебазы составляется технологическая карта его эксплуатации, которая содержит следующую информацию:

- № резервуара на технологической схеме;
- тип резервуара;
- абсолютная отметка окрайки днища у приемо-раздаточного патрубка;
- предельно установленный уровень заполнения;
- минимально и максимально допустимые уровни заполнения, а также соответствующие им объемы нефтепродукта;
- сведения о приемо-раздаточных патрубках (диаметр, количество, высота размещения над днищем резервуара, максимально допустимая производительность закачки-откачки через один патрубок);
- сведения о дыхательной арматуре (тип, диаметр, количество, суммарная пропускная способность);
- максимально допустимая скорость перемещения понтона или плавающей крыши (если имеется).

Предельно установленный уровень H_{np}^{\max} заполнения резервуара — это максимальный уровень возможного его заполнения, определяемый проектом или заключением по результатам технического диагностирования.

В соответствии с нормативными документами, при определении предельно установленного уровня руководствуются следующим:

- в резервуарах со стационарной крышей минимальное расстояние от низа врезки пенокамер до максимального уровня нефтепродукта определяется с учетом его температурного расширения, но должно быть не менее 100 мм;
- расстояние от верха стенки резервуара с плавающей крышей или опорного кольца в резервуаре с понтоном до максимального уровня нефтепродукта должно составлять не менее 0,6 м.

Максимально допустимый уровень H_{\max} нефтепродукта в вертикальном цилиндрическом резервуаре определяется из условия, что за время τ_0 оперативных действий по прекращению закачки с максимально допустимым расходом $Q_{z \max}$ предельно допустимый уровень не будет превышен, т. е.

$$H_{\max} = H_p^{\max} - \frac{Q_{z \max} \cdot \tau_0}{F_p},$$

где F_p — площадь «зеркала» нефтепродукта в резервуаре.

Аналогично минимально допустимый уровень H_{\min} нефтепродукта находится как сумма наибольшего из расчетных уровней H_p^{\min} по воронкообразованию и кавитации насосов с изменением взлива нефтепродукта за время τ_0 оперативных действий по прекращению откачки, т. е.

$$H_{\min} = H_p^{\min} - \frac{Q_{om \max} \cdot \tau_0}{F_p},$$

где $Q_{om \max}$ — максимально допустимый расход откачки нефтепродукта.

Величины $Q_{z \max}$ и $Q_{om \max}$ устанавливаются из условий ограничения величины зарядов статического электричества в процессе перекачки, а также должны быть увязаны с пропускной способностью дыхательной арматуры и максимальной допустимой скоростью перемещения понтона (плавающей крыши). Последняя устанавливает-

ся равной 3,5 м/ч для резервуаров объемом 700 м³ и менее, а также 6 м/ч — для всех остальных.

При заполнении резервуара после окончания строительства или после его капитального ремонта скорость нефтепродукта в приемо-раздаточном патрубке не должна превышать 1 м/с до полного затопления струи, а в резервуарах с понтоном или плавающей крышей — до их всплытия, независимо от диаметра патрубка и емкости резервуара.

Опорожнение резервуаров с понтоном или плавающей крышей условно делится на два периода:

- первый — от начала опорожнения до посадки понтона (плавающей крыши) на опоры;
- второй — от посадки понтона (плавающей крыши) на опоры до минимально допустимого остатка в резервуаре.

В течение первого периода справедливы рекомендации по их скоростям перемещения, приведенные выше. Во втором периоде производительность опорожнения, во избежание смятия днища плавающей крыши или понтона, не должна превышать суммарной пропускной способности вентиляционных патрубков.

В зимний период при накоплении снега на плавающей крыше во избежание перекосов и заклинивания необходимо очищать ее от снега. При примерзании кольцевого затвора к стенке резервуара его следует отрывать при помощи не образующих искру металлических пластин или деревянных клиньев, сняв предварительно защитный щиток затвора на промерзшем участке, или путем отогревания примерзших участков паром с наружной стороны.

При отборе проб из резервуара нельзя допускать разлива нефтепродукта. При случайном его разливе на крыше резервуара последнюю необходимо вытереть досуха. Оставлять на крыше ветошь, паклю и другие предметы запрещается.

Территория резервуарного парка должна быть спланирована и содержаться в чистоте и порядке. На ней не допускается размещение горючих предметов и материалов, а также разлитых нефтепродуктов.

Места разлива нефтепродуктов у резервуаров и на территории резервуарного парка следует немедленно зачищать путем снятия слоя земли толщиной, превышающей на 1...2 см глубину проникновения нефтепродукта. Выбранный грунт удаляют в специально от-

веденное место, а образовавшуюся выемку засыпают свежим грунтом или песком.

Внутри обвалования резервуаров разрешается установка электрооборудования и прокладка подземных кабельных электролиний напряжением до 380 В включительно. Установка на резервуарах электроприборов для измерения уровня температуры и других параметров должна производиться по специальному проекту.

На территории резервуарных парков и у отдельно стоящих резервуаров запрещается пользоваться открытым огнем и электрооборудованием не во взрывобезопасном исполнении.

При ведении ремонтных работ в резервуарном парке въезд внутрь обвалования тракторов и автомашин допускается только с искрогасителями на выхлопной трубе. К эксплуатируемому или ремонтируемому резервуару автотранспорт может подъезжать не ближе чем на 20 м.

Для транспортировки к резервуарам тяжелого оборудования или материалов при ремонтах необходимо устраивать проезды через обвалования путем подсыпки грунта. Если обвалование в ходе каких-либо работ окажется повреждено, по окончании этих работ оно должно быть немедленно восстановлено.

Для защиты от разрядов статического электричества и от прямых ударов молнии стальной резервуар должен быть надежно заземлен при помощи заземляющих устройств, выполненных по специальному проекту. Защита от проникновения в резервуары высоких потенциалов по трубопроводам, проложенным на опорах, осуществляется их присоединением на входе в резервуар к заземляющим устройствам с сопротивлением растеканию тока не более 20 Ом; на ближайших от резервуара двух опорах трубопроводы присоединяют к заземляющим устройствам с сопротивлением растеканию тока не более 40 Ом.

Резервуар с понтоном для отвода статического электричества должен иметь надежное устройство в виде гибких перемычек с общей величиной сопротивления не более 50 Ом. У резервуара с плавающей крышей сопротивление аналогичной перемычки должно быть не более 10 Ом.

Молниеприемники изготавливают из различного металла любого профиля длиной от 200 до 1500 мм сечением не менее 100 мм²

и из многопроволочного оцинкованного троса сечением не менее 35 мм².

Заземляющие устройства могут быть поверхностными, углубленными и комбинированными. *Поверхностные* заземляющие устройства изготавливаются из полосовой, круглой, угловой и других профилей стали и укладываются на глубину 0,5...0,8 м от поверхности земли; *углубленные* — из стальных элементов большего сечения (например, некондиционных труб), которые забиваются в грунт таким образом, что расстояние от верхнего конца электродов до поверхности земли составляет 0,7...0,8 м; *комбинированные* состоят из поверхностных и углубленных электродов, объединенных в общую систему.

Зачистка резервуаров

Для сохранения качества нефтепродуктов металлические резервуары должны периодически зачищаться:

- не менее двух раз в год — для реактивного топлива, авиационных бензинов, авиационных масел и их компонентов, прямогонных бензинов;
- не менее одного раза в год — для присадок к смазочным маслам и масел с присадками;
- не менее одного раза в два года — для остальных масел, автомобильных бензинов, дизельных топлив и других аналогичных им по свойствам нефтепродуктов.

Резервуары для мазутов и моторных топлив зачищают по мере необходимости, определяемой условиями сохранения качества этих нефтепродуктов, а также надежной эксплуатации резервуаров и их оборудования.

Кроме перечисленных случаев резервуары зачищают также при необходимости:

- смены сорта хранящегося нефтепродукта;
- освобождения от пирофорных отложений, высоковязких осадков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;
- очередных и внеочередных ремонтов, а также полной комплексной дефектоскопии.

Резервуары для хранения нефтепродуктов очищают вручную, механизированным и химико-механизированными способами.

При **ручном способе** накопившиеся на днище осадки перемещают к люку-лазу с помощью деревянных лопат или самодельных скребков, рабочая часть которых изготовлена из протектора отработавших свой срок автомобильных покрышек. Распространенным является применение брендспойтов, когда несвязанный осадок сгоняется от центра резервуара к его стенке давлением струи воды с одновременной откачкой пульпы самовсасывающим насосом или эжектором. При удалении высоковязких остатков резервуары сначала пропаривают, а затем промывают горячей (30...50 °С) водой из брендспойта при давлении 0,2...0,3 МПа.

Механизированный способ зачистки заключается в том, что в резервуары для удаления осадка подают горячую (70...80 °С) воду под давлением 1...1,2 МПа через специальные моечные машинки-гидромониторы (рис. 2.17). При этом струя воды разрушает отложения, после чего пульпа откачивается насосом на очистные сооружения.

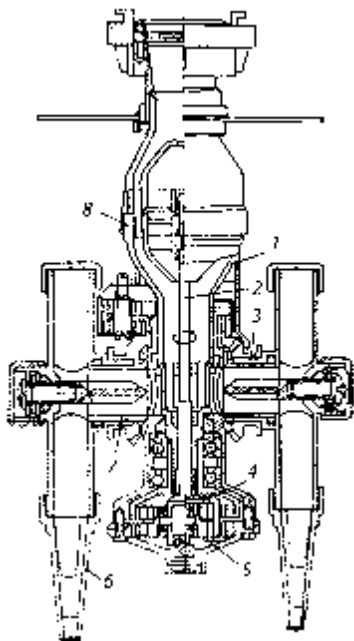


Рис. 2.17. Гидромонитор Г-12:

1 — неподвижный корпус; 2 — валик турбинки; 3 — подвижный корпус; 4 — кривошип редуктора; 5 — масляная ванна редуктора; 6 — насадка; 7 — головка; 8 — турбинка

Удаление особо тяжелых мазутных остатков производят бульдозером, для чего в стенке резервуара делают специальный проем.

Механизированный способ зачистки позволяет значительно сократить время на производство работ, уменьшить объем ручного труда и снизить стоимость работ. Недостатками перечисленных способов являются значительные затраты энергии на подогрев воды в первом случае и недостаточно качественная очистка поверхностей, необходимость периодического повреждения резервуарной конструкции во втором.

Химико-механизированный способ зачистки осуществляется теми же техническими средствами, что и механизированный, но вместо воды используют мощные препараты. Сведения о некоторых из них приведены в табл. 2.10.

Таблица 2.10 — **Техническая характеристика моющих растворов**

Показатели	МЛ-2	МЛ-6	МЛ-10
Вода, на основе которой готовится раствор	Пресная	Морская	Пресная
Температура раствора, °С	40...80	40...80	4...40
Концентрация препарата, % мас.	0,5...1	0,1...0,3	1...1,5
Рекомендуемая кратность использования	4...6	10...15	6...8
Нефтепродукт, осадок которого удаляется	Мазут, масла на нефтяной основе	Мазут, масла на нефтяной основе	Бензин, керосин, дизельное топливо

Применение моющих растворов позволяет удешевить зачистку, улучшить ее качество и уменьшить продолжительность работ.

Для химико-механизированной зачистки резервуаров от остатков нефтепродукта и шлама могут быть использованы комплект оборудования для механизированной зачистки резервуаров ОМЗР либо установка УЗР, разработанная ВНИИСПТнефть (ныне ИПТЭР).

Комплект ОМЗР (рис. 2.18) предназначен для обработки моющим раствором всей внутренней поверхности резервуара и удаления из него образующейся эмульсии. В состав комплекта входят насосная установка 1, емкость для моющего раствора 2, моечная машинка 11, а также система рукавов и вспомогательного оборудования.

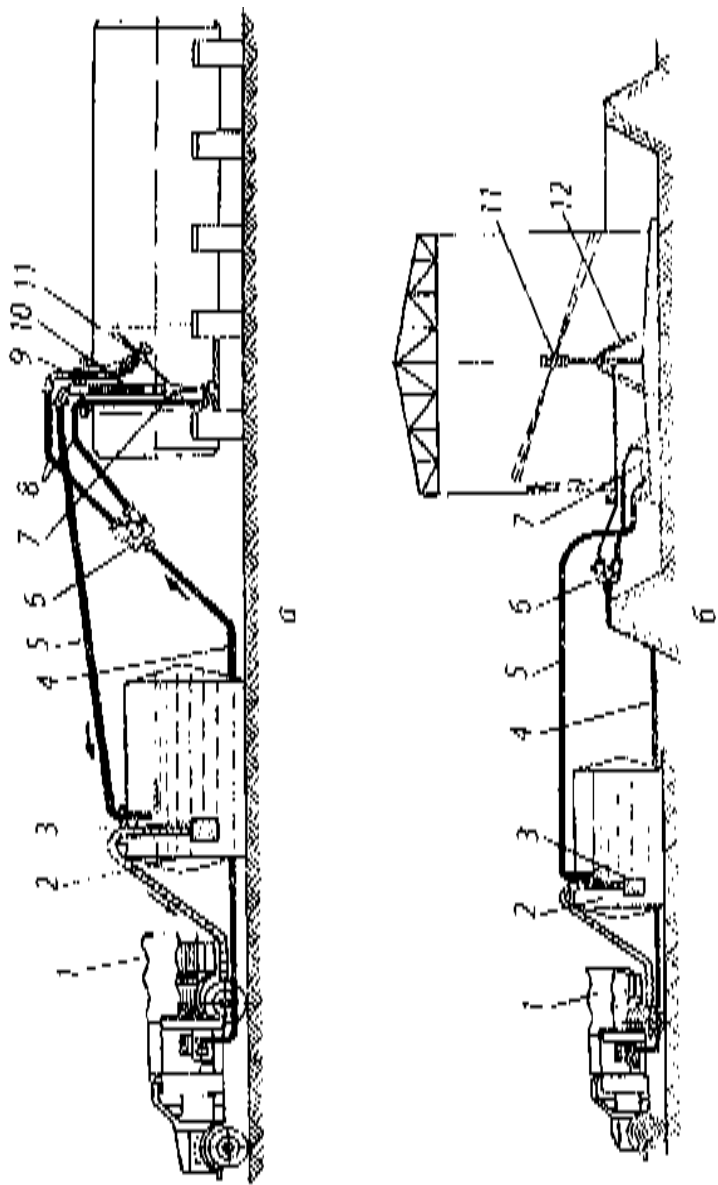


Рис. 2.18. Технологическая схема промывки горизонтальных (а) и вертикальных (б) резервуаров: 1 — насосный агрегат; 2 — резервуар с моющим (консервирующим) раствором; 3 — фильтрующий стакан; 4, 8 — рукава для подачи раствора; 5 — рукава для отдачи эмульсии (консервирующего раствора); 6 — тройник с двумя вентилями; 7 — во- доэжектор; 9 — крышка специальная с подвеской; 10 — труба заборная; 11 — мочная машинка; 12 — тренога

Рассмотрим работу комплекта на примере зачистки вертикального цилиндрического резервуара (рис. 2.18б). Моющий раствор из емкости 2 насосной установкой 1 по рукаву 4 подается к резервуару. В тройнике 6 поток делится на 2 части: одна подается к моечной машинке 11 и выполняет задачу зачистки резервуара, а другая играет роль рабочей жидкости для водоежектора 7, с помощью которого из резервуара откачивается использованный моющий раствор, смывтый нефтепродукт и шлам.

В результате физико-химического воздействия струй моющего раствора происходит дробление массы нефтепродукта на отдельные капли и образование легкоподвижной эмульсии типа «масло в воде». Эмульсия стекает с обечайки и днища резервуара к эжектору, с помощью которого по рукаву 5 откачивается в емкость 2, а лучше в отдельный резервуар. Здесь после 10...30 мин отстоя эмульсия расслаивается на раствор и нефтепродукт. Отстоявшийся раствор вновь используется для зачистки резервуара, а нефтепродукт откачивается.

Насосная установка комплекта ОМЗР состоит из насоса ЦСП-51, установленного на шасси автомобиля ГАЗ-51, или насоса 6НГм-7х2, установленного на шасси автомобиля ЗИЛ-130. Центробежный самовсасывающий насос ЦСП-51 с переключением рабочих колес нагнетает моющий раствор при двух рабочих режимах: при последовательной работе колес — подача 65 м³/ч, напор 900 м; при параллельной их работе соответственно 130 м³/ч и 450 м. Характеристики центробежного двухступенчатого насоса 6НГм-7х2 следующие: подача 110/160 м³/ч, напор 140/50 м.

Для размыва донных отложений может быть использована установка УЗР (рис. 2.19), смонтированная на шасси автомобиля КраЗ-256. Привод насосов осуществляется от двигателя автомобиля через специальную коробку отбора мощности 1, карданный вал 3, редуктор 4 и соединительную муфту 5. Для подачи моющего раствора используется насос МС-100, а для откачки эмульсии из резервуаров — насос 4НФ.

Размыв отложений в резервуаре производится размывочной автоматической машинкой РАМ-1, представляющей собой гидравлический цилиндр с поршнем. Моющий раствор с расходом 28...32 м³/ч под давлением 1,2 МПа подается по гибкому шлангу

на сопло, а часть раствора отводится на золотник и придает поршню возвратно-поступательное движение. Конструкция машинки такова, что ее сопло совершает одновременное перемещение как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскостях, что позволяет подвергнуть обработке большой участок внутренней поверхности резервуара.

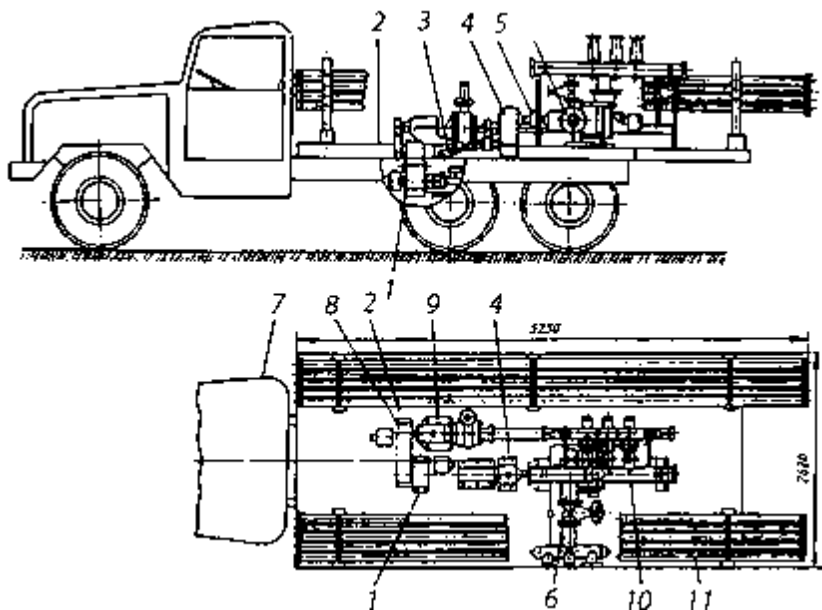


Рис. 2.19. Установка УЗР-1:

- 1 — коробка отбора мощности; 2 — платформа монтажная; 3 — карданный вал; 4 — редуктор; 5 — соединительная муфта; 6 — насос типа МС-100 (подачи моющей жидкости); 7 — автомобиль КраЗ-256;
- 8 — цепная передача; 9 — насос 4НФ (для откачки осадков);
- 10 — обвязка насосов; 11 — быстроразборный трубопровод

Размывочную машинку через верхний люк опускают в резервуар на раскладывающейся подвеске, по которой одновременно насосом подают моющий раствор. Для очистки резервуаров емкостью 3000 м^3 достаточно двух машинок.

Образующуюся в результате их работы эмульсию и шлам откачивают эжектором.

При мойке внутренней поверхности резервуаров хорошо себя зарекомендовала моечная машинка ММ-4 (рис. 2.20).

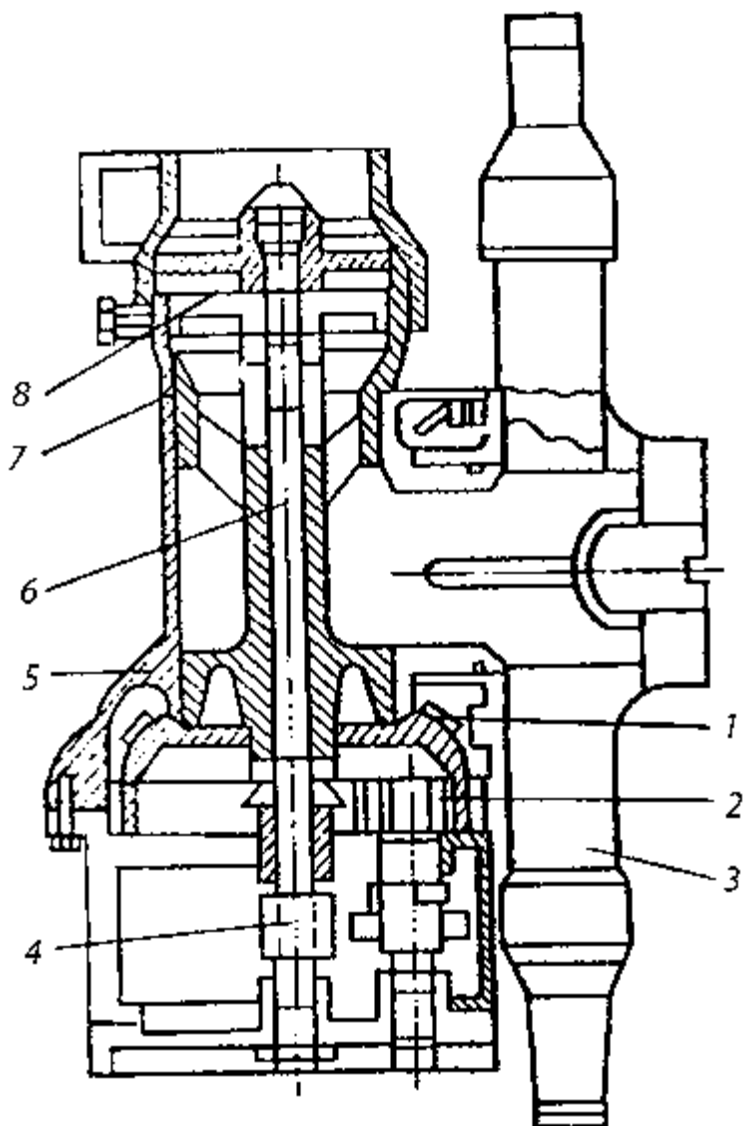


Рис. 2.20. Моечная машинка типа ММ-4:

1 — коническая шестерня; 2 — цилиндрическая шестерня; 3 — сопловой аппарат; 4 — червячный редуктор; 5 — поворотный корпус; 6 — вал; 7 — неподвижный корпус; 8 — рабочее колесо гидротурбинки

Сведения о некоторых устройствах, используемых для мойки резервуаров, приведены в табл. 2.11.

Таблица 2.11 — Технические характеристики моечных машинок

Наименование	Моющая жидкость		Дальность действия струи при давлении 1 МПа, м	Время однократной промывки резервуара, мин	Масса, кг
	Напор, м	Расход, м ³ /ч			
Гидромонитор Г-12Б	100...120	30...33	15	45...60	13,5
Гидромонитор Г-12В	100...120	30...38	15	—	14
Моечная машинка ММ-4	60...100	20...30	14	20...25	10
Промывочный прибор ОК-ЦНИИ	120...150	15...20	8	8...10	8

Перед началом зачистки резервуар подвергается дегазации за счет естественной и принудительной вентиляции с тем, чтобы уменьшить концентрацию паров нефтепродукта до величины не более 0,1 г/м³ при пребывании работников в нем без защитных средств и не более 8 г/м³ — в защитных средствах.

Дегазация резервуара с понтоном осуществляется при его нахождении на стойках путем пропарки или промывки с последующей вентиляцией.

Пропарка резервуара производится путем подачи пара одновременно под понтоном и над ним через люк-лаз и монтажный люк, расположенные соответственно на первом и третьем поясах стенки. При этом один световой люк должен быть открыт.

В процессе пропарки пространства над понтоном и под ним должны быть сообщены через отжатый участок затвора, перекрывающего кольцевой зазор между стенкой резервуара и коробом понтона, расположенный на противоположной стороне от люков, через которые подается пар. Длина отжатого участка затвора долж-

на быть не менее 10 м. Отжатие затвора от стенки резервуара осуществляется с помощью деревянных клиньев или других отжимных приспособлений.

Во время пропарки внутри резервуаров с металлическими понтонами необходимо поддерживать температуру 60...70 °С, а при использовании синтетических понтонов — не более 60 °С. Пропарка должна производиться до полного удаления паров нефтепродукта из резервуара.

После окончания пропарки резервуар должен быть остужен до температуры не выше 30 °С с проветриванием при открытии всех люков. Затем резервуар должен быть промыт водой путем заполнения его до максимально допустимого уровня с последующим опорожнением или промывт водяной струей (при этом попадание воды на поверхность понтона не допускается).

Для механизированной зачистки горизонтальных резервуаров вместимостью до 50 м³ из-под бензинов, дизельных топлив и масел может быть использована установка моечная УМ-1, смонтированная на шасси автомобиля-заправщика типа 746 или ПАЗС-3152. В состав установки входят цистерна, насос К-45/55, электродвигатель, электроподогреватель, гидромонитор, эжектор, распылитель, резиновые рукава, вентилятор, рассеивающая труба.

Установкой УМ-1 производится сокращенная и полная зачистка резервуаров от осадков. Сокращенная зачистка производится периодически для сохранения качества нефтепродукта и включает следующие операции:

- выкачку остатка нефтепродукта;
- мойку резервуара в течение 1...2 ч струями воды, подаваемой гидромонитором под давлением не менее 0,5 МПа (в холодное время года воду нагревают до 40...50 °С);
- выборку осадка, протирку насухо.

Полная зачистка производится перед ремонтом резервуара. Она включает следующие операции:

- выкачку остатка нефтепродукта;
- мойку резервуара гидромонитором по замкнутому циклу в течение 1...2 ч;
- дегазацию принудительным вентилированием в течение 4 ч;

- обезвреживание от тетраэтилсвинца (ТЭС) напылением раствора марганцевокислого калия;
- мойку внутренней поверхности резервуара чистой водой с помощью распылителя в течение 10...15 мин; одновременно проводится выкачка этой воды эжектором;
- отбор проб воздуха из резервуара для анализа на содержание в нем углеводородов и ТЭС;
- выборку осадка вручную.

Подготовка резервуаров к паводку и зиме

Подготовка резервуарных парков к **паводку** — одна из ответственных операций на нефтебазах, расположенных в зоне весеннего затопления. Прежде всего необходимо принять меры по предотвращению попадания воды на территорию резервуарных парков. Для этого устраиваются отбойные насыпи, укрепляются дамбы, при необходимости наращивается высота защитных стенок и обвалований.

Другая группа мероприятий направлена на минимизацию ущерба, который могут нанести воды, попавшие на территорию резервуарного парка. Наибольшей опасности во время паводка подвергаются порожние или незначительно заполненные нефтепродуктом резервуары, которые могут всплыть и повредить соседние с ними резервуары и сооружения. Чтобы этого не произошло перед разливом воды во время паводка от порожних резервуаров необходимо отсоединить трубопроводы, отвернуть крышку люка-лаза, расположенного в первом поясе, а также открыть все люки на крыше резервуара с тем, чтобы дать возможность воде свободно попадать в него. При наличии в резервуарах небольших остатков нефтепродуктов во избежание потерь их перекачивают в другие резервуары. Для предотвращения размыва песчаных оснований резервуаров со стороны главных направлений потоков воды их обкладывают крупными камнями и мешками с песком.

При подготовке резервуаров к работе в **зимний период** необходимо принять меры по предотвращению замерзания воды и обеспечению работоспособности оборудования в холодное время года. Прежде всего требуется:

- удалить воду с поверхности плавающей крыши и с покрытия резервуаров типа ЖБР, имеющих водяной экран;
- удалить подтоварную воду, промыть сифонные краны нефтепродуктом и повернуть в нерабочее положение (параллельно днищу), при необходимости утеплить;
- слить воду с кольца орошения.

Далее необходимо:

- проверить работу дыхательных клапанов на предмет обеспеченности непримерзания их тарелок;
- демонтировать кассеты огневых предохранителей;
- залить предохранительный клапан и гидрозатвор уровнемера незамерзающей жидкостью;
- провести ревизию подвижных частей гидрозатвора уровнемера, утеплить гидрозатвор и уровнемер;
- проверить устойчивость и исправность лестниц, поручней, ограждений площадок на крыше резервуара;
- выполнить ревизию дренажной системы плавающих крыш и элементов канализационной сети (сбросовых коллекторов, запорной арматуры, оборудования, задвижек, колодцев).

Контроль за состоянием и техническое обслуживание резервуаров

Данные работы должны проводиться в соответствии с картами технического обслуживания (прил. А).

Ежедневно проверяется внешнее состояние резервуаров. При этом необходимо обратить внимание на вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов и окрайки днища. Не должно быть трещин по сварным швам и основному металлу, утечек нефтепродукта, вмятин. У резервуаров с плавающей крышей проверяется наличие отпотин или нефтепродукта в центральной части и в водоспуске, техническое состояние сетки ливнеприемника, а в зимнее время — наличие снега на крыше, состояние защитных щитков кольцевого уплотняющего затвора, положение задвижки водоспуска. У резервуаров типа ЖБР дополнительно осматривают покрытие и обсыпку, проверяют наличие нефтепродукта в дренажных колодцах и камере управления задвижками.

Не реже двух раз в месяц проверяют:

- качество и уровень масла в предохранительном клапане, горизонтальность его колпака, чистоту сетчатой перегородки;
- отсутствие течи в сальниках сифонного крана, плавность его поворота;
- герметичность сварных швов приемо-раздаточных патрубков;
- работу зачистного устройства для удаления подтоварной воды из резервуаров типа ЖБР.

Не реже одного раза в месяц контролируется:

- исправность и чистота пакетов огневого предохранителя;
- наличие прокладок и затяжка болтов фланцевых соединений люков (светового, люка-лаза);
- состояние уплотнений монтажного фланца и растворопровода, внешний вид генератора пены ГПСС, состояние рычажной системы и защитной сетки;
- исправность шахтной лестницы, отсутствие загромождений посторонними предметами и наледи;
- правильность показаний уровнемера.

Один раз в квартал у понтонов открывают крышки люков всех коробов и отсеков между ними для проверки наличия отпотин или нефтепродукта в коробах.

Не реже двух раз в год у резервуаров с понтонами проверяют наличие нефтепродукта на поверхности плавающего покрытия, целостность кассеты огневого предохранителя и плотность ее прилегания к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. У резервуаров с плавающей крышей визуально проверяют внешнее состояние кольца жесткости, дополнительных колец жесткости, степень износа трущихся поверхностей затворов у направляющих стоек, а также мембраны, пружин и рычагов кольцевого затвора между коробом понтона и стенкой резервуара.

Один раз в год контролируют срабатывание ручного привода генератора пены ГПСС, чистоту и смазку его шарнирных соединений и распылителя, герметичность выходного отверстия генератора.

В резервуарах со стационарной крышей необходимо контролировать избыточное давление и вакуум. Осмотр поверхности пон-

тона проводится при его верхнем положении через световой люк, а плавающей крыши — с верхней кольцевой площадки.

В первые годы эксплуатации вновь построенных резервуаров (до окончания осадки) ежегодно проводят нивелировку окрайки днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6 м. При этом отклонения от горизонтальности наружного контура днища незаполненного резервуара вместимостью 2000...10 000 м³ не должны превышать 30 мм для двух соседних точек по контуру, а для диаметрально противоположных точек — 80 мм. Для заполненного резервуара эти величины должны составлять соответственно 50 и 100 мм.

После стабилизации основания резервуаров не реже одного раза в 5 лет проводят контрольные нивелировки. У резервуаров вместимостью 2000...10 000 м³ отклонения для двух соседних точек не должны превышать 80 мм, а для диаметрально противоположных — 150 мм; вместимостью 700...1000 м³ — 75 % от указанных величин, а вместимостью 100...400 м³ — 50 %.

3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОДУКТОВЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ НЕФТЕБАЗ

3.1. Общие требования к устройству продуктовых насосных станций

Насосные станции предназначены для перекачки нефтепродуктов при их приеме, отпуске и внутрибазовых операциях. Они классифицируются:

- по характеру размещения;
- по виду перекачиваемого нефтепродукта.

По характеру размещения насосные станции делят на стационарные и передвижные. В стационарных насосных (наземных, полуподземных и подземных) оборудовании смонтировано на неподвижных фундаментах и связано с емкостями постоянной жесткой системой трубопроводов. Оборудование передвижных насосных устанавливается на автомашинах, прицепах, баржах или понтонах (плавучие станции). Передвижные насосные служат для перекачки нефтепродуктов там, где нецелесообразно строить стационарную насосную (на временных складах, судоходных реках и т. д.).

По виду перекачиваемых нефтепродуктов имеются насосные для перекачки светлых нефтепродуктов, темных нефтепродуктов и смешанные.

Наиболее распространены стационарные насосные станции (рис. 3.1), в состав которых в общем случае входят собственно здание, насосы с приводом и трубопроводной обвязкой, узлы задвижек, детали трубопроводных коммуникаций, контрольно-измерительная аппаратура, вентиляционные устройства, освещение, отопление, водопровод, канализация и т. д.

Здания насосных сооружают из огнестойких материалов с бесчердачными покрытиями. Полы насосных покрываются метлахской плиткой, бетоном с поверхностным железнением или другими материалами, не впитывающими нефтепродукты и позволяющими легко смыть их. В полах устраиваются стоки, соединяемые с промышленной канализацией через гидравлические затворы. Двери и окна насосных проектируют открывающимися наружу.

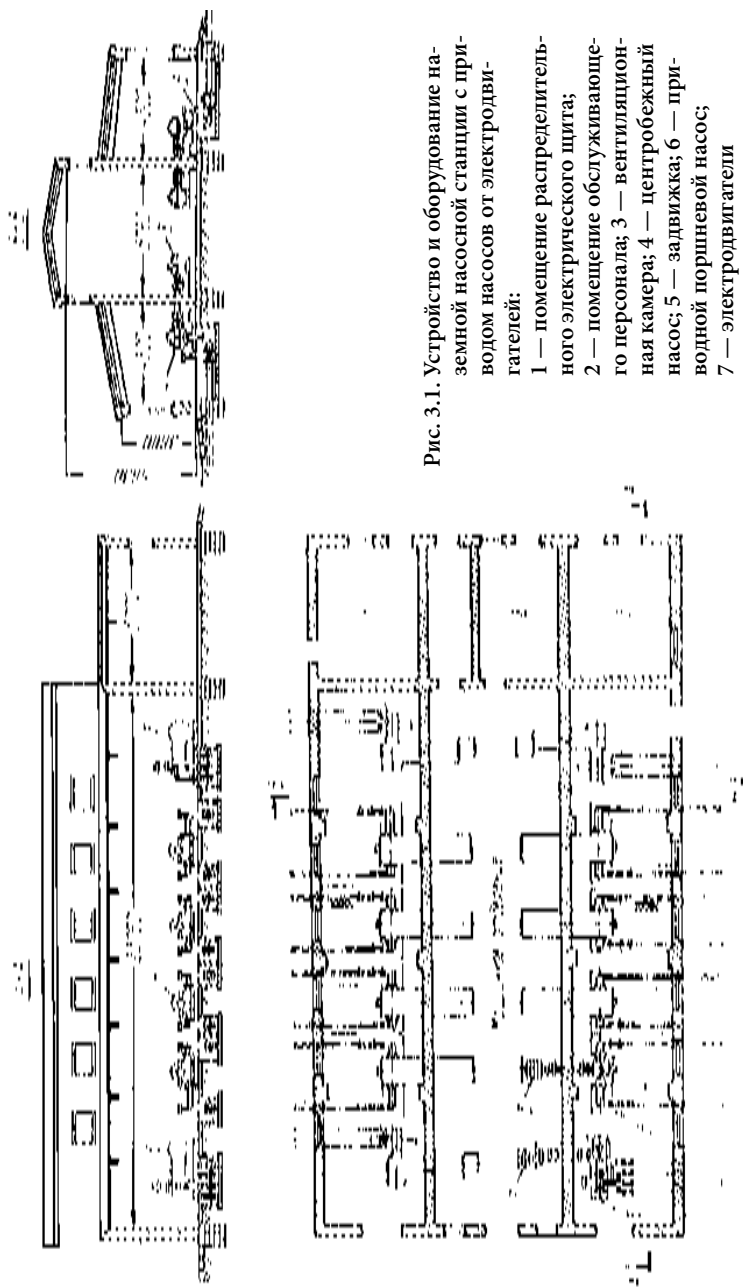


Рис. 3.1. Устройство и оборудование наземной насосной станции с приводом насосов от электродвигателей:

- 1 — помещение распределительного электрического щита;
- 2 — помещение обслуживающего персонала;
- 3 — вентиляционная камера;
- 4 — центробежный насос;
- 5 — задвижка;
- 6 — приводной поршневой насос;
- 7 — электродвигатели

Ширина проходов между выступающими частями насосов должна быть не менее 1 м. При установке насосов шириной до 0,6 м и высотой до 0,5 м ширину проходов допускается уменьшить до 0,7 м.

При числе основных рабочих насосов не более 5 (на нефтебазах I и II категорий) и не более 10 (на нефтебазах III категории) узлы задвижек (манифольды) могут находиться в одном помещении с насосами. Если узлы задвижек размещаются в несгораемой пристройке, то она отделяется от помещения насосной несгораемой стеной с пределом огнестойкости 1 ч и имеет самостоятельный выход наружу. В помещениях, где располагают узлы задвижек, в полу предусматривают лоток для отвода производственных стоков в закрытый сборник.

При расположении узлов задвижек вне зданий, расстояние до ближайшей задвижки до стены здания с проемами должно быть не менее 3 м, а до здания без проемов — 1 м.

Вне помещений насосных станций (или площадок открытых насосных станций) на всасывающих и нагнетательных трубопроводах устанавливают аварийные задвижки на расстоянии 10...50 м от насосной. Допускается использовать в качестве аварийных задвижки сливоналивных устройств или технологических трубопроводов, если они расположены на расстоянии не более 50 м от насосной.

Трубопроводы внутри насосных станций располагают так, чтобы обеспечить доступ для их осмотра и обслуживания. Трубопроводы диаметром до 400 мм обычно укладывают в каналы в полу станции, а больших диаметров — на поверхности пола (устройство каналов для них связано со значительными расходами). В местах прохода труб через внутренние стены насосных станций предусматриваются специальные уплотняющие устройства.

Насосные станции оборудуются естественной вентиляцией с применением дефлекторов, а при перекачке легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов — приточно-вытяжной механической вентиляцией.

В одном здании следует объединять помещения насосной станции, трансформаторной подстанции напряжением до 10 кВ, распределительных устройств, станции катодной защиты трубопроводов, пункта установки контрольно-измерительных приборов и средств автоматического управления технологическими процессами, ре-

монтажной мастерской и вентиляционной камеры, а также бытовые помещения для обслуживающего персонала. Эти помещения должны отделяться друг от друга несгораемыми стенками с пределом огнестойкости не менее 1 ч.

Насосы для перекачки нефтепродуктов могут размещаться также под навесами и на открытых площадках. Насосные агрегаты для перекачки масел разрешается устанавливать на расстоянии 5 м от резервуаров с маслами.

Расстояние от насосных станций, помещений и площадок узлов задвижек до зданий и сооружений, в которых размещаются производства, где применяется открытый огонь, должно составлять не менее 40 м.

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

Здания насосных станций должны быть оборудованы грузоподъемными устройствами, рассчитанными на подъем наиболее тяжелых деталей оборудования или насосных агрегатов, расположенных на фундаментных плитах.

3.2. Насосы, применяемые на нефтебазах

Насосами называются гидравлические машины, которые служат для перекачки жидкостей. С помощью насосов нефтепродукты транспортируются при приеме, отпуске и внутрибазовых перекачках.

На нефтебазах применяют главным образом центробежные, поршневые и шестеренные насосы.

Центробежные насосы

Конструктивно они представляют собой корпус, внутри которого вращается закрепленное на валу рабочее колесо (или несколько колес). Последнее состоит из дисков, между которыми находятся лопатки, загнутые в сторону, обратную направлению вращения.

Центробежные насосы классифицируются:

— по количеству рабочих колес (одноступенчатые или многоступенчатые);

- по конструкции рабочего колеса (одностороннего или двустороннего всасывания);
- по способности к самовсасыванию (самовсасывающие или несамовсасывающие).

Принципиальная схема одноступенчатого центробежного насоса показана на рис. 3.2. Она включает улиткообразный корпус (элементами которого являются спиральная камера 3, всасывающий 2 и нагнетательный 4 патрубки), внутри которого вращается закрепленное на валу рабочее колесо. Последнее состоит из двух дисков, между которыми находятся патрубки, загнутые в сторону, обратную направлению вращения.

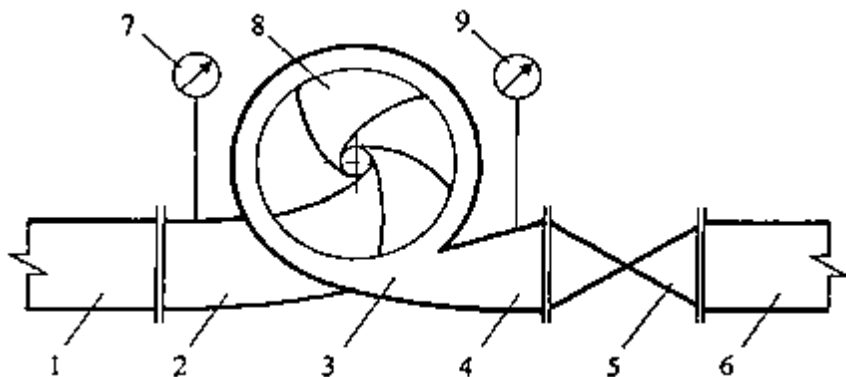


Рис. 3.2. Принципиальная схема насосной установки:

- 1 — всасывающий трубопровод; 2 — всасывающий патрубок насоса;
 3 — спиральная камера; 4 — нагнетательный патрубок; 5 — напорная задвижка; 6 — напорный трубопровод; 7 — мановакуумметр; 8 — рабочее колесо; 9 — манометр

Принцип работы одноступенчатых центробежных насосов следующий. Из трубопровода через всасывающий патрубок жидкость поступает на быстро вращающиеся лопатки рабочего колеса, где механическая энергия вращения вала двигателя преобразуется в ее кинетическую энергию. Под действием центробежных сил жидкость отбрасывается в радиальном направлении, проходит по спиральной камере и попадает в расширяющийся нагнетательный патрубок, где по мере уменьшения скорости потока увеличивается давление. Недостатком одноступенчатых насосов является относительно небольшая величина развиваемого ими напора.

Значительно бо́льший напор имеют многоступенчатые насосы. Их отличительной особенностью является то, что на одном валу закреплено сразу несколько рабочих колес, через каждое из которых перекачиваемая жидкость проходит последовательно. Для этого используются направляющие аппараты, задачей каждого из которых является принять жидкость, выбрасываемую одним рабочим колесом и направить ее на вход другого. Суммарный напор многоступенчатого насоса складывается из напоров, создаваемых каждым рабочим колесом, за вычетом потерь напора при движении жидкости между ними.

Рабочее колесо центробежных насосов может быть одностороннего и двустороннего всасывания. В первом случае жидкость поступает в рабочее колесо параллельно валу с одной стороны. Однако при этом возникают дополнительные осевые усилия, что отрицательно сказывается на работе подшипников, в которых вращается вал. При двустороннем подводе жидкости данные осевые усилия уравниваются. Отличительной особенностью рабочего колеса двустороннего всасывания является то, что оно состоит не из двух, как обычное, а из трех дисков.

Способность некоторых центробежных насосов к самовсасыванию обеспечивается установкой в их корпусе дополнительного так называемого вихревого колеса, а также применением специального бачка, служащего для отделения паров из смеси, подаваемой вихревым насосом.

На нефтебазах используются центробежные насосы, в основном, типов НК, К, Н, НД.

Насосы типа НК (рис. 3.3) — центробежные, консольные, одноступенчатые с рабочим колесом одностороннего входа — предназначаются для перекачки нефтепродуктов с температурой до 200 °С. Рабочее колесо может иметь до пяти вариантов выходного диаметра (варианты а, б, в, г, д).

Корпуса насосов НК рассчитаны на рабочее давление 1 МПа (5НК-9х1, 6НК-9х1) и 1,6 МПа (4НК-5х1, 6НК-6х1).

Типоразмер насоса (например, 4НК-5х1) означает следующее: первая цифра — диаметр входного патрубка, уменьшенный в 25 раз, мм; Н — нефтяной; К — консольный; цифра после тире — коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз; последняя цифра — число ступеней.

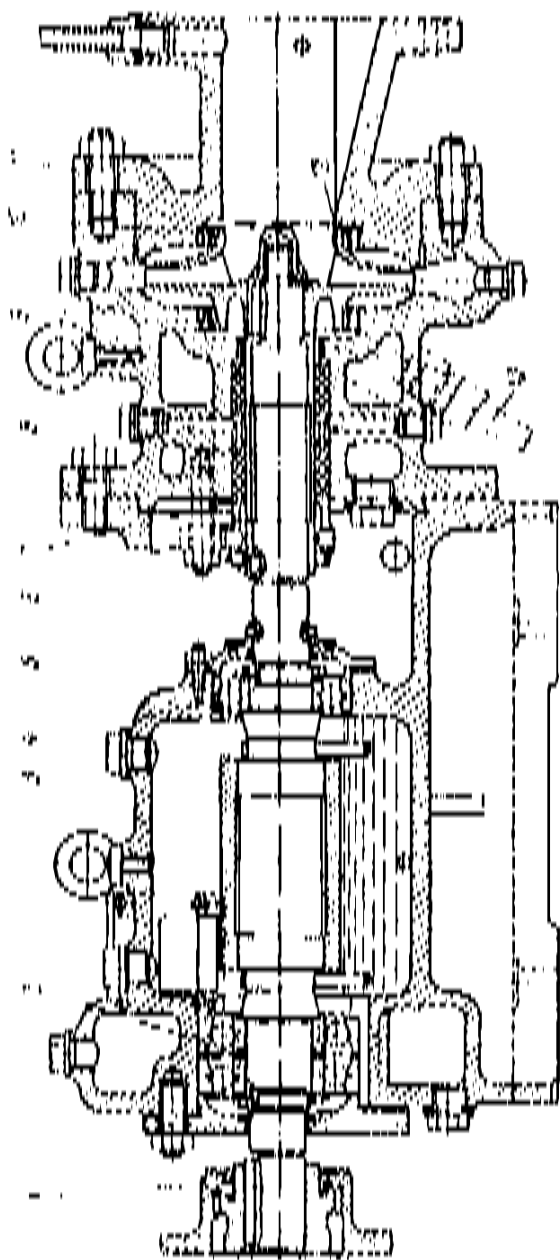


Рис. 3.3. Продольный разрез насоса типа НК:

1 — муфта зубчатого типа; 2 — шарикоподшипник радиально-упорный; 3 — опорная стойка из чугуна; 4 — радиальный шарикоподшипник; 5 — вал насоса; 6 — нажимная втулка; 7 — защитная сложная гильза; 8 — эластичная сальниковая набивка из пропитанных асбестовых колец; 9 — корпус насоса; 10 — гайка рабочего колеса; 11 — крышка с входным патрубком; 12 — рабочее колесо; 13 — разгрузочное устройство

Насосы типа К — центробежные или горизонтальные с одним или двумя рабочими колесами. Одноступенчатые насосы с подачей до 250 м³/ч снабжены рабочим колесом с односторонним входом жидкости. Насосы с большей подачей имеют рабочее колесо двустороннего входа.

Каждый насос типа К может быть изготовлен с одним из двух вариантов ротора и с рабочим колесом (или колесами) одного из четырех наружных диаметров (варианты а, б, в и г).

Корпуса насосов (НК 65/35-70, НК 65/35-125, НК 200/120-70, НК 200/120-120) рассчитаны на рабочее давление 4 МПа.

Типоразмер насоса означает: Н — нефтяной насос; К — консольный; число в числителе — подача (м³/ч) при роторе 1; число в знаменателе — подача (м³/ч) при роторе 2; следующее число — напор, м.

Насосы типа Н — центробежные, двух- или четырехступенчатые, с рабочими колесами одностороннего входа жидкости, которые могут иметь до четырех вариантов наружного диаметра (а, б, в и г).

Корпуса насосов рассчитаны на рабочее давление 1,6 МПа (4Н-5х2); 2,5 МПа (4Н-5х4, 5Н-5х2, 6Н-7х2) и 4 МПа (5Н-5х4, 6Н-10х4).

Типоразмер насоса означает следующее: первая цифра — диаметр входного патрубка (в мм), уменьшенный в 25 раз; Н — нефтяной; число после тире — коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз; последняя цифра — число ступеней.

Насосы типа НД (рис. 3.4) имеют рабочие колеса с двусторонним входом жидкости. Получили распространение насосы типов 8НД-6х1 и 8НД-9х2. Типоразмер насоса означает: первая цифра — диаметр входного патрубка (в мм), уменьшенный в 25 раз; Н — нефтяной; Д — колеса двустороннего входа жидкости; цифра после тире — коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз; последняя цифра — число ступеней.

Технические характеристики насосов НК, К, Н, НД приведены в табл. 3.1.

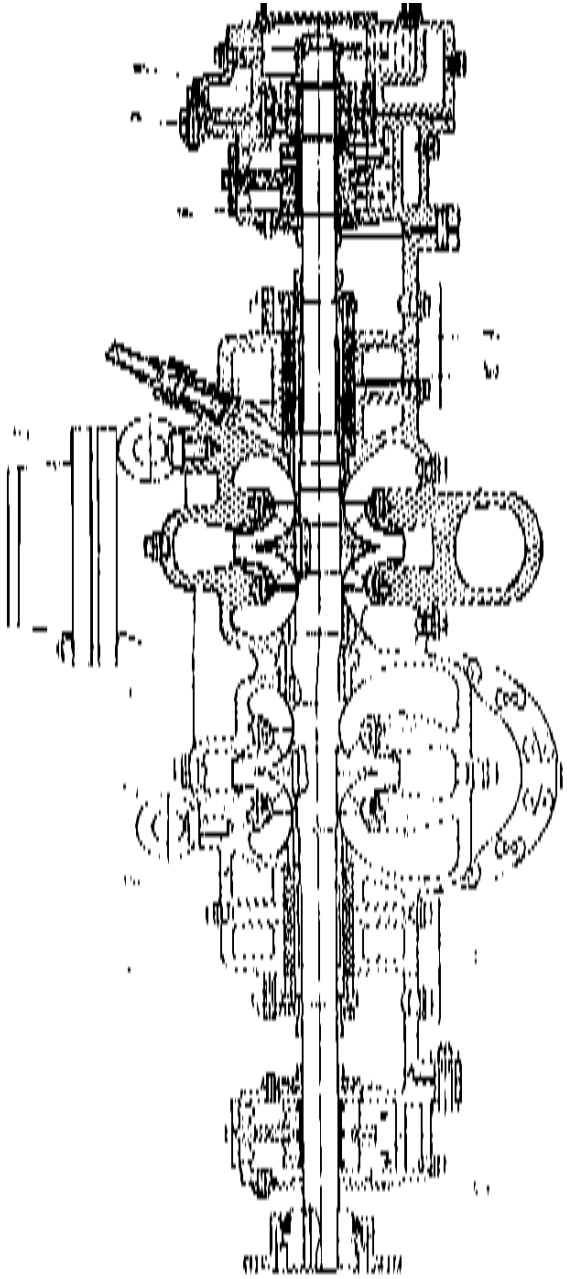


Рис. 3.4. Продольный разрез насоса типа 8нд-9х2:

- 1, 2 — верхняя и нижняя половины корпуса насоса; 3 — рабочее колесо насоса; 4 — вал насоса; 5 — переводная труба; 6 — подшипники скольжения; 7 — корпус подшипников; 8 — радиально-упорные шарикоподшипники; 9 — пропитанные абсентовые уплотняющие кольца; 10 — сменные защитные гильзы; 11 — нажимные втулки; 12 — соединительная муфта зубчатого типа

Таблица 3.1 — Технические характеристики центробежных насосов нефтебаз

Типоразмер насоса	Параметры при номинальном режиме				
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения ротора, об/мин	Допустимый кавитационный запас, м	КПД, %
4НК-5x1	50	60	2950	4,1	60
5НК-5x1	90	100		7,1	61
5НК-9x1	90	47		3,4	69
6НК-6x1	110	119		6,9	62
6НК-9x1	120	65		6,1	74
НК-65/35	65/35	70		3,1	65/57
НК-65/35-125	65/35	125		3,1	53/47
НК200/120-70	200/120	70		5/4	72
НК200/120-120	200/120	120		5/4	68/64
4Н-5x2	53	108		4,1	71
4Н-5x4	62	212		4,6	60
5Н-5x2	100	182		8,0	64
5Н-5x4	98	320		7,8	58
6Н-7x2	149	200		6,2	66
6Н-10x4	190	240		7,5	70
8НД-6x1	202	100		7	66
8НД-9x2	210	129	—	70	

Поршневые насосы

Поршневые насосы относятся к группе объемных, отличительными особенностями которых являются следующие:

- 1) приемная труба всегда герметически отделена от напорной трубы;
- 2) количество жидкости, подаваемой в единицу времени (подача), зависит только от геометрических размеров насоса и частоты перемещения его рабочего органа, но не зависит от развиваемого насосом напора;
- 3) развиваемый напор ограничивается только прочностью деталей насоса и мощностью двигателя, приводящего его в действие;
- 4) подача жидкости неравномерная.

- Поршневые насосы классифицируются:
- по роду действия (одинарного, двойного или дифференциального);
 - по количеству цилиндров (одноцилиндровые и многоцилиндровые);
 - по типу привода (приводные или прямодействующие).

По роду действия поршневые насосы разделяются на насосы:

- 1) одинарного (простого) действия;
- 2) двойного действия;
- 3) дифференциальные.

Принципиальная схема насоса одинарного действия приведена на рис. 3.5. Работает он следующим образом. При нахождении кривошипа 9 в III и IV квадрантах окружности кривокопф 7 движется вправо. Соответственно вправо движется и связанный с кривокопфом с помощью штока 6 поршень 5. Увеличение объема рабочей камеры А приводит к созданию разрежения в ней, и жидкость, откачиваемая из емкости 1 по всасывающему трубопроводу 2 через всасывающий клапан 3 поступает в цилиндр 4 поршневого насоса.

При нахождении кривошипа 9 в I и II квадрантах окружности кривокопф 7 и поршень 5 движутся влево. Это приводит к увеличению давления в камере А и клапан 3 закрывается, но открывается нагнетательный клапан 10, после чего жидкость из камеры А поступает в напорный трубопровод 11.

Для контроля за работой установки служат вакуумметр 12 и манометр 13.

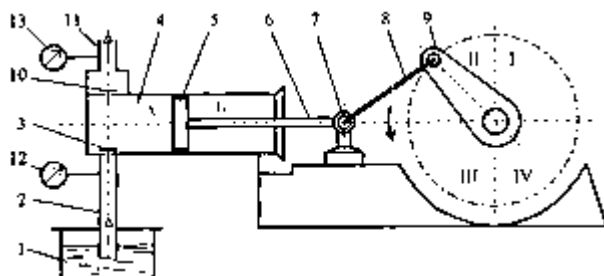


Рис. 3.5. Принципиальная схема насосной установки на базе поршневого насоса:

- 1 — опорожняемая емкость; 2 — всасывающий трубопровод; 3 — всасывающий клапан; 4 — цилиндр насоса; 5 — поршень; 6 — шток; 7 — кривокопф; 8 — шатун; 9 — кривошип; 10 — нагнетательный клапан; 11 — напорный трубопровод; 12 — вакуумметр; 13 — манометр

Насос двойного действия отличается тем, что в камере Б также имеются всасывающий и нагнетательный клапаны с соответствующими трубопроводами. Поэтому такой насос за один полный оборот кривошипа дважды всасывает жидкость и дважды ее нагнетает. У **дифференциального насоса** второго всасывающего клапана нет, а вместо второго нагнетательного клапана выполнено отверстие. В результате при ходе поршня влево в напорный трубопровод подается только часть жидкости, а другая часть — заполняет камеру Б. При последующем ходе поршня вправо, одновременно с заполнением камеры А происходит вытеснение в напорный трубопровод жидкости из камеры Б. Тем самым достигается определенное выравнивание подачи поршневого насоса.

Дополнительное выравнивание подачи достигается применением многоцилиндровых поршневых насосов. В этом случае кривошипы разных цилиндров смещены относительно друг друга на угол $360^\circ/n_c$, где n_c — количество цилиндров.

По типу привода различают приводные и прямодействующие поршневые насосы.

Поршневые приводные насосы имеют горизонтальное либо вертикальное расположение цилиндров, бывают одно- или многоцилиндровыми, снабжены дисковыми или скалчатыми поршнями. У приводных насосов вращение вала двигателя с помощью кривошипно-шатунного механизма преобразуется в возвратно-поступательное движение насосных поршней. Между валом двигателя и коленчатым валом приводного поршневого насоса, как правило, монтируется клиноременная, зубчатая или червячная передача, либо устанавливается редуктор.

Продольный разрез приводного поршневого насоса П-75 приведен на рис. 3.6.

Поршневые прямодействующие (паровые) насосы приводятся в действие от паровой машины. При этом паровой и гидравлический поршни монтируются на одном штоке, благодаря чему усилие от давления пара на паровой поршень передается непосредственно на поршень гидравлический. Оба поршня и шток благодаря золотниковой парораспределительной системе совершают возвратно-поступательное движение (кривошипный механизм отсутствует).

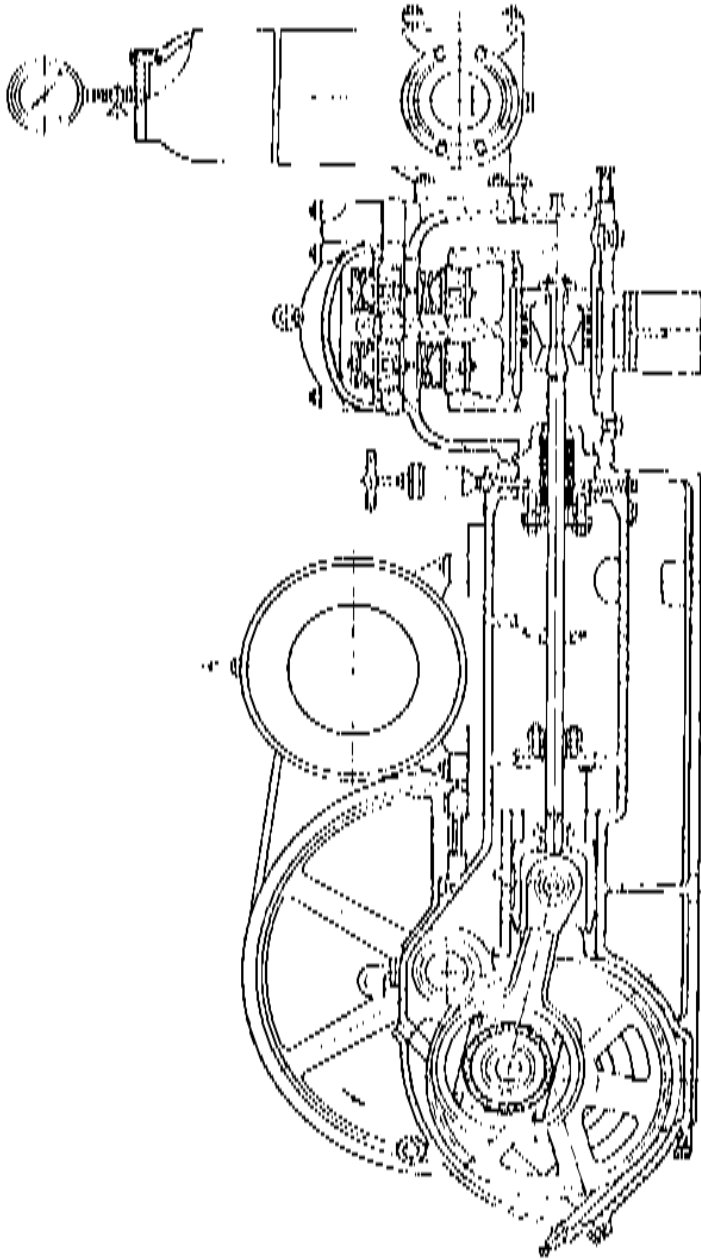


Рис. 3.6. Продольный разрез электроприводного поршневого насоса П-85/8

Поэтому прямодействующие насосы имеют более равномерную (по сравнению с приводными) подачу и иногда отпадает необходимость установки воздушных колпаков, что является большим преимуществом.

На рис. 3.7 приведены разрезы поршневых прямодействующих насосов В-2 и БНП. Насос В-2 (рис. 3.7а) — двухцилиндровый двойного действия предназначен для перекачки холодных нефтепродуктов и воды. Паровые цилиндры, средники и гидравлическая часть отлиты из чугуна в общем блоке. Гидравлическая часть насосов В-2 имеет плунжеры, работающие на внутренних сальниках. Насос БНП (рис. 3.7б) отличается тем, что его поршни работают во втулках, запрессованных в цилиндры.

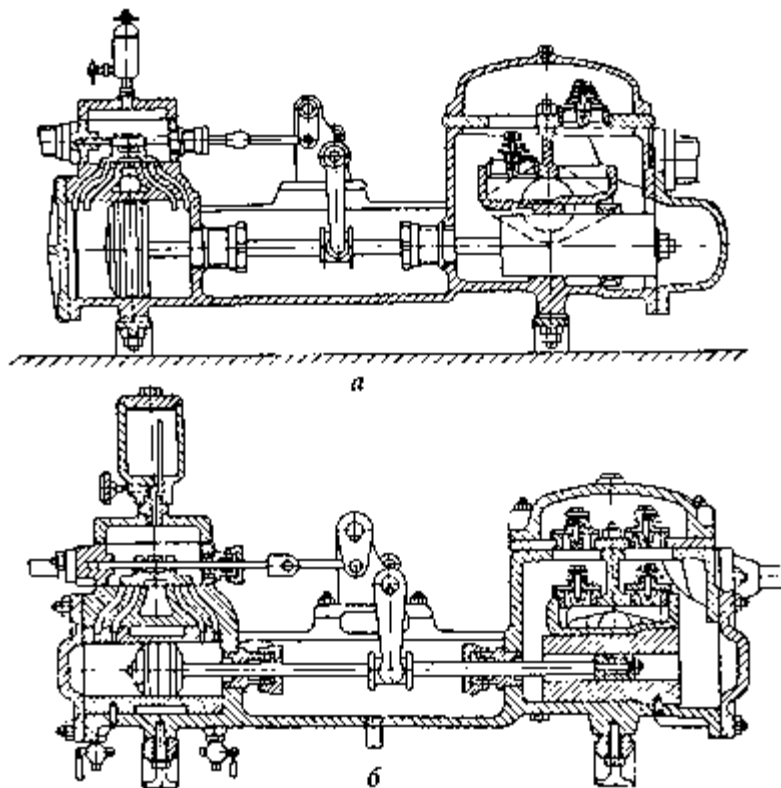


Рис. 3.7. Продольный разрез насосов В-2 (а) и БНП (б)

В каждой из четырех рабочих камер гидравлической части насосов имеется по одному всасывающему и одному нагнетательному клапану. Парораспределение осуществляется двумя золотниками, связанными рычажным механизмом со штоком насоса.

По расходу пара прямодействующие насосы очень неэкономичны. Поэтому на нефтебазах следует использовать отработанный пар для других технологических нужд или хозяйственно-бытовых целей.

Сведения о параметрах работы некоторых поршневых насосов приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2 — Техническая характеристика некоторых поршневых насосов нефтебаз

Марка насоса	ЭНП-7	П-80/10	П-85/8	ЭНП-25/2,5
Подача, м ³ /ч	78	80	85	25
Давление нагнетания, МПа	0,5...1	1	0,8	0,25
Высота всасывания, м	5,5	5	5	—

Сравнительные эксплуатационные показатели центробежных и поршневых насосов приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3 — Основные сравнительные эксплуатационные показатели насосов

Центробежные насосы	Поршневые приводные насосы
Мгновенная подача насоса при неизменной частоте вращения постоянна (равномерность подачи)	Мгновенная подача насоса непрерывно изменяется даже при постоянной частоте вращения (неравномерная пульсирующая подача)
Максимальный напор, который насос способен развить при наличии достаточно мощного двигателя, определяется диаметром рабочего колеса и частотой вращения и не может превосходить определенной этими параметрами величины	Максимальный напор, который насос способен развить при наличии достаточно мощного двигателя, ограничивается только прочностью корпуса и поршневой группы, типом и конструкцией уплотняющих устройств
Сравнительно небольшие габаритные размеры и масса при большой подаче	Большие габаритные размеры и масса при большой подаче

Центробежные насосы	Поршневые приводные насосы
Пуск насоса возможен только при полностью залитом корпусе насоса и всасывающей линии	Пуск насоса возможен при незаполненном корпусе и всасывающей линии. Однако пуск мощных насосов без предварительной заливки нежелателен
Возможно непосредственное соединение (на одном валу с быстроходными двигателями) с электродвигателями, паровой турбиной, газовой турбиной	Для непосредственного соединения с электродвигателем, паровыми и газовыми турбинами, другими двигателями с большой частотой вращения требуются промежуточные передачи (редукторные, ременные и др.)
Величина КПД насоса за пределами рабочей зоны существенно зависит от подачи	Даже при малой подаче имеет сравнительно высокий КПД
Подача, напор и всасывающая способность быстро уменьшаются с увеличением вязкости перекачиваемой жидкости	Увеличение вязкости перекачиваемой жидкости влияет на работу насоса в значительно меньшей степени
Прост и надежен в эксплуатации. Для обслуживания требуется небольшое число обслуживающего персонала средней квалификации	Менее прост в эксплуатации. Для обслуживания требуется большое число обслуживающего персонала более высокой квалификации
Для установки насоса при сравнительно больших подаче и напорах требуется небольшая площадь	Для установки насоса той же подачи и напора требуется в среднем в 4...4,5 раза большая площадь
Достаточно легко осуществима автоматизация работы насосных агрегатов. Возможна полная автоматизация насосных станций	Осуществима только частичная автоматизация. Полная автоматизация затруднительна

Шестеренные насосы

Как и поршневые, они являются объемными, но отличаются отсутствием всасывающих и нагнетательных клапанов и имеют значительно большую равномерность подачи. Обычно шестеренные насосы применяются для перекачки масел и других высоковязких нефтепродуктов при температуре не выше 80 °С.

Общий вид шестеренного насоса показан на рис. 3.8. Он представляет собой корпус, внутри которого находятся две, как правило, одинаковые шестерни, находящиеся в зацеплении и помещенные в камеру, стенки которой охватывают их со всех сторон с малыми зазорами. Перемещаемая из области низкого давления жидкость заполняет впадины между зубьями, подвергается сжатию зубьями ответной шестерни и вытесняется в область высокого давления.

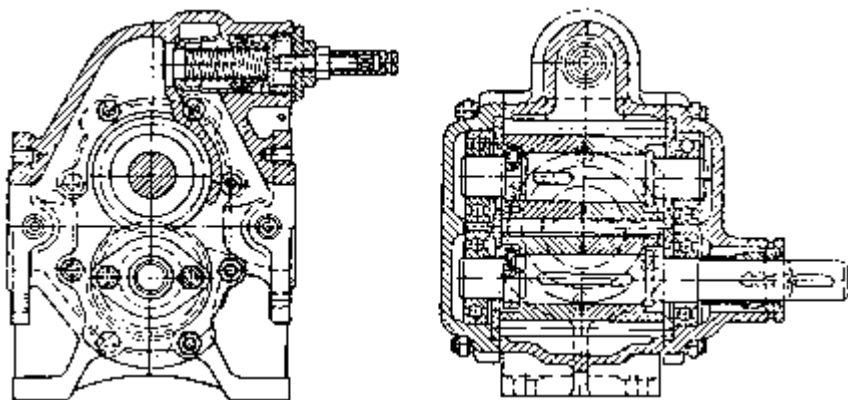


Рис. 3.8. Шестеренный насос РЗ-30 в разрезе

Сведения о применяемых в настоящее время шестеренных насосах приведены в табл. 3.4.

Условные обозначения агрегата: Э — электронасосный агрегат; Ш — шестеренный; Ф — фланцевый; Т — топливный; М — масляный; Г — обогреваемый; числитель дроби — округленное значение подачи агрегата, м³/ч; знаменатель — давление на выходе, кг/см²; буквы после дроби — материал гидравлической части насоса.

Электронасосные агрегаты на базе шестеренных насосов состоят из насоса и электродвигателя, соединенных эластичной муфтой.

Наиболее распространенным типом привода насосов нефтебаз являются электродвигатели переменного тока. Электропривод насосов, устанавливаемых во взрывоопасных помещениях, может быть осуществлен в двух вариантах:

- установкой взрывозащищенного электродвигателя непосредственно в том же помещении, где расположены насосы;

Таблица 3.4 — **Техническая характеристика шестеренных насосов**

Марка агрегата	Марка насоса	Номинальный режим			Вязкость перекачиваемой жидкости, мм ² /с
		Подача, м ³ /ч	Давление на выходе, МПа	Число оборотов, 1/мин	
ЭШФ 0,4/25Б	ШФ 4,5/25Б	0,2	2,5	1430	5...750
ЭШФ 0,8/25Б	ШФ 0,8/25Б	0,6	2,5	1430	5...750
ЭШФ 2/25	ШФ 2-25/А	1,4	2,5	1430	6...600
ЭШМ 1,5/4-1		1,4	0,4	1430	500...9000
ЭШТ 1,5/6-1		1,4	0,6	1430	150...1000
ЭШФ 2/16		1,4	1,6	1430	20...600
ЭШФ 3,2/6	ШФ 3,2-25А	2,3	0,6	1430	6...220
ЭШФ 5/4	ШФ 5-25А	3,6	0,4	1430	20...600
ЭШТ 6/6-1	ШФ 8-25А	5,8	0,6	1430	6...75
ЭШФ 8/2,5		5,8	0,25	1430	20...600
ЭШФ 20/4-1	ШФ 20-25А	16,5	0,4	1460	20...190
ЭШФ 20/6-1		16,5	0,6	1460	20...760
ЭШФ 20/6-3	ШФ 80-16А	16,5	0,6	1430	760...1520
ЭШФ 20/4		16,5	0,4	1430	20...180
ЭШФ 20/6		16,5	0,6	1430	20...750
ЭШФ 20/6-1		16,5	0,6	1430	20...750
ШФ8016-36/4		36,0	0,4	950	20...1800
ШФ80 36/4-1		36,0	0,4	950	20...1800

— установкой электродвигателя общего назначения в помещении, отделенном от насосного зала капитальной стеной, через которую проходит удлиненный (промежуточный) вал, снабженный уплотняющим сальником.

Выбор привода поршневых насосов зависит от обеспеченности нефтебаз электроэнергией и паром.

Подачу насосов для слива-налива железнодорожных цистерн следует назначать исходя из весовой нормы маршрута или количества

цистерн в одной подаче и расчетного нормативного времени операций слива-налива с учетом коэффициента неравномерности, равного 1,5.

Количество и марку насосов выбирают в соответствии с необходимыми подачей и напором.

Сведения об области применения насосов нефтебаз, а также типе их привода приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5 — Сведения о типе привода и области применения основных типов насосов на нефтебазах

Типы насосов	Привод	Область применения	Примечание
Поршневые (плунжерные) приводные различных конструкций	От двигателей внутреннего сгорания или электродвигателей через редуктор или ременную передачу	Преимущественно для перекачки нефтей, нефтепродуктов и масел. Используются также для перекачки маловязких нефтепродуктов (бензин, керосин, дизельное топливо и др.) и для вспомогательных операций (зачистка емкостей, зарядка сифонов и т. п.)	Способны развивать большие напоры даже при малых подачах, сохраняя высокий КПД. При перекачке светлых нефтепродуктов требуется устройство специальных сальников
Паровые поршневые (прямодействующие)	Непосредственно от паровой машины (паровой и гидравлический поршни монтируются на одном штоке)	Область применения та же, что и поршневых приводных насосов. Для перекачки светлых нефтепродуктов устанавливаются лишь при отсутствии электроэнергии	Развиваемый напор зависит от давления пара. Число двойных ходов, а следовательно, и подача увеличиваются с увеличением давления пара

Типы насосов	Привод	Область применения	Примечание
Центробежные различных конструкций и типов	Преимущественно от электродвигателей с непосредственным соединением через жесткие, упругие и гидравлические муфты. От двигателей внутреннего сгорания с соединением через редуктор или через те же передачи, что и с электродвигателем	Преимущественно для перекачки маловязких нефтепродуктов. При увеличении вязкости жидкости подача, напор и всасывающая способность быстро уменьшаются	Насосы для перекачки светлых нефтепродуктов имеют специальные сальники, обеспечивающие надежное уплотнение. Имеются конструкции насосов, приспособленные для перекачки жидкостей с повышенной вязкостью, а также для перекачки горячих жидкостей
Шестеренные	Тот же, что и у центробежных насосов	Преимущественно для перекачки масел и мазута. Некоторые насосы используются для перекачки светлых нефтепродуктов	Применимы для передвижных мотопомп в качестве зачистных насосов

3.3. Характеристики насосов нефтебаз

Центробежные насосы

Характеристикой центробежного насоса называется зависимость его напора H , коэффициента полезного действия η и потребляемой мощности N от подачи Q (рис. 3.9). Видно, что: 1) с увеличением подачи величина напора насоса сначала несколько увеличивается, а затем монотонно падает; 2) потребляемая мощность растет пропорционально подаче; 3) кривая КПД при некоторой подаче имеет

максимум. В принципе центробежный насос может работать в широком диапазоне подач, но наиболее экономично это будет только в так называемой рабочей зоне, где его КПД максимален.

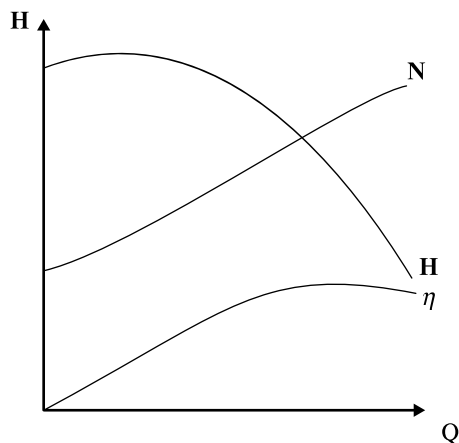


Рис. 3.9. Общий вид характеристики центробежного насоса

На рис. 3.10 показана суммарная характеристика двух одинаковых центробежных насосов при их последовательном и параллельном соединении. В первом случае складываются величины напора при постоянной подаче, а во втором — величины подачи при постоянном напоре. Нетрудно видеть, что качественно суммарная характеристика центробежных насосов такая же, как у одного насоса: с увеличением подачи их напор сначала увеличивается, достигает максимума, а затем убывает.

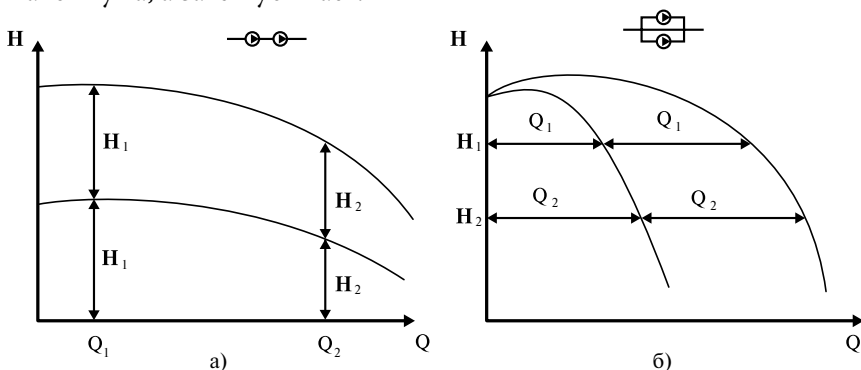


Рис. 3.10. Суммарная характеристика двух одинаковых насосов при последовательном (а) и параллельном (б) соединении

Для аналитических расчетов напорную характеристику центробежного насоса в рабочей зоне удобно представлять в виде

$$H = H_0 - \epsilon \cdot Q^2, \quad (3.1)$$

где H_0, ϵ — эмпирические коэффициенты.

Величина напора 2 одинаковых центробежных насосов при последовательном соединении описывается выражением

$$H = 2 \cdot (H_0 - \epsilon \cdot Q^2), \quad (3.2)$$

а при параллельном

$$H = H_0 - \epsilon \cdot \left(\frac{Q}{2}\right)^2 = H_0 - 0,25 \cdot \epsilon \cdot Q^2. \quad (3.3)$$

При расчете потерь напора в трубопроводе по формуле Лейбензона удобно пользоваться аппроксимацией напорной характеристики центробежного насоса в виде

$$H = a_n - \epsilon_n Q^{2-m}, \quad (3.4)$$

где a_n, ϵ_n — эмпирические коэффициенты.

В этом случае суммарная характеристика 2 одинаковых центробежных насосов описывается выражениями:

— при последовательном соединении

$$H = 2 \cdot (a_n - \epsilon_n Q^{2-m}); \quad (3.5)$$

— при параллельном соединении

$$H = a_n - \epsilon_n \cdot \left(\frac{Q}{2}\right)^{2-m}. \quad (3.6)$$

В тех случаях, когда насос электродвигателем не комплектуется, последний подбирается по необходимой мощности

$$N_{\text{необх}} = k_m \cdot N,$$

где k_m — коэффициент запаса, величина которого зависит от потребляемой насосом мощности N , равной

$$N = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot H}{\eta_n \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}}};$$

$\eta_n, \eta_{мех}, \eta_{эл}$ — КПД соответственно насоса, механической передачи и электродвигателя.

Величина коэффициента k_m принимает следующие значения: при N меньше 20 кВт $k_m = 1,25$; при N от 20 до 50 кВт $k_m = 1,2$; при N от 50 до 300 кВт $k_m = 1,15$ и при $N > 300$ кВт $k_m = 1,1$.

Зависимость коэффициента полезного действия центробежных насосов от их подачи обычно аппроксимируют полиномом второй степени

$$\eta = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2. \quad (3.7)$$

Поскольку при $Q = 0$ $\eta = 0$, часто принимают $c_0 = 0$. А величины коэффициентов c_1 и c_2 находят из следующих условий: при

$$Q = Q_{ном} \text{ — номинальная подача насоса } \eta = \eta_{max}, \text{ а } \left. \frac{\partial \eta}{\partial Q} \right|_{Q = Q_{ном}} = 0.$$

Таким образом, для нахождения коэффициентов c_1 и c_2 необходимо решить систему уравнений

$$\begin{cases} c_1 Q_{ном} + c_2 Q_{ном}^2 = \eta_{max} \\ c_1 + 2c_2 Q_{ном} = 0. \end{cases}$$

Отсюда легко найти, что

$$c_1 = \frac{2\eta_{max}}{Q_{ном}}; \quad c_2 = -\frac{\eta_{max}}{Q_{ном}}. \quad (3.8)$$

Поршневые и шестеренные насосы

Общий вид характеристики обоих насосов показан на рис. 3.11. Теоретически подача Q_m объемных насосов не зависит от развиваемого ими давления. Однако с увеличением развиваемого давления их подача уменьшается вследствие увеличения утечек (уменьшение объемного КПД η_0). При достижении некоторого давления P_u происходит резкое уменьшение η_0 .

Характеристика объемных насосов в рабочей зоне описывается уравнением

$$Q = Q_m - (Q_m - Q_u) \cdot \frac{P}{P_u},$$

где Q_m — теоретическая подача объемного насоса; $Q_{ш}$, $P_{ш}$ — координаты точки на характеристике, начиная с которой резко уменьшается величина объемного КПД.

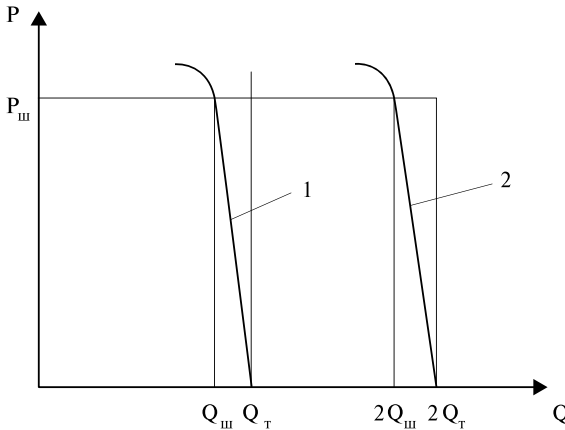


Рис. 3.11. Характеристика объемных насосов:

1 — одного; 2 — двух одинаковых, соединенных параллельно

Теоретическая подача поршневых насосов (в $\text{м}^3/\text{с}$) определяется по формуле

$$Q_m = k_n \cdot \frac{F \cdot S \cdot n}{60}, \quad (3.10)$$

где k_n — коэффициент, величина которого зависит от рода действия насоса; F — площадь сечения поршня; S — длина его хода; n — число двойных ходов поршня в минуту.

Для поршневых насосов одинарного действия $k_n = 1$, двойного действия — $k_n = 2 - \bar{f}$, тройного действия $k_n = 3$, четверного действия — $k_n = 2 \cdot (2 - \bar{f})$, где \bar{f} — отношение площади сечения штока f к площади сечения поршня F .

Теоретическая подача шестеренных насосов равна (в среднем)

$$Q_m \approx \frac{\pi \cdot D \cdot v \cdot n}{120} (D_z - D_e),$$

где D — внутренний диаметр всасывающего патрубка; v — ширина шестерен насоса; D_z — наружный диаметр шестерен; D_e — диаметр впадин шестерен.

Величина Q_m для шестеренных насосов может быть определена и непосредственно по их характеристике.

Мощность, потребляемая шестеренным насосом, находится по формуле

$$N = \frac{P \cdot Q}{\eta},$$

где η — КПД, аппроксимируемый выражением

$$\eta = d_0 + d_1 \cdot P + d_2 \cdot P^2;$$

d_0, d_1, d_2 — эмпирические коэффициенты, определяемые для каждого типа насоса с использованием кривой $\eta = \eta(P)$.

3.4. Пересчет характеристик насосов нефтебаз

Необходимость пересчета характеристик насосов возникает при изменении числа оборотов их вала, при перекачке высоковязких нефтепродуктов, а для центробежных насосов — и при обточке рабочих колес.

Центробежные насосы

Пересчет при изменении числа оборотов вала. Изменение числа оборотов вала — прогрессивный и экономичный метод регулирования их работы. Формулы, используемые для пересчета параметров работы насоса в этом случае, основаны на теории подобия

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}; \frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2; \frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3. \quad (3.12)$$

Здесь индексом 1 обозначены подача, напор и потребляемая мощность при числе оборотов вала равном n_1 , а индексом 2 — те же параметры при числе оборотов n_2 .

Отсюда получаем

$$Q_2 = Q_1 \cdot \frac{n_2}{n_1}; H_2 = H_1 \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2; N_2 = N_1 \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3. \quad (3.13)$$

Пересчет при изменении вязкости нефтепродукта. Как известно, паспортная характеристика центробежных насосов снимает-

ся на воде. При перекачке высоковязких продуктов она претерпевает изменения, и поэтому ее надо пересчитывать.

В основе пересчета характеристики центробежных насосов нефтебаз лежит методика М. Д. Айзенштейна. Согласно ей параметры работы насоса на нефтепродукте H_v , Q_v , η_v находятся через соответствующие параметры при работе на воде $H_в$, $Q_в$, $\eta_в$ по формулам:

$$H_v = k_H \cdot H_в; Q_v = k_Q \cdot Q_в; \eta_v = k_\eta \cdot \eta_в. \quad (3.14)$$

где k_H , k_Q , k_η — коэффициенты пересчета соответственно напора, подачи и КПД.

Величины коэффициентов k_H , k_Q и k_η находятся по следующим формулам:

$$k_Q = \begin{cases} -0,774 + 0,580 \cdot \lg Re_H & \text{при } 100 < Re_H \leq 600, \\ 0,412 + 0,153 \cdot \lg Re_H & \text{при } 600 < Re_H < 7000, \\ 1 & \text{при } Re_H \geq 7000, \end{cases}$$

$$k_H = k_Q^{2/3};$$

$$k_\eta = \begin{cases} -0,852 + 0,483 \cdot \lg Re_H & \text{при } 100 \leq Re_H \leq 2300, \\ -0,201 + 0,170 \cdot \lg Re_H & \text{при } 2300 < Re_H < 50000, \\ 1 & \text{при } Re_H \geq 50000, \end{cases}$$

где Re_H — число Рейнольдса в насосе,

$$Re_H = 0,527 \cdot \frac{Q_{ном}}{\nu \cdot \sqrt{D_2 \cdot b_2}};$$

ν — кинематическая вязкость нефтепродукта при температуре перекачки; D_2 , b_2 — соответственно наружный диаметр и ширина лопаток рабочего колеса.

Пересчет характеристик производится при выполнении неравенства

$$\nu^H > \nu > \nu^B, \quad (3.15)$$

где ν^H , ν^B — предельные соответственно нижнее и верхнее значения вязкости, при которых пересчет характеристик необходим.

Величины v^H и v^B (в м²/с) вычисляются по формулам:

$$v^H = 7,5 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{Q_{ном}}{\sqrt{D_2 \cdot \epsilon_2}}; v^B = 2,6 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{Q_{ном}}{\sqrt{D_2 \cdot \epsilon_2}}.$$

При $v \leq v^H$ пересчета характеристик насоса не требуется, т. к. он работает в автомобильной зоне. А при $v > v^B$ необходимо использовать другой насос.

Потребляемая насосом мощность при перекачке высоковязкого нефтепродукта равна

$$N_v = \frac{Q_v \cdot \rho \cdot g \cdot H_v}{\eta_{Hv} \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{эл}}.$$

Коэффициенты в уравнении напорной характеристики центробежного насоса при перекачке высоковязкого нефтепродукта

$$H_v = a_{Hv} - \epsilon_{Hv} \cdot Q_v^{2-m}$$

находятся следующим образом. По определению

$$a_{Hv} - \epsilon_{Hv} \cdot Q_v^{2-m} = K_H \cdot (a_H - \epsilon_H \cdot Q_a^{2-m}).$$

Учитывая, что $Q_a = Q_v/K_Q$, после приведения подобных получаем

$$a_{Hv} = K_H \cdot a_H; \epsilon_{Hv} = \frac{K_H \cdot \epsilon_H}{K_Q^{2-m}}. \quad (3.16)$$

Аналогично находятся величины коэффициентов и для кривой КПД

$$C_{0v} = K_\eta \cdot C_0; C_{1v} = \frac{K_\eta}{K_Q} \cdot C_1; C_{2v} = \frac{K_\eta}{K_Q^2}. \quad (3.17)$$

Пересчет при обточке рабочего колеса. Для центробежных насосов справедливы следующие соотношения

$$Q^1 = Q \cdot \frac{D_2^1}{D_2}; H^1 = H \cdot \left(\frac{D_2^1}{D_2} \right)^2, \quad (3.18)$$

где Q, H — подача и напор насоса при диаметре рабочего колеса D_2 ; Q^1, H^1 — то же при диаметре D_2^1 .

Для построения характеристики центробежного насоса с обточенным колесом необходимо знать величину D_2^1 .

Решая совместно выражения (3.18), получаем

$$H^1 = H \cdot \left(\frac{Q^1}{Q} \right)^2.$$

Отсюда видно, что рабочие точки подобных режимов лежат на параболе, которая может быть описана общей зависимостью $H^1 = a_n \cdot (Q^1)^2$. Кривая, построенная по ней, называется параболой подобных режимов. Точка ее пересечения с заводской напорной характеристикой насоса одновременно принадлежит обеим кривым. Поэтому с учетом (3.1) можем записать

$$a_n \cdot Q^2 = H_0 - \varepsilon \cdot Q^2,$$

Откуда

$$a_n = \frac{H_0}{Q^2} - \varepsilon.$$

Соответственно, напор насоса с обточенным колесом равен

$$H^1 = H_0 \cdot \left(\frac{Q^1}{Q} \right)^2 - \varepsilon \cdot (Q^1)^2. \quad (3.19)$$

Так как величина напора насоса после обточки H^1 известна по условиям эксплуатации, а $Q^1 / Q = D_2^1 / D_2$, из (3.19) получаем

$$D_2^1 = D_2 \cdot \sqrt{\frac{H^1 + \varepsilon \cdot (Q^1)^2}{H_0}}.$$

Составляя уравнение, как в предшествующих случаях

$$H_0^1 - \varepsilon^1 \cdot (Q^1)^2 = \left(\frac{D_2^1}{D_2} \right)^2 \cdot \left[H_0 - \varepsilon \cdot (Q^1)^2 \cdot \left(\frac{D_2}{D_2^1} \right)^2 \right],$$

находим коэффициенты характеристики центробежного насоса с обточенным рабочим колесом:

$$H_0^1 = H_0 \cdot \left(\frac{D_2^1}{D_2} \right)^2; \varepsilon^1 = \varepsilon.$$

Поршневые и шестеренные насосы

Пересчет характеристик шестеренных насосов выполняется по формулам:

— при изменении частоты вращения вала насоса с n на n_1

$$Q_1 = \frac{Q}{\eta_0} \left[\frac{n_1}{n} - (1 - \eta_0) \right];$$

$$N_1 = N \cdot \frac{\eta}{\eta_0} \cdot \frac{n_1}{n} \cdot \left(1 + \frac{\eta_0 - \eta}{\eta} \sqrt{\frac{n_1}{n}} \right);$$

— при изменении кинематической вязкости перекачиваемого нефтепродукта с ν на ν_1

$$Q_1 = \frac{Q}{\eta_0} \cdot \left[1 - (1 - \eta) \frac{\nu}{\nu_1} \right];$$

$$N_1 = N \cdot \frac{\eta}{\eta_0} \cdot \left[1 + \frac{\eta_0 - \eta}{\eta} \sqrt{\frac{\nu_1}{\nu}} \right],$$

где Q , N , η_0 , η — подача, потребляемая мощность, объемный и полный КПД насоса при частоте вращения n и кинематической вязкости нефтепродукта ν .

Поскольку шестеренные и поршневые насосы принадлежат к одной группе объемных, то с некоторой погрешностью данные зависимости можно применять и к поршневым насосам.

3.5. Эксплуатация насосов и насосных станций нефтебаз

Насосные агрегаты должны эксплуатироваться в строгом соответствии с производственными инструкциями.

Центробежные насосы

Перед пуском насосов необходимо:

- убедиться, что вал насоса совместно с валом электродвигателя легко проворачивается;
- проверить наличие смазки в масляных ваннах подшипников, сальниках и других трущихся деталях;
- открыть задвижку на всасывающем трубопроводе и приоткрыть задвижку на напорном (низконапорные насосы допускается пускать при полностью открытой задвижке на стороне нагнетания);

— произвести заливку насоса (самотеком, либо с помощью вакуум-насоса).

При пуске насосов необходимо соблюдать следующую последовательность операций:

- включать насосы системы смазки, систему охлаждения, а затем электродвигатель;
- после нескольких минут работы проконтролировать показания амперметра и температуру подшипников;
- медленно открыть задвижку на напорном трубопроводе до достижения рабочего режима.

Во время работы насосной установки контролируют:

- температуру и давление на линиях всасывания и нагнетания;
- температуру и давление в системе смазки;
- перепад давления на масляных фильтрах;
- температуру подшипников.

При остановке насоса выполняют следующие операции:

- медленно закрывают задвижку на напорном трубопроводе;
- выключают электродвигатель;
- закрывают задвижку на всасывающем трубопроводе;
- выключают системы смазки и охлаждения.

Аварийная остановка насосного агрегата осуществляется:

- при появлении посторонних шумов и стуков;
- при внезапном прекращении подачи электроэнергии;
- при повышенных утечках нефтепродукта на работающем агрегате;
- при появлении дыма из подшипников, уплотнений, сальников в разделительной стене;
- при сильной вибрации насосного агрегата, перегрева подшипников, пожаре и повышенной загазованности;
- во всех случаях, создающих угрозу жизни и здоровью обслуживающего персонала.

После аварийной остановки насосного агрегата необходимо выяснить причину неисправностей и до ее устранения не возобновлять работу насоса.

Сведения о характерных причинах неисправностей центробежных насосов приведены в табл. 3.6.

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
	<p>Увеличение сопротивления в напорном трубопроводе вследствие:</p> <ul style="list-style-type: none"> неполного открытия задвижек; засорения трубопровода или замерзания в нем жидкости; увеличения высоты всасывания; засорения полостей рабочих колес; механических повреждений (износ уплотняющих колец, повреждение рабочих колец и т. п.) 	<ul style="list-style-type: none"> Проверить открытие всех задвижек Прочистить трубопровод Проверить чистоту фильтра и всасывающей трубы Разобрать насос и прочистить полости рабочих колес Сменить неисправные детали
<p>Насос создает недостаточный вакуум</p>	<p>Подсос воздуха через неплотности всасывающего трубопровода или корпуса насоса</p> <p>Неравномерный износ вала в месте прохода его через сальник</p> <p>Разъедание всасывающей крышки и поступление жидкости из нагнетательной полости во всасывающую</p>	<p>Сменить прокладки, подтянуть фланцевые соединения, заменить сальниковые набивки или затянуть сальники</p> <p>Обточить вал и заменить сальник, заменить вал</p> <p>Срочно сменить или отремонтировать крышку</p>

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
<p>Электронасос расходует чрезмерно много электроэнергии</p>	<p>Срабатывание разгрузочной пяты, трение лопастных колес об уплотнительные кольца</p> <p>Перекачиваемая жидкость содержит много механических примесей</p> <p>Происходит засорение внутренней полости насоса и трущихся частей</p>	<p>Установить новые кольца на разгрузочную пяту</p> <p>Проточить вал и подшипники</p> <p>Установить фильтры</p>
<p>После пуска насос не засасывает жидкость (нет подачи)</p>	<p>Недостаточно тщательно произведена заливка всасывающей линии и корпуса насоса перед пуском центробежного насоса</p> <p>Имеется неплотность в приемном клапане</p> <p>Имеются неплотности во всасывающем трубопроводе или сальниках насоса</p> <p>Неправильное направление вращения колес или недостаточная частота вращения</p> <p>Напор выше расчетного</p> <p>Велика высота всасывания</p>	<p>Остановить насос и повторно залить всасывающую линию и корпус насоса</p> <p>Проверить клапаны, устранить неплотности</p> <p>Осмотреть трубопровод и сальники, устранить неплотности</p> <p>Проверить правильность вращения двигателя</p> <p>Проверить расчеты, осмотреть напорный трубопровод</p> <p>Проверить по вакуумметру и осмотреть всасывающий трубопровод</p>

Продолжение табл. 3.6

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
После пуска насос не засасывает жидкость (нет подачи)	Наличие воздуха или газа в корпусе насоса Закупорка трубки гидравлического уплотнения сальника Засорение сетки фильтра	Открыть продувной краник, выпустить газ или воздух и снова залить корпус насоса Осмотреть и прочистить трубку Осмотреть и прочистить фильтр
Насос, работавший нормально, перестает подавать жидкость	Обнажился приемный клапан, и во всасывающую трубу попал воздух	Переключить насос на работу из другого резервуара
Насос не развивает полного напора	Сильное изнашивание лопастных колес и уплотнительных колец	Заменить уплотнительные кольца и отремонтировать насос
Насос не развивает полного напора	Сильное изнашивание лопастных колес и уплотнительных колец	Заменить уплотнительные кольца и отремонтировать насос
Нагрев корпуса насоса	Насос длительное время (1...2 ч) работал при закрытой задвижке	Остановить насос, залить его и снова включить
Нагрев сальников насоса	Сальниковые буксы сильно затянуты и сальник имеет перекос	Отпустить гайки сальника, если требуется заменить набивку
Нагрев гидравлической пяты	Кран на трубке, отводящей жидкость из коробки пяты, закрыт или засорена сама трубка	Открыть кран, отрегулировать спуск жидкости, прочистить трубки

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
Нагрев подшипника	<p>Загрязнение смазки</p> <p>Недостаточное количество смазки в подшипниках</p> <p>Смазка вытекает из подшипников</p>	<p>Спустить грязную смазку, промыть подшипник керосином и залить чистой смазкой</p> <p>Добавить смазку по маслоуказателю</p> <p>Устранить течь</p>
Насос плохо всасывает жидкость	<p>Смазочные кольца не вращаются вследствие заедания или выбегания кольца из гнезд</p> <p>Засорение сетки всасывающего клапана или частичное обледенение клапана</p> <p>Условия всасывания не обеспечивают нормальной работы (большие потери на трение, высокая упругость паров нефтепродуктов)</p> <p>Плохая герметизация всасывающей линии</p> <p>Случайное прикрытие или неисправность всасывающей задвижки</p>	<p>Устранить неисправности, проверить и, если требуется, сменить смазку</p> <p>Прочистить сетку</p> <p>Изменить высоту установки насоса, заменить частично или полностью всасывающую трубу</p> <p>Заменить прокладки</p> <p>Открыть полностью задвижку или отремонтировать ее</p>

В процессе эксплуатации насосных агрегатов наблюдается коррозионный износ их внутренней поверхности, возможно образование трещин и других дефектов.

Контроль технического состояния насосных агрегатов проводят по утвержденному графику в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей.

Толщину стенки корпуса насосов определяют, как правило, с помощью ультразвуковой дефектоскопии. Если применить методы неразрушающего контроля нет возможности, то для определения толщины стенки в местах износа выполняют контрольные засверловки сверлом диаметром 1,5...2 мм.

Состояние вкладышей подшипников скольжения определяют после их тщательной промывки. На рабочей поверхности вкладышей не должно быть трещин, а ее износ не должен превышать 11 мм. Не допускается наличие раковин и выкрашивание более чем 25 % поверхности подшипника.

Подшипники качения подлежат замене при выявлении хотя бы одного из следующих дефектов: трещин или выкрашивания металла на поверхностях качения, изменения цвета от возможного перегрева в любом месте подшипника, появления чешуйчатых отслоений, повреждений сепаратора, препятствующих качению.

Рабочие колеса подвержены интенсивному износу действием трения, эрозии, кавитационного разрушения и других факторов. В первую очередь изнашиваются лопатки рабочих колес, щелевые уплотнения, посадочные поверхности под вал. Трещины появляются, как правило, на лопатках и дисках рабочих колес. Рабочие колеса с трещинами, сквозными раковинами, износом внутренних поверхностей к дальнейшей эксплуатации не допускаются. После выполнения ремонтных работ (заварка трещин и раковин) рабочие колеса перед посадкой на вал статически балансируют и контролируют перпендикулярность рабочих торцов ступицы, которая не должна превышать 0,02 мм.

Поршневые насосы

При их подготовке к пуску необходимо:

- произвести внешний осмотр насоса на наличие видимых дефектов;
- проверить наличие масла в системе смазки и при необходимости долить его;

- проверить состояние сальниковых уплотнений и в случае износа сменить набивку;
- открыть задвижки на всасывающем и нагнетательном трубопроводах;
- проверить отсутствие заедания предохранительного клапана;
- у насосов с паровым приводом открыть вентиль на паровыпускной трубе и краны, используемые для продувки паровых цилиндров.

Пуск поршневых насосов производится в следующей последовательности:

- включают систему смазки;
- запускают двигатель насоса.

Во время работы насоса контролируют показания измерительных приборов, работу системы смазки, плотность сальниковых и иных уплотнений, запас воздуха в воздушных колпаках.

Для остановки приводных насосов выключают привод, а прямодействующих — закрывают впускной вентиль для пара. После остановки закрывают задвижки на линиях всасывания и нагнетания, а также выключают систему смазки.

У прямодействующих насосов закрывают паровыпускной вентиль и открывают продувочные краны.

В заключение производят осмотр насоса и устраняют выявленные неисправности (табл. 3.7).

Таблица 3.7 — Характерные неисправности в работе поршневых насосов и способы их устранения

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
<i>Приводные и прямодействующие насосы</i>		
Насос при пуске в ход не подает жидкость	Закрыта задвижка на всасывающей трубе Засорен фильтр на всасывающей трубе или сама всасывающая труба	Открыть задвижку Очистить фильтр или всасывающую трубу

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
	<p>Большой подсос воздуха через неплотности в соединениях всасывающей трубы</p> <p>Слишком большая высота всасывания</p>	<p>Тщательно проверить все соединения всасывающей части и устранить обнаруженные подсосы</p> <p>Уменьшить высоту всасывания и залить перекачиваемой жидкостью рабочие камеры насоса и всасывающую трубу</p>
<p>Количество подаваемой насосом жидкости мало и не соответствует расчетной подаче при данном числе ходов</p>	<p>Частично засорен фильтр на всасывающей трубе</p> <p>Клапаны насоса засорены или неисправны и пропускают жидкость</p> <p>У всасывающих клапанов слишком тугие пружины</p>	<p>Очистить фильтр и всасывающую трубу</p> <p>Вынуть и осмотреть клапаны, очистить их, проверить плотность прилегания тарелок клапанов к седлам, пришедшие в негодность клапаны заменить новыми</p> <p>Уменьшить напряжение пружин всасывающих клапанов или заменить пружины более слабыми</p>
<p>Пропуск жидкости в соединениях напорных полостей гидравлической части или через сальники</p>	<p>Неисправные уплотнения гидравлических поршней</p> <p>Неисправны прокладки или другие уплотняющие устройства соединений</p>	<p>Осмотреть поршни, неисправные детали заменить новыми</p> <p>Заменить неисправные прокладки новыми, подтянуть гайки шпилек или болтов, соединяющих детали уплотняющих устройств</p>

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
<p>Ненормальный шум или стук в гидравлической части:</p> <p>резкий стук при посадке клапанов;</p> <p>стук при перемещении поршней</p>	<p>Набивка слабо затянута (уплотнена) или пришла в негодность</p> <p>Ослабли или сломались пружины клапанов</p> <p>Ослабло крепление поршня (плунжера) на штоке</p>	<p>Подтянуть сальники, заменить изношенную набивку новой</p> <p>Осмотреть клапаны, увеличить натяжение пружин или заменить их новыми</p> <p>Осмотреть крепление, подтянуть соответствующие гайки и поставить предусмотренные конструкцией шплинты или гаечные замки</p>
<p>Глухие удары в цилиндрах, сопровождающиеся иногда сотрясением корпуса</p>	<p>Недостаточное заполнение цилиндров жидкостью вследствие подсосов воздуха или чрезмерного сопротивления на всасывании</p>	<p>Уменьшить по возможности высоту всасывания, устранить подсосы воздуха, проверить, полностью ли открыта задвижка и не засорен ли фильтр на всасывающей трубе, свободно ли поднимаются всасывающие клапаны</p>
<p>Чрезмерный нагрев штоков</p>	<p>Сильно затянуты сальники штоков</p>	<p>Ослабить крепление сальников</p>
<i>Приводные насосы</i>		
<p>Стук в приводной части при перемене хода поршня</p>	<p>Ослабло соединение штока с крейцкопфом</p> <p>Разработались втулки крейцкопфных головок шатунов</p>	<p>Осмотреть соединение, закрепить контргайкой шток с крейцкопфом</p> <p>Осмотреть втулки, непригодные заменить новыми</p>
<p>Стук в мотылевых головках шатунов</p>	<p>Значительный люфт в подшипниках</p>	<p>Осмотреть головки шатунов и уменьшить люфт</p>

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
Сильные удары коренного вала	Значительный люфт в подшипниках Ослабла затяжка гаек на шпильках, крепящих крышки подшипников вала	Уменьшить люфт в подшипниках Подтянуть и закрепить контргайкой крышки
Чрезмерный нагрев крейцкопфов или пальцев крейцкопфов	Недостаточное поступление масла к трущимся поверхностям	Проверить и очистить все проходы для масла
Сильный нагрев подшипников	Масло загрязнено или недостаточна его вязкость Недостаточное поступление масла к подшипникам Подшипники сильно зажаты	Сменить масло, предварительно очистив и промыв масляную ванну Обеспечить нормальное поступление масла Отрегулировать крепление подшипников на минимальный люфт
<i>Прямодействующие насосы</i>		
При открытом паровпускном вентиле и нормальном давлении пара в золотниковой коробке насос не может быть пущен в ход	Закрывается задвижка на запорной трубе Закрывается вентиль на паровпускной трубе Сильно затянуты сальники штоков (давление пара не может преодолеть трение в сальниках)	Открыть задвижку, предварительно прикрыв паровпускной вентиль во избежание рывка при внезапном увеличении числа ходов поршня Открыть вентиль так же, как и задвижку Закрывается паровпускной вентиль, осмотреть сальники, ослабить их крепление (затяжку), передвинуть при помощи рычага поршни насоса и, убедившись в их свободном движении, вновь включить насос

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
Количество подаваемой насосом жидкости недостаточно и не соответствует расчетной подаче при данном числе ходов	Длина хода поршня меньше нормальной вследствие неправильного регулирования парораспределительного механизма	Отрегулировать парораспределительный механизм, в двухцилиндровых насосах приоткрыть буферные вентили
<p>Ненормальный шум при пуске насоса:</p> <p>удары поршней о днище или крышку в паровых цилиндрах;</p> <p>щелканье в паровых цилиндрах, скрип в паровой части или парораспределительном механизме</p>	<p>Длина хода поршня больше нормальной</p> <p>Скопление конденсата в паровых цилиндрах</p> <p>Недостаточная смазка парового цилиндра, золотников и шарниров парораспределительного механизма или перекосы и заедание деталей механизма</p>	<p>Отрегулировать парораспределительный механизм, установить нормальную длину хода, в двухцилиндровых насосах приоткрыть буферные вентили</p> <p>Открыть краны и продуть паровые цилиндры</p> <p>Проверить работу лубрикаторов и отрегулировать подачу масла, смазать все шарниры, осмотреть парораспределительный механизм, устранить все перекосы и заедания</p>
Чрезмерный нагрев деталей парораспределительного механизма во время работы	<p>Недостаточная смазка шарниров механизма</p> <p>Перекосы в механизме</p>	<p>Смазать шарниры</p> <p>Осмотреть механизм и устранить перекосы</p>

При эксплуатации поршневых насосов контролируют состояние цилиндров, поршней, поршневых колец, штоков, плунжеров, а также масла в системе смазки.

У **цилиндров** (цилиндровых втулок) осуществляют контроль износа рабочей поверхности. Контроль состояния **поршня** сводится к выявлению на его поверхности задиров, забоин, заусенцев. Кроме того, замеряют износ поршня, который должен составлять не более 0,8...1,1 % от его диаметра. На поверхности **поршневых колец** не должно быть трещин; при значительном неравномерном износе, эллипсности, потере упругости они подлежат замене. На рабочих поверхностях **штоков** и **плунжеров** не допускаются риски глубиной более 0,5 мм. Их эллипсность не должна быть более 0,15...0,20 мм. Несоосность цилиндра и направляющей штока допускается в пределах 0,01 мм.

Анализ масла проводят не реже одного раза в 2 месяца. При несоответствии результатов анализа показателям, предусмотренным инструкцией, масло заменяют. Одновременно с этим производят промывку маслобака и фильтрующих сеток.

4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЕБАЗ

Проектирование технологических трубопроводов включает следующие этапы:

- разработку технологической схемы;
- выбор способа прокладки технологических трубопроводов;
- их механический, гидравлический и тепловой (при необходимости) расчеты.

4.1. Технологическая схема нефтебазы

Технологической называется безмасштабная схема размещения объектов нефтебазы, соединенных сетью трубопроводов, при помощи которых обеспечивается выполнение операций по приему и отпуску нефтепродуктов.

При составлении технологической схемы учитывают:

- способы приема и реализации нефтепродуктов;
- номенклатуру хранимых нефтепродуктов;
- необходимость осуществления внутривазовых перекачек;
- возможность транспортировки некоторых нефтепродуктов без потери качества по одним и тем же трубопроводам.

Технологическая схема называется **двухпроводной**, когда к каждому резервуару подсоединено два трубопровода, позволяющих производить одновременно закачку и выкачку нефтепродуктов, зачистку и удаление осадка из резервуара и др. **Однопроводные** коммуникации применяют как исключение: на нефтебазах 4...5 классов, для резервуаров небольшой емкости и при малой производительности отпуска.

На технологической схеме указывается диаметр и протяженность каждого трубопровода, а вся запорная арматура должна быть пронумерована.

Технологическая схема позволяет обеспечить наглядность при управлении технологическими операциями.

В качестве примера на рис. 4.1 показана принципиальная технологическая схема перевалочно-распределительной нефтебазы. В состав ее объектов входят причальные сооружения I, автоталивная эстакада II, резервуарный парк светлых нефтепродуктов III, ре-

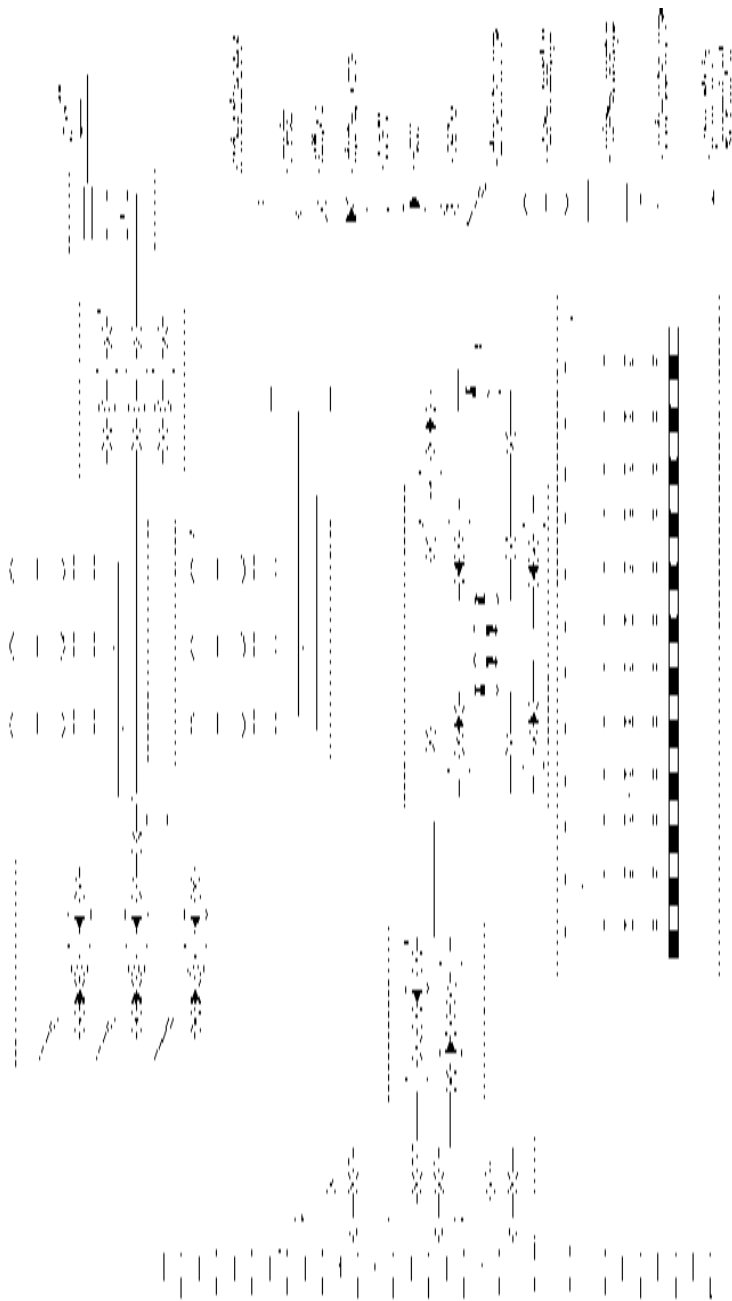


Рис. 4.1. Принципиальная технологическая схема перевалочно-распределительной нефтебазы:

- I — причальные сооружения; II — автналивная эстакада; III — резервуарный парк светлых нефтепродуктов;
- IV — резервуарный парк темных нефтепродуктов; V — узел учета; VI — камера приема очистного устройства;
- VII — разливочная; VIII — насосная; IX — насузная; X — нулевой резервуар; X — сливоналивная железнодорожная эстакада

зервуарный парк темных нефтепродуктов IV, узел учета V, камера приема очистного устройства VI, разливочная VII, насосные VIII, нулевой резервуар IX и сливноналивная железнодорожная эстакада X. Нефтебаза может принимать нефтепродукты по магистральному нефтепродуктопроводу (только светлые), по железной дороге (светлые и темные) и водным транспортом (только светлые). Отпуск светлых нефтепродуктов производится автомобильным, водным и железнодорожным транспортом, темных нефтепродуктов — по железной дороге и через разливочную.

4.2. Требования к прокладке технологических трубопроводов и их эксплуатация

В состав технологических трубопроводов входят нефтепродуктопроводы, соединительные детали трубопроводов, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, узлы учета и контроля качества, фильтры-грязеуловители и другие устройства.

При выборе трассы технологических трубопроводов исходят из условий рельефа местности, возможности прокладки труб с уклонами, их монтажа и демонтажа при ремонте, а также перспективы расширения нефтебазы. Трасса трубопроводов должна приближаться к кратчайшему расстоянию между начальной и конечной точками, а также иметь минимальное число поворотов в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Прокладка трубопроводов должна обеспечивать:

- безопасность и надежность их эксплуатации в пределах нормативного срока;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов и испытанию;
- изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, вторичных проявлений молний и статического электричества;
- исключение провисания и образования застойных зон;
- возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

По назначению технологические трубопроводы подразделяются на внутренние (прокладываемые внутри технологических зданий и сооружений), наружные (прокладываемые между зданиями и сооружениями на территории нефтебазы) и внешние (проклады-

ваемые вне территории нефтебазы, например между нефтебазой и нефтеперерабатывающим заводом).

Прокладка технологических трубопроводов на территории нефтебаз должна быть надземной или наземной. При сложном рельефе местности, суровых климатических условиях, высоких коррозионной активности грунта и уровне грунтовых вод, стесненном размещении объектов нефтебазы возможна подземная прокладка трубопроводов.

Надземные трубопроводы прокладывают на несгораемых опорах. Высота размещения труб определяется местными условиями. Трубопроводы на низких опорах рекомендуется прокладывать на участках, где предусмотрено перемещение подъемных механизмов и оборудования при эксплуатации и ремонте. Расстояние между нижней образующей труб и поверхностью земли должно обеспечивать возможность ведения ремонтных работ. В местах пересечения пешеходных дорожек и тротуаров высота расположения технологических трубопроводов должна быть не менее 2,2 м, автодорог — 4,5 м, железнодорожных путей — 6 м.

Трубопроводы, прокладываемые на отдельно стоящих опорах, должны укладываться в один ярус, а в стесненных условиях — на эстакадах. В местах переходов через трубопроводы и для обслуживания узлов задвижек следует предусматривать переходные мостики и площадки.

Так как надземные трубопроводы подвержены температурным воздействиям, необходимо предусматривать **компенсацию изменения их длины**. В первую очередь применяют самокомпенсацию температурных деформаций трубопроводов за счет использования поворотов трасс. Их рекомендуется выполнять преимущественно под углом 90°. Если ограничиться самокомпенсацией невозможно (например, на прямых участках значительной протяженности), то применяют компенсаторы различных конструкций (сальниковые, гнутые П-образные, линзовые).

Опоры, на которых размещаются технологические трубопроводы, могут быть подвижными (свободными) и неподвижными. **Подвижные опоры** (рис. 4.2, 4.3) не препятствуют перемещению трубопровода вследствие температурных деформаций. Они бывают подкладными (роликовыми, катковыми, скользящими и т. п.) и под-

весными. **Неподвижные опоры** (рис. 4.4) жестко закрепляют трубопровод в известных точках трассы и рассчитываются на восприятие продольных сил, возникающих вследствие изменений температуры труб и действия внутреннего давления. Они делят трубопровод на отдельные участки, между которыми размещаются компенсирующие устройства.

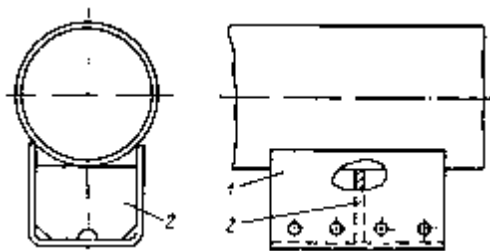


Рис. 4.2. Подвижная опора типа ОПИ-2 (ГОСТ 14911—69) для трубопроводов диаметром 50...400 мм:
1 — корпус; 2 — ребро

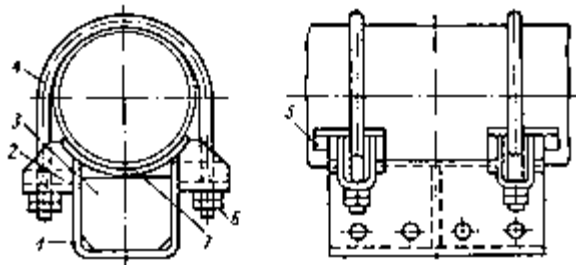


Рис. 4.3. Подвижная опора типа ОПИ-2 (ГОСТ 14911—69) для трубопроводов диаметром 100...600 мм:
1 — корпус; 2 — проушина; 3 — ребро; 4 — хомут; 5 — упоры (для труб 350 мм и более); 6 — гайки; 7 — подушка

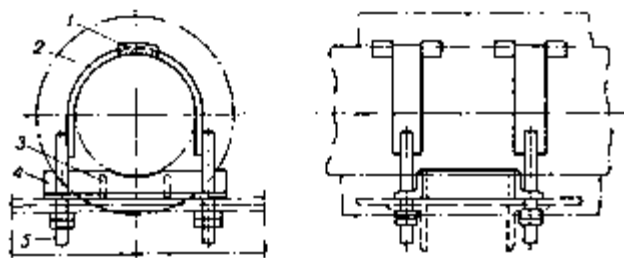


Рис. 4.4. Неподвижная опора с приваренным хомутом:
1 — упор; 2 — хомут; 3 — полоса; 4 — уголок; 5 — шпилька

Подземные трубопроводы прокладываются на глубине не менее 0,8 м от планировочной отметки земли до верха трубы. Трубопроводы с замерзающими средами должны быть на 0,1 м ниже глубины промерзания грунта до верха трубы. На пересечениях с внутрибазовыми железнодорожными путями, автомобильными дорогами и проездами они должны быть заложены в футляры из стальных труб, диаметр которых на 100...200 мм больше наружного диаметра прокладываемых в них технологических трубопроводов, а концы труб должны выступать на 2 м в каждую сторону от крайнего рельса или края проезжей части автодороги. Торцы футляра тщательно уплотняют.

При одновременной прокладке в траншее двух и более трубопроводов их следует располагать в одной горизонтальной плоскости с расстоянием между ними: не менее 0,4 м при условном диаметре труб до 300 мм и не менее 0,5 м при $D_y > 300$ мм.

Трубопроводы, предназначенные для перекачки высоковязких и высокостывающих нефтепродуктов должны оснащаться системой путевого подогрева (горячей водой, паром, ленточными подогревателями) и тепловой изоляцией из негорячих материалов, защищенной кожухом от механического разрушения. Допускается прокладка данных трубопроводов в каналах с тепловыми спутниками, а участков протяженностью до 15 м — с использованием только тепловой изоляции (без тепловых спутников).

Для обеспечения полного самотечного опорожнения технологических трубопроводов они должны прокладываться с уклонами: для высоковязких и высокостывающих нефтепродуктов — не менее 0,02, для горючих нефтепродуктов — 0,005, а для легковоспламеняющихся — 0,002...0,003. При этом трубопроводы должны быть оснащены дренажными устройствами, обеспечивающими слив нефтепродукта в стационарные или передвижные емкости.

Трубопроводы необходимо располагать за пределами обвалования резервуарного парка за исключением тех из них, которые обслуживают резервуары данной группы.

В зависимости от класса нефтебазы на технологических трубопроводах в качестве запорной арматуры рекомендуется применять затворы, задвижки, вентили и краны (табл. 4.1).

Таблица 4.1 — Рекомендуемая к применению запорная арматура

Тип арматуры	Класс нефтебазы				
	1	2	3	4	5
Дисковые затворы с дистанционным управлением	+	+	-	-	-
Шибберные задвижки I класса плотности	+	+	+	+	+
Задвижки по ГОСТ 9698, ГОСТ 3706, вентили по ГОСТ 9697	+	+	+	+	+
Шаровые краны	+	+	+	+	+

Трубопроводная арматура по способу присоединения может быть фланцевой, муфтовой и приварной.

Основным типом запорной арматуры, рекомендуемой к применению для трубопроводов диаметром более 50 мм, является задвижка, имеющая минимальное гидравлическое сопротивление и надежное уплотнение. Вентили рекомендуется применять для трубопроводов диаметром до 50 мм.

Количество и размещение запорной арматуры на технологических трубопроводах должны обеспечивать необходимые технологические переключения, а также надежность отключения каждого отдельного насосного агрегата, резервуара или другого технологического устройства.

Запорная арматура должна размещаться в местах удобных и легкодоступных для управления и обслуживания. **В резервуарных парках** узлы задвижек следует располагать с внешней стороны обвалования резервуаров. Коренную задвижку необходимо устанавливать непосредственно у резервуара.

Узлы задвижек продуктовых насосных станций следует размещать, как правило, вне здания на расстоянии (до ближайшей задвижки) не менее 1 м — от стены здания без проемов и 3 м — от стены здания с проемами. Допускается размещать узлы задвижек в одном помещении с насосами, но в соответствии с требованиями табл. 4.2.

Таблица 4.2 — **Максимальное число насосов, при котором допускается размещать узлы задвижек в зданиях продуктовых насосных станций**

Категория нефтебазы	Число насосов для перекачки нефтепродуктов с температурой вспышки	
	120 °С и ниже (кроме мазутов)	Выше 120 °С (и для мазутов)
I, II	6	10 (6)
III	10	любое (10)

Примечание. В скобках указано максимальное число насосов при перекачке мазутов, нагреваемых до температуры на 25 °С меньшей, чем температура вспышки.

На вводах трубопроводов к железнодорожным сливноналивным устройствам стальные задвижки должны устанавливаться (на случай аварии или пожара) не далее чем в 50 м от оси железнодорожного пути, и не ближе: 15 м — при сливе и наливе легковоспламеняющихся нефтепродуктов; 10 м — горючих нефтепродуктов.

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

В период эксплуатации технологические трубопроводы должны подвергаться периодическим осмотрам, ревизии и гидравлическим испытаниям. Целью **осмотров** является выявление видимых дефектов труб, арматуры и их соединений. Периодичность осмотров должна быть не реже чем через каждые 12 месяцев, а при наличии вибрации — не реже одного раза в квартал. Выявленные при этом дефекты должны быть устранены. В ходе ревизии технологических трубопроводов производят как наружный, так и внутренний осмотры. При **наружном осмотре** проверяют состояние сварных швов и фланцевых соединений (включая крепеж), герметичность всех соединений, состояние опорных конструкций фундаментов и подвесок, работу подвижных опор и компенсирующих устройств, состояние арматуры и дренажных устройств. При **внутреннем осмотре** контролируют наличие внутренней коррозии и трещин, уменьшение толщины стенок труб и арматуры. Сроки проведения ревизии технологических трубопроводов устанавливают в зависимости

от скорости их износа, опыта эксплуатации, результатов предыдущих осмотров и ревизий, но не реже одного раза в три года для трубопроводов, транспортирующих нефтепродукты, и не реже одного раза в шесть лет для остальных. Целью гидравлических испытаний является выявление дефектов монтажа труб и оборудования, скрытых дефектов металла, а также малых утечек. Давление испытания стальных трубопроводов устанавливается следующим:

- 1) $1,5 P_{\text{раб}}$, но не менее $P_{\text{раб}} + 0,2$ МПа — при рабочем давлении до 0,5 МПа;
- 2) $1,2 P_{\text{раб}}$, но не менее $P_{\text{раб}} + 0,3$ МПа — при рабочем давлении выше 0,5 МПа.

Трубопровод выдерживают под испытательным давлением в течение 5 мин, после чего давление снижают до рабочего. Результаты считаются удовлетворительными, если во время испытаний не произошло падения давления по манометру, а в сварных швах, фланцевых соединениях и сальниках не обнаружены течи и отпотины. Гидравлические испытания проводят после монтажа; ремонта, связанного со сваркой; после консервации или простоя более одного года; после разборки, связанной с заменой прокладок арматуры или элемента трубопровода. Все дефекты, обнаруженные в ходе осмотров, ревизии и гидравлических испытаний, должны быть устранены с соблюдением необходимых мер по охране труда и требований к ведению огневых работ.

4.3. Механический расчет технологических трубопроводов

Расчет трубопроводов нефтебаз на прочность¹⁾ выполняется с использованием расчетных сопротивлений материала труб и соединительных деталей по временному сопротивлению $\sigma_{\text{вр}}$ и пределу текучести σ_m , которые вычисляют по формулам:

$$R_1 = \frac{\sigma_{\text{вр}}}{K_1 \cdot \gamma_1}; R_2 = \frac{\sigma_m}{K_1 \cdot \gamma_2},$$

где K_1 — коэффициент надежности по материалу труб и соединительных деталей при нормальной температуре (табл. 4.3); γ_1, γ_2 —

¹⁾ Изложен согласно СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов / Госстрой России. — М.: ГУП ЦПП, 2001. — 12 с.

поправочные коэффициенты надежности по материалу труб и соединительных деталей при температуре эксплуатации в расчетах соответственно по временному сопротивлению и по пределу текучести (табл. 4.4).

Таблица 4.3 — Рекомендуемые величины K_1

Характеристика труб и соединительных деталей	Коэффициент надежности по материалу K_1
Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100%-й контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,025
Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100%-й контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,05
Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100%-й контроль сварных соединений неразрушающими методами; бесшовные холодно- и теплодеформированные	1,10
Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты; штампованные и штампосварные соединительные детали; остальные бесшовные трубы и соединительные детали	1,15

Примечание. Для труб, сваренных односторонней сваркой, коэффициент надежности по материалу K_1 следует умножать на 1,1.

Таблица 4.4 — Значения поправочных коэффициентов надежности по материалу

Сталь, из которой изготовлены трубы и соединительные детали	Величины поправочных коэффициентов при температуре эксплуатации (°С)							
	-70		от -40 до +20		100		200	
	γ_1	γ_2	γ_1	γ_2	γ_1	γ_2	γ_1	γ_2
Углеродистая	—	—	1	1	1	1,05	1	1,15
Низколегированная	1	1	1	1	1,05	1,1	1,05	1,15

Примечания:

1. Для промежуточных значений температур эксплуатации величины γ_1 и γ_2 определяются линейной интерполяцией.
2. При температуре -70 °С углеродистые стали не применяются.

Расчетные толщины стенок труб и соединительных деталей находятся по формуле

$$\sigma_p = \frac{n_1 \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_* + n \cdot P)} \quad (4.1)$$

где n — коэффициент надежности по нагрузке, $n = 1,15$; P — рабочее давление транспортируемой среды; D_n — наружный диаметр трубопровода; R_* — параметр, определяемый по зависимости:

$$R_* = \begin{cases} \frac{m_o \cdot R_1}{1,3 \cdot K_n} & \text{при } \frac{R_2}{m_o \cdot R_1} \geq 0,77 \\ R_2 & \text{при } \frac{R_2}{m_o \cdot R_1} < 0,77 \end{cases},$$

где m_o — коэффициент условий работы: при транспортировке легко воспламеняющихся и горючих жидкостей $m_o = 0,7$; то же для труднгорючих и негорючих жидкостей $m_o = 0,85$; K_n — коэффициент надежности по назначению трубопровода, для жидкостей, перекачиваемых при давлении $P < 6,3$ МПа $K_n = 1$.

Найденная по формуле (4.1) толщина стенки трубопровода округляется до ближайшего большего значения по сортаменту труб σ_n . Эта величина должна удовлетворять условию

$$\delta \geq \begin{cases} \frac{1,3 \cdot A_1 \cdot K_n}{R_1 \cdot m_o} & \text{при } \frac{R_2}{m_o \cdot R_1} \geq 0,77 \\ \frac{A_2}{R_2 \cdot m_o} & \text{при } \frac{R_2}{m_o \cdot R_1} < 0,77 \end{cases}, \quad (4.2)$$

где A_1, A_2 — расчетные коэффициенты, равные

$$A_1 = \sqrt{\frac{n \cdot P}{4 \cdot \pi} \cdot (\pi \cdot n \cdot P \cdot D^2 - 2 \cdot N_1) + \frac{1}{\pi^2 \cdot D^4} \cdot (N_1^2 \cdot D^2 + 12 \cdot M_{u1}^2)};$$

$$A_2 = \left\{ \frac{n \cdot P}{4 \cdot \pi \cdot D} \cdot (\pi \cdot n \cdot P \cdot D^3 - 2 \cdot N_2 \cdot D \pm 8 \cdot m_s \cdot \sqrt{M_{1y}^2 + M_{2y}^2} + \dots \right. \\ \left. \dots + \frac{1}{\pi^2 \cdot D^2} \cdot \left[(N_2 \cdot D \pm 4 \cdot m_s \cdot \sqrt{M_{1y}^2 + M_{2y}^2})^2 + 12 \cdot M_{u2}^2 \right] \right\}^{0.5},$$

где N_1, M_{u1} — соответственно расчетное продольное усилие и крутящий момент в рассматриваемом сечении трубопровода от совместного действия веса трубопровода, изоляции, арматуры и устройств, расположенных на трубопроводе, веса и внутреннего давления транспортируемой среды, снеговой, ветровой и гололедной нагрузок; $N_2, M_{1y}, M_{2y}, M_{u2}$ — соответственно расчетное продольное усилие, изгибающие моменты в двух взаимноперпендикулярных плоскостях, крутящий момент в рассматриваемом поперечном сечении от совместного действия веса трубопровода, изоляции, арматуры и устройств, расположенных на трубопроводе, воздействия предварительного напряжения трубопровода (в том числе упругого изгиба по заданному профилю), веса, внутреннего давления температурного воздействия транспортируемой среды, воздействия неравномерных деформаций грунта, снеговой, ветровой и гололедной нагрузок; m_s — коэффициент интенсификации напряжений, для прямой трубы $m_s = 1$.

При выборе номинальной толщины трубопроводов нефтебаз рекомендуется вносить поправку на коррозию, исходя из ее скорости (табл. 4.5).

Таблица 4.5 — Рекомендуемые величины скорости коррозии v_δ

Перекачиваемый нефтепродукт	v_δ , мм/год
Бензин	0,001...0,005
Дизельное топливо, керосин, реактивное топливо	0,01...0,05
Мазут	0,05...0,10

4.4. Расчет потерь напора в трубопроводах

В процессе течения нефтепродуктов имеют место потери напора на трение h_τ и местные сопротивления h_{mc} .

Потери напора на трение

Потери напора на трение при течении ньютоновских жидкостей в круглых трубах определяются по формуле Дарси — Вейсбаха

$$h_\tau = \lambda \frac{L}{D} \frac{W^2}{2g}, \quad (4.3)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; L , D — соответственно длина и внутренний диаметр трубопровода; W — средняя скорость перекачки; g — ускорение силы тяжести.

Величина коэффициента гидравлического сопротивления λ в общем случае зависит от числа Рейнольдса $Re = W \cdot D/\nu$ и относительной шероховатости труб $\varepsilon = k_s/D$ (здесь ν — кинематическая вязкость нефтепродукта при температуре перекачки; k_s — эквивалентная шероховатость стенки трубы).

Рекомендуемые величины эквивалентной абсолютной шероховатости стальных труб приведены в табл. 4.6.

При ламинарном режиме перекачки ($Re \leq 2320$) расчет λ выполняется по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re}.$$

В зоне гидравлически гладких труб турбулентного режима ($2320 < Re \leq Re_l$) расчет λ выполняется по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}.$$

Таблица 4.6 — Эквивалентная шероховатость k , стальных труб

Вид труб	Состояние труб	K_s , мм	
		Диапазон изменения	Среднее значение
Бесшовные	Новые и чистые	0,01...0,02	0,014
Сварные	Новые и чистые	0,03...0,12	0,05
	С незначительной коррозией после очистки	0,1...0,2	0,15
	После нескольких лет эксплуатации	0,15...0,3	0,2
	Умеренно заржавленные	0,3...0,7	0,5
	Старые заржавленные	0,8...1,5	1
	Сильно заржавленные или с большими отложениями	2...4	3

Для расчета λ в зоне смешанного трения турбулентного режима ($Re_1 < Re \leq Re_{II}$) наиболее часто используется формула Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \varepsilon \right)^{0,25}.$$

В зоне квадратичного трения турбулентного режима ($Re > Re_{II}$) расчет λ обычно ведут по формуле Шифринсона

$$\lambda = 0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}.$$

Переходные числа Рейнольдса Re_1 и Re_{II} для трубопроводов нефтебаз рекомендуется вычислять по формулам:

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon}; \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}. \quad (4.4)$$

Нетрудно видеть, что формулы Стокса, Блазиуса и Шифринсона могут быть представлены зависимостью одного вида

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}, \quad (4.5)$$

где A , m — коэффициенты, величина которых для каждой зоны трения неизменна.

Однако формула Альтшуля к виду (4.5) не приводится. Это исключает возможность решения гидравлических задач в общем виде.

Около 30 лет назад В. Д. Белоусовым на основании анализа графика зависимости $\lg \lambda = f(\lg Re)$ были найдены приближенные значения коэффициентов A и m для зоны смешанного трения турбулентного режима

$$A = 10^{0,127 \cdot \lg \varepsilon - 0,627}, m = 0,123. \quad (4.6)$$

Ту же задачу можно было решить следующим образом. При $Re = Re_1$ еще справедлива формула Блазиуса, а при $Re = Re_{II}$ уже можно пользоваться формулой Шифринсона. Соответственно, с учетом (4.4) для зоны смешанного трения получаем

$$\frac{A}{Re_1^m} = \frac{0,3164}{(10/\varepsilon)^{0,25}} = 0,178 \cdot \varepsilon^{0,25}. \quad (4.7)$$

$$\frac{A}{Re_{II}^m} = 0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}. \quad (4.8)$$

Поделив почленно (4.7) на (4.8) будем иметь

$$\left(\frac{Re_{II}}{Re_1} \right)^m = \frac{0,178 \cdot \varepsilon^{0,25}}{0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}} = 1,618.$$

Откуда

$$m = \frac{\lg 1,618}{\lg \frac{Re_{II}}{Re_1}} = 0,123.$$

Из уравнения (4.8) находим величину коэффициента A

$$A = 0,11 \cdot \varepsilon^{0,25} \cdot Re_{II}^m = 0,11 \cdot \varepsilon^{0,25} \cdot \left(\frac{500}{\varepsilon} \right)^{0,123} = 0,236 \cdot \varepsilon^{0,127}. \quad (4.9)$$

Различие в выражениях (4.6) и (4.9) для расчета коэффициента A объясняется тем, что в первом случае не были сделаны необходимые алгебраические преобразования:

$$10^{0,127 \cdot \lg \varepsilon - 0,627} = \frac{10^{\lg \varepsilon^{0,127}}}{10^{0,627}} = \frac{\varepsilon^{0,127}}{4,24} = 0,236 \cdot \varepsilon^{0,127}.$$

Среднеквадратичная погрешность аппроксимации В. Д. Белоусова по сравнению с формулой Альтшуля составляет около 5 %. Связано это, в частности, с тем, что ее автор не стремился сделать погрешность вычислений минимальной, а исходил из условия равенства коэффициентов λ на границах зоны смешанного трения и соседних зон.

Автору этих строк совместно с аспиранткой Н. В. Морозовой удалось свести уравнение Альтшуля к виду (4.5) со среднеквадратичной погрешностью 2,6 %. Опишем, как это было сделано.

Представим формулу Альтшуля в виде

$$\lambda = \frac{0,11 \cdot (68 + \varepsilon \cdot Re)^{0,25}}{Re^{0,25}}. \quad (4.10)$$

Недостатком данной записи является то, что расчетный коэффициент $0,11 \cdot (68 + \varepsilon \cdot Re)^{0,25}$ является функцией числа Рейнольдса. Вместе с тем из формулы (4.8) следует, что в зоне смешанного трения справедливо неравенство

$$10 \leq \varepsilon \cdot Re \leq 500.$$

Задаваясь значениями $\varepsilon \cdot Re$ в этом диапазоне, сначала рассчитали величины функции $0,11 \cdot (68 + \varepsilon \cdot Re)^{0,25}$, а затем, используя метод наименьших квадратов, заново описали полученные точки выражением $0,206 \cdot (\varepsilon \cdot Re)^{0,15}$.

Подставив его в (4.10), получили искомую зависимость

$$\lambda = \frac{0,206 \cdot \varepsilon^{0,15}}{Re^{0,1}}. \quad (4.11)$$

Из нее видно, что в зоне смешанного трения турбулентного режима величины коэффициентов A и m равны $0,206 \cdot \varepsilon^{0,15}$ и $0,1$ соответственно. Среднеквадратичная погрешность расчетов по формуле (4.11) относительно формулы Альтшуля — менее 3 %, что меньше, чем по другим известным аппроксимациям.

В тех случаях, когда необходимо, чтобы зависимость потерь напора на трение от расхода Q была выражена в явном виде, удобно использовать обобщенную формулу Лейбензона

$$h_{\tau} = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m \cdot \ell}{D^{5-m}}, \quad (4.12)$$

где β — расчетный коэффициент, равный

$$\beta = \frac{8A}{4^m \cdot \pi^{2-m} \cdot g}.$$

Формула (4.12) получается подстановкой выражения (4.9) в формулу Дарси — Вейсбаха (4.3).

Сводная таблица величин коэффициентов A , β и m в формуле (4.9) приведена ниже (табл. 4.7).

Таблица 4.7 — Рекомендуемые величины коэффициентов A , β и m

Режим течения	Зона трения	Область использования	A	β	m
Ламинарный	—	$Re < 2320$	64	4,15	1
Турбулентный	Гидравлически гладкие трубы	$2320 \leq Re < Re_I$	0,3164	0,0246	0,25
	Смешанного трения	$Re_I \leq Re < Re_{II}$	$0,206 \cdot \varepsilon 0,15$	$0,0166 \cdot \varepsilon 0,15$	0,1
	Квадратичного трения	$Re > Re_{II}$	$0,11 \cdot \varepsilon 0,25$	$0,0091 \cdot \varepsilon 0,25$	0

Для вычисления потерь напора на трение при течении нефтепродуктов, проявляющих вязкопластичные свойства, можно воспользоваться уравнением Букингема (в виде аппроксимации, полученной проф. В. Е. Губиным)

$$\Delta P = \frac{32 \cdot W \cdot \eta \cdot L}{D^2} \cdot F(I), \quad (4.13)$$

где ΔP — перепад давления при течении вязкопластичной жидкости со средней скоростью W в трубопроводе диаметром D и длиной L ; η — пластическая вязкость; $F(I)$ — расчетная функция

$$F(I) = \frac{1}{8} \left[I + 2 \left(1 + \sqrt{9 + I} \right) \right];$$

I — число Ильюшина, $I = \tau_0 \cdot D / \eta \cdot W$; τ_0 — начальное напряжение сдвига.

Поделив левую и правую часть (4.13) на ρg и имея в виду, что $\Delta P / \rho g = h_\tau$, а $W \cdot D \cdot \eta \cdot F(I) / \rho = Re_*$, можем переписать данное выражение как

$$h_\tau = \frac{64}{Re_*} \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{W^2}{2g} \quad (4.14)$$

где Re_* — число Рейнольдса для вязкопластичной жидкости.

Нетрудно видеть, что потери напора на трение в данном случае также могут быть определены по формуле Дарси — Вейсбаха, в которой коэффициент гидравлического сопротивления λ вычисляется как при ламинарном режиме. Отличие заключается в методике расчета числа Рейнольдса. Кроме того, для высоковязких нефтей и нефтепродуктов критическое число Рейнольдса следует принимать равным 2000.

Потери напора на местные сопротивления

Данный вид потерь напора определяется по формуле Вейсбаха

$$h_{MC} = \zeta \frac{W^2}{2g}, \quad (4.15)$$

где ζ — коэффициент местного сопротивления.

Величина коэффициента ζ зависит от вида местного сопротивления и режима течения.

При ламинарном режиме течения величину коэффициента местного сопротивления можно вычислить по формуле

$$\zeta = \zeta_m + \frac{A_2}{Re},$$

где ζ_m — коэффициент местного сопротивления при турбулентном режиме; A_2 — постоянный коэффициент.

Величины ζ_m и A_2 определяются по табл. 4.8.

**Таблица 4.8 — Коэффициенты местных сопротивлений
при турбулентном режиме течения**

Вид местного сопротивления	A_2	ζ_m
Вход в трубу:		
— с острыми краями	—	0,50
— вдающуюся внутрь резервуара	30	1,00
Задвижка открытая:		
— на 100 %	75	0,15
— на 75 %	350	0,20
— на 50 %	1300	2,00
— на 25%	3000	20,0
Вентиль стандартный:		
— $D_y = 80 \dots 100$ мм	3000	4,0
— $D_y = 150 \dots 200$ мм	—	4,7
— $D_y = 250 \dots 300$ мм	5000	5,3
Обратный клапан:		
— $D_y = 80 \dots 100$ мм	—	8,0
— $D_y = 150 \dots 200$ мм	—	4,0
— $D_y = 250 \dots 300$ мм	—	2,0
Компенсатор сальниковый	—	0,2
Компенсатор П-образный:		
— $D_y = 50 \dots 100$ мм	5000	2,2
— $D_y = 200 \dots 300$ мм	—	2,4
— $D_y = 400 \dots 500$ мм	—	2,8
Фильтр для нефтепродуктов:		
— светлых	—	1,70
— темных	—	2,20

4.5. Особенности гидравлического расчета технологических трубопроводов нефтебаз

При проектных расчетах ориентировочный внутренний диаметр трубопроводов находится по формуле

$$d_0 = \sqrt{\frac{4Q}{\pi W_p}}, \quad (4.16)$$

где W_p — рекомендуемая средняя скорость перекачки нефтепродукта (табл. 4.9)

Таблица 4.9 — Рекомендуемые значения средней скорости перекачки нефтепродуктов

Кинематическая вязкость нефтепродукта, мм ₂ /с	Средняя скорость, м/с	
	на линии всасывания	на линии нагнетания
менее 11,5	1,5	2,5
от 11,5 до 27,7	1,3	2,0
от 27,7 до 72,5	1,2	1,5
от 72,5 до 145,9	1,1	1,2
от 145,9 до 438,5	1,0	1,1
от 438,5 до 877,2	0,8	1,0

Найденные ориентировочные значения диаметров округляются в большую сторону до ближайшего значения.

При правильно выбранных размерах трубопроводной коммуникации общее время слива-налива нефтепродуктов должно быть меньше нормативного.

Особенностью трубопроводов нефтебаз является их относительно небольшая длина, разветвленность, большое количество местных сопротивлений, а в отдельных случаях (коллекторы) и переменность расхода по длине.

Расчет потерь напора в простом трубопроводе

Простым называют трубопровод постоянного диаметра с неизменным расходом по длине.

В отличие от магистральных трубопроводов в условиях нефтебаз потери на местных сопротивлениях нельзя принимать равными 1...2 % от потерь напора по длине. Необходимо, пользуясь технологической схемой, пересчитать все виды местных сопротивлений, рассчитать потери на каждом из них, используя величины коэффициентов местных сопротивлений, а затем найти суммарные потери h_{mc} .

Выразим величины потерь напора на трение по длине и на местных сопротивлениях через величину расхода

$$h_{\tau} = \lambda \frac{\ell}{D} \cdot \frac{W^2}{2g} = \left| W = \frac{4Q}{\pi D^2} \right| = \frac{8\lambda \cdot Q^2 \cdot \ell}{\pi^2 \cdot g \cdot D^5} = f_* \cdot Q^2 \cdot \ell;$$

$$h_{mc} = \zeta \frac{W^2}{2g} = \frac{8\zeta \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g D^4},$$

где f_* — гидравлический уклон при единичном расходе,

$$f_* = \frac{8\lambda}{\pi^2 \cdot g D^5};$$

ζ — сумма величин коэффициентов местных сопротивлений на рассматриваемом участке трубопровода длиной ℓ и диаметром D .

Соответственно, общие потери напора на трение по длине и на местных сопротивлениях на рассматриваемом участке технологического трубопровода составят

$$h = h_{\tau} + h_{mc} = f_* \cdot Q^2 \cdot \ell + \frac{8\zeta \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g D^4} = f_{np} \cdot Q^2 \cdot \ell, \quad (4.17)$$

где f_{np} — приведенная величина гидравлического уклона при единичном расходе,

$$f_{np} = f_* + \frac{8 \cdot \zeta}{\pi^2 \cdot g \cdot D^4 \cdot \ell}. \quad (4.18)$$

Расчет суммарных потерь напора с использованием формулы (4.16) удобен тем, что данное выражение можно решать совместно с уравнением характеристики центробежных насосов (или насосных станций) для нахождения фактического объемного расхода

в технологическом трубопроводе. Неизвестные заранее величины λ и ζ при этом следует вычислять, используя число Рейнольдса Re_o , соответствующее рекомендуемой скорости, т. е.

$$Re_o = \frac{W_p \cdot d_o}{\nu} = \frac{2}{\nu} \sqrt{\frac{Q \cdot W_p}{\pi}}$$

Если для расчета потерь напора на трение используется формула Лейбензона, то

$$h = f \cdot Q^{2-m} \cdot \ell, \quad (4.19)$$

где f — гидравлический уклон при единичном расходе, $f = \beta \frac{\nu^m}{D^{5-m}} \cdot k_f$, k_f — коэффициент, учитывающий вклад местных сопротивлений.

Величина коэффициента k_f может быть найдена с использованием выражения (4.18). По определению $k_f = f_{np}/f_*$. Соответственно из (4.18) получаем

$$k_f = 1 + \frac{\zeta \cdot D}{\lambda \cdot \ell} = 1 + \frac{\zeta \cdot D^{1-m}}{A \cdot \ell} \left(\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot \nu} \right)^m. \quad (4.20)$$

Предложенный выше прием включения потерь на местных сопротивлениях в величину гидравлического уклона удобен при построении линии остаточных напоров в коммуникациях нефтебаз, т. к. нет необходимости увеличивать их протяженность на так называемую эквивалентную длину местных сопротивлений.

Расчет потерь напора в сложном трубопроводе

К сложным относятся все трубопроводы, отличающиеся от простых, т. е. либо с переменным расходом, либо с переменным диаметром, либо с переменными и расходом и диаметром по длине.

1 случай. Трубопровод постоянного диаметра с переменным расходом по длине ($D = \text{const}$; $Q = \text{var}$)

Коэффициент гидравлического сопротивления λ_i на i -м участке сложного трубопровода с расходом Q_i может быть выражен через коэффициент гидравлического сопротивления λ на участке с расходом Q . По определению

$$\lambda = \frac{A}{Re^m} = A \cdot \left(\frac{\pi D \nu}{4Q} \right)^m;$$

$$\lambda_i = \frac{A}{Re_i^m} = A \cdot \left(\frac{\pi D v}{4 Q_i} \right)^m.$$

Поделив левые и правые половины данных выражений друг на друга, получаем

$$\frac{\lambda_i}{\lambda} = \left(\frac{Q}{Q_i} \right)^m,$$

откуда

$$\lambda_i = \lambda \cdot \left(\frac{Q}{Q_i} \right)^m. \quad (4.21)$$

Соответственно, потери напора на трение по длине составят

$$\Sigma h_\tau = \Sigma \frac{8 \lambda Q_i^2 \ell_i}{\pi^2 g D^5} = \frac{8}{\pi^2 g D^5} \Sigma \lambda \cdot \left(\frac{Q}{Q_i} \right)^m \cdot Q_i^2 \ell_i = f_* \cdot Q^2 \cdot \Sigma \ell_i \cdot \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^{2-m}.$$

а общие потери напора (с учетом местных сопротивлений)

$$\begin{aligned} h &= f_* \cdot Q^2 \cdot \Sigma \ell_i \cdot \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^{2-m} + \Sigma \frac{8 \xi_i \cdot Q_i^2}{\pi^2 \cdot g \cdot D^4} = \\ &= \left[f_* \cdot \Sigma \bar{\ell}_i \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^{2-m} + \frac{8}{\pi^2 \cdot g \cdot D^4 \cdot L} \Sigma \xi_i \cdot \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^2 \right] \cdot Q^2 \cdot L. \end{aligned} \quad (4.22)$$

где $\bar{\ell}_i$ — относительная длина участка трубопровода с постоянным расходом Q_i , $\bar{\ell}_i = \ell_i / L$; ξ_i — сумма коэффициентов местного сопротивления для i -го участка; L — общая длина трубопровода.

Выражение в квадратной скобке формулы обозначим через f_{np} , то есть

$$f_{np} = f_* \cdot \Sigma \bar{\ell}_i \cdot \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^{2-m} + \frac{8}{\pi^2 \cdot g \cdot D^4 \cdot L} \Sigma \xi_i \cdot \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^2, \quad (4.23)$$

что позволяет привести выражение для расчета потерь напора в сложном трубопроводе к формуле (4.17).

При использовании для расчета потерь напора формулы (4.19)

$$f_{np} = f \cdot \Sigma \cdot \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^{2-m} \cdot \bar{\ell}_i.$$

Для получения данного выражения сделано допущение, что $k_{f_1} \approx k_{f_2} \approx k_{f_i} \approx k_f$

2 случай. Трубопровод переменного диаметра с постоянным расходом по длине ($D = \text{var}; Q = \text{const}$)

Рассуждая аналогично, сначала устанавливаем связь между коэффициентом гидравлического сопротивления λ_i на участке трубопровода диаметром D_i и коэффициентом гидравлического сопротивления λ на участке диаметром D

$$\lambda = \lambda_i \cdot \left(\frac{D_i}{D} \right)^m.$$

В этом случае потери напора на трение по длине составят

$$\sum h_{\tau} = \sum \frac{8 \cdot \lambda_i \cdot Q^2 \cdot \ell_i}{\pi^2 \cdot g \cdot D_i^5} = \frac{8 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g} \sum \lambda_i \cdot \left(\frac{D_i}{D} \right)^m \cdot \frac{\ell_i}{D_i^5} = f_* \cdot Q^2 \cdot \sum \ell_i \cdot \left(\frac{D_i}{D} \right)^{5-m}$$

а общие потери напора

$$\begin{aligned} h &= f_* \cdot Q^2 \cdot \sum \ell_i \cdot \left(\frac{D_i}{D} \right)^{5-m} + \sum \frac{8 \cdot \zeta_i \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g \cdot D_i^4} = \\ &= \left[f_* \cdot \sum \bar{\ell}_i \cdot \left(\frac{D_i}{D} \right)^{5-m} + \frac{8}{\pi^2 \cdot g L} \sum \frac{\zeta_i}{D_i^4} \right] \cdot Q^2 \cdot L. \end{aligned} \quad (4.24)$$

То есть приведенный гидравлический уклон в данном сложном трубопроводе равен

$$f_{np} = f_* \cdot \sum \bar{\ell}_i \cdot \left(\frac{D_i}{D} \right)^{5-m} + \frac{8}{\pi^2 \cdot g \cdot L} \sum \frac{\zeta_i}{D_i^4}. \quad (4.25)$$

При использовании для расчета потерь напора формулы (4.19)

$$f_{np} = f_* \cdot \sum \bar{\ell}_i \cdot \left(\frac{D_i}{D} \right)^{5-m}$$

3 случай. Трубопровод переменного диаметра с различными расходами по участкам ($D = \text{var}; Q = \text{var}$)

Рассуждая аналогично, последовательно получаем:

$$\lambda = \lambda \left(\frac{Q \cdot D_i}{Q_i \cdot D} \right)^m ;$$

$$\sum h_\tau = \sum \frac{8 \cdot \lambda_i \cdot Q_i^2 \cdot \ell_i}{\pi^2 \cdot g \cdot D_i^5} = \frac{8}{\pi^2 \cdot g} \sum \lambda \cdot \left(\frac{Q \cdot D_i}{Q_i \cdot D} \right)^m \cdot \frac{Q_i \cdot \ell_i}{D_i^5} = f \cdot Q^2 \cdot \sum \ell_i \cdot \left(\frac{D}{D_i} \right)^{5-m} ;$$

$$h = f_* \cdot Q^2 \cdot \sum \ell_i \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{D}{D_i} \right)^{5-m} + \sum \frac{8 \cdot \zeta_i \cdot Q_i^2}{\pi^2 \cdot g \cdot D_i^4} =$$

$$= \left[f_* \cdot \sum \bar{\ell}_i \cdot \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{D}{D_i} \right)^{5-m} + \frac{8}{\pi^2 \cdot g \cdot L} \sum \frac{\zeta_i \cdot (Q_i / Q)^2}{D_i^4} \right] \cdot Q^2 \cdot L. \quad (4.26)$$

То есть

$$f_{np} = f_* \cdot \sum \bar{\ell}_i \cdot \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{D}{D_i} \right)^{5-m} + \frac{8}{\pi^2 \cdot g \cdot L} \sum \frac{\zeta_i \cdot (Q_i / Q)^2}{D_i^4}. \quad (4.27)$$

При использовании для расчета потерь напора формулы (4.19)

$$f_{np} = f_o \cdot \sum \bar{\ell}_i \cdot \left(\frac{Q_i}{Q} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{D}{D_i} \right)^{5-m}.$$

Таким образом, для всех рассмотренных типов сложных трубопроводов суммарные потери напора можно вычислять по формуле (4.16), применяя для расчета приведенного гидравлического уклона при единичном расходе соответствующую формулу: (4.23), (4.25) или (4.27).

Теперь рассмотрим случаи применения полученных зависимостей.

Пример 1. Расчет сливного коллектора

Пусть имеется сливной коллектор диаметром D и длиной L , к которому через равные расстояния ℓ подключено N сливных устройств, через каждое из которых сливается нефтепродукт с расходом q (рис. 4.5).

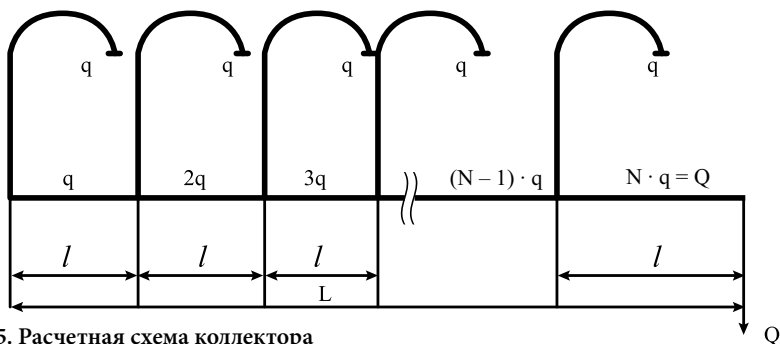


Рис. 4.5. Расчетная схема коллектора

В данном случае $\ell_1 = \ell_2 = \dots \ell_N = \ell$; $Q_1 = q$; $Q_2 = 2q_1 \dots Q_N = Q$. Соответственно, формулу (4.23) можем переписать в виде

$$\begin{aligned}
 f_{np} &= f_* \cdot \bar{\ell} \cdot \left\{ \left(\frac{q}{Q} \right)^{2-m} + \left(\frac{2q}{Q} \right)^{2-m} + \dots \left[\frac{(N-1) \cdot q}{Q} \right]^{2-m} + \dots \right. \\
 &\quad \left. \dots + \left(\frac{N \cdot q}{Q} \right)^{2-m} \right\} + \frac{8}{\pi^2 \cdot g \cdot D^4 \cdot L} \times \dots \\
 &\dots \times \left\{ \zeta_1 \cdot \left(\frac{q}{Q} \right)^2 + \zeta_2 \left(\frac{2q}{Q} \right)^2 + \dots \zeta_{N-1} \cdot \left[\frac{(N-1) \cdot q}{Q} \right]^2 + \zeta_N \left(\frac{N \cdot q}{Q} \right)^2 \right\} = \\
 &= f_* \cdot \bar{\ell} \cdot \left(\frac{q}{Q} \right)^{2-m} \cdot [1 + 2^{2-m} + (N-1)^{2-m} + N^{2-m}] + \frac{8}{\pi^2 \cdot g \cdot D^4 \cdot L} \times \dots \\
 &\quad \dots \times \left(\frac{q}{Q} \right)^2 \cdot [\zeta_1 + \zeta_2 \cdot 2^2 + \dots \zeta_{N-1} \cdot (N-1)^2 + \zeta_N \cdot N^2].
 \end{aligned}$$

С учетом, что $\ell = L/N$, получаем

$$f_{np} = f_* \cdot \varphi \cdot (N) + \frac{8 \cdot \zeta}{\pi^2 \cdot g \cdot D^4 \cdot L} \cdot \varphi_1(N), \quad (4.28)$$

где φ , φ_1 — поправочные коэффициенты, величина которых зависит от количества сливных устройств и режима течения нефтепродукта,

$$\varphi(N) = \sum_{J=1}^N J^{2-m} / N^{3-m}; \quad \varphi_1(N) = \sum_{J=1}^N J^2 / N^2.$$

Численные значения коэффициента $\varphi(N)$ приведены в табл. 4.10.

Таблица 4.10 — Зависимость величины коэффициента $\varphi(N)$ от количества сливных устройств и режима течения нефтепродукта

Режим течения	Зона трения	Величина $\varphi(N)$ при N равном			
		1	5	10	15
Ламинарный	—	1	0,60	0,55	0,53
Турбулентный	Гидравлически гладких труб	1	0,47	0,42	0,40
	Смешанного трения	1	0,45	0,40	0,38
	Квадратичного трения	1	0,44	0,39	0,37

Из табл. 4.10 видно, что величина $\varphi(N)$ уменьшается с увеличением количества сливных устройств и по мере развития турбулентности. Необходимо также подчеркнуть, что найденные величины $\varphi_1(N)$ отличаются в большую сторону относительно рекомендованных в [3, 18] значений ($\frac{1}{2}$ — для ламинарного и $\frac{1}{3}$ — для турбулентного режимов).

Функция $\varphi_1(N)$, напротив, с увеличением N возрастает, составляя при $N = 1$ $\varphi_1(N) = 1$, при $N = 5$ $\varphi_1(N) = 2,2$, при $N = 10$ $\varphi_1(N) = 3,85$, при $N = 15$ $\varphi_1(N) = 5,51$.

При использовании для расчета потерь напора формулы (4.19)

$$f_{np} = f \cdot \varphi \cdot (N) + \frac{8 \cdot \zeta}{\pi^2 \cdot g \cdot D^4 \cdot L} \cdot \varphi_1(N).$$

Пример 2. Расчет ступенчатого трубопровода

Пусть имеется технологический трубопровод, сооруженный из труб одного наружного диаметра, но с тремя разными толщинами стенки. Воспользуемся для вычислений формулой (4.25), имея в виду, что $D = D_1$. Тогда

$$f_{np} = f_* \cdot \left[\frac{\ell_1}{L} + \frac{\ell_2}{L} \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{5-m} + \frac{\ell_3}{L} \left(\frac{D_1}{D_3} \right)^{5-m} \right] + \frac{8}{\pi^2 \cdot g \cdot L} \left(\frac{\zeta_1}{D_1^4} + \frac{\zeta_2}{D_2^4} + \frac{\zeta_3}{D_3^4} \right) =$$

$$= \frac{1}{L} \left\{ f_* \cdot \left[\ell_1 + \ell_2 \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{5-m} + \ell_3 \left(\frac{D_1}{D_3} \right)^{5-m} \right] + \dots \right. \\ \left. \dots + \frac{8}{\pi^2 \cdot g} \left(\frac{\zeta_1}{D_1^4} + \frac{\zeta_2}{D_2^4} + \frac{\zeta_3}{D_3^4} \right) \right\}. \quad (4.29)$$

При использовании для расчета потерь напора формулы (4.19)

$$f_{np} = \frac{f}{L} \cdot \left[\ell_1 + \ell_2 \cdot \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{5-m} + \ell_3 \cdot \left(\frac{D_1}{D_3} \right)^{5-m} \right].$$

Пример 3. Расчет разветвленного трубопровода

Особенностью данного разветвленного трубопровода (рис. 4.6) является то, что потери напора на участках A_1B и A_1C равны.

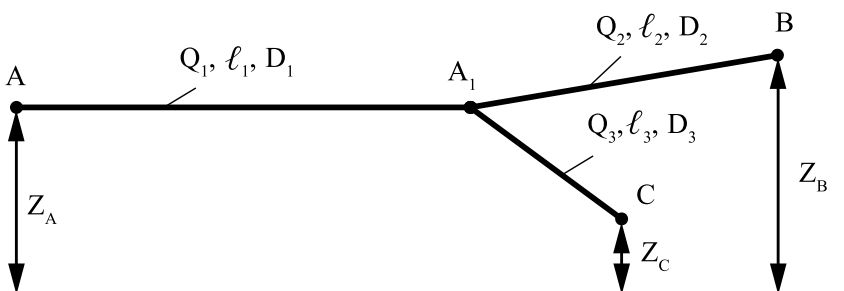


Рис. 4.6. Расчетная схема разветвленного трубопровода

Поэтому воспользуемся формулой (4.27)

$$f_{np} = f_* \cdot \left[\frac{\ell_1}{L} \left(\frac{Q_1}{Q} \right)^{2-m} \left(\frac{D}{D_1} \right)^{5-m} + \frac{\ell_2}{L} \left(\frac{Q_2}{Q} \right)^{2-m} \left(\frac{D}{D_2} \right)^{5-m} \right] + \dots \\ \dots + \frac{8}{\pi^2 \cdot g \cdot L} \left[\frac{\zeta_1}{D_1^4} + \frac{\zeta_2}{D_2^4} \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^2 \right]. \quad (4.30)$$

Примем, что величина f_* рассчитывается по первому участку трубопровода, то есть

$$f_* = \frac{8 \cdot \lambda_1}{\pi^2 \cdot g \cdot D_1^5}; Q = Q_i; D = D_1.$$

Соответственно можем переписать

$$f_{np} = \frac{1}{L} \left\{ f_* \cdot \left[\ell_1 + \ell_2 \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{5-m} \right] + \frac{8}{\pi^2 \cdot g} \left(\frac{\zeta_1}{D_1^4} + \frac{\zeta_2}{D_2^4} \cdot \frac{Q_2}{Q_1} \right)^2 \right\}. \quad (4.31)$$

Для нахождения неизвестной величины Q_2/Q_1 запишем очевидное равенство

$$f_{np_2} \cdot Q_2^2 \cdot \ell_2 + z_B - z_{A_1} = f_{np_3} \cdot Q_3^2 \cdot \ell_3 + z_B - z_{A_1}.$$

В явном виде решить его относительно Q_2/Q_1 после подстановки $Q_3 = Q_1 - Q_2$ не удастся. Учитывая, что соотношение расходов Q_2 и Q_3 , главным образом, определяется потерями напора на трение, можем записать

$$f_* \cdot \frac{\ell_2}{L} \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{5-m} \approx f_* \cdot \frac{\ell_3}{L} \left(\frac{Q - Q_2}{Q_1} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{D_1}{D_3} \right)^{5-m}.$$

Отсюда после несложных преобразований получаем

$$Q_2 = Q_1 \cdot \omega_p, \quad (4.32)$$

где ω_p — расчетный коэффициент, равный

$$\omega_p = \frac{1}{1 + \left[\frac{\ell_2}{\ell_3} \left(\frac{D_3}{D_2} \right)^{5-m} \right]^{\frac{1}{2-m}}}. \quad (4.33)$$

Подставляя (4.32) в (4.31), окончательно получаем

$$f_{np} = \frac{1}{L} \left\{ f_* \cdot \left[\ell_1 + \ell_2 \cdot \omega_p^{2-m} \cdot \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{5-m} \right] + \frac{8}{\pi^2 \cdot g} \left(\frac{\zeta_1}{D_1^4} + \frac{\zeta_2 \cdot \omega_p^2}{D_2^4} \right) \right\}. \quad (4.34)$$

При использовании для расчета потерь напора формулы (4.19)

$$f_{np} = \frac{f}{L} \cdot \left[\ell_1 + \ell_2 \cdot \omega_p^{2-m} \cdot \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{5-m} \right].$$

4.6. Характеристика технологических трубопроводов

Запишем уравнение Бернулли для сечений 1-1 и 2-2, совмещенных соответственно с началом и концом простого трубопровода

$$z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \alpha_1 \cdot \frac{W_1^2}{2g} = z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \alpha_2 \cdot \frac{v_2^2}{2g} + h,$$

где z — нивелирная высота; P — давление; ρ — плотность перекачиваемой жидкости; v — средняя скорость потока; h — потери напора в трубопроводе.

Так как $W_1 = W_2$, то пренебрегая различием α_1 и α_2 , а также обозначив $H = P_1/\rho g$, $h_{ocm} = P_2/\rho g$, $\Delta z = z_2 - z_1$, уравнение (4.35) можем переписать в виде

$$H = h + \Delta z + h_{ocm}. \quad (4.36)$$

Данное уравнение читается так: напор H , необходимый для ведения перекачки (потребный напор), складывается из потерь напора на трение и местные сопротивления h , разности нивелирных высот конца и начала трубопровода Δz , а также остаточного напора h_{ocm} , т. е. напора, который необходимо поддерживать в конечной точке трубопровода.

Уравнение (4.36) называется характеристикой трубопровода. Ее общий вид показан на рис. 4.7. На оси ординат кривая отсекает отрезок $\Delta z + h_{ocm}$. При $\Delta z + h_{ocm} = 0$ характеристика трубопровода выходит из начала координат. В области малых расходов (ламинарный режим) зависимость H от Q линейная, а с увеличением Q — становится параболической (турбулентный режим). При $\Delta z + h_{ocm} > 0$ и $\Delta z + h_{ocm} < 0$ кривые $H = H(Q)$ проходят эквидистантно. Точка пере-

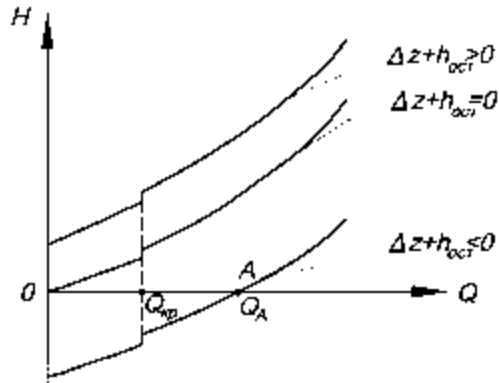


Рис. 4.7. Характеристики трубопровода при различных величинах $\Delta z + h_{ocm}$

сечения характеристики трубопровода при $\Delta z + h_{ocm} < 0$ с осью абсцисс дает величину самотечного расхода Q_A .

Трубопроводы нефтебаз, как правило, являются сложными, т. е. нередко состоят из участков разного диаметра либо имеют разветвленную структуру. Построение характеристики сложного трубопровода, состоящего из участков разного диаметра, производится сложением величин напоров при одинаковых расходах (рис. 4.8а). Если же сложный трубопровод состоит из параллельных участков, то складываются величины расходов в каждом из них при одинаковых напорах (рис. 4.8б).

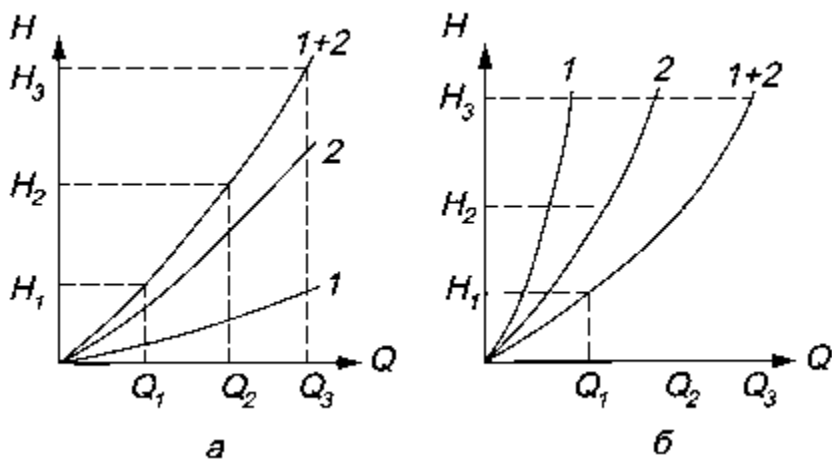


Рис. 4.8. Построение суммарной характеристики двух трубопроводов при $\Delta z + h_{ocm} = 0$:
а — последовательное соединение; б — параллельное соединение

4.7. Совмещенная характеристика технологических трубопроводов и продуктовых насосных станций

Из рис. 4.8 видно, что суммарная характеристика сложных трубопроводов, в основном, качественно похожа на характеристику простого трубопровода. Изобразим ее на рис. 4.9, 4.10 кривой 1. Аналогично характеристики насосных станций, оборудованных центробежными и поршневыми насосами, качественно идентичны характеристикам одиночных насосов этих типов. Изобразим их на рис. 4.9, 4.10 кривыми 2.

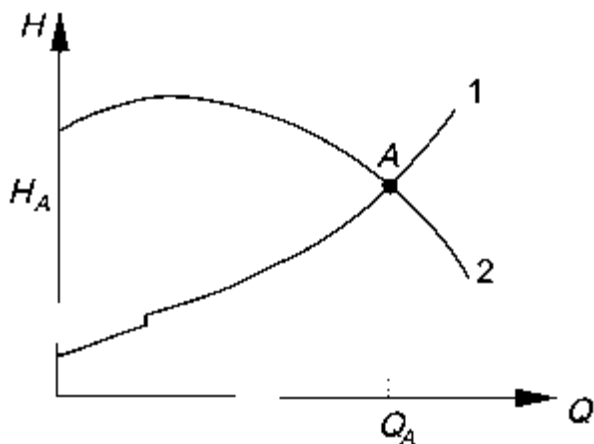


Рис. 4.9. Совмещенная характеристика трубопровода и насосной станции, оборудованной центробежными насосами

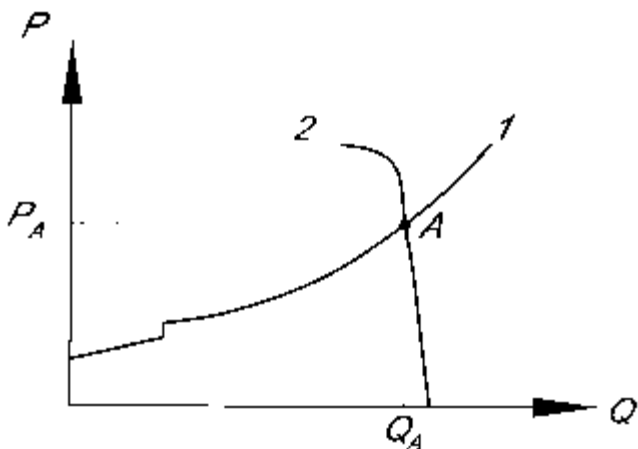


Рис. 4.10. Совмещенная характеристика трубопровода и насосной станции, оборудованной поршневыми насосами

Совмещенная характеристика технологического трубопровода и насосной станции, оборудованной центробежными насосами (рис. 4.8) строится в координатах $H—Q$. Точка A пересечения кривых 1 и 2 называется рабочей. Ее координаты показывают: H_A — напор необходимый для ведения перекачки, Q_A — производительность трубопровода.

Величины Q_A и H_A можно найти аналитически. В т. А потребный и развиваемый напоры одинаковы. Поэтому мы можем составить уравнение

$$A_H - B_H \cdot Q_A^2 = f_{np} \cdot Q_A^2 \cdot L + \Delta z + h_{ocm}. \quad (4.37)$$

Решая его несложно найти

$$Q_A = \sqrt{\frac{A_H - \Delta z - h_{ocm}}{B_H + f_{np} \cdot L}}.$$

Соответственно

$$H_A = A_H - B_H \cdot \left(\frac{A_H - \Delta z - h_{ocm}}{B_H + f_{np} \cdot L} \right).$$

Уравнение (4.37) называется уравнением баланса напоров.

Совмещенная характеристика технологического трубопровода и насосной станции, оснащенной поршневыми насосами (рис. 4.10), строится в координатах P — Q . Координаты точки пересечения кривых 1 и 2 показывают: P_A — давление, необходимое для ведения перекачки, Q_A — производительность трубопровода.

Величины Q_A и P_A находятся на основе решения уравнения баланса давлений

$$P_{III} \cdot \frac{Q_T - Q_A}{Q_T - Q_{III}} = \rho \cdot g \cdot (f_{np} \cdot Q_A^2 \cdot L + \Delta z + h_{ocm}), \quad (4.38)$$

левая часть которого получена из формулы (3.9).

Уравнение (4.38) приводится к квадратному

$$\begin{aligned} f_{np} \cdot Q_A^2 \cdot L + \frac{P_{III}}{\rho \cdot g \cdot (Q_T - Q_{III})} \cdot Q_A + \dots \\ \dots + \Delta z + h_{ocm} - \frac{P_{III} \cdot Q_{III}}{\rho \cdot g \cdot (Q_T - Q_{III})} = 0, \end{aligned}$$

решить которое не составляет труда. Величина P_A находится подстановкой найденного значения Q_A в левую или правую половину (4.38).

4.8. Графоаналитический метод расчета разветвленных трубопроводов

Гидравлический расчет разветвленных трубопроводов удобнее всего выполнять графоаналитически на основе построения совместной характеристики насосной станции и трубопроводной сети.

Пусть необходимо перекачать нефтепродукт из одного резервуара в два других (рис. 4.11). При этом сначала перекачка ведется по трубопроводу АВ, а затем общий поток делится на два, транспортируемых по трубопроводам ВС и ВЕ.

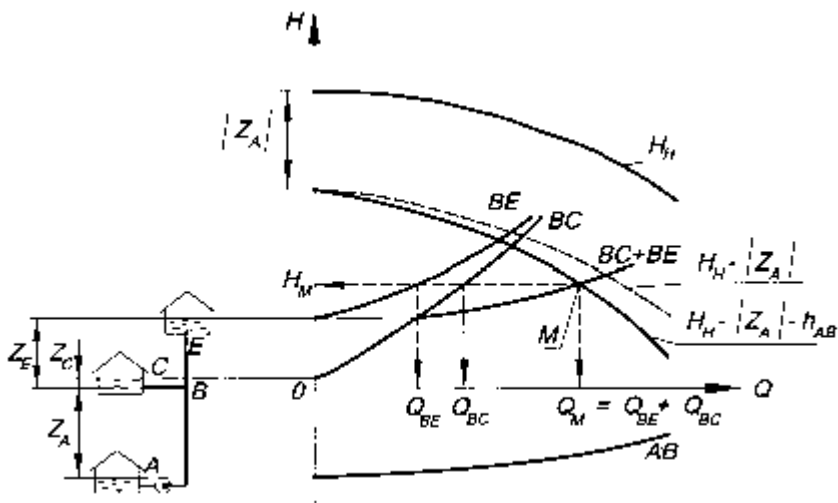


Рис. 4.11. Определение расходов в трубопроводах разветвленной сети

Совместим начало координат с высотной отметкой т. В. Тогда точки на оси ординат, из которых выходят характеристики трубопроводов ВС и ВЕ, совпадут с уровнем свободной поверхности нефтепродукта в соответствующих резервуарах. Крутизна прохождения характеристик этих трубопроводов зависит от кинематической вязкости нефтепродукта, длины и диаметра труб, а также режима течения. Так как трубопроводы ВС и ВЕ соединены параллельно, то их характеристики складываем при постоянном напоре, что дает кривую, обозначенную $BE + BC$.

Пусть напорная характеристика насоса изображается кривой H_H . Осуществив ее параллельный перенос на $|Z_A|$ вниз и отняв потери напора в трубопроводе AB , получим зависимость остаточного напора насоса в т. B , то есть $H_H - |Z_A| - h_{AB}$. Точка пересечения кривых $BE + BC$ и $H_H - |Z_A| - h_{AB}$ дает нам т. M , которой соответствует расход в трубопроводе AB , равный Q_M . Для определения расходов в каждом из параллельно соединенных трубопроводов проводим горизонталь через т. M до пересечения с кривыми BE и BC . Точкам пересечения соответствуют расходы Q_{BE} и Q_{BC} . Причем $Q_{BE} + Q_{BC} = Q_M$.

Точке M соответствует напор H_M . Напор, необходимый для перекачки нефтепродукта по разветвленному трубопроводу равен $H_M + |Z_A| + h_{AB}(Q_M)$.

5. СЛИВОНАЛИВНЫЕ ОПЕРАЦИИ НА НЕФТЕБАЗАХ

5.1. Способы и средства доставки нефтепродуктов на нефтебазы

Поставка нефтепродуктов на нефтебазы осуществляется железнодорожным, водным, автомобильным и трубопроводным транспортом.

Железнодорожный транспорт

Поставка нефтепродуктов по железной дороге производится в специальных цистернах или крытых вагонах в таре. Железнодорожные цистерны классифицируют по назначению и по типу ходовой части. По назначению различают цистерны обычного и специального исполнения. Цистерны обычного исполнения предназначены для перевозки светлых нефтепродуктов, а специально — для транспортировки высоковязких и высокопарафинистых нефтей и нефтепродуктов. К ним относятся цистерны с паровой рубашкой, в нижней части которых расположена паровая рубашка с площадью поверхности нагрева около 40 м², а также цистерны-термосы, снабженные тепловой изоляцией и стационарным трубчатым подогревателем с поверхностью нагрева 34 м².

Объем котла современных цистерн составляет от 54 до 162 м³, диаметр — до 3,2 м.

По типу ходовой части различают четырех- и восьмиосные цистерны (рис. 5.1, 5.2).

Конструктивно железнодорожная цистерна состоит из следующих основных частей (рис. 5.1): рамы 7, ходовой части 6, ударно-тяговых устройств 5, тормозного оборудования 8, котла 4, внутренней 3 и наружной 10 лестниц, устройств крепления котла к раме 11, горловины 1, сливного прибора 9, предохранительной арматуры 2.

Рама служит для восприятия тяговых усилий, ударов в автосцепку, а также инерционных сил котла, возникающих при изменении скорости движения цистерны. Наружная лестница обеспечивает доступ обслуживающего персонала к горловине, а внутренняя — к поверхности и оборудованию котла изнутри.

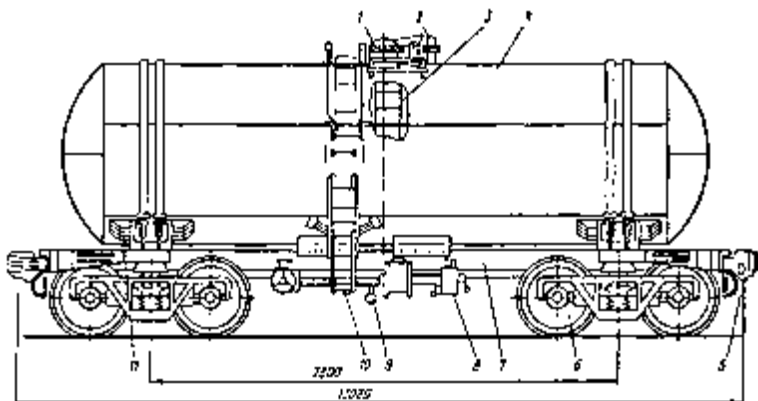


Рис. 5.1. Цистерна для перевозки бензина и светлых нефтепродуктов (модель 15-1443):

1 — горловина; 2 — предохранительная арматура; 3 — внутренняя лестница; 4 — котел; 5 — ударно-тяговые приборы; 6 — ходовая часть; 7 — рама; 8 — тормозное оборудование; 9 — сливной прибор; 10 — наружная лестница; 11 — крепление котла на раме

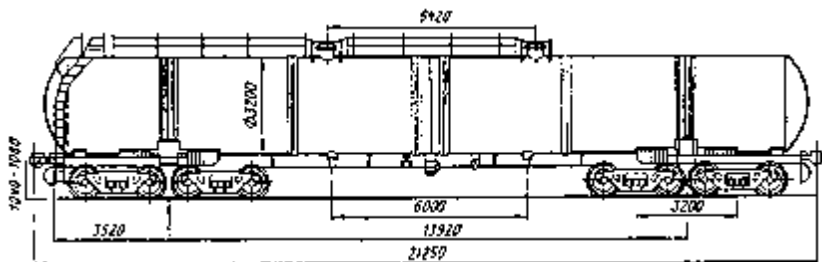


Рис. 5.2. Восьмиосная цистерна для бензина (модель 15-1500)

Горловина цистерны служит для верхнего налива и слива цистерны, по обечайке горловины контролируется заполнение котла. Для этого к нижней кромке обечайки горловины приварены две сегментные планки: первая указывает уровень предельного налива, вторая — фактический уровень заполнения. Горловина котла имеет штампованно-сварную крышку, закрепляемую восемью откидными болтами. На опорное кольцо горловины ставится уплотнительное кольцо из бензоморозостойкой резины.

Рядом с горловиной расположен предохранительно-впускной клапан (рис. 5.3), который отрегулирован на избыточное давление 150 000 Па и вакуум 20 000 Па.

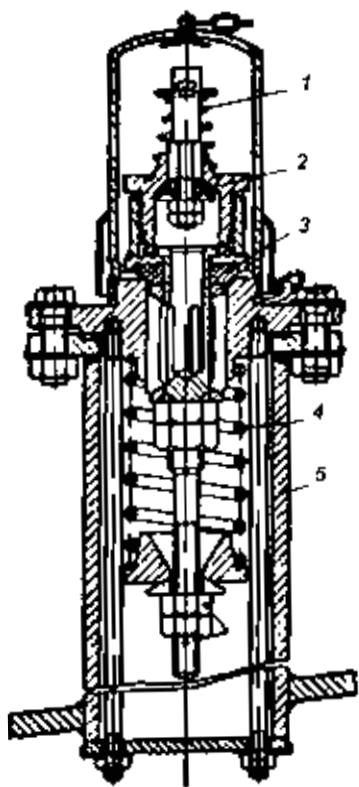


Рис. 5.3. Предохранительно-впускной клапан:

- 1 — пружина впускного клапана;
- 2 — впускной клапан;
- 3 — предохранительный клапан;
- 4 — пружина предохранительного клапана;
- 5 — корпус

Цистерны для перевозки темных и светлых нефтепродуктов оборудованы универсальным сливным прибором (рис. 5.4). Он состоит из частей, расположенных внутри и снаружи цистерн. Внутренняя часть имеет стойку 1, клапан 9, штангу 2 с рукояткой, выходящей в горловину, а наружная — корпус 8, приваренный к котлу, крышку 6 с нажимным винтом 4, скобу 3 и кожух 7. Клапан, укрепленный на нижнем конце штанги, снабжен устройствами, позволяющими ему перемещаться только поступательно и обеспечивающими его лучшее центрирование при закрывании прибора.

Сливной прибор имеет внутренний и наружный затворы. Внутренним является клапан 9, наружным — крышка 6 с уплотнительным резиновым кольцом, укрепленная на скобке и прижатая в ра-

бочем состоянии к патрубку корпуса нажимным винтом 4. Для предотвращения самопроизвольного открытия крышка имеет стопорную гайку 5 с рукояткой.

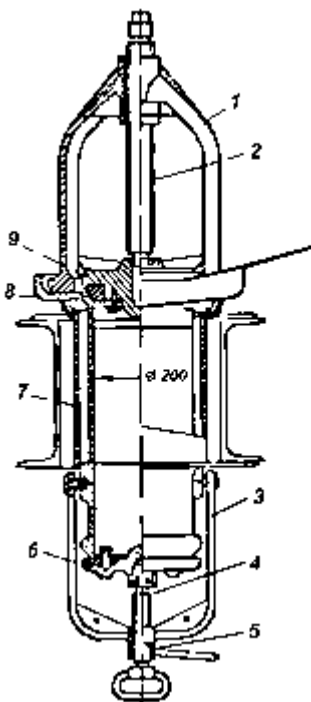


Рис. 5.4. Универсальный сливной прибор (ГОСТ 9273 - 70):
 1 — стойка; 2 — штанга;
 3 — скоба; 4 — нажимной винт; 5 — стопорная гайка;
 6 — крышка; 7 — кожух;
 8 — корпус; 9 — клапан

Корпус сливного прибора оснащен подогревательным кожухом для удаления льда, который может образоваться в зимний период выделившаяся из нефтепродукта вода, а также для частичного разогрева нефтепродукта в прилегающей области котла.

При перевозке нефтепродуктов в крытых вагонах их наливают в бочки (обычно 200-литровые) и бидоны. В бочках транспортируются светлые нефтепродукты и масла, а в бидонах — смазки.

Нефтебазы, на которые нефтепродукты доставляются железнодорожным транспортом, соединяются с главными путями железной дороги подъездной веткой. На самой нефтебазе прокладывают железнодорожные пути (обычно тупикового типа), вдоль которых устраивают хранилище нефтепродуктов в таре и сливноналивную эстакаду (рис. 5.5).

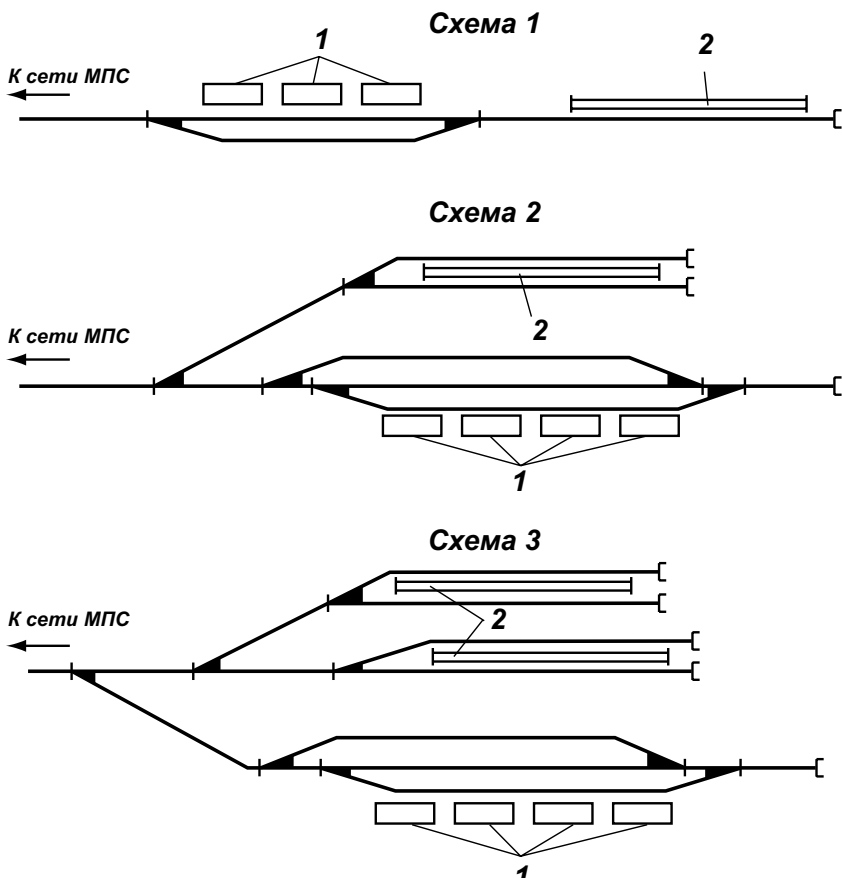


Рис. 5.5. Схемы железнодорожных путей нефтебазы:

1 — склады тарных грузов; 2 — сливноналивная эстакада

Достоинствами железнодорожного транспорта являются:

- 1) возможность круглогодичного осуществления перевозок;
- 2) в одном составе (маршруте) могут одновременно перевозиться различные грузы;
- 3) нефть и нефтепродукты могут быть доставлены в любой пункт страны, имеющий железнодорожное сообщение;
- 4) скорость доставки грузов по железной дороге примерно в 2 раза выше, чем речным транспортом.

К недостаткам железнодорожного транспорта относятся:

- 1) высокая стоимость прокладки железных дорог;
- 2) увеличение загрузки существующих железных дорог и как следствие — возможные перебои в перевозке других массовых грузов;
- 3) холостой пробег цистерн от потребителей нефтегрузов к их производителям.

Водный транспорт

Для перевозки нефтепродуктов водным транспортом используются сухогрузные и наливные суда. **Сухогрузными судами** груз перевозится непосредственно на палубе (в основном, в бочках). **Наливные суда** перевозят нефть и нефтепродукты в трюмах, а также в танках (баках), размещенных на палубе.

Различают следующие типы наливных судов:

- 1) танкеры морские и речные;
- 2) баржи морские (лихтеры) и речные.

Танкер — это самоходное судно, корпус которого системой продольных и поперечных переборок разделен на отсеки. Различают носовой (форпик), кормовой (ахтерпик) и грузовые отсеки (танки). Для предотвращения попадания паров нефти и нефтепродуктов в хозяйственные и машинные отделения грузовые танки отделены от носового и кормового отсеков специальными глухими отсеками (коффердамами). Для сбора продуктов испарения нефтегрузов и регулирования давления в танках на палубе танкера устроена специальная газоотводная система с дыхательными клапанами.

Все грузовые танки соединены между собой трубопроводами с задвижками (клинкетами) для осуществления погрузки и выгрузки нефтепродуктов.

Максимальная скорость потока нефтепродукта в трубопроводах не должна превышать 12 м/с. Эти ограничения вызваны стремлением избежать образования зарядов статического электричества такой величины, при которой существует опасность возникновения взрывов и пожаров.

Грузовая система танкера должна обеспечивать быстрый прием и выдачу нефтепродукта при наибольшем использовании собственных насосов, а из речных судов — как судовыми насосами, так и плавучими средствами парохозяйства.

На танкерах применяются насосы преимущественно следующих типов: паровые поршневые прямодействующие, паротурбинные центробежные и электроприводные центробежные. По назначению они подразделяются на грузовые (производящие откачку 85...95 % груза) и зачистные (включаемые в конце откачки для того, чтобы избежать захвата воздуха). Сведения об их технических характеристиках приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 — Технические характеристики насосного оборудования танкеров

Дедвейт ^{*)} , тыс. т	Грузовые насосы		Зачистные насосы		Отношение суммарной подачи зачистных насосов к суммарной подаче грузовых насосов, %
	Отношение суммарной подачи к дедвейту, %	Напор, м	Отношение суммарной подачи к дедвейту, %	Напор, м	
10...20	6,0...17,5	70...100	0,9...3,0	70...100	14,5...17,5
35...55	6,0...16,0	75...120	0,6...1,7	75...110	8,0...12,5
75...95	6,0...11,5	85...130	0,6...1,2	85...120	7,0...10,0
100...150	5,5...10,0	100...135	0,4...1,0	100...130	6,0...9,5
Свыше 150	5,0...10,0	100...150	0,3...0,8	100...150	5,0...9,0

^{*) Дедвейтом называется полная масса груза, включающая полезную (транспортируемую массу и массу груза для собственных нужд (вода, топливо, продовольствие), который может быть принят судном без потери плавучести, устойчивости и скорости хода.}

Из табл. 5.1 видно, что с увеличением дедвейта относительная суммарная подача грузовых и зачистных насосов уменьшаются, а развиваемый ими напор увеличивается.

Танкеры оборудуются также подогревателями, установками для вентиляции и пропаривания танков, средствами пожаротушения и др.

Речные танкеры в отличие от морских имеют относительно небольшую грузоподъемность.

Баржи отличаются от танкеров тем, что не имеют собственных насосов.

Морские баржи (лихтеры) обычно служат для перевозок нефти и нефтепродуктов, когда танкеры не могут подойти непосредственно к причалам для погрузки-выгрузки. Их грузоподъемность составляет 10 000 т и более.

Речные баржи служат для перевозки нефтепродуктов по внутренним водным путям. Поэтому их корпус менее прочен, чем у морских барж. Они бывают самоходными и несамоходными. Последние перемещаются буксирами.

Для налива и разгрузки наливных судов устраиваются специальные сооружения — нефтяные гавани, причалы и пирсы.

Нефтегаванью называется водная территория (акватория), укрытая от сильных течений, ледохода и ветров, имеющая достаточные для причаливания и маневрирования судов площадь и глубину. Современные нефтегавани проектируются трех типов (рис. 5.6): в виде узкого тупикового бассейна («ковша»), в виде выемки части берега или просто в виде огражденной акватории у берега. Чтобы уменьшить объем земляных работ при сооружении нефтегаваней стараются использовать естественные укрытия в береговой полосе — бухты, заливы и речные затоны.

Для предотвращения растекания по воде нефтепродуктов, попавших на ее поверхность (вследствие аварии, пролива и т. п.), акватория нефтегаваней 4 отделяется от остального водного пространства 3 плавучими боновыми ограждениями 2 или затворами 1. Для пропуска судов боновые ограждения разводятся.

Для непосредственной швартовки наливных судов служат причалы и пирсы.

Причалами называют сооружения, расположенные параллельно берегу, тогда как **пирсы** расположены перпендикулярно к нему или под некоторым углом. Пирсы используются на морских и озерных нефтебазах, причалы — на речных.

Технологические процессы по обработке наливных судов включают следующие операции: налив и слив нефтепродуктов, бункеровка топливом и маслами, улавливание паров нефтепродукта при наливе и сбор утечек, прием балластных и льяльных вод, а также выполнение вспомогательных операций, связанных с грузовыми работами по сливу-наливу.

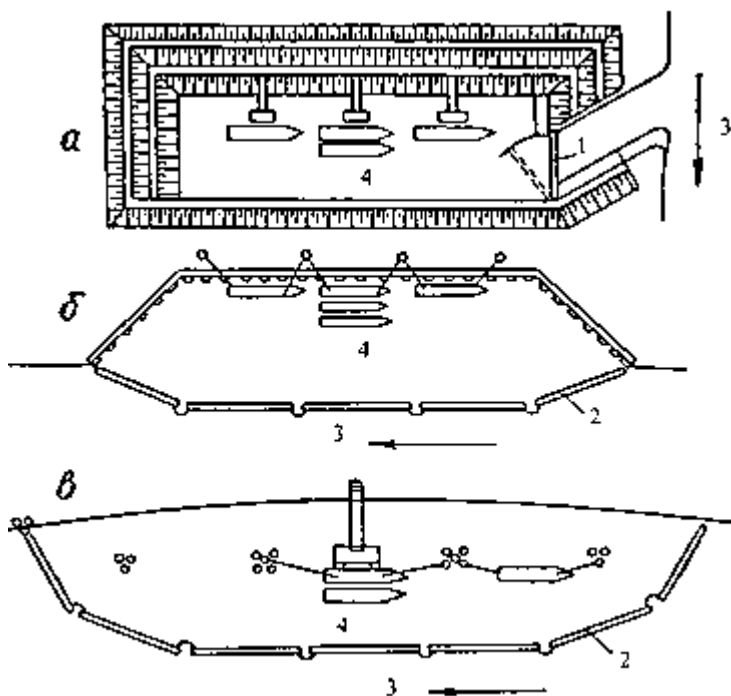


Рис. 5.6. Схемы современных гаваней трех типов:
 а — в виде узкого тупикового бассейна со специальным затвором;
 б — в виде береговой выемки с боновым ограждением; в — образованная сплошным искусственным заграждением; → — направление движения судна; 1 — затвор; 2 — боновые ограждения; 3 — водное пространство; 4 — акватория нефтегаваней

Пирсы и причалы должны быть оборудованы достаточным количеством трубопроводов соответствующих диаметров для обеспечения необходимой производительности слива-налива нефтепродуктов, шланговыми устройствами, освещением, средствами подачи электроэнергии и связи, устройством для заземления судов, боновыми заграждениями, а также пожарным инвентарем и спасательными средствами.

Ширина пирсов и причалов должна обеспечить прокладку всех трубопроводов и устройство проезда шириной не менее 3,5 м для пожарных автомобилей, а в конце тупикового проезда должна быть площадка для разворота автомобилей не менее 12×12 м.

К размещению пирсов и причалов предъявляется ряд требований. На судоходных реках и каналах они должны располагаться:

- от мостов, водозаборов и других причалов — на расстоянии не менее 300 м ниже и не менее 3000 м выше по течению;
- от рейдов и мест постоянной стоянки флота — на расстоянии не менее 1000 м ниже и не менее 5000 м выше по течению.

В морских и озерных портах, а также на водохранилищах расстояние от пирсов до сухогрузных, пассажирских и других причалов должно быть не менее 300 м при операциях с легковоспламеняющимися и не менее 200 м — с другими горючими нефтепродуктами.

Расстояние между причалами и пирсами также регламентируется. В морских и озерных портах, а также на водохранилищах расстояние между ними должно быть не менее 200 м при операциях с нефтепродуктами, имеющими температуру вспышки 28 °С и ниже, не менее 150 м при операциях с нефтепродуктами, имеющими температуру вспышки выше 28 °С. Расстояние между речными причалами в первом случае должно быть не менее 300 м, а во втором не менее 200 м. Вместе с тем независимо от температуры вспышки расстояние между причалами и пирсами не должно быть меньше длины судна.

Достоинствами водного транспорта являются:

- 1) относительная дешевизна перевозок;
- 2) неограниченная пропускная способность водных путей (особенно морских);
- 3) возможность завоза нефтепродуктов в отдаленные районы страны, не связанные железной дорогой с НПЗ.

К недостаткам водного транспорта относятся:

- 1) сезонность перевозок по речным и частично морским путям, что вызывает необходимость создавать большие запасы нефтегрузов;
- 2) медленное продвижение грузов (особенно вверх по течению рек);
- 3) невозможность полностью использовать тоннаж судов при необходимости переброски специальных нефтепродуктов в небольших количествах;
- 4) порожние рейсы судов в обратном направлении.

Автомобильный транспорт

Автоперевозки нефтепродуктов осуществляются в таре (бочках, канистрах, бидонах), а также в автомобильных цистернах.

Автомобильные цистерны классифицируют:

- по типу базового шасси: автомобили-цистерны, полуприцепы-цистерны, прицепы-цистерны;
- по виду транспортируемого продукта: для топлив, для масел, для мазутов и т. д.;
- по вместимости: малой (до 2 т); средней (2...5 т); большой (5...15 т); особо большой (более 15 т).

В качестве базовых шасси для автомобильных цистерн используют практически все выпускаемые промышленностью грузовые автомобили. Разделение автоцистерн по виду транспортируемого продукта обусловлено существенным различием свойств и недопустимостью даже незначительного их смешивания.

Градация автомобильных цистерн по вместимости соответствует классификации грузовых автомобилей по грузоподъемности.

В марках автоцистерн отражены сведения о типе базового шасси и вместимости цистерны.

Примеры условных обозначений:

АЦ-4,2-130 — автомобиль-цистерна вместимостью 4,2 м³ на шасси автомобиля ЗИЛ-130;

ПЦ-5,6-817 — прицеп-цистерна вместимостью 5,6 м³ на шасси прицепа ГКБ-817;

ППЦ-16,3 — полуприцеп-цистерна вместимостью 16,3 м³.

Устройство и оборудование автоцистерн рассмотрим на примере автомобиля-цистерны АЦ-4,2-130 (рис. 5.7). Он предназначен для транспортировки нефтепродуктов плотностью не более 860 кг/м³ с нефтебаз на склады автотранспортных, строительных и сельских предприятий.

Калиброванная цистерна эллиптической формы смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-130. Она имеет горловину, отстойник и отсек, закрываемый двумя дверками. На крышке горловины расположены наливной люк, два дыхательных клапана, патрубок со штуцером для отвода паров, образующихся при наливе, и указатель уровня. Наливной люк в транспортном положении закрывают крышкой.

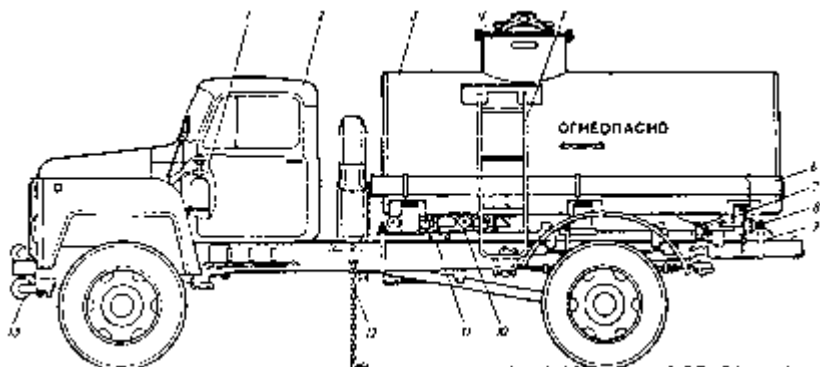


Рис. 5.7. Автомобиль-цистерна АЦ-4,2-53А:

- 1 — огнетушитель; 2 — шасси автомобиля ГАЗ-53 А; 3 — цистерна;
- 4 — крышка горловины; 5 — лестница; 6 — пенал для рукавов;
- 7 — отстойник с трубопроводом; 8 — электрооборудование; 9 — узел крепления цистерны; 10 — трубопровод гидравлической системы;
- 11 — табличка; 12 — цепь заземления; 13 — глушитель

Цистерна оборудована двумя пеналами для хранения и транспортировки рукавов, противопожарными и заземляющими средствами, креплениями для шанцевого инструмента и принадлежностей, металлической площадкой и лестницей. На АЦ-4,2-130 устанавливают самовсасывающий вихревой насос СВН-80.

Полуприцепы-цистерны не имеют собственного двигателя. Их устройство рассмотрим на примере ППЦ-16,3 (рис. 5.8).

Она предназначена для транспортировки и кратковременного хранения светлых нефтепродуктов. Они транспортируются с помощью специальных тягачей (например, КамАЗ-5410).

Специальное оборудование смонтировано на шасси полуприцепа ОдаЗ-9370 и состоит из цистерны с горловинами, лестницей, поручнем, пеналами, ящиком запчастей и принадлежностей; технологического оборудования, расположенного в боковом шкафу и включающего в себя систему трубопроводов и запорной арматуры; электрооборудования, а также средств контроля и дистанционного управления узлами полуприцепов-цистерн. Кроме того, в состав дополнительного оборудования, размещаемого в боковом шкафу, входят фильтр тонкой очистки топлива, два счетчика жидкости, раздаточные рукава, намотанные на барабаны, и раздаточные краны.

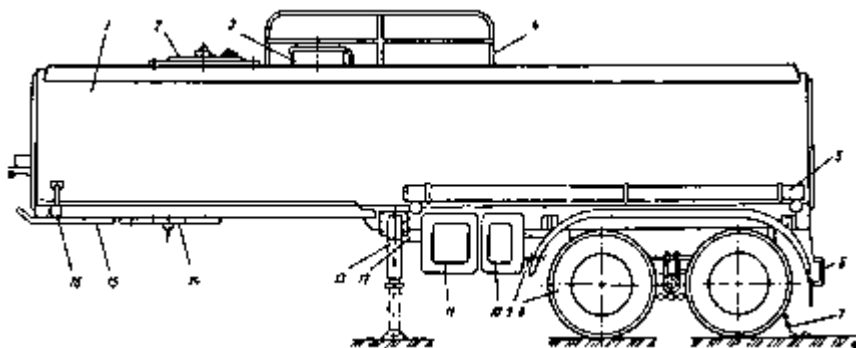


Рис. 5.8. Полуприцеп-цистерна ППЦ-16.3:

1 — корпус цистерны; 2 — крышка компенсационной емкости; 3 — наливная горловина; 4 — поручень; 5 — пенал; 6 — бампер; 7 — цепь заземления; 8 — тележка; 9 — запасное колесо; 10, 11 — шкафы для оборудования; 12 — ящик ЗИП; 13 — опорное устройство; 14 — опорная плита; 15 — плита наката; 16 — световозвращатель

Достоинствами автомобильного транспорта нефтегрузов являются:

- 1) большая маневренность;
- 2) быстрота доставки;
- 3) возможность завоза грузов в пункты, значительно удаленные от водных путей или железной дороги;
- 4) всесезонность.

К его недостаткам относятся:

- 1) ограниченная вместимость цистерн;
- 2) относительно высокая стоимость перевозок;
- 3) наличие порожних обратных пробегов автоцистерн;
- 4) значительный расход топлива на собственные нужды.

Трубопроводный транспорт

Распространенным способом поставки светлых нефтепродуктов на нефтебазы является их сброс по отводам от магистральных нефтепродуктопроводов. Отводы могут быть однетрубными и многотрубными. В первом случае различные нефтепродукты поступают на нефтебазу по одному трубопроводу, а во втором — по нескольким (двум и более).

Нефтепродуктопроводы на территории нефтебаз оборудуются предохранительными клапанами, запорной арматурой, а также средствами автоматизации.

Сброс нефтепродуктов от предохранительных клапанов предусматривается в специальные резервуары, объем и число которых определяется по нормам технологического проектирования. Управление запорной арматурой предусматривается местное и дистанционное (автоматическое) — диспетчером магистрального нефтепродуктопровода или оператором нефтебазы.

5.2. Сливоналивные устройства для транспортных средств

Железнодорожный транспорт

Слив железнодорожных цистерн обычно производится через сливной прибор, расположенный снизу цистерны (нижний слив), а при его неисправности — через горловину (верхний слив).

Схемы применяемых на нефтебазах способов слива нефтепродуктов приведены на рис. 5.9.

При **открытом самотечном сливе** (рис. 5.9а) нефтепродукт через нижний сливной прибор 1 по сливным лоткам 2 поступает в центральный желоб 3, из которого по трубопроводу 4 стекает в расположенный ниже поверхности грунта приемный («нулевой») резервуар 5. Во избежание потерь от испарения данным способом сливают только низкоиспаряющиеся нефтепродукты.

Частным случаем данной схемы является **межрельсовый слив** (рис. 5.9б), когда центральный желоб располагается под сливаемыми цистернами, и поэтому необходимости в переносных желобах нет.

Недостатком обоих способов слива является возможность загрязнения нефтепродуктов. Данного недостатка лишен **закрытый самотечный слив** (рис. 5.9в), который отличается от открытого тем, что вместо переносных желобов к нижним сливным приборам присоединяются гибкие рукава или шарнирно-сочлененные трубы 6, а вместо центрального желоба проложен трубопровод-коллектор 7. Эта схема может быть применена и для бензинов, т. к. потери от испарения в этом случае невелики.

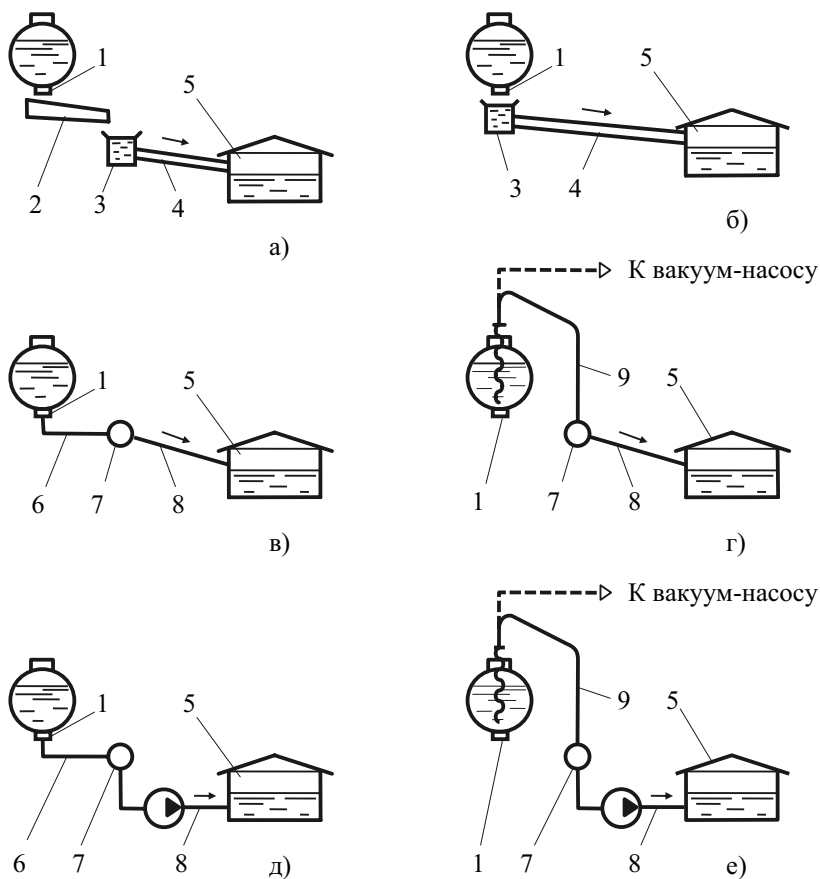


Рис. 5.9. Способы слива нефтепродуктов

Наименьшая продолжительность выгрузки нефтепродуктов достигается при принудительном нижнем сливе (рис 5.9д), который производится насосом 10 через нижний сливной прибор цистерны и систему шарнирно сочлененных труб.

Сифонный слив самотеком (рис. 5.9г) производится через горловину цистерны. Он возможен только в том случае, когда приемный резервуар по отношению к сливаемой цистерне находится на более низкой отметке. Начало движения нефтепродукта обеспечивается созданием вакуума в стояке с помощью вакуум-насоса.

Во избежание разрыва струи и соответственно срыва сифона давление в точке А не должно опускаться ниже давления упругости паров нефтепродукта.

Производительность сифонного слива самотеком невелика.

Принудительный верхний слив (рис. 5.9е) отличается от предыдущей схемы тем, что производится через горловину цистерны посредством сливного стояка 9. Начало слива обеспечивает вакуумнасос, после чего включается насос 10, закачивающий нефтепродукт в резервуарный парк нефтебазы.

Разновидностью принудительного верхнего слива является эжекторный слив светлых нефтепродуктов, возможные схемы которого приведены на рис. 5.37.

Возможные схемы налива железнодорожных цистерн приведены на рис. 5.10. Различают налив открытой и закрытой струей, а также герметизированный налив.

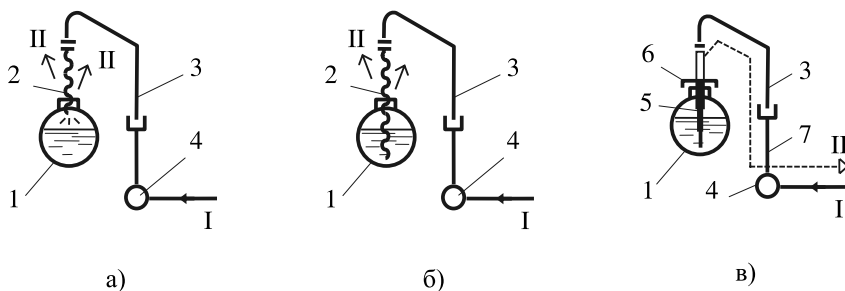


Рис. 5.10. Схемы налива железнодорожных цистерн

При **налив открытой струей** (рис. 5.10а) 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.

Налив закрытой струей (рис. 5.10б) осуществляется путем опускания шланга до нижней образующей цистерны. Поэтому струя нефтепродукта контактирует с воздухом только в начале слива. Соответственно, при налив закрытой струей потери бензина, например, почти в 2 раза меньше, чем в предыдущем случае.

Герметичный налив цистерн (рис. 5.10в) производится с помощью специальных автоматизированных систем налива (АСН). Их отличительной чертой является наличие герметизирующей крышки 6, телескопической трубы 5 и линии 7 для отвода образующейся паровоздушной смеси (например, на установку отделения углеводородов от ПВС).

Теперь перейдем к рассмотрению сливноналивных устройств, применяемых на нефтебазах. При сливе и наливке нефтепродуктов (кроме мазутов) с температурой вспышки 120 °С и ниже должны использоваться закрытые сливноналивные устройства, а для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и мазутов допускается применять открытые сливные устройства.

При открытом самотечном сливе высоковязких и высокозастывающих нефтепродуктов используются сливные лотки (рис. 5.11). Лоток имеет наружную стенку 4 и внутреннюю стенку 3, которые образуют паровую рубашку. Впуск пара происходит через патрубком 5, а отвод конденсата — через штуцер 2 и шланг 1.

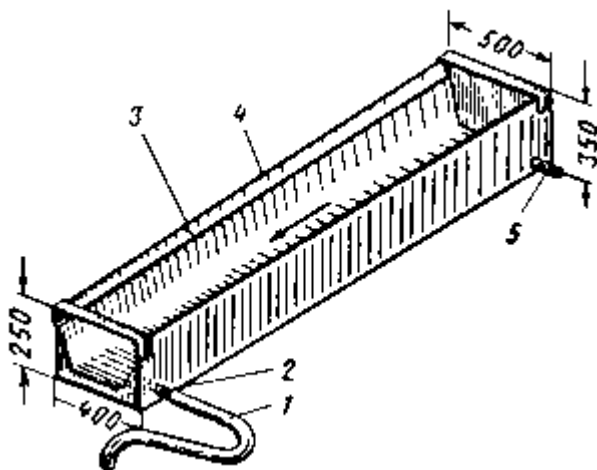


Рис. 5.11 Сливной лоток с паровой рубашкой:

- 1 — шланг; 2 — штуцер; 3 — внутренняя стенка; 4 — наружная стенка;
5 — патрубок

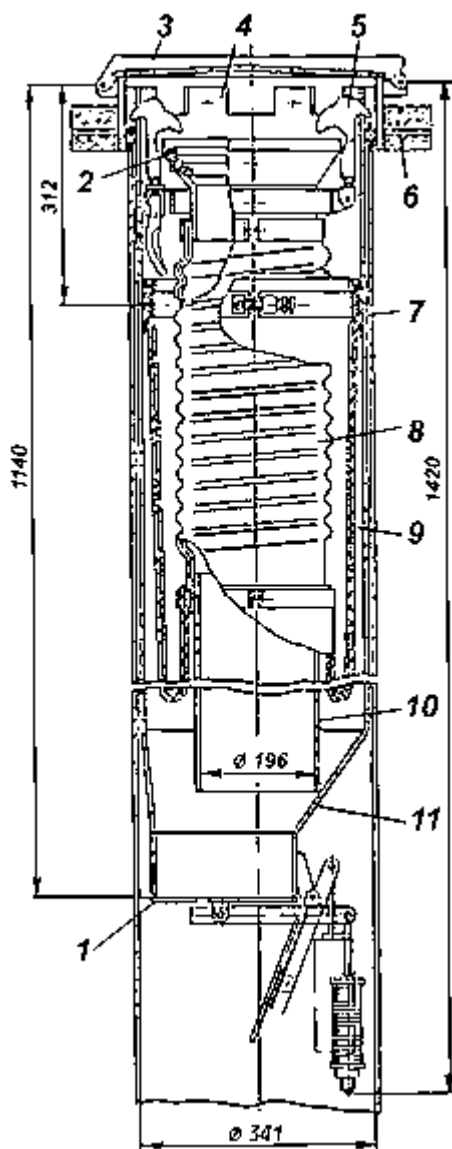


Рис. 5.12. Установка нижнего слива СПГ-200:

1 — обратный клапан с противовесом; 2 — уплотнительное кольцо;
 3 — крышка; 4 — присоединительная головка; 5 — зажим; 6 — перекрытие сливного желоба; 7 — обойма; 8 — гофрированный рукав; 9 — гибкий корпус; 10 — алюминиевый патрубок; 11 — сливная труба

При межрельсовом сливе высоковязких нефтепродуктов используются установки нижнего слива СПГ-200 (рис. 5.12). В нерабочем состоянии присоединительная головка 4 находится внутри обоймы 7. При присоединении к сливному прибору головка 4 поднимается вместе с гофрированным рукавом 8 и патрубком 10, после чего фиксируется с помощью зажимов 5.

Принципиальные схемы исполнения сливного желоба приведены на рис. 5.13. При двустороннем открытом самотечном сливе (рис. 5.13а) желоб 6 расположен между путями. При сливе нескольких сортов высоковязких нефтепродуктов он делится на ряд отсеков, от каждого из которых идут трубопроводы 3 к «нулевым» резервуарам 1, имеющим фильтр 2. Вдоль эстакады 4 проходит паропровод 5, от которого отходят пароразводящие трубы 7.

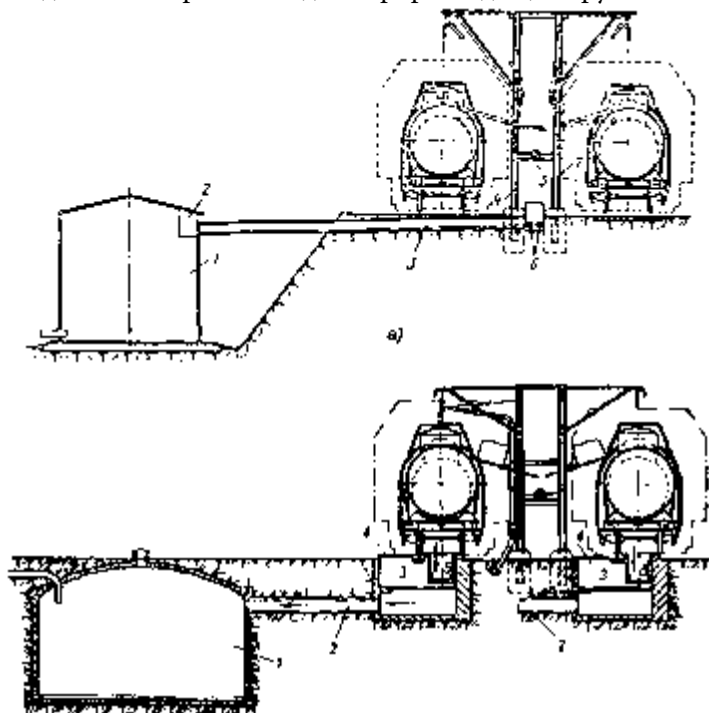


Рис. 5.13. Принципиальные схемы исполнения сливного желоба:
 а — при двустороннем сливе; б — при межрельсовом сливе;
 1 — резервуар; 2 — фильтр; 3 — сливной желоб; 4 — эстакада;
 5 — паропровод; 6 — желоб; 7 — пароразводящие трубы

При межрельсовом сливе (рис. 5.136) из желоба 6 нефтепродукт попадает в сборный колодец и, пройдя решетку, поступает по сливному желобу 3 в «нулевой» резервуар 1.

В обоих случаях целесообразно применение желобов-коллекторов, снабженных паровой рубашкой: подогретые высоковязкие нефтепродукты не образуют все увеличивающейся корки на стенках коллекторов.

Для герметизированного слива-налива нефтепродуктов используют установки с шарнирно-сочлененным соединением труб. Установка АСН-7Б (рис. 5.14) применяется при операциях с маловязкими нефтепродуктами. В ней присоединительная головка 6 с помощью четырех шарниров, одного коренного и двух промежуточных патрубков с коленами связана с трубопроводом коллектором. При подключении установки к цистерне головка 6 прижимается к торцу патрубка ее нижнего сливного прибора с помощью специальных захватов и герметизирует место соединения. Кроме самостоятельного применения, установки АСН-7Б входят в состав системы АСН-15 для нижнего автоматизированного слива и налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

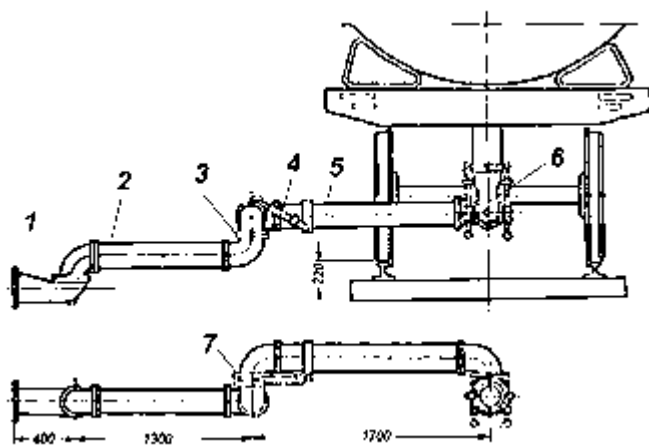


Рис. 5.14. Принципиальная схема установки АСН-7Б:

- 1 — основание; 2 — труба коренная; 3 — шарнир горизонтальный; 4 — пружинное устройство; 5 — труба концевая; 6 — присоединительная головка; 7 — шарнир вертикальный

Установка АСН-8Б (рис. 5.15) отличается от АСН-7Б наличием паровой рубашки, с помощью которой можно подогревать сливаемый нефтепродукт и пропаривать внутреннюю полость сливного прибора цистерны в зимнее время. Эту установку используют для слива и налива нефтепродуктов с кинематической вязкостью не более 100 мм²/с.

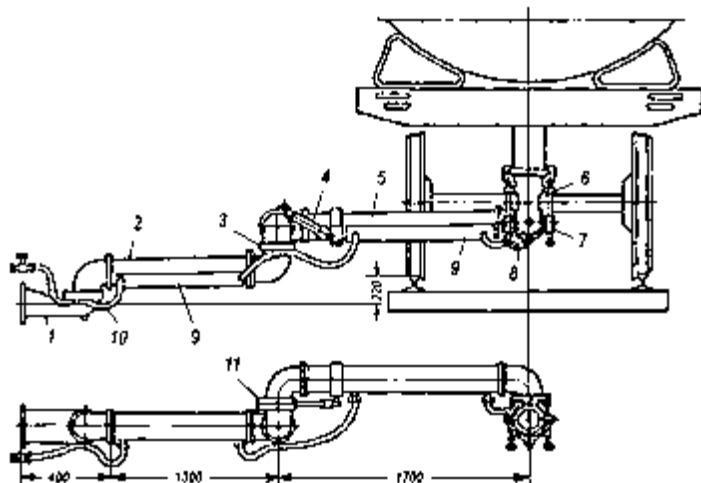


Рис. 5.15. Принципиальная схема установки АСН-8Б:

- 1 — основание; 2 — труба коренная; 3 — шарнир горизонтальный;
- 4 — пружинное устройство; 5 — труба концевая; 6 — присоединительная головка; 7 — кран-конденсатоотводник; 8 — трехходовый кран;
- 9 — паровая рубашка; 10 — рукава паропровода; 11 — шарнир вертикальный

Для верхнего слива и налива одиночных цистерн применяются сливноналивные стояки с ручными насосами (рис. 5.16). Такие стояки устанавливают главным образом на небольших распределительных нефтебазах. Расстояние между отдельными стояками должно быть равным 4 м, что обеспечивает обслуживание цистерн разных типов без переформирования составов.

При маршрутном приеме и отпуске нефтепродуктов их слив и налив осуществляют на эстакадах. **Эстакадой** называют совокупность расположенных вдоль железнодорожного полотна с шагом 4...6 м сливноналивных устройств, соединенных общими коллекторами и площадкой для перемещения персонала. Эстакады изготавливают

из нескораемых материалов с учетом габаритов железнодорожных цистерн. Сооружают эстакады в виде длинных галерей с эксплуатационными площадками, расположенными на высоте 3...3,5 м, считая от рельса, и снабжают для перехода на цистерны откидными подвижными мостиками, которые могут опускаться на котел цистерны. Ширина прохода на эстакаде — не менее 1 м. Лестницы для подъема на нее размещают, как правило, с торцов.

Эстакады классифицируются по назначению, по количеству одновременно обслуживаемых маршрутов, по виду наливаемых (сливаемых) нефтепродуктов, по исполнению.

В зависимости от назначения различают эстакады только для налива или слива нефтепродуктов, а также для выполнения обеих операций.

По количеству одновременно обслуживаемых маршрутов железнодорожные эстакады бывают односторонние и двусторонние. Односторонние эстакады предусматриваются для группы цистерн общей весовой нормы (брутто) менее 700 т, а двусторонние — для нормы более 700 т.

По виду наливаемых (сливаемых) продуктов различают эстакады для светлых и для темных нефтепродуктов.

По исполнению различают крытые и открытые эстакады. Навесами или крышами оборудуют железнодорожные эстакады для налива авиационных масел, топлив для реактивных двигателей и авиационных бензинов. Если же эстакады оснащены наливными устройствами, исключающими попадание в цистерну атмосферных осадков и пыли во время операции налива, то навесы и крыши допускается не устанавливать.

Сведения об основных типах железнодорожных сливоналивных эстакад приведены в табл. 5.2.

На рис. 5.17 показана **наливная двусторонняя эстакада для светлых нефтепродуктов**, предназначенная для самотечного или принудительного налива. Коллекторы для нефтепродуктов проложены по бокам вдоль эстакады ниже настила, по которому перемещается персонал. Наливные рукава, присоединенные к наливным стоякам, доходят до нижней образующей цистерн не менее чем на 200 мм, что обеспечивает налив под уровень без падения струи с высоты. Все управление наливом ведется с площадки эстакады.

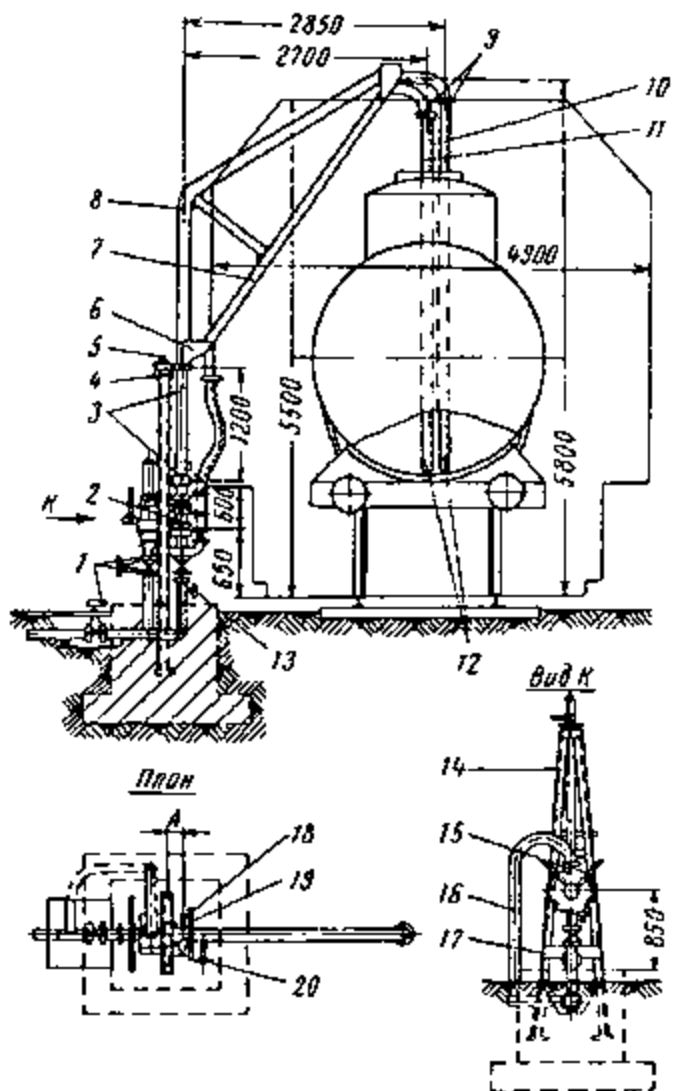


Рис. 5.16. Одиночный стояк с ручным насосом: 1 — задвижка; 2 — поворотный сальник; 3 — хомуты; 4 — накладка; 5 — стопор ограничителя; 6 — козынка; 7 — зачистная труба; 8 — стояк; 9 — соединение рукавов с трубами; 10, 11 — гибкие рукава; 12 — наконечник; 13 — патрубок для нижнего слива; 14 — опорная стойка; 15 — ручной насос; 16 — труба; 17 — накладка; 18 — ограничитель; 19 — рукоятка для поворота стояка; 20 — вентиль

Эстакада оборудована откидными передвижными мостками для перехода на верхние площадки цистерн. Для подъема и спуска с мостков используют ручные лебедки.

Таблица 5.2 — **Характеристика железнодорожных сливноналивных эстакад**

Тип эстакады	Характеристика эстакады	Материал несущей конструкции	Технологический шаг, мм	Вынос сливноналивного устройства, мм	Высота сливноналивного устройства от головки рельса, мм
НС	Наливная двусторонняя для светлых нефтепродуктов (стоякового типа)	Металлическая	4000	3600	5750
НМ	То же для масел (стоякового типа)	Металлическая или железобетонная	4000	600	5750
НТ	То же для темных нефтепродуктов (галерейного типа)	То же	4000	3600	5750
КС	Комбинированная (сливноналивная) двусторонняя для светлых нефтепродуктов (стоякового типа)	Металлическая	4000	3600	5750
КМ	То же для масел (стоякового типа)	Металлическая или железобетонная	4000	3600	5750

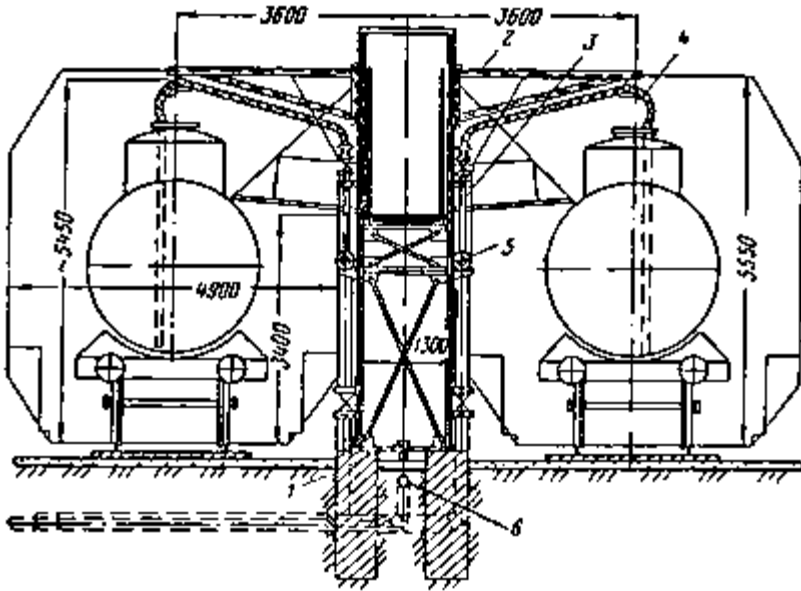


Рис. 5.17. Двусторонняя наливная эстакада типа НС:

1 — штуцер для слива из поврежденных цистерн; 2 — поворотная консоль; 3 — наливной стояк; 4 — гибкий шланг; 5 — коллектор для нефтепродуктов; 6 — коллектор для слива из поврежденных цистерн

Комбинированная сливноналивная эстакада стоякового типа для светлых нефтепродуктов (рис. 5.18) дополнительно снабжена зачистными коллекторами, зачистным стояком, а по трубам и стоякам нефтепродукты могут перемещаться в обоих направлениях.

Преимуществом **крытой эстакады типа НМ** (рис. 5.19) является то, что в непогоду обслуживающий персонал работает в более комфортных условиях и не происходит обводнения наливаемого нефтепродукта. Эстакада имеет подвесные тали для подъема и спуска переносных подогревательных устройств.

На рис. 5.20 показано устройство **наливной двусторонней эстакады галерейного типа для темных нефтепродуктов**. Ее особенностью является то, что наливной коллектор проходит по верху эстакады и имеет отводы для налива. На конце отводов установлены выдвигаемые телескопические трубы, которые по окончании налива поднимают.

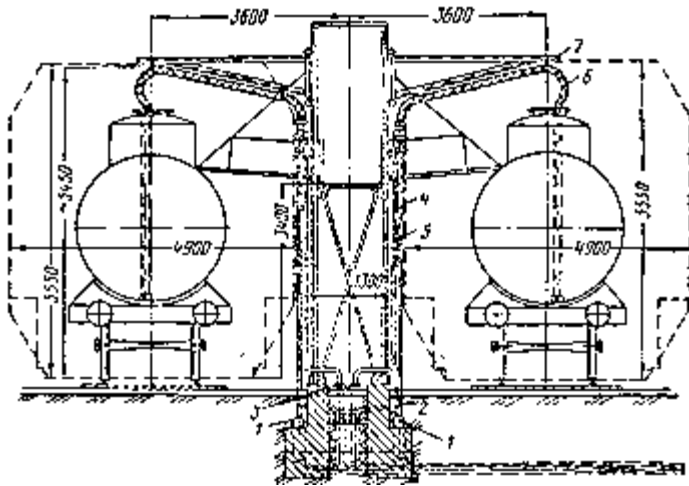


Рис. 5.18 Двусторонняя комбинированная сливноливная эстакада типа КС:
 1 — коллекторы для нефтепродуктов; 2 — коллекторы зачистные;
 3 — штуцера для слива из поврежденных цистерн; 4 — сливноливной
 стояк; 5 — зачистной стояк; 6 — гибкий шланг; 7 — поворотная консоль

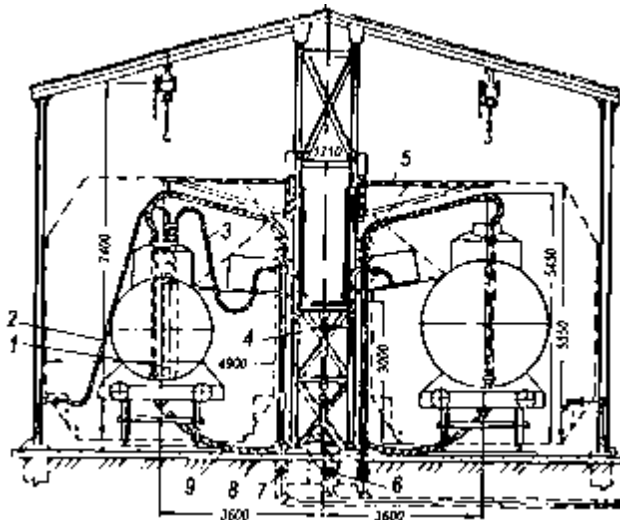


Рис. 5.19 Крытая эстакада для масел типа НМ:
 1 — переносной электроподогреватель; 2 — рукав для конденсата;
 3 — рукав для пара; 4 — паропровод; 5 — поворотная консоль; 6 — кол-
 лектор для нижнего слива из поврежденных цистерн; 7 — масляный
 коллектор; 8 — штуцер для нижнего слива

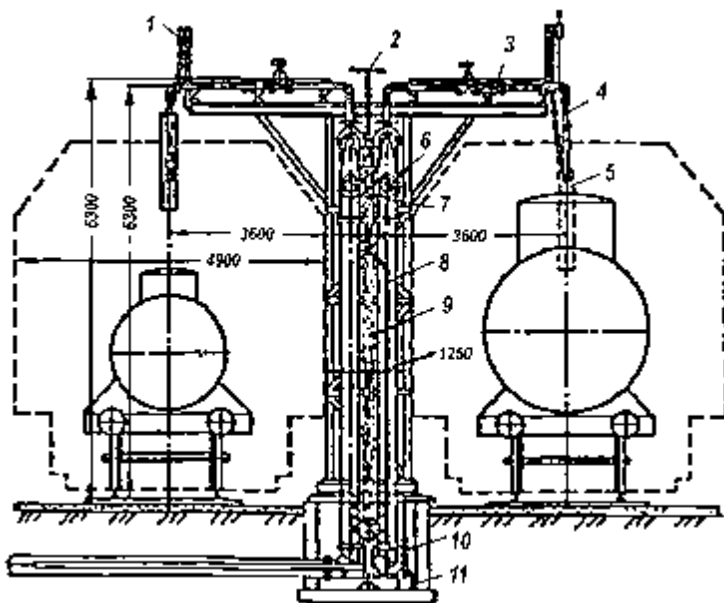


Рис. 5.20. Двусторонняя наливная эстакада типа НТ:

- 1 — противовес; 2 — паровой штуцер; 3 — поворотный сальник;
- 4 — наливная труба; 5 — телескопическая труба; 6 — продуктовый коллектор;
- 7 — паровой коллектор; 8 — дренажная труба; 9 — паропровод;
- 10 — труба для спуска конденсата; 11 — дренажный конденсационный горшок

Оборудование эстакад зависит от сортности нефтепродуктов, для работы с которыми они предназначаются. Так, эстакады, предназначенные для слива темных высоковязких нефтепродуктов, оборудуются паропроводами или средствами электроподогрева. С другой стороны, слив и налив светлых нефтепродуктов ведется через закрытые коллекторы и стояки, а темных — с помощью открытых лотков.

При маршрутном наливе железнодорожных цистерн существует опасность их перелива. Решить проблему позволяет автоматизация процесса налива.

В настоящее время разработано несколько автоматизированных наливных устройств, в частности установки АСН-2, АСН-3 и АСН-14.

Установка АСН-2 (рис. 5.21) предназначена для герметизированного полуавтоматического налива бензина в железнодорожные цистерны. Оператор с помощью гидромеханизмов, управляемых электрозолотниками, заправляет герметизирующую крышку 1 установки АСН-2 в горловину цистерны и открывает клапан-отсекатель 4. При этом герметизирующая крышка автоматически притягивается к горловине и начинается налив.

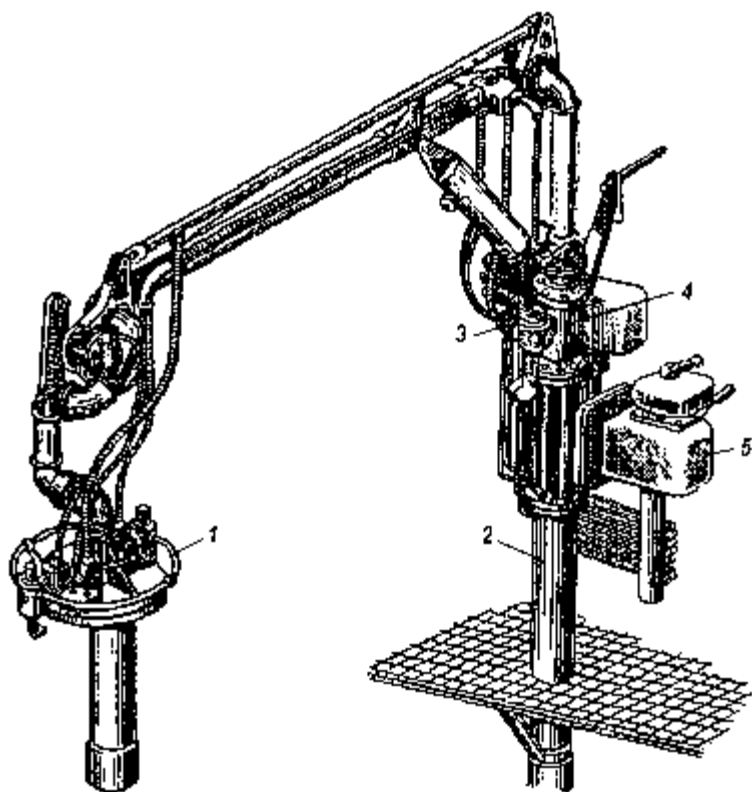


Рис. 5.21. Установка АСН-2:

1 — герметизирующая крышка с датчиком ограничителя перелива;
2 — наливной стояк с гидроприводом; 3 — газовый обратный клапан
с огневым предохранителем; 4 — клапан-отсекатель; 5 — пульт управления

Образующаяся при наливе паровоздушная смесь через гибкий рукав и обратный клапан с огневым предохранителем 3 под избыточным давлением 0,05 МПа направляется по газовой обвязке в резервуар, из которого нефтепродукт выкачивается.

При достижении в цистерне предварительного уровня срабатывает датчик ограничителя перелива, после чего начинается медленное закрытие клапана-отсекателя и открытие перепускного клапана, через который в цистерну при уменьшенной подаче продолжает поступать бензин. Полное прекращение налива происходит при достижении заданного уровня. Далее гидрозавхваты крышки отпускаются, и стояк автоматически поднимается за габариты подвижного состава.

Установка АСН-3 предназначена для полуавтоматического налива в железнодорожные цистерны светлых нефтепродуктов с низкой упругостью паров (керосин, дизельное топливо и т. д.). Поэтому она в отличие от АСН-2 не имеет герметизирующей крышки, хотя в остальном очень на нее похожа.

Наконец, установка АСН-14 (рис. 5.22) представляет собой модернизированный вариант установки АСН-2, отличающийся тем, что она предназначена для последовательного герметизированного налива бензина в две цистерны, расположенные на параллельных железнодорожных путях. Технические характеристики АСН-14 таковы: условный диаметр — 150 мм, производительность — до 200 м³/ч, давление — 0,6 МПа, зона обслуживания по фронту налива — ±3 м, угол поворота стояка — 270°.

При проектировании железнодорожных эстакад системы наливных устройств и коллекторов разрабатываются с учетом возможности обеспечения их полного освобождения от нефтепродукта. При операциях с высоковязкими (более 160 мм²/с) нефтепродуктами система налива должна предусматривать техническую возможность их циркуляции по трубопроводам (коллекторам эстакады) и заполнение всех трубопроводов маловязким (не более 40 мм²/с) незастывающим продуктом.

Коллекторы на наливных эстакадах располагают подземно или на строительных конструкциях эстакады с учетом компенсации температурных деформаций.

Сливоналивные устройства, устанавливаемые на сливных и наливных коллекторах, оснащают задвижками с ручным приводом.

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

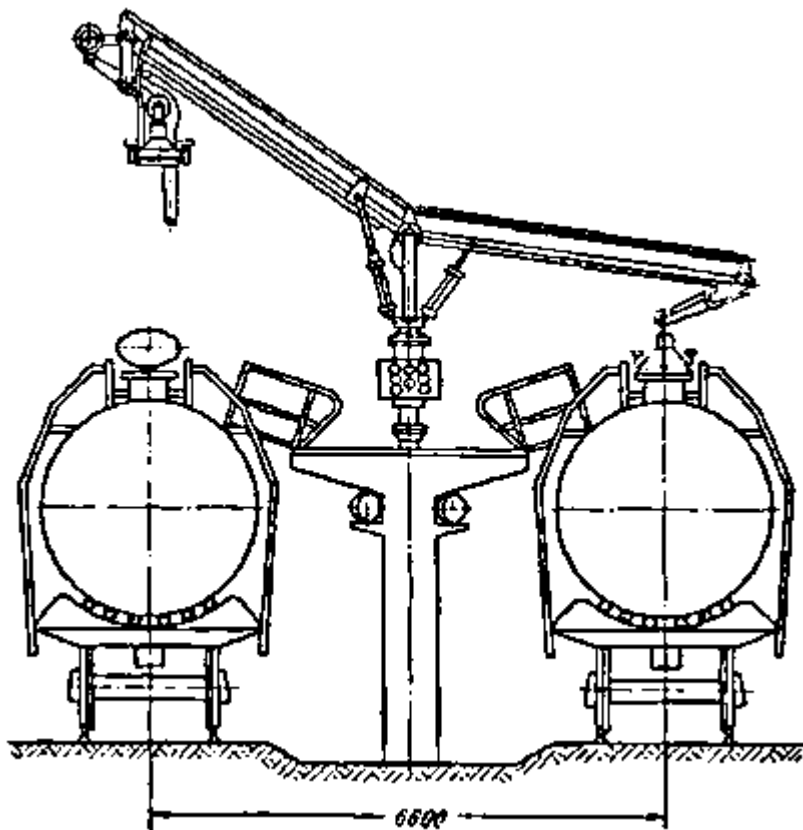


Рис. 5.22. Наливная установка АСН-14

Для удаления нефтепродукта из неисправных железнодорожных цистерн предусматривают отдельно расположенные устройства верхнего и нижнего слива, а при соответствующем обосновании — коллекторы, обеспечивающие отдельный сбор сливаемых нефтепродуктов.

Водный транспорт

Простейшим типом соединения трубопроводов нефтебаз с наливными судами являются **гибкие прорезиненные рукава** (шланги). Они изготавливаются диаметром до 350 мм, длиной 4 м, на рабочее давление до 1 МПа. Недостатком прорезиненных рукавов является то, что при сливноналивных операциях довольно часты их разрывы, а это, в свою очередь, приводит к значительному разливу нефтепродуктов.

В настоящее время на смену системам с гибкими рукавами приходят **стендеры** — конструкция из шарнирно-сочлененных трубопроводов, концевая часть (соединитель) которой служит для соединения береговых коммуникаций с приемо-сливными патрубками трубопроводов на нефтеналивном судне. Диаметр стендеров достигает 500 мм, а рабочее давление в них — 1,6 МПа. Стендеры более надежны, чем гибкие рукава и обеспечивают большую производительность слива-налива.

Стендеры изготавливают двух типов: РС — с ручным перемещением подвижных звеньев стендера; АС — с автоматизированным управлением. Условные диаметры стендеров типа РС составляют 100, 150, 200, 250 мм, а типа АС — 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500 мм. Рабочее давление в стендере должно быть не более 1,6 МПа, а гидравлическая система управления рассчитывается на давление до 10 МПа.

В настоящее время известен ряд установок приема-отпуска нефтепродуктов с использованием стендеров. Например, установка АС-НБА-16 (рис. 5.23) скомпонована из шести стендеров 3, расположенных на причале по три с каждой стороны от кабины 4 с пультом управления. От маслonaпорной станции 1, включающей напорный агрегат и азотный аккумулятор, к стендерам и пульту управления проложены гидрокоммуникации. В пульте управления находятся блок золотников для управления гидроприводами стендеров, селективный блок золотников для последовательного управления каждым стендером и электрический пульт для управления маслonaпорной станцией и осуществления аварийной сигнализации.

Стендер представляет собой устройство из семи труб-звеньев, соединенных шестью шарнирами. В исходном положении стендеры присоединены к фальшпатрубкам 2.

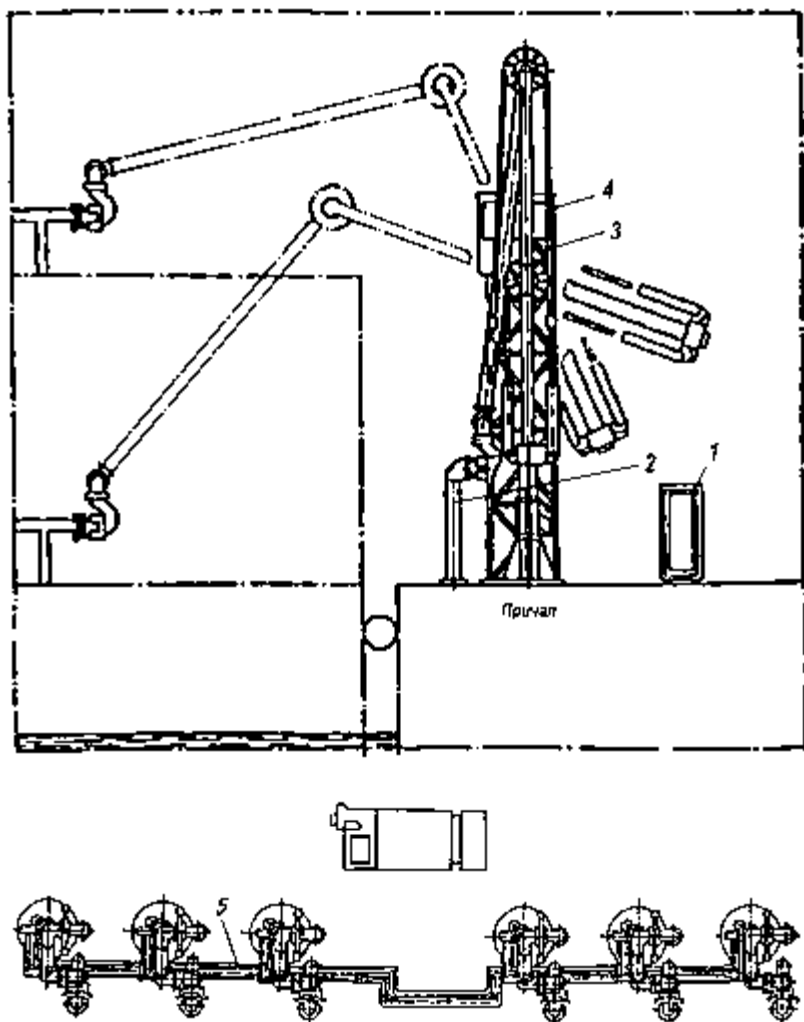


Рис. 5.23. Общий вид установки АСН6А-16:

- 1 — маслостанция; 2 — фальшпатрубки; 3 — стендер; 4 — кабина; 5 — гидрокоммуникации

Аналогичную конструкцию имеет установка «Лебедь-16».

Установки автоматизированного налива и слива обеспечивают быстрое и надежное присоединение береговых трубопроводов к наливным судам и безопасность эксплуатации. В них используют-

ся системы автоматического аварийного отсоединения стендеров от судов, срабатывающие при их непредвиденных отходах за зону действия стендеров во время налива или слива. Кроме того, предусмотрена откачка балластных вод в береговые очистные сооружения и отвод паровоздушной смеси в газоуравнительную систему в случае герметизированного налива.

Автомобильный транспорт

Для налива нефтепродуктов в автоцистерны применяют стояки различных типов.

Стояки для налива автоцистерн классифицируют:

- по способу подключения к цистерне (сверху или снизу);
- по способу налива (герметизированный или негерметизированный);
- по степени автоматизации процесса налива (автоматизированные или неавтоматизированные);
- по виду управления (с механизированным или ручным управлением).

Налив нефтепродуктов в автоцистерны может осуществляться как через горловину (верхний налив), так и через нижний патрубок автоцистерны (нижний налив).

При герметизированном наливе горловина автоцистерн закрывается специальной крышкой, в которую врезан патрубок, соединенный со шлангом для отвода паровоздушной смеси либо в опорожняемые резервуары, либо на установку улавливания легких фракций (УЛФ). Негерметизированный налив целесообразно применять при отгрузке низколетучих нефтепродуктов.

Для предотвращения переливов автоцистерн применяются средства автоматизации. В этом случае наливные стояки оборудуют либо датчиками уровня, либо клапанами-дозаторами, позволяющими производить отпуск заданного количества нефтепродукта. Подобный контроль — обязательное условие герметизированного налива бензинов.

Применяются наливные устройства одиночные и объединенные в группы, с ручным и автоматизированным управлением. Группа наливных устройств, управляемых из специального здания — операторной, образует **станцию налива**.

Станция налива состоит из 4...12 наливных «островков», располагаемых под навесом. Каждый «островок» оборудуется одним или двумя наливными устройствами (стояками).

В качестве наливных устройств применяются установки автоматизированного налива с местным управлением типа АСН-5П или с дистанционным управлением из операторной типа АСН-5Н, а также типа АСН-12. Расчетная производительность налива ($\text{м}^3/\text{ч}$): при самотечном наливе маловязких нефтепродуктов — 30...40, то же масел и высоковязких нефтепродуктов — 20...30, при насосном наливе — 40...100 и 30...60 соответственно.

Установка автоматизированного налива АСН-5П (рис. 5.24) включает наливной стояк типа НС-8П с датчиком уровня, счетчик 2, полуавтоматический клапан — дозатор 3 типа КДП-7Н, фильтр — воздухоотделитель 4 типа ФВО-100, насос с электродвигателем 6 и пульт управления 5. Налив выполняется в следующем порядке. Водитель автоцистерны получает два ключа (один для пункта управления наливом, другой — для клапана-дозатора). Первым он включает питание установки, а вторым — насосный агрегат. Нажатием рычага водитель открывает клапан, и налив цистерны начинается. Прекращение налива осуществляется либо нажатием кнопки «Стоп» на клапане-дозаторе, либо по сигналу датчика уровня.

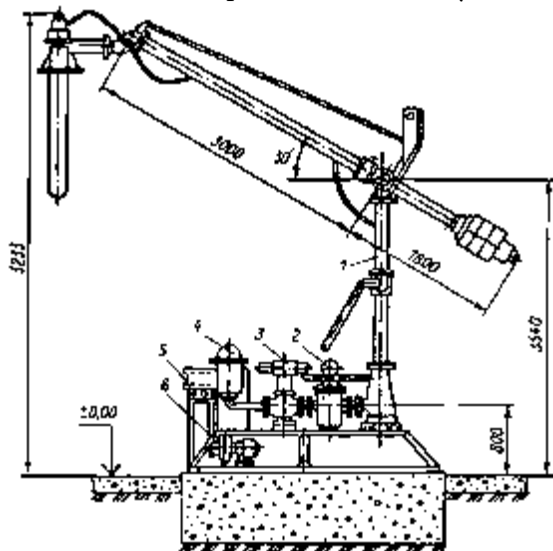


Рис. 5.24. Установка автоматизированного налива АСН-5П: 1 — наливной стояк НС-8Н с датчиком; 2 — счетчик; 3 — клапан-дозатор КДП-7Н; 4 — фильтр-воздухоотделитель ФВО-100; 5 — пульт управления наливом ПУН-3П; 6 — насос 3К9 с электродвигателем КОМ-31-2

Установка АСН-5Н отличается тем, что оснащена устройством централизованного управления наливом из операторной. Система автоматизации обеспечивает дистанционное задание дозы отпускаемого нефтепродукта, предотвращение переливов, запрет отпуска нефтепродуктов при отсутствии заземления и наливной трубы в горловине цистерны, местное и дистанционное прекращение налива.

Установка типа АСН-12 (рис. 5.25) предназначена для автоматизированного и герметизированного налива в автоцистерны светлых нефтепродуктов. Для этого она оснащена герметизирующей крышкой с датчиком налива 2, линией отвода 3 паровоздушной смеси из заполняемой цистерны (газоотводной линии) с обратным клапаном 5 и огненным предохранителем 6.

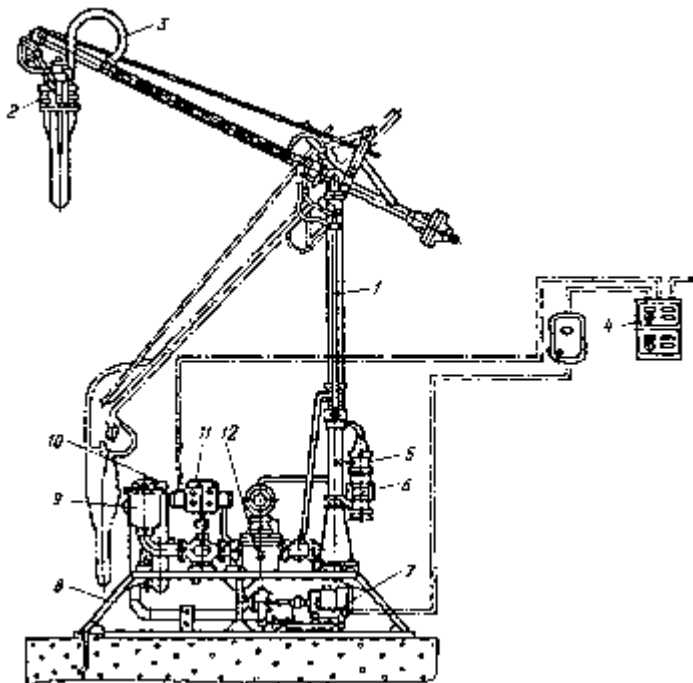


Рис. 5.25. Автоматизированная наливная установка АСН-12:

- 1 — наливной сток; 2 — датчик налива с герметизирующей крышкой;
- 3 — газоотводная линия; 4 — пульт управления; 5 — обратный клапан;
- 6 — огневой предохранитель; 7 — насосный агрегат; 8 — арка;
- 9 — фильтр-воздухоотделитель; 10 — гидроамортизатор; 11 — клапан дозирующий полуавтоматический; 12 — счетчик

Дополнительными отличиями установки АСН-123 являются наличие гидроамортизатора 10, смягчающего гидравлический удар при резком закрытии клапана-дозатора, а также замена на другие типы наливного стояка (НС-12), дозирующего клапана (КДП-12) насоса (ЗК18а).

Для нижнего налива автоцистерн используется установка АСН-17 (рис. 5.26). В этом случае собственно стояк отсутствует и, соответственно, уменьшается металлоемкость установки.

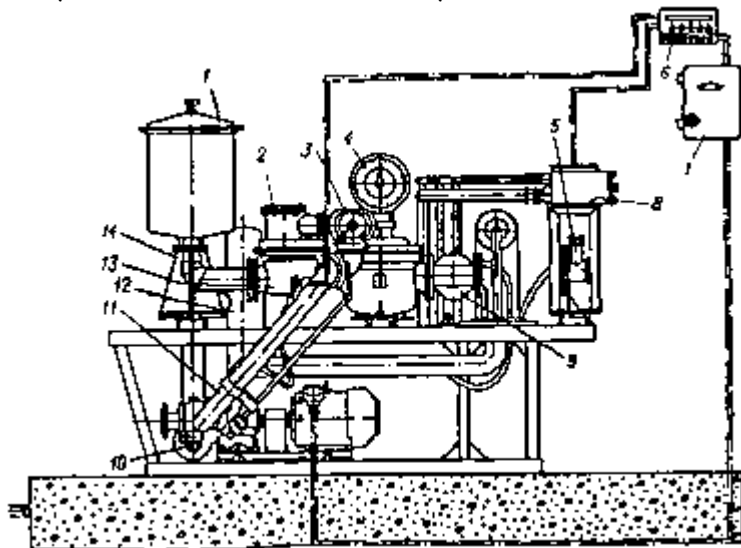


Рис. 5.26. Установка нижнего налива автоцистерны АСН-17:

1 — фильтр; 2 — клапаны; 3 — наконечник для заправки; 4 — счетчик жидкости; 5 — пневмоусилитель; 6 — пульт управления; 7 — магнитный пускатель; 8 — пульт управления местный; 9 — огневой предохранитель; 10 — центробежный насос 4К-18; 11 — патрубок; 12 — гидравлический амортизатор; 13 — наконечник; 14 — стойка

На пунктах налива, имеющих незначительный грузооборот, применяются неавтоматизированные наливные стояки с ручным управлением типа НС-11А (рис. 5.27). При наливе высоковязких нефтепродуктов эти стояки дополнительно оборудуют паровой рубашкой.

Устройства для налива легковоспламеняющихся и маловязких горючих нефтепродуктов оборудуются центробежными, а для на-

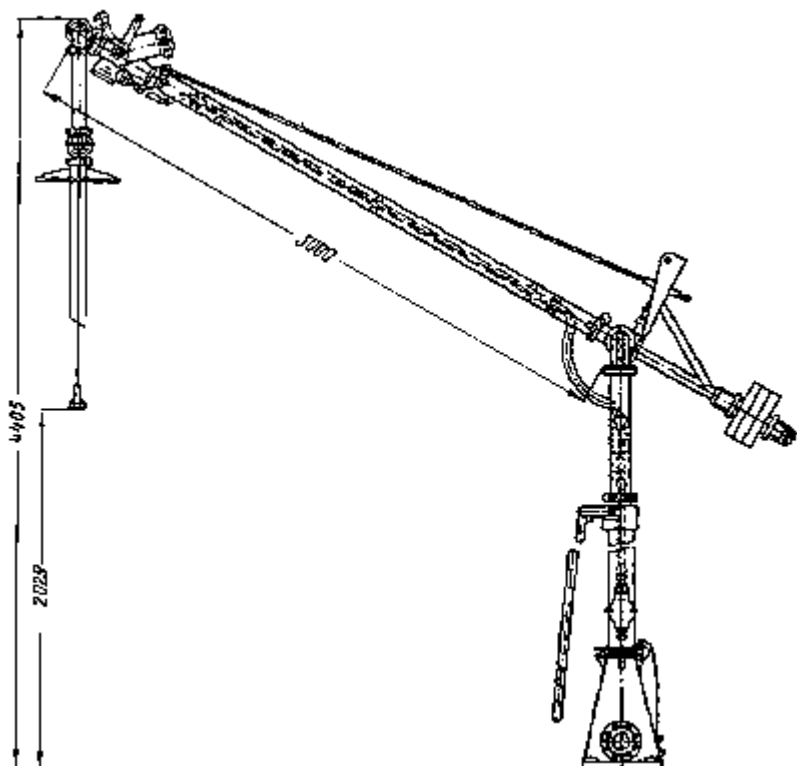


Рис. 5.27. Наливной стояк

лива масел и других горючих нефтепродуктов — роторными насосами.

Для уменьшения гидравлических ударов, обеспечения безопасных скоростей перекачки и точности учета наливные устройства оснащаются оборудованием, обеспечивающим подачу нефтепродукта в начальной и завершающей стадии налива не более $30 \text{ м}^3/\text{ч}$.

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

Затаривание и расфасовка нефтепродуктов в бочки и мелкую тару (масла, смазки) осуществляют в **разливочных** и **расфасовоч-**

ных — специальных помещениях, предназначенных для этих целей. Разливочные для налива нефтепродуктов в тару в зависимости от климатических условий и вида нефтегруза располагают в помещениях или на открытых площадках под навесом, а расфасовочные — только в помещениях. Указанные помещения должны обладать повышенной огнестойкостью (II...III степени). Затаривание и отпуск легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, как правило, производится в отдельных зданиях или на отдельных площадках.

Отпуск нефтепродуктов осуществляется из раздаточных резервуаров и мерников. **Раздаточными** называют резервуары малой вместимости (100 м³ и менее), предназначенные для подготовки к реализации небольших партий нефтепродуктов. Мерниками называются емкости малого объема для отпуска потребителям строго фиксированных партий нефтепродукта.

Раздаточные резервуары вместимостью 25 м³ при их общей емкости до 200 м³ допускается устанавливать снаружи у «глухих» стен разливочных на расстоянии не менее 2 м. Если же в стенах разливочных имеются проемы, обращенные в сторону раздаточных резервуаров и мерников, то расстояние до них должно быть не менее 30 м.

При подогреве и выдаче масел раздаточные резервуары вместимостью 25...75 м³ следует размещать так, чтобы в помещении разливочной располагались только их торцы, а вместимостью до 25 м³ — допускается устанавливать в помещении разливочной целиком при условии отвода паров из резервуаров за его пределы.

Резервуары для хранения масел суммарным объемом до 300 м³ разрешается располагать в подвальных и полуподвальных помещениях одноэтажных частей зданий под разливочными, расфасовочными и сблокированными с ними складами хранения масел в таре.

Для контроля отпуска при неисправности счетчиков в разливочной помещают товарные весы.

Площадь пола разливочных устанавливается из расчета 7 м² на один раздаточный кран. Полы разливочных для этилированных бензинов выполняют из бензонепроницаемых материалов (бетон с цементной затиркой, плитка и т. п.) и оборудуют стоками.

Перед помещением разливочной размещают погрузочно-разгрузочные площадки высотой 1...1,1 м, допускающей свободную погрузку бочек на автомашины и выгрузку с них. Эти площадки

оборудованы средствами механизации (бочкоподъемниками, подвесными кран-балками и пр.), а помещения расфасовочных оборудуют транспортерами для подачи продукции на склад и погрузки в транспортные средства.

Для отпуска нефтепродуктов в разливочной устанавливают соответствующее количество кранов. Оно зависит от суточной реализации, сортности отпускаемых нефтепродуктов, производительности и коэффициента использования кранов.

На рис. 5.28 показана разливочная для темных нефтепродуктов и масел. Она имеет 12 кранов: 8 расположены вдоль задней стены, а 4 — вдоль торцевых стен. Диаметр подводящих трубопроводов равен 100 мм, внутренних раздаточных патрубков и кранов — 50 мм. Требуемая производительность кранов достигается расположением мерников на такой высоте (по отношению к оси раздаточных патрубков), что она компенсирует суммарные потери напора в подводящем трубопроводе, воздухоотделителе, счетчике и разводящем трубопроводе, а также обеспечивает необходимый подпор нефтепродукта на входе в кран.

Раздаточные поворотные краны (рис. 5.29), монтируемые в разливочных, состоят из проходного пробкового крана диаметром 50 мм, поворотного сальника и раздаточного патрубка с наконечником 15. Открывают и закрывают кран вручную ключом, надеваемым на квадратную головку пробки 5. Недостатком таких кранов является то, что требуется постоянное наблюдение за наливом во избежание перелива нефтепродуктов. Данного недостатка лишен кран «Автостоп» (рис. 5.30), который автоматически закрывается при достижении определенного, заранее заданного уровня нефтепродукта в заполняемой таре. При помощи штуцера диаметром 25 или 37,6 мм наконечник присоединяется к раздаточному шлангу. При поднятии клапана 7 нефтепродукт проходит во впускную трубу и попадает через ее прорези в наполняемую тару. Клапан 7 удерживается в открытом состоянии при помощи рычага 8 и защелки (собачки) 1. При завершении наполнения тары поплавки 17 всплывают и стержнем 13 сбрасывают защелку 1. При этом клапан 7 садится на седло, плотно прижимаясь пружиной 10, и налив нефтепродукта прекращается. Установочный хомут 16 передвигается по впускной трубе, что дает возможность установить требуемый уровень наполнения тары.

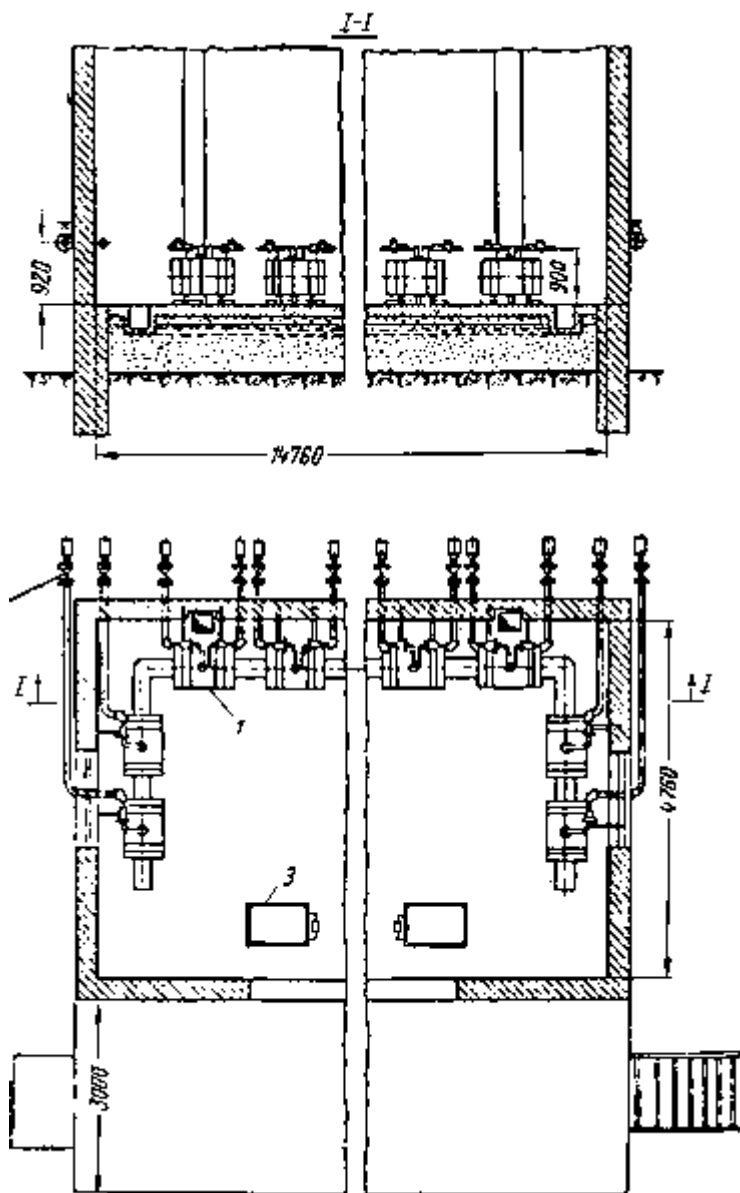


Рис. 5.28. Разливочная для темных нефтепродуктов и масел:

1 — мерник; 2 — раздаточный кран; 3 — весы

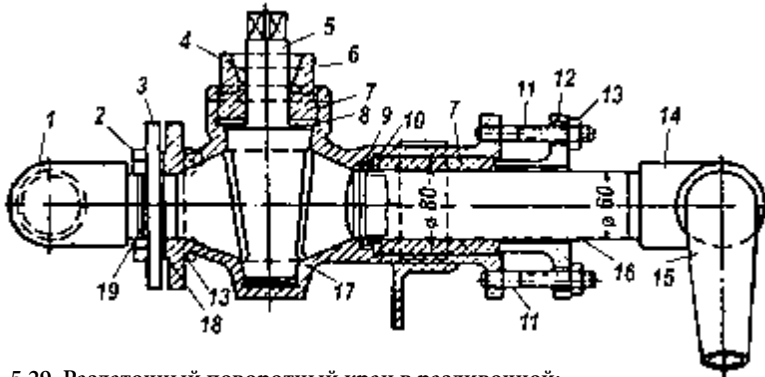


Рис. 5.29. Раздаточный поворотный кран в разливочной:

- 1, 16 — трубы; 2 — болт; 3 — фланец; 4 — хомут; 5 — пробка;
 6, 12 — гнундбусы; 7 — сальниковая набивка; 8, 9, 10 — кольца;
 11 — шпилька; 13 — гайка; 14 — угольник; 15 — наконечник;
 17 — корпус; 18 — прокладка; 19 — ниппель

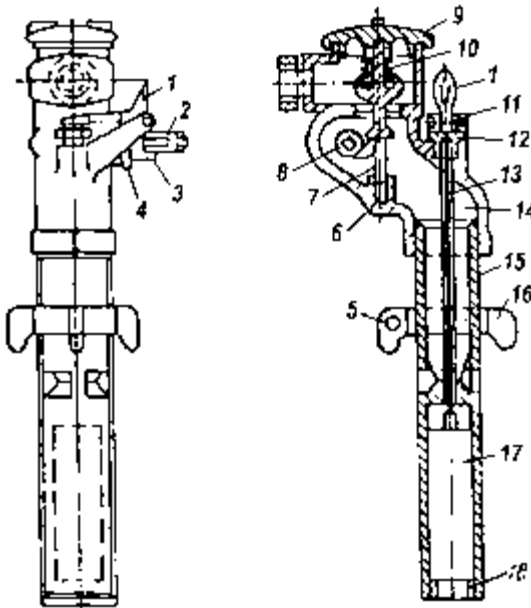


Рис. 5.30. Кран «Автостоп»:

- 1 — защелка; 2 — держатель; 3 — контргайка; 4, 18 — гайки; 5 — отверстие для болта; 6 — корпус; 7 — клапан; 8 — рычаг; 9 — крышка корпуса; 10 — пружина; 11 — шуруп-защелки; 12 — направляющая втулка; 13 — стержень поплавка; 14 — трубка; 15 — выпускная трубка; 16 — хомут; 17 — поплавок

Раздаточные шланги целесообразно оснащать и обычными шланговыми наконечниками (рис. 5.31). Такой наконечник состоит из корпуса 2, в котором находится пружинный клапан 1. При нажатии рукоятки 5 вниз клапан 1 поднимается, и нефтепродукт начинает поступать в тару по трубке 7 (колпачок 8 при этом снят). По окончании налива освобождается защелка 4, удерживающая рукоятку 5 и клапан 1, под действием пружины 3 садится на седло, перекрывая проход. Колпачок 8 служит для предохранения наконечника от загрязнения и предотвращения разлива нефтепродукта, оставшегося в трубке 7.

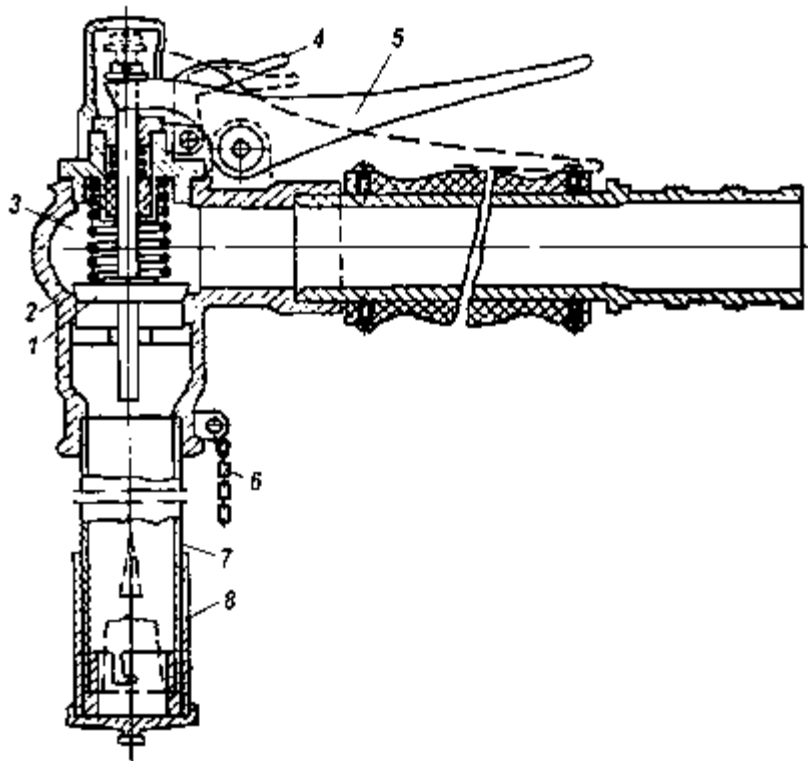


Рис. 5.31. Шланговый наконечник:

- 1 — пружинный клапан; 2 — корпус; 3 — пружина; 4 — защелка;
5 — рукоятка; 6 — цепочка; 7 — трубка; 8 — колпачок

Организация приема-отпуска нефтепродуктов на нефтебазах. Операции с железнодорожными цистернами

В пунктах налива нефтепродуктов цистерны до подачи под налив тщательно осматривают. При этом должны быть определены:

- степень загрязнения наружной и внутренней поверхности цистерны;
- наличие внутри цистерн остатка нефтепродукта, его количество, марка и соответствие наливаемому нефтепродукту;
- наличие в котле цистерны мазеобразных отложений, льда или воды;
- наличие заглушки патрубка нижнего сливного прибора, прижимного винта и скобы, а также их техническое состояние;
- техническое состояние шарнира крышки горловины, гаек-барашков и бензостойкой резиновой прокладки (обеспечивающих герметичность закрытия крышки), лестниц, поручней, перил и др.

Все отмеченные неисправности и недостатки оформляются актом, а сами цистерны, имеющие их, подавать и использовать под налив запрещается.

Перед наливом и сливом проверяют положение и техническое состояние запорной арматуры на продуктовых коммуникациях, а также исправность всех сливоналивных устройств, герметичность телескопических труб и рукавов. Обнаруженная течь немедленно устраняется.

При обнаружении течи в железнодорожной цистерне налив должен быть приостановлен, цистерна освобождена от нефтепродукта и либо отремонтирована вне территории эстакады, либо отправлена на станцию отправления.

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

Рукава или трубы, с помощью которых производится налив, 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, обвитым по рукаву сна-

ружи с шагом витка не более 100 мм. Концы проволоки или тросика присоединяются к частям трубопровода и наконечнику пайкой или болтовым соединением.

По окончании налива рукава или трубы должны выниматься из горловин цистерн только после стока нефтепродукта из них. После замера уровня нефтепродукта в цистерне крышка ее горловины должна быть герметично закрыта.

Перед сливом цистерн проверяют целостность проб отправителя с представителем железной дороги, затем проверить накладные и паспорта качества, отобрать пробы в соответствии с ГОСТ 2517, измерив плотность, температуру и высоту накопления.

Слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн производится принудительным способом (при помощи насосов) или самотеком в приемные резервуары. При приеме бензинов с высокой упругостью паров, при использовании несамовсасывающих центробежных насосов для верхнего слива из железнодорожных цистерн или при малом перепаде высот между уровнем нефтепродукта в резервуаре и осью насоса должны использоваться устройства, обеспечивающие надежное всасывание и полный слив нефтепродукта (вакуум-насосы, эжекторы и т. п.).

Запрещается открывать неисправные нижние сливные приборы железнодорожных цистерн с помощью ломов, кувалд и других механизмов и приспособлений. В этом случае нефтепродукт должен сливаться только через горловину (верхний слив).

Подача железнодорожных цистерн под слив и налив допускается только после тщательной очистки железнодорожных путей от нефтепродуктов, пролитых при операциях с предыдущими цистернами.

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

Во время грозы люки железнодорожных цистерн должны быть закрыты, а слив и налив нефтепродуктов запрещается.

Операции с наливными судами

Суда, прибывающие под налив, должны быть подготовленными к погрузке нефтепродуктов (иметь исправное оборудование, зачищенные и герметичные танки, градуировочные таблицы).

До разгрузки судов с нефтепродуктами необходимо выполнить следующие действия:

- проверить паспорта качества, отобрать пробы нефтепродуктов и провести их анализ;
- измерить их высоту разлива нефтепродуктов, а также определить высоту слоя подтоварной воды;
- провести контрольные измерения массы нефтепродуктов в резервуарах, подготовленных для сливноналивных операций, а также убедитесь в исправности оборудования этих резервуаров;
- определить шланговые устройства для присоединения к судну;
- подготовить насосы и трубопроводы согласно технологической схеме перекачки.

Шланговые устройства, подаваемые с берега, присоединяет экипаж судна, а устройства, подаваемые с судна на берег — работники причала.

Погрузку наливных судов и выгрузку барж проводят силами и средствами нефтебазы. Танкеры должны сливаться своими средствами.

Запрещается слив нефтепродуктов непосредственно в вагоны-цистерны и обратно, а также налив нефтепродуктов в суда непосредственно из магистрального нефтепродуктопровода.

По окончании слива-налива производится зачистка шланговых устройств и коммуникаций, задвижки на трубопроводах закрывают, отсоединяют шланговые устройства и приводят их в исходное положение.

Операции с автоцистернами и тарой

Автомобильные цистерны, подаваемые под налив нефтепродуктов, должны быть исправны и освобождены от остатков предыдущего груза.

Перед наливом в цистерну легковоспламеняющиеся нефтепродукты должностные лица нефтебазы обязаны проверить исправность искрогасителя и наличие заземляющего устройства, огнетушителей, ящика с сухим песком и лопаты.

Неисправленные, неподготовленные и неукomплектованные пожарным инвентарем автоцистерны к наливу нефтепродуктом не допускаются. Автоцистерны должны быть обязательно заземлены.

Налив нефтепродуктов в автоцистерны должен производиться при неработающем двигателе. Исключение может быть сделано только в условиях отрицательных температур.

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

Перед наливом нефтепродуктов в тару необходимо проконтролировать ее соответствие действующим стандартам и техническим условиям, а также чистоту. 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 бачки, 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;
- глушитель автомобиля, в кузове которого установлены бочки, должен быть выведен под двигатель или радиатор;
- наливать нефтепродукты оператор должен наливать при помощи наливного рукава, оборудованного краном «Автостоп», который следует заземлять;
- во время налива двигатель должен быть включен;
- на заправочных площадках должен быть трос или штанга для отбуксировки автомобиля в случае пожара.

После окончания налива перекрывают наливные устройства и кран у счетчиков, убирают рукав с пистолетом в специально предназначенное место, а бочки и тару, залитые нефтепродуктом, закрывают пробками с прокладками.

5.3. Определение основных параметров сливноналивных устройств

Железная дорога поставляет нефтепродукты, как маршрутами, так и одиночными цистернами. При больших грузооборотах нефтепродуктов применяют маршрутный слив (налив). При заданном го-

довом обороте нефтепродуктов $G_{год}$ расчет проводят по среднесуточному значению

$$G_{сут} = \frac{G_{год} K_{из} K_{нев}}{N_{раб}}, \quad (5.1)$$

где $K_{из}$, $K_{нев}$ — коэффициенты неравномерности завоза и вывоза нефтепродуктов, определяемые по табл. 2.4, 2.5; $N_{раб}$ — количество рабочих дней в году (табл. 5.3).

Таблица 5.3 — Рекомендуемое количество рабочих дней в году

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

Примечания:

1. Расчетное число рабочих дней в году для морских нефтебаз принято для районов с круглогодичной навигацией, при иных условиях судоходства принимается с учетом продолжительности навигационного периода.
2. Прием и отгрузка нефтепродуктов на перевалочных нефтебазах, прием нефтепродуктов на распределительных нефтебазах производится из условия круглосуточной работы в течение расчетного числа рабочих дней в году.
3. Операции по приему и отгрузке нефтепродуктов на автомобильных нефтебазах, отгрузка нефтепродуктов местным потребителям в автоцистерны и тару на распределительных нефтебазах и раздаточных блоках перевалочных нефтебаз производятся в одну смену. При соответствующем обосновании допускается производить отгрузку в две смены или круглосуточно.

Расчетное число маршрутов N_m , прибывающих на нефтебазу за сутки, определяют по формуле

$$N_m = \frac{G_{сут}}{G_m}, \quad (5.2)$$

где G_m — грузоподъемность маршрута, $G_m = 2 \dots 4$ тыс. т.

Необходимое число эстакад определяют по формуле

$$\Theta = \frac{N_m \cdot \tau_\Theta}{24}, \quad (5.3)$$

где τ_Θ — время занятия эстакады маршрутом с учетом времени на технологические операции, подачу и уборку цистерн и приготовление маршрута на станции, ч.

Время сливоналивных операций регламентируется «Правилами перевозок жидких грузов наливом в вагонах-цистернах и бункерных полувагонах». В немеханизированных пунктах налив независимо от рода нефтепродуктов проводят для всей одновременно поданной партии цистерн, двухосных цистерн и бункерных полувагонов — 2 ч, четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов — 3 ч. Слив независимо от рода нефтепродуктов также проводят для всей одновременно поданной партии цистерн: из двухосных цистерн — 2 ч, четырехосных (и более) цистерн — 4 ч. В механизированных пунктах налив независимо от рода нефтепродукта и грузоподъемности цистерн и бункерных полувагонов осуществляют за 2 ч; слив из двухосных цистерн и бункерных полувагонов — за 1 ч 15 мин, из четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов — за 2 ч.

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

В необходимых случаях грузополучателю увеличивают указанный выше срок слива (до 35 мин) на проведение анализов получаемых нефтепродуктов. В холодное время года (с 15 октября по 15 апреля) при сливе вязких или застывающих нефтепродуктов грузополучателю устанавливают сроки слива, приведенные в табл. 5.4.

Таблица 5.4 — Суммарное время на разогрев и слив вязких и застывающих нефтегрузов

Группа нефтегруза	Кинематическая вязкость при 323 К, мм ² /с	Температура застывания, К	Время разогрева и слива груза, ч
I	36...117	258...273	4
II	118...190	274...288	6
III	199...305	289...303	8
IV	Свыше 305	Свыше 303	10

Примечание. Для нефтегрузов I группы при немеханизированном сливе сроки слива из двухосных цистерн могут быть увеличены на 1 ч, из четырехосных (и более) цистерн — на 2 ч.

Для цистерн с паровой рубашкой сроки слива устанавливают в зависимости от группы нефтегрузов: для I и II групп — 3 ч, для III и IV групп — 4 ч. Если нефтепродукт при сливе в теплое время года необходимо разогреть, время слива может быть увеличено для I и II групп на 1 ч, для III и IV групп — на 2 ч. Время слива нефтепродуктов всех групп, требующих в теплый период года подогрева, из цистерн с паровой рубашкой может быть увеличено на 1 ч.

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

Время на подачу и уборку цистерн к железнодорожным фронтам слива и налива определяется расчетным путем исходя из расстояния до станции и скорости передвижения состава. Приготовление маршрута на станции требует не более 25 мин для расформирования и 30 мин на формирование состава.

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

На нефтебазах при маршрутном сливе-наливе нефтепродукта количество сливоналивных устройств принимается в зависимости от расчетного количества наливных маршрутов по табл. 5.5.

Таблица 5.5 — **Рекомендуемое количество сливоналивных устройств**

Количество маршрутов	Количество сливоналивных устройств	Примечание
от 0,35 до 1 включительно	на ½ маршрута	Распределительная нефтебаза
более 1 до 3 включительно	на ½ маршрута	— » —
более 3 до 6 включительно	на 1 маршрут	Перевалочная нефтебаза

При операциях с высоковязкими нефтепродуктами в величину τ_3 входит время, требующееся для их разогрева.

Число эстакад рассчитывают отдельно для поступления и отправки грузов. Длину железнодорожной эстакады находят по формуле

$$L_{эс} = n_y \cdot \sum_{i=1}^{n_y} a_i \cdot \ell_i, \quad (5.4)$$

где n_y — количество сливно-наливных устройств; a_i — доля цистерн длиной ℓ_i , среди одновременно обслуживаемых.

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

Число причалов определяется по формуле

$$n_n = \frac{\sum \tau_i \cdot G_{зод} \cdot K_n}{\tau_{нав} \cdot q_c}, \quad (5.5)$$

где $\sum \tau_i$ — суммарное время пребывания судна у причала; $G_{зод}$ — количество завозимых (вывозимых) нефтегрузов за навигационный период $\tau_{нав}$; K_n — коэффициент неравномерности завоза (вывоза),

изменяющийся в зависимости от условий судоходства в пределах 1,2...2; q_c — средний тоннаж нефтеналивных судов.

Время пребывания судна у причала включает в себя время, затрачиваемое на следующие операции:

- подготовительные операции (подход, швартовка, соединение с береговыми трубопроводами): $\tau_1 = 0,5...2$ ч;
- выгрузка (загрузка) нефтепродукта:

$$\tau_2 = \begin{cases} K_B \cdot q_c / q_n & \text{— при выгрузке} \\ q_c / q_n & \text{— при загрузке,} \end{cases} \quad (5.6)$$

где K_B — коэффициент, показывающий, какая часть наливного груза откачивается грузовыми насосами (для маловязких нефтепродуктов $K_B = 0,25...0,97$, для вязких $K_B = 0,92...0,95$); q_n — производительность насосной установки;

- зачистка судна от остатков при выгрузке:

$$\tau_3 = \frac{(1 - K_B) \cdot q_c}{q_3}, \quad (5.7)$$

где q_3 — подача зачистных насосов;

- подогрев вязких нефтепродуктов перед выгрузкой: τ_4 задается или выбирается в каждом конкретном случае;
- разъединение трубопроводов и расчалку: $\tau_5 = 0,5...1$ ч.

Количество сливноналивных устройств (стендеров) определяется в соответствии с ассортиментом нефтепродуктов, пропускной способностью устройства и судо-часовыми нормами слива-налива (см. прил. В, Г).

При поставках нефтепродуктов автомобильным транспортом расчетное количество наливных устройств станции налива определяется для каждой марки (сорта) нефтепродуктов по формуле

$$n_{ny} = \frac{G_{сут\ i} K_{нв}}{\rho_i \cdot q_{ny} \cdot K_u \cdot \tau_{рн}}, \quad (5.8)$$

где $G_{сут\ i}$ — среднее суточное потребление i -го нефтепродукта плотностью ρ_i ; $K_{нв}$ — коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (табл. 2.4); q_{ny} — расчетная производительность наливных устройств, м³/ч; K_u — коэффициент их использования, $K_u = 0,7$; $\tau_{рн}$ — количество часов работы наливных устройств в сутки.

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

- для нефтепродуктов вязкостью до $60 \text{ мм}^2/\text{с}$ — $40 \dots 100 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- для нефтепродуктов вязкостью от 60 до $600 \text{ мм}^2/\text{с}$ — $30 \dots 60 \text{ м}^3/\text{ч}$.

При самотечном наливе указанные производительности уменьшают на $25 \dots 30 \%$.

Отгрузка нефтепродуктов в таре осуществляется через разливочные и расфасовочные. При этом расчетное количество раздаточных устройств в разливочных вычисляется по формуле (5.5), где вместо K_n вводится коэффициент использования K_u , который принимается равным $0,5$, а расчетная производительность этих устройств — $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ для нефтепродуктов с вязкостью менее $60 \text{ мм}^2/\text{с}$ и $4 \text{ м}^3/\text{ч}$ — с вязкостью от 60 до $600 \text{ мм}^2/\text{с}$.

При самотечном наливе данная производительность уменьшается на $25 \dots 30 \%$.

5.4. Продолжительность самотечного слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн

Расчетная схема самотечного слива приведена на рис. 5.32.

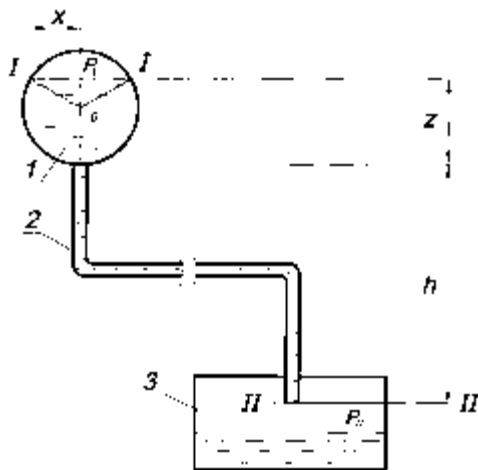


Рис. 5.32. Расчетная схема к задаче об определении времени самотечного слива железнодорожной цистерны:

1 — цистерна; 2 — сливной трубопровод; 3 — приемный резервуар

Обозначим переменную площадь свободной поверхности нефтепродукта на уровне z в цистерне буквой F . Поскольку за бесконечно малый промежуток времени $d\tau$ уровень нефтепродукта в цистерне понизится на элементарную высоту dz , то из условия материального баланса можно записать

$$q \cdot d\tau = -F \cdot dz, \quad (5.9)$$

где q — мгновенный расход нефтепродукта.

Знак «минус» в уравнении (5.9) означает, что уровень нефтепродукта в цистерне понижается.

Разделяя переменные, получаем

$$d\tau = -\frac{F}{q} \cdot dz. \quad (5.10)$$

Учитывая, что мгновенный расход вытекающего нефтепродукта равен $q = W \cdot f_p$ и интегрируя левую часть (5.10) от 0 до τ_0 , а правую от D_y до 0, получаем выражение для нахождения времени полного слива цистерны

$$\tau_0 = -\frac{1}{f_p} \int_{D_y}^0 \frac{F}{W} \cdot dz, \quad (5.11)$$

где D_y — диаметр котла цистерны; f , W — соответственно площадь сечения и скорость нефтепродукта в сливной коммуникации.

Из геометрических соображений

$$\begin{aligned} F &= 2 \cdot x \cdot L_y = \left| x = \sqrt{\left(\frac{D_y}{2}\right)^2 - \left(z - \frac{D_y}{2}\right)^2} \right| = \\ &= \sqrt{z \cdot (D_y - z)} \Big| = 2L_y \sqrt{z \cdot (D_y - z)}, \end{aligned} \quad (5.12)$$

где L_y — длина котла цистерны.

Для определения средней скорости течения нефтепродукта в сливной коммуникации запишем уравнение Бернулли для сечения I–I, совмещенного со свободной поверхностью жидкости в цистерне, и сечения II–II, совмещенного с концевым срезом трубопровода (плоскость отсчета совмещена с сечением II–II):

$$z + h + \frac{P_I}{\rho g} + \frac{W_I^2}{2g} = \frac{P_{II}}{\rho g} + \frac{W_{II}^2}{2g} + \zeta \frac{W_{II}^2}{2g} + \lambda \frac{L_{np} \cdot W_{II}^2}{D \cdot 2g}, \quad (5.13)$$

где P_I, P_{II} — давление на свободную поверхность нефтепродукта соответственно в цистерне и в приемном резервуаре; W_I — скорость понижения уровня нефтепродукта в цистерне; W_{II} — скорость нефтепродукта в сливной коммуникации; ζ — коэффициент местного сопротивления в сливном приборе и при входе нефтепродукта в сливную трубопровод диаметром D , имеющем приведенную длину L_{np} .

Так как $F \gg f_p$, то $W_I \ll W_{II}$, и поэтому слагаемым $W_I^2 / 2g$ можно пренебречь. С учетом этого упрощения из уравнения (5.13) находим

$$W_{II} = W = \frac{1}{\sqrt{1 + \zeta + \lambda \frac{L_{np}}{D}}} \cdot \sqrt{2g \left(Z + h + \frac{P_I - P_{II}}{\rho g} \right)}. \quad (5.14)$$

Первый множитель в формуле (5.14) есть коэффициент расхода сливной коммуникации μ_p . Соответственно, формулу (5.14) можем переписать в виде

$$W_{II} = \mu_p \sqrt{2g \left(Z + h + \frac{P_I - P_{II}}{\rho g} \right)}. \quad (5.15)$$

Подставляя (5.12) и (5.15) в (5.11), получаем

$$\tau_0 = - \frac{\sqrt{2} L_y}{f_p \sqrt{g}} \int_{D_y}^0 \frac{1}{\mu_p} \sqrt{\frac{z(D_y - z)}{z + h + \frac{P_I - P_{II}}{\rho g}}} \cdot dz. \quad (5.16)$$

Интеграл в формуле (5.16) в явном виде не решается, т. к., во-первых, величина коэффициента расхода μ_p зависит от λ , а следовательно, и от скорости течения нефтепродукта в сливной коммуникации; во-вторых, при герметизированном сливе текущая величина давления P_{II} зависит от объема слитого на данный момент нефтепродукта.

Поэтому рассмотрим частные случаи слива нефтепродукта в атмосферный резервуар:

- слив через короткий патрубок;
- слив через специальный трубопровод;
- слив под избыточным давлением.

Первый случай. Слив через короткий патрубок

В этом случае $h = 0$, $P_1 = P_{II}$, $\mu_p = \mu_c$ — коэффициенту расхода сливного прибора $\mu_c = 1 / \sqrt{1 + \zeta}$. Соответственно, из формулы (5.16) получаем

$$\tau_1 = \frac{\sqrt{2}L_u}{\mu_c f_p \sqrt{g}} \int_0^{D_u} D_u - z \cdot dz = \frac{4}{3} \cdot \frac{L_u D_u \sqrt{D_u}}{\mu_c f_p \sqrt{g}}. \quad (5.17)$$

Для универсального сливного прибора ($d = 0,2$ м и $h = 0,56$ м) в интервале изменения вязкости от 10^{-4} до $653 \cdot 10^{-4}$ м²/с коэффициент расхода сливного прибора

$$\mu_c = \mu_{c^*} = \frac{1}{238\nu + 1,29}, \quad (5.18)$$

где ν — кинематическая вязкость нефтепродукта при температуре слива, м²/с.

При присоединении к сливному прибору установки нижнего слива СПГ-200 диаметром $d_y = 0,196$ м и длиной $\ell = 1$ м в формулу (5.18) вместо μ_p необходимо подставлять величину

$$\mu_c = \left(\frac{1}{\mu_{c^*}^2} + \lambda_y \frac{\ell_y}{d_y} \right)^{-0,5}, \quad (5.19)$$

где λ_y — коэффициент гидравлического сопротивления гофрированного рукава

$$\lambda_y = \frac{0,0125}{\sqrt[3]{d_y}}.$$

Второй случай. Слив через специальный трубопровод

В этом случае $P_1 = P_{II}$ и формула (5.16) принимает вид

$$\tau_{II} = - \frac{\sqrt{2}L_u}{f_p \cdot \sqrt{g}} \int_0^{D_u} \frac{1}{\mu_p} \sqrt{\frac{z(D_u - z)}{z + h}} \cdot dz. \quad (5.20)$$

Так как μ_p в данном случае является функцией текущего значения скорости нефтепродукта в сливной магистрали, то интеграл в формуле (5.20) может быть решен только численно.

Приближенно определить время слива нефтепродукта в данном случае можно, заменив в формуле (5.11) мгновенное значение ско-

рости нефтепродукта в сливной коммуникации ее средней величиной за период слива.

В начале слива $z = D_u$ и, следовательно, $W_u = \mu_p \cdot \sqrt{2g \cdot (D_u + h)}$. А в конце слива $z = 0$ и поэтому $W_k = \mu_p \cdot \sqrt{2gh}$. Соответственно, средняя скорость нефтепродукта в сливной коммуникации

$$\begin{aligned} W_{cp} &= 0,5 \cdot (W_u + W_k) = \\ &= 0,5 \cdot \mu_p \cdot \left[\sqrt{2g \cdot (D_u + h)} + \sqrt{2g \cdot h} \right]. \end{aligned} \quad (5.21)$$

С учетом (5.21) искомое время слива составит

$$\begin{aligned} \tau_{II} &\approx -\frac{1}{f_p} \cdot \int_0^{D_u} \frac{F}{W_{cp}} dz = -\frac{2L_u}{W_{cp} \cdot f_p} \times \dots \\ &\dots \times \int_0^{D_u} \sqrt{z \cdot (D_u - z)} \cdot dz = \frac{\pi \cdot L_u \cdot D_u^2}{4 \cdot W_{cp} \cdot f}. \end{aligned} \quad (5.22)$$

Третий случай. Слив под избыточным давлением

Пусть $P_I > P_{II}$. Обозначив $h_* = h + \frac{P_I - P_{II}}{\rho g}$, можем переписать (5.16) в виде

$$\tau_{III} = -\frac{\sqrt{2} \cdot L_u}{f_p \cdot \sqrt{g}} \cdot \int_0^{D_u} \frac{1}{\mu_p} \sqrt{\frac{z \cdot (D_u - z)}{z + h_*}} \cdot dz. \quad (5.23)$$

Нетрудно видеть, что формула (5.23) идентична формуле (5.20). Поэтому приближенная величина τ_{III} также может быть найдена по (5.22), но при этом при вычислении W_{cp} по формуле (5.21) надо заменить h на h_* .

5.5. Расчет принудительного слива железнодорожных цистерн

Данный способ слива применяется для ускорения освобождения железнодорожных цистерн от нефтепродукта.

Различают принудительный нижний и верхний (сифонный) слив.

Принудительный нижний слив осуществляется с помощью насосов (рис. 5.33).

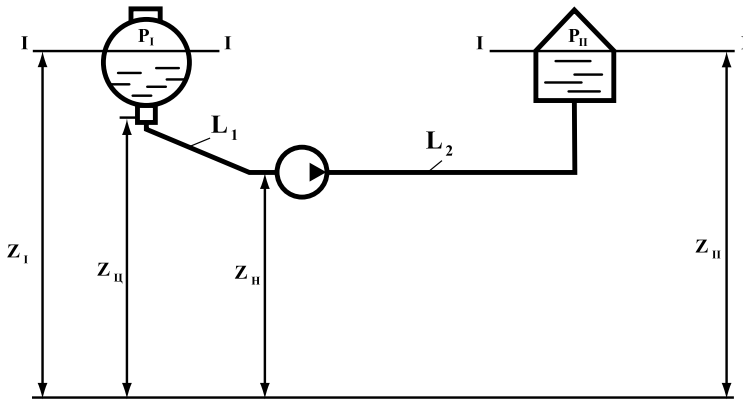


Рис. 5.33. Расчетная схема принудительного нижнего слива

Уравнение баланса напоров для рассматриваемого случая имеет вид

$$A_H - B_H \cdot Q^2 = f_{np_1} \cdot Q^2 \cdot L_1 + f_{np_2} \cdot Q^2 \cdot L_2 + z_{II} - z_I,$$

где f_{np_1} , f_{np_2} — приведенные величины гидравлического уклона при единичном расходе соответственно всасывающего и нагнетательного трубопроводов $f_{np} \cdot L = f_{np_1} \cdot L_1 + f_{np_2} \cdot L_2$.

Его решением относительно мгновенного расхода Q является формула (4.38), в которой необходимо принять $f_{np} \cdot L = f_{np_1} \cdot L_1 + f_{np_2} \cdot L_2$; $\Delta z = z_{II} - z_I$.

Соответственно продолжительность принудительного слива железнодорожных цистерн по аналогии с (5.11) составляет

$$\tau_{nc} = - \int_0^{D_y} \frac{F}{Q} dz = 2L_y \int_{z_2}^{z_1} \frac{\sqrt{z \cdot (D_y - z)} \cdot dz}{\sqrt{\frac{H_0 - (z_{II} - z)}{a_0}}}. \quad (5.24)$$

Так как величина z_1 в процессе слива постепенно уменьшается, а z_{II} — возрастает, то величина мгновенного расхода Q с течением времени снижается. Однако для оценочных расчетов можно с запасом принять, что величина z_{II} соответствует условию заполнения резервуара в конце слива z_k , а величина $z_1 = z_y$ — нивелирной отметке нижней образующей цистерны. Соответственно, расход нефтепродукта при принудительном сливе составит

$$q \approx \sqrt{\frac{H_0 - \Delta z_{nc}}{a_0}}, \quad (5.25)$$

где Δz_{nc} — расчетная разность нивелирных высот при принудительном сливе, $\Delta z_{nc} = z_{\kappa} - z_{\psi}$.

Тогда производительность принудительного слива железнодорожной цистерны будет

$$\tau_{nc} = \frac{2L_{\psi}}{q} \int \sqrt{z \cdot (D_{\psi} - z)} \cdot dz = \frac{\pi \cdot L_{\psi} \cdot D_{\psi}^2}{4q}. \quad (5.26)$$

Принудительный верхний (сифонный) слив может выполняться как с помощью насосов, так и с помощью эжекторов.

Расчет мгновенного расхода слива Q с помощью центробежных насосов выполняется так же, как и при принудительном нижнем сливе.

Особенностью сифонного слива является необходимость поддержания в верхней точке сливной коммуникации давления, превышающего давление насыщенных паров. В противном случае в коммуникации произойдет образование паровой пробки и слив прекратится. Чтобы этого не случилось, выполняют расчет сливной коммуникации на устойчивость всасывания.

Для этого, сначала в масштабе изображают цистерну, стояк и всю трубопроводную коммуникацию (рис. 5.34), а затем строят линию остаточных напоров.

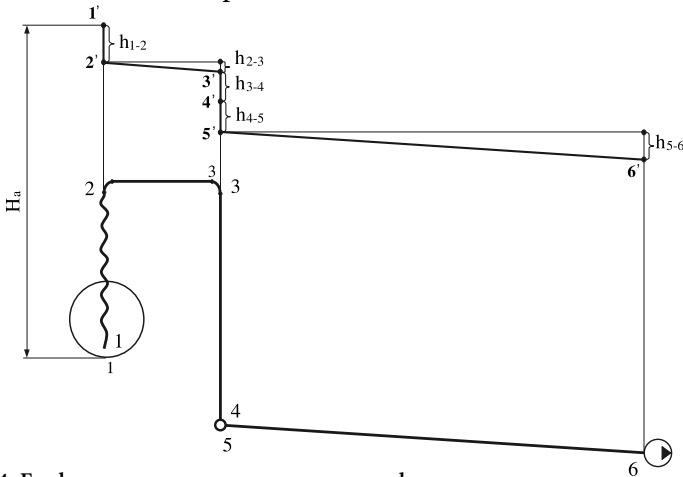


Рис. 5.34. График остаточных напоров при сифонном сливе

Построение начинают с того, что от конца шланга вверх откладывают напор

$$H_A = \frac{P_A - P_S}{\rho g},$$

равный высоте столба нефтепродукта, создающего минимальное для данной местности атмосферное давление, за вычетом напора, соответствующего давлению насыщенных паров нефтепродукта.

В точке 2 остаточный напор будет меньше на величину

$$h_{1-2} = \frac{8 \cdot \lambda_{ин} \cdot Q_2^2 \cdot \ell_{1-2}}{\pi^2 \cdot g \cdot D_{ин}^5} + z_2 - z_1,$$

где $\lambda_{ин}$, $D_{ин}$ — соответственно коэффициент гидравлического сопротивления и внутренний диаметр шланга; ℓ_{1-2} — расстояние между точками 1 и 2, имеющими высотные отметки z_1 и z_2 .

В точке 3 остаточный напор будет меньше, чем в точке 2, на величину

$$h_{2-3} = f_{нр.с} \cdot Q^2 \cdot \ell_{2-3} + z_3 - z_2,$$

где $f_{нр.с}$ — приведенный гидравлический уклон при единичном расходе в стояке.

Аналогично находят величины остаточных напоров в остальных характерных точках сливной коммуникации.

Условием устойчивости всасывания является отсутствие пересечений линии остаточных напоров и трубопроводной коммуникации.

Эжекторы (струйные насосы) используются при верхнем сливе нефтепродуктов с высокой упругостью паров, когда сифонный слив с помощью насосов становится невозможным.

Конструкция эжектора показана на рис. 5.35. Он состоит из приемного патрубка 1, форкамеры 2, конфузора 3, камеры смешения 4, диффузора 5, патрубка подвода рабочей жидкости 6 и сопла 7.

Эжектор работает следующим образом. Рабочая жидкость с расходом Q_p по патрубку 6 подается к соплу 7. Так как площадь сечения сопла значительно меньше площади сечения патрубка 6, то скорость рабочей жидкости при истечении через сопло весьма велика. В соответствии с уравнением Бернулли это приводит к падению давления в форкамере 2, что является причиной подсосывания откачиваемой жидкости через приемный патрубок 1. Через конфузор

3 рабочая и подсосываемая жидкости поступают в камеру смешения 4. Здесь рабочая жидкость передает подсосываемой часть своей энергии. И, наконец, в диффузоре 5 за счет уменьшения скорости смеси происходит частичное восстановление ее давления.

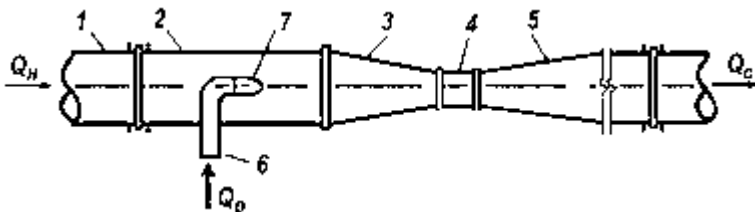


Рис. 5.35. Конструкция эжектора:

- 1 — приемный патрубок; 2 — форкамера; 3 — конфузор; 4 — камера смешения; 5 — диффузор; 6 — патрубок подвода рабочей жидкости; 7 — сопло

Основными параметрами эжекторов являются коэффициент подмешивания (эжекции) u , перепад давления ΔP_c , восстанавливаемый эжектором, относительная площадь сечения камеры смешения \bar{F} и коэффициент полезного действия η_s .

По литературным данным, основные параметры эжекторов могут быть рассчитаны по формулам, приведенным в табл. 5.6.

Таблица 5.6 — Основные формулы для расчета параметров эжекторов

Параметр	Обозначение	Формула
Коэффициент подмешивания	u	$\frac{K_1 \sqrt{\frac{\Delta P_p + \Delta P_\kappa}{\rho_p}} - K_3 \sqrt{\frac{\Delta P_c + \Delta P_\kappa}{\rho_c}}}{K_3 \sqrt{\frac{\Delta P_c + \Delta P_\kappa}{\rho_c}} - K_2 \sqrt{\frac{\Delta P_\kappa}{\rho_H}}}$
Относительная площадь сечения камеры смешения	\bar{F}	$\frac{1 + u}{\sqrt{\beta_3 \left(\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} + \frac{\Delta P_\kappa}{\Delta P_p} \right)}}$

Параметр	Обозначение	Формула
Отношение перепадов давления, восстанавливаемого эжектором (ΔP_c) и теряемого в эжекторе (ΔP_p)	$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}$	$\frac{0,799}{F} \left[2,27 + \frac{u^2}{F} - \frac{1,48}{F} (1+u)^2 \right]$
Коэффициент полезного действия	η_3	$u \cdot \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}$

где K_1, K_2, K_3, β_3 — коэффициенты численно равные 0,834; 0,812; 0,98 и 0,67; $\Delta P_p, \Delta P_c$ — разность давлений соответственно рабочей жидкости и смеси на выходе эжектора, с одной стороны, и откачиваемой жидкости, с другой, то есть

$$\Delta P_p = P_p - P_n; \Delta P_c = P_c - P_n; \quad (5.27)$$

P_p — давление рабочей жидкости перед соплом; P_c — давление смеси на выходе из эжектора; P_n — давление откачиваемой жидкости; ΔP_c — превышение давления подсосываемой жидкости P_n над давлением на срезе сопла P_c ; ρ_p, ρ_n, ρ_c — плотность соответственно рабочей жидкости, откачиваемой жидкости и их смеси.

Учитывая, что при эжекторном сливе железнодорожных цистерн $\rho_p = \rho_n = \rho_c = \rho$, численные значения коэффициентов K_1, K_2, K_3 и β_3 , а также ввода обозначения

$$\Delta P_c / \Delta P_p = \bar{P}_\kappa, \quad (5.28)$$

можем переписать формулы, приведенные в табл. 5.6, в виде

$$u = \frac{0,834 \cdot \sqrt{1 + \bar{P}_\kappa} - 0,98 \sqrt{\bar{P}_c + \bar{P}_\kappa}}{0,98 \sqrt{\bar{P}_c + \bar{P}_\kappa} - 0,812 \sqrt{\bar{P}_\kappa}}; \quad (5.29)$$

$$\bar{F} = \frac{1+u}{\sqrt{0,67 \cdot \bar{P}_c + \bar{P}_\kappa}}; \quad (5.30)$$

$$\bar{P}_c = \frac{0,799}{\bar{F}} \left[2,27 + \frac{u^2}{\bar{F}} - \frac{1,48}{\bar{F}} (1+u)^2 \right]; \quad (5.31)$$

$$\eta_s = u \cdot \bar{P}_c. \quad (5.32)$$

Решая (5.29) относительно \bar{P}_c , получаем

$$\bar{P}_c = \left[\frac{0,834 \cdot \sqrt{1 + \bar{P}_\kappa} + 0,812 \cdot u \cdot \sqrt{\bar{P}_\kappa}}{0,98(1+u)} \right]^2 - \bar{P}_\kappa. \quad (5.33)$$

Данный параметр имеет экстремум при некоторой величине \bar{P}_κ . Взяв первую производную от (5.33) по \bar{P}_κ и приравняв ее нулю, после простых преобразований получаем

$$\bar{P}_\kappa = -0,5 + \sqrt{0,25 + \frac{1}{S_1^2 - 4}}, \quad (5.34)$$

где S_1 — параметр, зависящий от коэффициента подмешивания

$$S_1 = \frac{2,18}{u^2} \cdot [0,96 \cdot (1+u)^2 - 0,659 \cdot u^2 - 0,696]^2.$$

Из формулы (5.30) следует, что безразмерное относительное давление смеси на выходе из эжектора равно

$$\bar{P}_c = \frac{(1+u)^2}{0,67 \cdot (\bar{F})^2} - \bar{P}_\kappa. \quad (5.35)$$

Так как левые половины (5.31) и (5.35) равны, то, следовательно, равны и правые, т. е.

$$\frac{(1+u)^2}{0,67 \cdot (\bar{F})^2} - \bar{P}_\kappa = \left[\frac{0,834 \cdot \sqrt{1 + \bar{P}_\kappa} + 0,812 \cdot u \cdot \sqrt{\bar{P}_\kappa}}{0,98(1+u)} \right]^2 - \bar{P}_\kappa.$$

Решая данное уравнение, получаем

$$\bar{F} = \frac{S_2}{0,907 + \sqrt{0,823 + S_2 \cdot \bar{P}_\kappa}}, \quad (5.36)$$

где S_2 — расчетный коэффициент, равный

$$S_2 = 2,68 \cdot (1+u)^2 - 0,799 \cdot u^2. \quad (5.37)$$

Анализируя формулы (5.31) и (5.37), нетрудно видеть, что величина всех основных параметров эжекторов определяется величиной коэффициента подмешивания u . Это позволяет построить по ним характеристику эжектора в виде, приведенном на рис. 5.36.

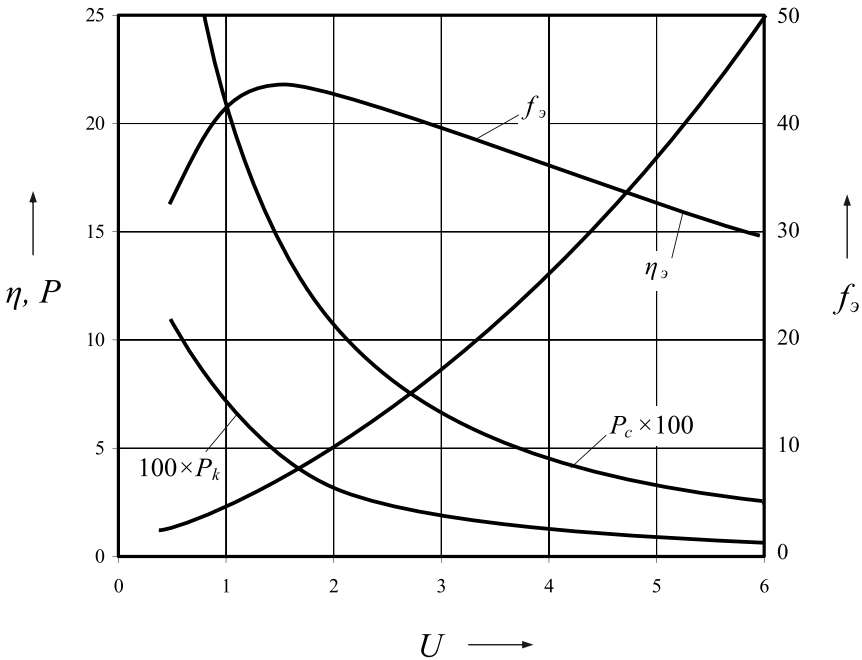


Рис. 5.36. Зависимость основных параметров эжекторов от величины коэффициента эжекции

Из нее видно, что максимальный КПД эжектора достигается при $u \approx 1,5$, а безразмерное относительное давление смеси на выходе эжектора с увеличением коэффициента подмешивания уменьшается.

Абсолютные значения давлений на входе и на выходе эжектора (P_p и P_c) находятся следующим образом. Давление в форкамере 2 не должно снижаться до давления насыщенных паров рабочей жидкости P_s , иначе эжектор работать не будет.

Поэтому принимаем $P_k = K_s \cdot P_s$, где K_s — коэффициент запаса больший, чем единица ($K_s \approx 1,25$). Поэтому при заданном давлении откачиваемой жидкости P_n величина ΔP_k равна

$$\Delta P_k = P_n - K_s \cdot P_s. \quad (5.38)$$

Решая совместно формулы (5.28), получаем

$$\Delta P_p = \Delta P_k / \bar{P}_k; \Delta P_c = \Delta P_k \cdot \frac{\bar{P}_c}{\bar{P}_k}, \quad (5.39)$$

откуда из формул (5.27) следует, что

$$P_p = P_n + \Delta P_p; P_c = P_n + \Delta P_c. \quad (5.40)$$

Выбор схемы принудительного верхнего (эжекторного) слива из трех возможных (рис. 5.37) производится на основе технико-экономического сравнения вариантов.

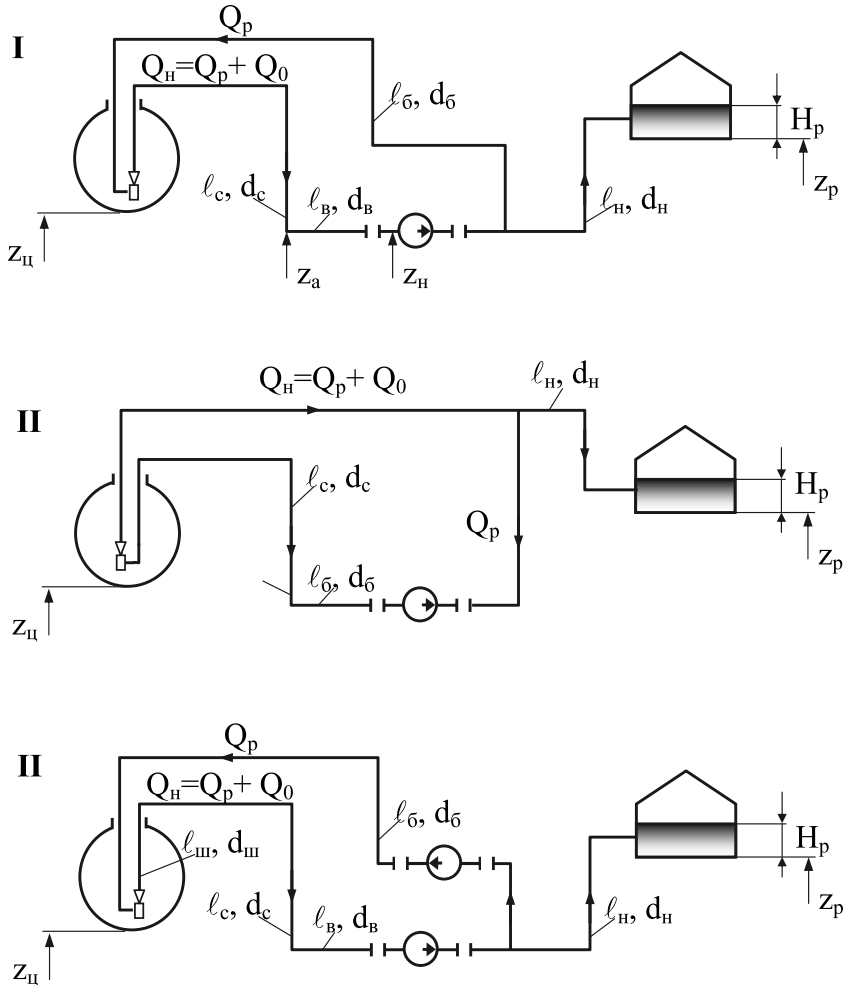


Рис. 5.37. Схемы эжекторного слива цистерн

5.6. Выбор схемы включения центробежных насосов при сливе цистерн

При приеме нефтепродуктов по железной дороге одним из определяющих условий является минимизация времени слива. Определим какая схема включения центробежных насосов в этом случае наиболее предпочтительна.

Построим совмещенную характеристику двух одинаковых насосов, включенных параллельно и последовательно при перекачке высоковязкого и маловязкого нефтепродуктов (рис. 5.38).

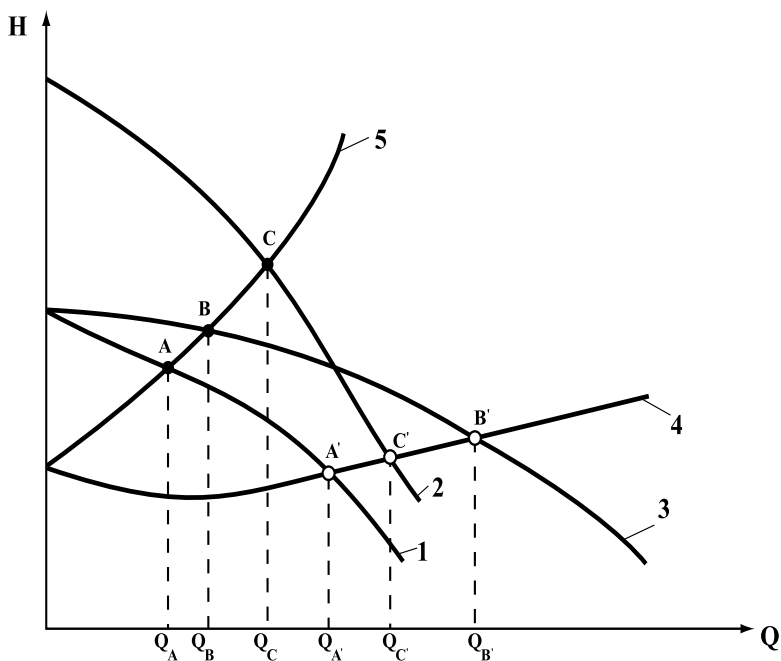


Рис. 5.38. Современная характеристика трубопровода и двух центробежных насосов: 1 — характеристика одного насоса; 2 — то же для двух насосов, включенных последовательно; 3 — то же для двух насосов, включенных параллельно; 4 — характеристика трубопровода для перекачки высоковязкого нефтепродукта; 5 — то же для маловязкого нефтепродукта

Рассмотрим сначала случай перекачки высоковязкого нефтепродукта. При работе одного насоса рабочей была точка A , которой соответствует производительность Q_A . При параллельном включе-

нии двух насосов рабочей становится точка B (подача Q_B), а при их включении последовательно — точка C (подача Q_C). Нетрудно видеть, что $Q_C > Q_B$. Следовательно, при перекачке высоковязких нефтепродуктов наименьшая продолжительность слива цистерн будет обеспечена при последовательном соединении центробежных насосов.

В случае перекачки маловязких нефтепродуктов более предпочтительной оказывается параллельная схема включения насосов, т. к. $Q_{B'} > Q_C$.

Таким образом, выбор схемы соединения насосов как минимум зависит от крутизны характеристики трубопровода (она определяется не только величиной вязкости нефтепродукта, но и диаметром трубы).

Сделанная оценка является качественной. Чтобы получить количественные критерии решим задачу аналитически.

Пусть характеристика одного насоса описывается уравнением (3.4), а характеристика трубопровода — уравнением (4.36).

При последовательном включении двух одинаковых насосов уравнение баланса напоров имеет вид

$$2 \cdot (a_n - \epsilon_n \cdot Q_c^{2-m}) = f_{np} \cdot Q_c^{2-m} \cdot \ell + h_{ocm}.$$

Следовательно, перекачка будет вестись с расходом

$$Q_c = \sqrt[2-m]{\frac{2a_n - \Delta z - h_{ocm}}{2\epsilon_n + f_{np} \cdot \ell}}. \quad (5.41)$$

Если же насосы включить параллельно, то вид уравнения баланса напоров будет иной

$$a_n - \epsilon_n \cdot \left(\frac{Q_e}{2}\right)^{2-m} = f_{np} \cdot Q_e^{2-m} \cdot \ell + \Delta z + h_{ocm}.$$

и, соответственно,

$$Q_e = \sqrt[2-m]{\frac{a_n - \Delta z - h_{ocm}}{\epsilon_n \cdot 2^{m-2} + f_{np} \cdot \ell}}. \quad (5.42)$$

Чтобы параллельное соединение насосов было предпочтительнее, должно выполняться условие $Q_{B'} > Q_C$ т. е.

$$\frac{a_n - \Delta z - h_{ocm}}{v_n \cdot 2^{m-2} + f_{np} \cdot \ell} > \frac{2a_n - \Delta z - h_{ocm}}{2v_n + f_{np} \cdot \ell}.$$

Вводя безразмерные параметры $W = v_n / f_{np} \cdot \ell$ и $E = \frac{2a_n - \Delta z - h_{ocm}}{a_n - \Delta z - h_{ocm}}$, после простых преобразований получаем условие предпочтительности параллельного включения насосов

$$W > \frac{E - 1}{2 \cdot (1 - E \cdot 2^{m-3})}. \quad (5.43)$$

Нетрудно видеть, что параллельное соединение насосов тем предпочтительнее, чем больше величина W и чем меньше E , то есть при большом соотношении крутизны характеристики насоса к крутизне характеристики трубопровода и при малом напоре насоса при нулевой подаче a_n . В случае обратного соотношения предпочтительнее последовательное соединение насосов.

6. ПОДОГРЕВ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

6.1. Необходимость подогрева нефтепродуктов

Нефтебазы в общем случае оперируют большим количеством нефтепродуктов, имеющих высокие вязкость и температуру застывания (табл. 6.1).

Таблица 6.1 — Сведения о свойствах некоторых нефтепродуктов

Тип нефтепродукта	Кинематическая вязкость (мм ² /с) при температуре		Температура застывания, °С
	50 °С	100 °С	
Мазуты топочные	—	45...118	25...40
Мазуты флотские	36...89	—	-5...-8
Масла авиационные	96...160	14...20,5	-18...-30
Масла промышленные	6...110	—	-15...-30
Масла компрессорные	—	11...21	-5...-25
Масла моторные для карбюраторных двигателей	—	5,5...12	-25...-42
Масла моторные для тракторных двигателей	—	8...11	-15...-30
Масла моторные для дизельных двигателей	91...120	11...22	-12...-15
Масла осевые	12...60	—	-40...-55
Масла трансмиссионные	110...120	10...17,5	-18...-40
Масла турбинные	20...59	—	-10...-15
Масла цилиндрические	—	32...70	-5...17

Высокая вязкость масел и мазутов объясняется значительным содержанием в них высокомолекулярных углеводородов, а высокая температура застывания — наличием парафина.

В процессе транспортировки или хранения данные нефтепродукты остывают (в результате чего их текучесть резко ухудшается), а порой и застывают (особенно в зимнее время). Это не позволяет осуществить прием и отпуск высоковязких и высокозастывающих нефтепродуктов без их подогрева в установленные нормативные сроки.

Кроме того, подогрев нефтепродуктов необходим:

- для их обезвоживания и очистки от мехпримесей методом отстаивания;
- при подготовке к сжиганию;
- при регенерации отработанных масел;
- при зачистке емкостей от отложений и т. д.

6.2. Вероятная температура нефтепродукта в емкостях и трубопроводах

Для тепловых расчетов при хранении и отпуске высоковязких и высокозастывающих нефтепродуктов необходимо знать начальную (перед подогревом) температуру, которая зависит от времени хранения, температуры окружающей среды, конструкции, габаритных размеров емкости и т. д. Так как учесть все факторы, от которых зависит температура нефтепродукта в емкости, практически невозможно, ее определяют с некоторой степенью вероятности. Поэтому такая расчетная температура T_o называется вероятной.

Составим уравнение теплового баланса:

$$-G \cdot C_p \cdot dT = K_T \cdot F \cdot (T - T_o) \cdot dt \quad (6.1)$$

где G , C_p — соответственно масса и удельная теплоемкость нефтепродукта в емкости; T — текущее значение температуры нефтепродукта; dT — изменение температуры нефтепродукта за время dt ; K_T — коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду; F — площадь поверхности емкости; T_o — температура окружающей среды.

Левая часть (6.1) есть количество тепла теряемого нефтепродуктом за время dt , а правая — количество тепла, отдаваемого в окружающую среду за этот же период.

Разделяя переменные в уравнении (6.1) и интегрируя полученное выражение

$$-\int_{T_{\text{нал}}}^{T_o} \frac{dT}{T - T_o} = \frac{K_T \cdot F}{G \cdot C_p} \int_0^{\tau} d\tau,$$

получаем

$$T_B = T_o + (T_{\text{нал}} - T_o) \cdot \exp\left(-\frac{K_T \cdot F \cdot \tau}{G \cdot C_p}\right), \quad (6.2)$$

где $T_{зал}$ — температура, с которой нефтепродукт был залит в емкость.

Температуру окружающей среды определяют следующим образом:

— для железнодорожных цистерн: $T_o = T_{возд}$ (где $T_{возд}$ — температура воздуха);

— для емкостей, находящихся в двух средах,

$$T_o = \frac{F_{C1} \cdot T_{C1} + F_{C2} \cdot T_{C2}}{F}, \quad (6.3)$$

где F_{C1} , F_{C2} — поверхности емкостей, соприкасающиеся с разными средами; T_{C1} , T_{C2} — средние температуры этих сред.

Например, стенки надземных резервуаров вступают в контакт с грунтом (среда 1) и воздухом (среда 2), стенки танкеров — с водой (среда 1) и воздухом (среда 2).

Для подземных емкостей T_o определяется как средняя температура грунта, соответствующая средней части заглубленной емкости.

Коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в емкости (резервуаре) в окружающую среду определяют по выражению

$$K_T = \frac{K_\delta \cdot F_\delta + K_{ст.з} \cdot F_{ст.з} + K_{ст.ж} \cdot F_{ст.ж} + K_\kappa \cdot F_\kappa}{F}, \quad (6.4)$$

где K_δ , $K_{ст.з}$, $K_{ст.ж}$, K_κ — коэффициенты теплопередачи соответственно через днище, стенку (в области газового пространства и жидкости) и крышу резервуара; F_δ , $F_{ст.з}$, $F_{ст.ж}$, F_κ — поверхности выпечеречисленных элементов резервуара.

Коэффициент теплопередачи через стенку емкости

$$\frac{1}{K_{ст}} = \frac{1}{\alpha_{1ст}} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_{2ст} + \alpha_{3ст}}, \quad (6.5)$$

где $\alpha_{1ст}$, $\alpha_{2ст}$, $\alpha_{3ст}$ — коэффициенты теплоотдачи соответственно от нефтепродукта к стенке емкости, от наружной поверхности стенки в окружающую среду, от стенки емкости радиацией; δ_i — толщина стенки емкости, изоляции и т. д.; λ_i — коэффициент теплопроводности материала стенки, изоляции и т. д.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией от нефтепродукта к вертикальной стенке емкости определяют по следующим формулам:

— при $(Gr_h \cdot Pr)_\Pi = 10^3 \dots 10^9$ (ламинарный режим)

$$\alpha_{1cm} = 0,76 \cdot \frac{\lambda_H}{h} \cdot (Gr_h \cdot Pr)_\Pi^{0,25} \cdot \left(\frac{Pr_\Pi}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (6.6)$$

— при $(Gr_h \cdot Pr)_\Pi > 10^9$ (турбулентный режим)

$$\alpha_{1cm} = 0,15 \cdot \frac{\lambda_H}{h} \cdot (Gr_h \cdot Pr)_\Pi^{0,33} \cdot \left(\frac{Pr_\Pi}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}; \quad (6.7)$$

— для горизонтальных цилиндрических емкостей и труб при $(Gr_d \cdot Pr)_\Pi = 10^3 \dots 10^8$

$$\alpha_{1cm} = 0,5 \cdot \frac{\lambda_H}{d} \cdot (Gr_d \cdot Pr)_\Pi^{0,25} \cdot \left(\frac{Pr_\Pi}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (6.8)$$

где h — высота взлива нефтепродукта в вертикальных емкостях; d — диаметр горизонтальной емкости или трубы.

Если отношение $\frac{T_{зал} - T_0}{T_\epsilon - T_0} \leq 2$, среднюю температуру определяют как среднеарифметическую величину от начальной T_H и конечной T_K температур нефтепродукта, т. е.

$$T_\Pi = 0,5(T_{зал} + T_\epsilon). \quad (6.9)$$

Если отношение $\frac{T_{зал} - T_0}{T_\epsilon - T_0} > 2$, среднюю температуру определяют как среднелогарифмическую величину по формуле

$$T_\Pi = T_0 + \frac{T_{зал} - T_\epsilon}{\ln \frac{T_{зал} - T_0}{T_\epsilon - T_0}}. \quad (6.10)$$

Так как в выражения (6.9), (6.10) входит искомая величина T_ϵ , то при определении средней температуры нефтепродукта можно принять, что

$$T_\Pi = 0,5(T_{зал} + T_{возд}), \quad (6.11)$$

Среднюю температуру стенки емкости определяют методом последовательных приближений по формуле

$$T_{cm} = T_\Pi - \frac{K_{cm}}{\alpha_{1cm}} \cdot (T_\Pi - T_0). \quad (6.12)$$

Коэффициент теплоотдачи α_2 при вынужденной конвекции (обдувание емкости или надземного трубопровода ветром) определяют по формуле

$$\alpha_{2cm} = C \cdot \frac{\lambda_{возд}}{D_{из}} \cdot Re_{возд}^n, \quad (6.13)$$

где C , n — коэффициенты, величина которых зависит от $Re_{возд}$.

Таблица 6.2 — **Зависимость коэффициентов C и n от $Re_{возд}$ (для воздуха)**

$Re_{возд}$	C	n
5...80	0,810	0,40
80...5·10 ³	0,625	0,46
5·10 ³ ...5·10 ⁴	0,970	0,60
Более 5·10 ⁴	0,023	0,80

При отсутствии ветра коэффициент теплоотдачи α_2 определяют по формулам, справедливым при свободной конвекции, т. е. по формулам (6.6)...(6.8). В этом случае параметры Gr и Pr определяют по физическим характеристикам сухого воздуха при $P = 0,0981$ МПа, взятым при средней его температуре.

Коэффициент теплоотдачи радиацией от стенки горизонтальной емкости или трубопровода α_{3cm} определяют по формуле

$$\alpha_{3cm} = \varepsilon_{cm} \cdot C_{SS} \cdot \frac{(T_{cm}/100)^4 - (T_{возд}/100)^4}{T_{cm} - T_{возд}}, \quad (6.14)$$

где $C_{SS} = 5,768$ Вт/(м² · К⁴) — постоянная Планка; ε_{cm} — степень черноты поверхности стенки.

Зависимость ε_{cm} от материала и вида поверхности

Алюминий шероховатый	0,055
Железо шероховатое	0,242
Железо литое необработанное	0,87...0,96
Сталь окисленная шероховатая.....	0,94...0,97
Чугун обточенный	0,6...0,7
Чугун шероховатый, сильно окисленный	0,95
Асбестовый картон.....	0,96
Кирпич красный шероховатый	0,93
Известковая штукатурка шероховатая	0,91
Сажа ламповая.....	0,95

Для вертикальных цилиндрических резервуаров, заглубленных в грунт, коэффициент теплопередачи через стенку

$$K_{cm} = \frac{K_{ст.возд} \cdot F_{возд} + K_{сп} \cdot F_{сп}}{F_{cm}}, \quad (6.15)$$

где $K_{ст.возд}$, $K_{ст.сп}$ — коэффициенты теплопередачи через стенку соответственно в воздух и грунт; $F_{возд}$, $F_{сп}$ — части поверхности стенки резервуара, соприкасающиеся с воздухом и грунтом.

Коэффициент теплопередачи через стенку в воздух определяют по формуле (6.5), а в грунт — по выражению

$$\frac{1}{K_{ст.сп}} = \frac{1}{\alpha_{1cm}} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{H_{сп}}{2\lambda_{сп}} + \frac{1}{\alpha_0}, \quad (6.16)$$

где $H_{сп}$ — расстояние от поверхности грунта до дна резервуара (заглубление резервуара в грунт); $\lambda_{сп}$ — коэффициент теплопроводности грунта, окружающего резервуар; $\alpha_0 \approx 11,63$ Вт/(м² · К) — коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух.

Для подземных горизонтальных цилиндрических резервуаров коэффициент теплопередачи K_T принимают приближенно равным коэффициенту теплопередачи через стенку (см. формулу (6.5)), в этом случае $\alpha_{3cm} = 0$. Коэффициент теплоотдачи α_{2cm} определяют по формуле:

$$\alpha_{2cm} = \frac{2\lambda_{сп}}{\left(\ln \left(4 \frac{H_{сп}^2}{R^2} + 1 \right) + \frac{8H_{сп} \cdot \lambda_{сп}}{\alpha_0 \cdot (R^2 + 4H_{сп}^2)} \right)}, \quad (6.17)$$

где R — радиус резервуара; $H_{сп}$ — глубина заложения резервуара до оси.

Для железнодорожных цистерн при движении поезда коэффициент теплопередачи K_T принимают равным коэффициенту теплопередачи через стенку (см. формулу (6.5)), коэффициент теплоотдачи α_{1cm} вычисляют по формуле (6.8), а коэффициент теплоотдачи α_{2cm} — по формуле

$$\alpha_{2cm} = 0,032 \cdot \frac{\lambda_{возд}}{L_{ц}} \cdot Re_{возд}^{0,8}, \quad (6.18)$$

где $Re_{возд}$ — число Рейнольдса при обдувании цистерны ветром $Re_{возд} = \frac{v_{ц} \cdot D_{ц}}{v_{возд}}$; $v_{ц}$ — сумма скоростей ветра и поезда, $v_{ц} = v_{вет} + v_{поезда}$,

D_y, L_y — соответственно наружный диаметр и длина котла цистерны.

Коэффициент теплопередачи через днище емкости, установленной на грунте, находят по следующей зависимости:

$$\frac{1}{K_{\partial}} = \frac{1}{\alpha_{1\partial}} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{\pi \cdot D_p}{8\lambda_{ep}}, \quad (6.19)$$

где $\alpha_{1\partial}$ — коэффициент теплоотдачи через днище емкости, определяемый по формуле (6.8); δ_i — толщина гидрофобного слоя, днища емкости, отложений, воды и т. д.; λ_i — коэффициенты теплопроводности указанных слоев; D_p — диаметр резервуара.

Коэффициент теплопередачи через крышу резервуара

$$\frac{1}{K_k} = \frac{1}{\alpha_{1k}} + \frac{H_z}{\lambda_{\text{г}}} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_{2k} + \alpha_{3k}}, \quad (6.20)$$

где α_{1k} — коэффициент теплоотдачи от зеркала нефтепродукта в газовое пространство резервуара:

— при $(Gr_h \times Pr)_{II} = 5 \cdot 10^2 \dots 2 \cdot 10^7$

$$\alpha_{1k} \approx 5,466 \cdot \sqrt[3]{T_3 - T_z}; \quad (6.21)$$

— при $(Gr_h \times Pr)_{II} > 2 \cdot 10^7$

$$\alpha_{1k} \approx 1,14 \cdot \sqrt[3]{T_3 - T_z}; \quad (6.22)$$

где T_3 — температура зеркала нефтепродукта; T_z — температура газового пространства резервуара; ориентировочно принимают

$$T_z = 146,5 + 0,5 \cdot T_3, \quad (6.23)$$

H_z — высота газового пространства резервуара; $\lambda_{\text{г}}$ — эквивалентный коэффициент теплопроводности газозвдушной смеси

$$\lambda_{\text{г}} = \varepsilon_K \cdot \lambda_c; \quad (6.24)$$

ε_K — коэффициент конвекции,

$$\varepsilon_K = \begin{cases} 1 & \text{при } (Gr_h \cdot Pr)_{II} \leq 10^3 \\ 0,18 \cdot (Gr_h \cdot Pr)_{II}^{0,25} & \text{при } (Gr_h \cdot Pr)_{II} > 10^3 \end{cases}; \quad (6.25)$$

λ_c — коэффициент теплопроводности газозвдушной смеси

$$\lambda_c = \lambda_{\text{возд}} \cdot (1 - C_1) + \lambda_{\text{н.н}} \cdot C_1; \quad (6.26)$$

$\lambda_{\text{возд}}$ — коэффициент теплопроводности воздуха; $\lambda_{\text{н.н}}$ — коэффициент теплопроводности паров нефтепродукта; C_1 — содержание паров нефтепродукта в газовом пространстве резервуара.

При отсутствии данных о величине C_1 допускается принимать $\lambda_c \approx \lambda_{\text{возд}}$.

Если при расчете по формуле (6.25) получается, что $\varepsilon_K < 1$, то ε_K принимается равным единице. В качестве линейного размера при вычислении параметра Gr в данном случае берут высоту газового пространства резервуара H_z . Физические константы газовой смеси берут при ее средней температуре. При отсутствии ветра коэффициент теплоотдачи от крыши в воздух $\alpha_{2к}$ определяют по формулам (6.21) или (6.22) с учетом разности температур $T_k - T_{\text{возд}}$. При наличии ветра коэффициент $\alpha_{2к}$ можно определить по формулам вынужденной конвекции или принять его равным α_0 .

Для резервуаров типа РВС при расчете внешней теплоотдачи Р. Ш. Латыповым рекомендовано пользоваться интегральным коэффициентом теплоотдачи α_r , одновременно учитывающим теплоперенос как конвекцией, так и излучением. В результате обработки данных промышленных экспериментов получены следующие формулы для вычисления α_r **днем**

— область жидкости

$$\alpha_{\text{идн}} = 77,45 \cdot \frac{\lambda_{\text{возд}}}{H_{\text{взл}}} \cdot I_0^{-0,193} \cdot \left(\frac{\Delta T}{T_{\text{возд}}} \right)^{-0,961}; \quad (6.27)$$

— область газового пространства

$$\alpha_{\text{идн}} = 95 \cdot \frac{\lambda_{\text{возд}}}{H_z} \cdot I_0^{0,843} \cdot \left(\frac{v_{\text{вет}} \cdot H_z^2}{v_{\text{возд}} \cdot D_P} \right)^{0,668}; \quad (6.28)$$

— крыша

$$\alpha_{\text{идн}} = 0,00022 \cdot \frac{\lambda_{\text{возд}}}{D_P} \cdot I_0^{-1,76} \cdot \left(\frac{\Delta T}{T_{\text{возд}}} \right)^{-3,32}, \quad (6.29)$$

где λ_n , $\lambda_{\text{возд}}$ — коэффициенты теплопроводности соответственно нефти (нефтепродукта) и воздуха; $H_{\text{взл}}$, H_z — высота залива жидкости в резервуаре и высота газового пространства; I_0 — критерий, характеризующий отношение теплового потока, получаемого стен-

кой за счет солнечной радиации, к конвективному потоку теплоты; $N_{\text{возд}}$ — кинематическая вязкость воздуха; ΔT — разность температур стенки (крыши) и воздуха, $\Delta T = T_c - T_{\text{возд}}$; $T_{\text{возд}}$ — температура воздуха днем.

Величина I_0 вычисляется по формуле

$$I_0 = \frac{i_0}{\rho_{\text{возд}} \cdot C_{P_{\text{возд}}} \cdot v_{\text{вет}} \cdot \Delta T}, \quad (6.30)$$

где i_0 — интенсивность солнечной радиации в полдень с учетом облачности; $P_{\text{возд}}, C_{P_{\text{возд}}}$ — плотность и удельная теплоемкость воздуха; T_c — температура стенки (кровли).

Расчеты интегрального коэффициента теплоотдачи **в ночное время** выполняются по следующим зависимостям:

— область жидкости

$$\alpha_{\text{лн}} = 135,5 \cdot \frac{\lambda_{\text{лн}}}{D_p} \cdot \left(\frac{\Delta T}{T_{\text{возд}}} \right)^{-0,381} \cdot \left(\frac{v_{\text{вет}} \cdot H_{\text{взл}}}{v_{\text{возд}}} \right)^{0,199}; \quad (6.31)$$

— область газового пространства (стенка и кровля)

$$\alpha_{\text{лн}} = 0,035 \cdot \frac{\lambda_{\text{возд}}}{D_p} \cdot Pr_{\text{возд}}^{0,333} \cdot Re_{\text{возд}}^{0,8}. \quad (6.32)$$

Усредненная (за сутки) величина интегрального коэффициента теплоотдачи находится по формуле

$$\alpha_I = \frac{\alpha_{\text{лн}} \cdot \tau_{\text{дн}} + \alpha_{\text{лн}} \cdot (24 - \tau_{\text{дн}})}{24}, \quad (6.33)$$

после чего находится полный коэффициент теплоотдачи через соответствующую поверхность (стенку, кровлю, днище) по формуле (6.5), в которой вместо $\alpha_{2\text{см}} + \alpha_{3\text{см}}$ подставляется α_I .

При проведении ориентировочных расчетов для железнодорожных цистерн $K_T \approx 7 \dots 9,3$ Вт / (м²·К), а для резервуаров $K_T \approx 1,5 \dots 6$ Вт / (м²·К). Величину средней температуры нефтепродукта за период его остывания найдем интегрируя формулу (6.1)

$$\begin{aligned} T_{\text{cp}} &= \frac{1}{T} \cdot \int_0^{\tau} T_{\text{с}} \cdot d\tau = \frac{1}{T} \cdot \int_0^{\tau} \left[T_o + (T_{\text{зал}} - T_o) \cdot \exp\left(-\frac{K_T \cdot F \cdot \tau}{G \cdot C_p}\right) \right] \cdot d\tau = \\ &= T_o + \frac{G \cdot C_p}{K_T \cdot F \cdot \tau} \cdot (T_{\text{зал}} - T_o) \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{K_T \cdot F \cdot \tau}{G \cdot C_p}\right) \right]. \end{aligned} \quad (6.34)$$

6.3. Методы и средства подогрева нефтепродуктов

В подогревательных устройствах нефтебаз для получения теплоты используются: насыщенный водяной пар, электроэнергия, горячая вода и горячие нефтепродукты.

Насыщенный водяной пар — наиболее распространенный и доступный вид теплоносителя, который, как правило, имеется на всех нефтебазах. Он обладает сравнительно большим теплосодержанием, высоким коэффициентом теплоотдачи, легко транспортируется и безопасен в пожарном отношении.

Широкое использование **электроэнергии** для подогрева нефтепродуктов обусловлено ее доступностью, простотой применения и относительно невысокой стоимостью.

Горячая вода имеет теплосодержание в 4...5 раз меньше, чем насыщенный водяной пар, и поэтому используется для подогрева нефтепродуктов на нефтебазах очень редко. Кроме того, ее использование может привести к обводнению нефтепродуктов.

Горячие нефтепродукты имеют теплосодержание примерно в 2 раза меньше, чем вода, что делает их еще менее эффективным теплоносителем. Но при их использовании обводнение нагреваемой жидкости исключается.

Выбор типа теплоносителя и способа его использования определяется физико-химическими свойствами нефтепродуктов, допустимостью их обводнения, а также технико-экономическими показателями различных способов подогрева.

Путевой подогрев нефтепродуктов в трубопроводах

Для путевого подогрева нефтепродуктов в технологических трубопроводах нефтебаз используются трубопроводы-спутники и электроподогрев.

Возможные схемы прокладки **трубопроводов-спутников**, по которым прокачивается теплоноситель, приведены на рис. 6.1. Трубопровод-спутник может прокладываться параллельно нефтепродуктопроводу снаружи (рис. 6.1а). В этом случае повреждение трубопровода-спутника не грозит обводнением нефтепродукта, однако значительная часть тепла рассеивается в окружающую среду. Чтобы этого не происходило, оба трубопровода заключают в общий теплоизолирующий кожух, что приводит к увеличению капиталовложений.

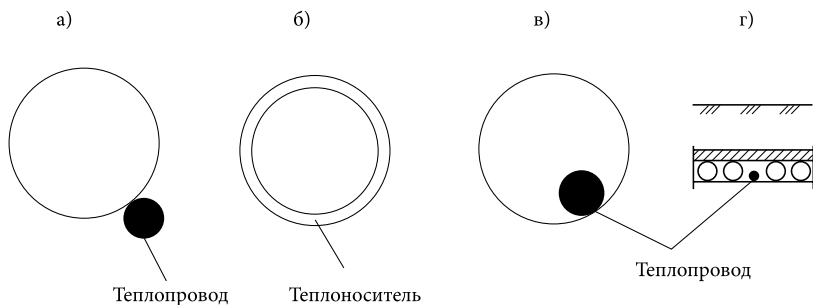


Рис. 6.1. Схема путевого подогрева трубопроводов нефтебаз

На рис. 6.1б показана схема, согласно которой трубопровод-спутник прокладывается внутри нефтепродуктопровода. В этом случае затраты на тепловую изоляцию меньше, но есть опасность обводнения нефтепродукта.

На рис. 6.1в приведена схема коаксиальной прокладки трубопроводов, согласно которой теплоноситель прокачивается по кольцевому пространству. В этом случае разогрев нефтепродукта осуществляется по всей поверхности его контакта со стенкой, что облегчает возобновление перекачки после остановок. Однако такая схема прокладки требует больших металлозатрат и не исключает обводнения нефтепродукта.

Электроподогрев технологических трубопроводов нефтебаз осуществляется с помощью гибких электронагревательных лент и кабелей. Устройство электронагревателей

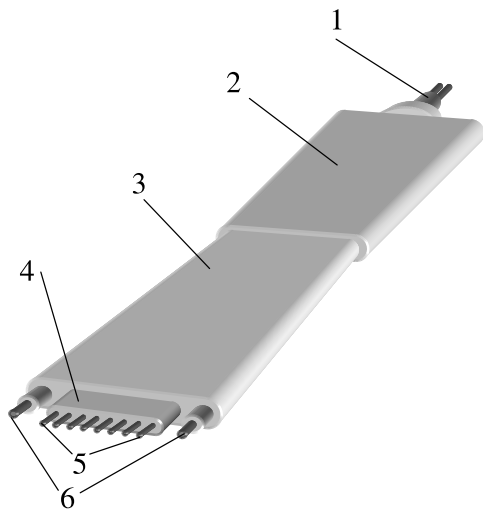


Рис. 6.2. Гибкая электронагревательная лента ЭНГЛ-180:

1 — штепсельный разъем; 2 — концевая заделка; 3 — герметизирующая оболочка из кремнийорганической резины; 4 — стекловолоконная основа; 5 — нагревательные нихромовые жилы; 6 — токоведущие провода

ленты показано на рис. 6.2. Ее конструкция включает штепсельный разъем 1, концевую заделку 2, герметизирующую оболочку 3, стекловолоконную основу 4, нагревательные жилы 5 и токоведущие провода 6. Соединяя электронагревательные ленты последовательно, можно получить нагревательные элементы большой длины. Удельная мощность лент в зависимости от конструкции составляет от 40 до 750 Вт/м.

Устройство электронагревательного кабеля показано на рис. 6.3. Нетрудно видеть, что оно аналогично электронагревательным лентам.

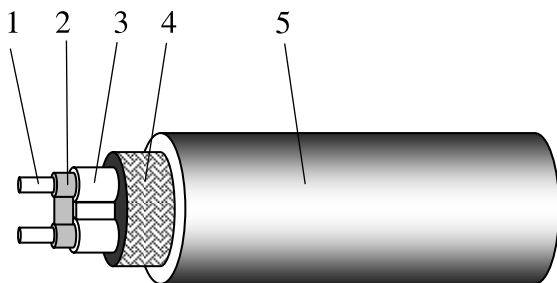


Рис. 6.3. Гибкий электронагревательный кабель:

1 — токоподводящие жилы; 2 — греющий элемент; 3 — изоляция из фторполимера; 4 — луженая медная оплетка; 5 — наружная оболочка

В качестве примера на рисунке приведено исполнение паро- и электроподогрева сливных устройств железнодорожных цистерн.

Греющие кабели и ленты монтируются на трубах параллельно их оси (в одну или несколько «ниток»), а также по спирали. При надлежащем соблюдении правил монтажа гибкие электронагревательные элементы обеспечивают эффективный, экономичный и пожаробезопасный подогрев.

Подогрев нефтепродуктов в железнодорожных цистернах

Для подогрева нефтепродуктов в железнодорожных цистернах используются паровые и электрические подогреватели, а также циркуляционный и электроиндукционный нагрев.

Стационарные паровые подогреватели бывают двух типов: внутренние и наружные. Внутренний подогреватель трубчатого типа монтируется в нижней части железнодорожной цистерны,

а наружный (в виде «паровой рубашки») — вокруг нижней половины котла цистерны. В обоих случаях устраивается паровая рубашка вокруг сливного прибора, через которую и осуществляется ввод пара в подогреватель.

Недостатком закрытых трубчатых подогревателей является то, что в первую очередь прогреваются слои нефтепродукта, примыкающие к трубам-змеевикам, а продолжительность нагрева основной массы жидкости весьма велика. Кроме того, они быстро выходят из строя вследствие коррозии.

Данного недостатка лишено переносное устройство для подогрева высоковязких нефтепродуктов в железнодорожных цистернах типа ПГМП-4 (рис. 6.4). Оно состоит из двух трубчатых подогревателей 1, снабженных шнековыми насосами 5. В качестве теплоносителя используется пар, подаваемый по трубе 3. Вращение шнеков осуществляется посредством электродвигателя 2 через вал 4 и редуктор 7.

Устройство в сложенном состоянии погружается в продукт через люк цистерны. Здесь под действием силы тяжести трубчатые подогреватели, благодаря шарниру 8, занимают горизонтальное положение. Одновременно с подачей пара включается электродвигатель. Шнеки выкачивают нагретую жидкость из внутренней полости подогревателей и направляют ее в торцевые части цистерны и к сливному прибору. Освободившееся место занимает холодная жидкость. Благодаря циркуляции интенсивность теплообмена увеличивается в 2...3 раза. Соответственно уменьшается время подогрева.

Переносные электрические подогреватели (рис. 6.5) также получили достаточно широкое распространение.

Электрорелки имеют каркас из стальных прутьев, на которые надеты фарфоровые цилиндры со специальной винтовой нарезкой. В ее пазы уложен проводник, обладающий высоким удельным омическим сопротивлением. Концы прутьев с фарфоровыми цилиндрами укреплены в панелях, на которые выведены концы нагревательных обмоток. Эти контакты соединяют двумя способами: на звезду или на треугольник.

Недостатком электрорелок является значительная продолжительность подогрева нефтепродукта в цистерне вследствие от-

сутствия перемешивающих устройств, повышенная пожароопасность.

Электрическое подогревательное устройство ЭГМП по конструкции аналогично пароподогревателю ПГМП-4: оно так же раскладывается внутри цистерны, так же снабжено шнековыми насосами для обеспечения вынужденной конвекции подогреваемой жидкости и т. д. Отличие заключается в том, что вместо трубчатых пароподогревателей в конструкции ЭГМП используются электроподогреватели.

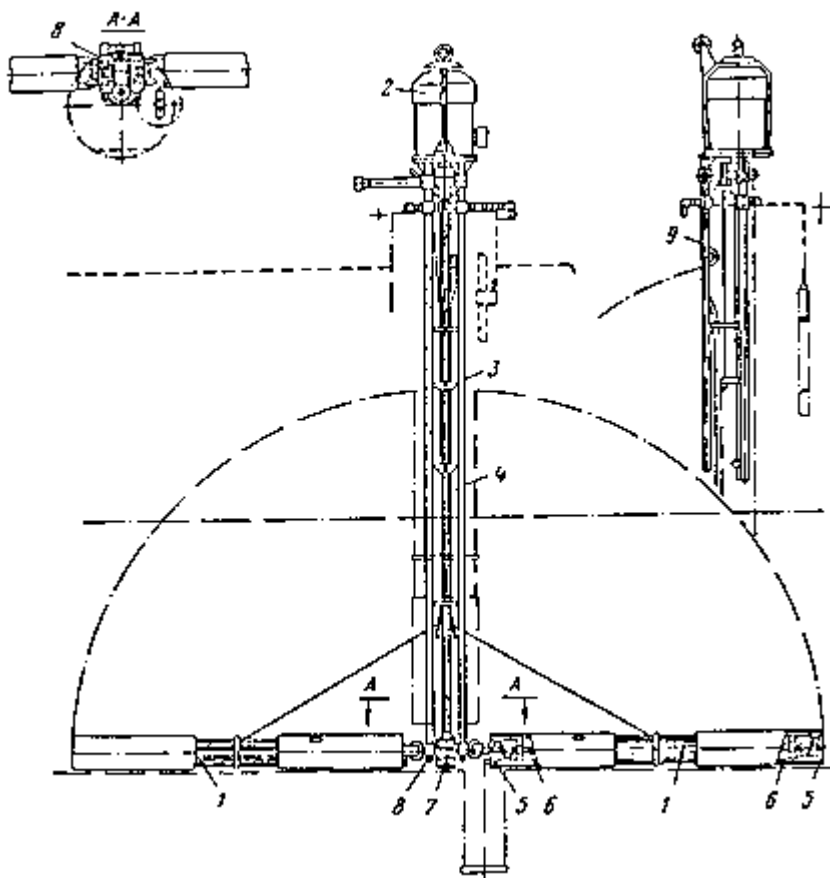


Рис. 6.4. Подогреватель ПГМП-4

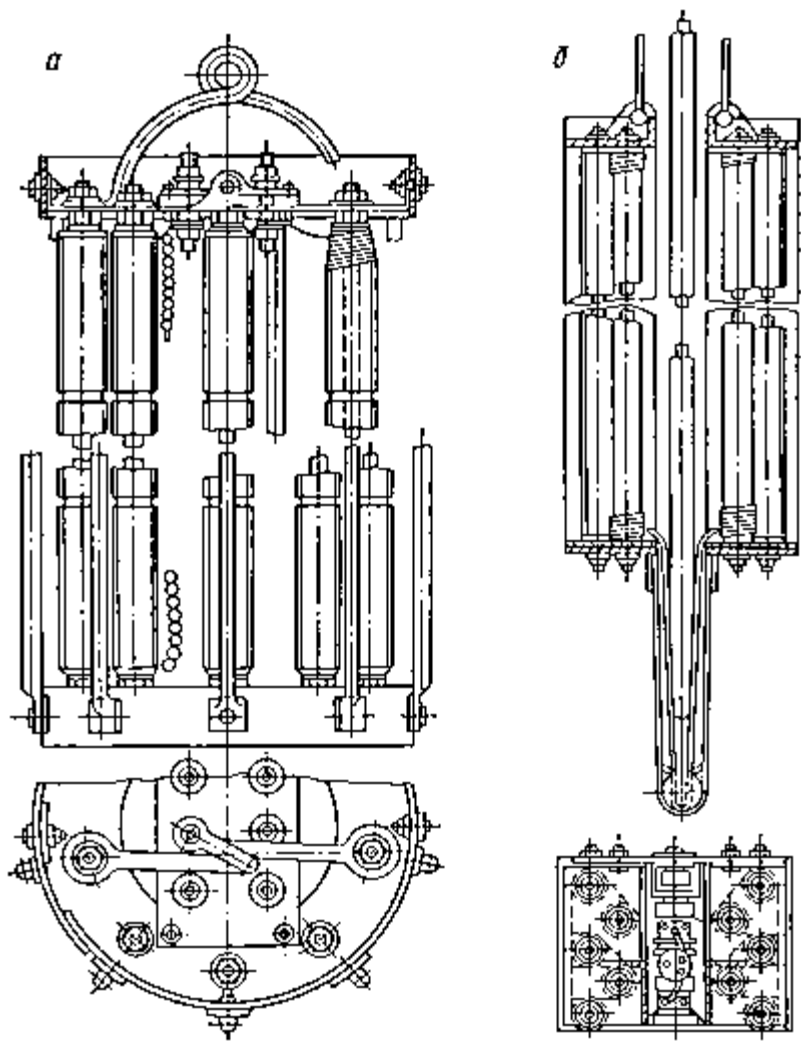


Рис. 6.5. Переносные электрические подогреватели: а) круглый; б) секционный

Электроподогрев железнодорожных цистерн также может быть осуществлен снаружи с помощью электронагревательных кабелей и лент. Наиболее целесообразно размещать их в нижней части котла цистерны, когда на подогрев нефтепродукта расходуется наибольшее количество подводимой теплоты. Очень эффективно применение теплоизоляционного кожуха поверх электронагревательных кабелей и лент.

Для безопасной эксплуатации подобных подогревателей заземляют все металлические части эстакад, аппаратуру, железнодорожные цистерны и рельсы. Тупик, на котором производится подогрев, изолируют от общих путей.

Метод циркуляционного подогрева основан на передаче тепла от горячего нефтепродукта к холодному в результате их интенсивного перемешивания. Перед сливом нефтепродукта из цистерны (рис. 6.6) на ее сливном патрубке устанавливают паровую рубашку, в которую подают пар. Это позволяет слить часть нефтепродукта, который по шлангу 4 направляется в теплообменник 10. Здесь он нагревается до 40...50 °С и насосом 7 по шарнирному трубопроводу 2 через устройство 1 с раскладывающимися трубами-соплами подается внутрь цистерны. Поскольку горячий нефтепродукт на выходе из сопел имеет давление 1...1,2 МПа, то он интенсивно перемешивается с холодным, отдавая последнему часть своего тепла.

Далее в теплообменник 10 из цистерны поступает уже смесь холодного и горячего нефтепродуктов. Она нагревается и также закачивается насосом 11 в цистерну 5. Таким образом, температура нефтепродукта в ней постепенно увеличивается. Когда она достигнет заранее установленной величины, приступают к откачке нефтепродукта в приемный резервуар. Однако часть нефтепродукта продолжает циркулировать по системе теплообменник — насос — цистерна — теплообменник, чтобы компенсировать потери тепла в окружающую среду.

Сущность электроиндукционного подогрева заключается в том, что вокруг цистерны при помощи обмотки, по которой пропускают переменный ток, создается электрическое поле. При этом стенки цистерны нагреваются, а тепло от них передается нефтепродукту.

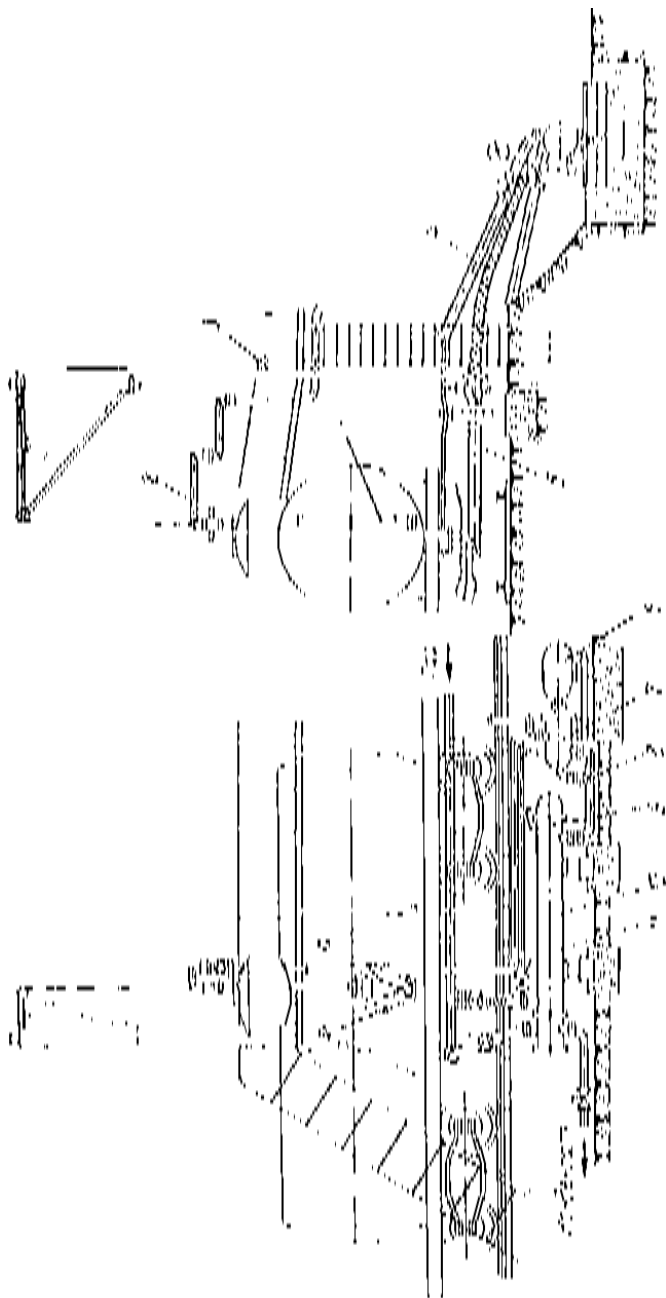


Рис. 6.6. Установка циркуляционного подогрева и герметизированного слива УРС-2; 1 — гидромониторное устройство УР-5; 2 — шарнирный трубопровод; 3 — кран-укосина с лебедкой; 4 — гибкий шланг; 5 — установка нижнего слива АСН-8Б; 6 — электродвигатель; 7 — винтовой насос МВН-10; 8 — продуктопровод от теплообменника к насосу; 9, 11 — вентиль; 10 — теплообменник

Подогрев нефтепродуктов в резервуарах

Для подогрева нефтепродуктов в резервуарах используют трубчатые паровые подогреватели, электронагревательные кабели и ленты, а также циркуляционный подогрев.

Трубчатые подогреватели, применяемые в резервуарах, бывают секционные и змеевиковые. Они представляют собой систему из тонкостенных сварных труб, уложенных на дне резервуара в виде отдельных секций или змейки. Теплоноситель, проходящий по системе труб, отдает свое тепло нефтепродукту, не соприкасаясь с ним.

Общий вид секционного парового подогревателя, устанавливаемого на днище резервуара, показан на рис. 2.10. Он комплектуется из отдельных стандартных элементов, каждый из которых состоит из четырех параллельных труб, снабженных общими коллекторами диаметром 108 мм и длиной 450 мм с обоих торцов. Подогревательные элементы (ПЭ) стандартизированы по размерам (табл. 6.3), что облегчает их подбор при известной необходимой площади нагрева.

Таблица 6.3 — Размеры подогревательных элементов

Тип	ПЭ-1	ПЭ-2	ПЭ-3	ПЭ-4	ПЭ-5	ПЭ-6
Поверхность нагрева, м ²	1,7	2,06	2,42	3,14	3,86	4,58

Секции парового подогревателя устанавливаются на днище резервуара с уклоном в сторону отвода конденсата.

Подогрев всего нефтепродукта в резервуаре может быть также осуществлен с помощью электронагревательных кабелей и лент. В горизонтальных резервуарах он выполняется так же, как при подогреве нефтепродуктов в железнодорожных цистернах. Схема подогрева всего нефтепродукта в вертикальных цилиндрических резервуарах показана на рис. 6.7. Она предусматривает зигзагообразную укладку нагревательного элемента на вертикальной стенке емкости, который закрепляется с помощью уголков. Эффективность такого способа подогрева обеспечивается одновременным применением тепловой изоляции.

При отпуске высоковязких нефтепродуктов малыми партиями наиболее целесообразно применение местного подогрева. Для этого используются шахтные и секционные подогреватели. Шахтный

подогреватель (рис. 6.8а) состоит из кожуха 1, защищенного тепловой изоляцией 2. Внутри кожуха входит конец приемной трубы 3, вокруг которой расположен змеевиковый подогреватель 4. Нефтепродукт, откачиваемый из резервуара, проходит через «окна» 5, расположенные между кожухом и дном резервуара, нагревается змеевиковым подогревателем и поднимается вверх к входному отверстию приемной трубы.

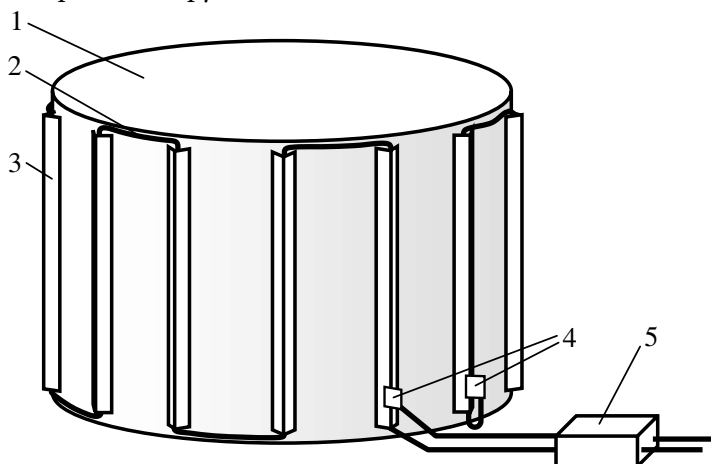


Рис. 6.7. Устройство для электроподогрева стальных резервуаров:
1 — корпус резервуара; 2 — кабель; 3 — стальной уголок; 4 — контактные пластины; 5 — разделительный трансформатор

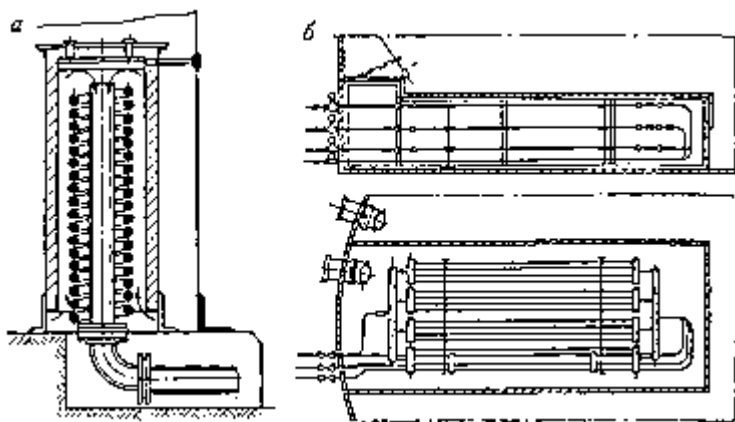


Рис. 6.8. Местные подогреватели: а — шахтный; б — секционный

Наиболее мощные местные подогреватели — секционные трубчатой конструкции (рис. 6.86), которые состоят из трех ветвей, расположенных на различной высоте внутри кожуха. Каждая ветвь имеет четыре параллельные секции. Коэффициент полезного действия таких подогревателей близок к единице.

Кроме вышеперечисленных, в резервуарах можно применять электроподогрев и циркуляционный подогрев.

6.4. Расчет продолжительности подогрева

Для определения продолжительности подогрева нефтепродукта в резервуарах и емкостях составим уравнение теплового баланса.

Пусть в единицу времени к подогреваемому нефтепродукту подводится количество тепла q_m , в результате чего за время dt его средняя температура увеличивается на величину dT . Подводимое в количестве $q_m \cdot dt$ тепло расходуется на увеличение теплосодержания нефтепродукта — $G \cdot C_p \cdot dT$ и на расплавление отложений — $\frac{G \cdot \varkappa \cdot \varepsilon_m}{T_{нк} - T_{кк}} \cdot dT$ а также частично теряется в окружающую среду — $K_T \cdot F \cdot (T - T_o) \cdot dt$. Соответственно, уравнение теплового баланса для рассматриваемого случая имеет вид

$$G \cdot C_p \cdot dT + \frac{G \cdot \varkappa \cdot \varepsilon_m}{T_{нк} - T_{кк}} \cdot dT = [q_m - K_T \cdot F \cdot (T - T_o)] \cdot dt \quad (6.35)$$

где \varkappa — удельная теплота плавления отложений; ε_m — массовая доля кристаллизующегося вещества в нефтепродукте; $T_{нк}$, $T_{кк}$ — температуры соответственно начала и конца кристаллизации отложений.

Остальные обозначения те же, что и в формуле (6.1). Разделяя переменные, получаем

$$dt = \frac{G \cdot \left(C_p + \frac{\varkappa \cdot \varepsilon_m}{T_{нк} - T_{кк}} \right)}{q_m - K_T \cdot F \cdot (T - T_o)} \cdot dT. \quad (6.36)$$

Интегрируя левую часть (6.36) от 0 до τ_n , а правую от T_o до T_n , будем иметь

$$\begin{aligned} \tau_n &= G \cdot \left(C_p + \frac{\alpha \cdot \varepsilon_m}{T_{нк} - T_{кк}} \right) \cdot \int_{T_o}^{T_n} \frac{dT}{q_m - K_T \cdot F \cdot (T - T_o)} = \\ &= \frac{G}{K_T \cdot F} \cdot \left(C_p + \frac{\alpha \cdot \varepsilon_m}{T_{нк} - T_{кк}} \right) \cdot \ln \frac{q_m - K_T \cdot F \cdot (T_o - T_o)}{q_m - K_T \cdot F \cdot (T_n - T_o)}. \end{aligned} \quad (6.37)$$

6.5. Выбор температуры подогрева нефтепродукта

Выбор температуры подогрева нефтепродукта производится в соответствии с решаемой производственной задачей и типом осуществляемой операции.

Первый случай. Самотечный слив

В данной ситуации требование одно: продолжительность слива не должна превышать некой допустимой величины $[\tau_{сл}]$.

При сливе через короткий патрубок с учетом (5.17) данное условие может быть записано как

$$\frac{4}{3} \cdot \frac{L_y \cdot D_y \cdot \sqrt{D_y}}{\mu_c \cdot f \cdot \sqrt{g}} \leq [\tau_{сл}]. \quad (6.38)$$

Откуда требуемая величина коэффициента расхода сливного прибора

$$\mu_c \geq \frac{4}{3} \cdot \frac{L_y \cdot D_y \cdot \sqrt{D_y}}{[\tau_{сл}] \cdot f \cdot \sqrt{g}}. \quad (6.39)$$

С другой стороны, при использовании, например, универсального сливного прибора величина μ_c описывается формулой (5.18). Решая неравенство

$$\frac{1}{238 \cdot \nu + 1,29} \geq \frac{4}{3} \cdot \frac{L_y \cdot D_y \cdot \sqrt{D_y}}{[\tau_{сл}] \cdot f \cdot \sqrt{g}},$$

получаем необходимую величину кинематической вязкости нефтепродукта

$$\nu \leq \frac{1}{238} \cdot \left(\frac{3 \cdot [\tau_{сл}] \cdot f \cdot \sqrt{g}}{4 \cdot L_y \cdot D_y \cdot \sqrt{D_y}} - 1,29 \right). \quad (6.40)$$

Определить температуру нагрева нефтепродукта для найденной кинематической вязкости не составляет труда.

При сливе через специальный трубопровод с учетом формулы (5.22) условие для нахождения необходимой температуры подогрева нефтепродукта имеет вид

$$\frac{\pi \cdot L_y \cdot D_y^2}{4W_{cp} \cdot f} \leq [\tau_{cl}]. \quad (6.41)$$

Учитывая, что средняя скорость нефтепродукта в сливной коммуникации описывается формулой (5.21), несложно найти необходимый коэффициент расхода для нее

$$\mu_p \geq \frac{\pi \cdot L_y \cdot D_y^2}{2f [\tau_{cl}] \cdot \left[\sqrt{2g(D_y + h)} + \sqrt{2gh} \right]}. \quad (6.42)$$

Зная необходимую величину μ_p , из формулы $\mu_p = \frac{1}{\sqrt{1 + \zeta + \lambda \frac{L_n}{D}}}$,

можно найти необходимое значение коэффициента гидравлического сопротивления

$$\lambda \leq \frac{D}{L_{np}} \cdot \left(\frac{1}{\mu_p^2} - \zeta - 1 \right), \quad (6.43)$$

а далее и величину средней вязкости нефтепродукта в процессе слива

$$v_{cp} = W_{cp} \cdot D \cdot m \sqrt{\frac{\lambda}{A}}, \quad (6.44)$$

где A , m — коэффициенты в формуле (4.5); W_{cp} — средняя скорость нефтепродукта в сливной коммуникации,

$$W_{cp} \approx \frac{V_{cl}}{[\tau_{cl}] \cdot f};$$

V_{cl} — объем сливаемого нефтепродукта.

С другой стороны, его средняя вязкость в процессе слива может быть найдена из формулы (6.68). Следовательно, для определения температуры подогрева нефтепродукта перед самотечным сливом надо решить уравнение

$$v_o \cdot e^{-u(\tau_n - \tau_o)} \cdot \sqrt[m]{\frac{e^{\theta_n \cdot X} - 1}{\theta_n \cdot X}} = W_{cp} \cdot D \cdot m \sqrt{\frac{\lambda}{A}}. \quad (6.45)$$

Если же выполняется условие $Шу \ll 1$, означающее, что при сливе нефтепродукт практически не успевает остыть, то величина корня в левой части уравнения (6.44) равна единице и искомая величина T_n может быть найдена в явном виде

$$T_n = T_0 + \frac{1}{u} \ln \frac{(A/\lambda)^m}{Re_0}, \quad (6.46)$$

где Re_0 – число Рейнольдса при течении нефтепродукта со скоростью W_{cp} при температуре T_0 .

Второй случай. Принудительный нижний слив

Технически принудительный нижний слив может быть осуществлен только в том случае, когда потери напора во всасывающей линии насоса не превышают допустимого значения.

Составим уравнение Бернулли для всасывающей линии насоса в соответствии с расчетной схемой приведенной на рис. 5.32

$$Z_I + \frac{P_I}{\rho g} + \frac{W_I^2}{2g} = Z_n + \frac{P_{ec}}{\rho g} + \frac{W_{ec}^2}{2g} + h_{ec}, \quad (6.47)$$

где P_{ec} , W_{ec} — соответственно давление и скорость нефтепродукта во всасывающей линии насоса; h_{ec} — потери напора на участке «цистерна-насос».

Кавитации на входе в насос не будет, если $P_{ec}/\rho \cdot g = \Delta h_{дон} + \dots + P_s/\rho \cdot g$, где $\Delta h_{дон}$ — его допустимый кавитационный запас; P_s — давление насыщенных паров сливаемого нефтепродукта. Так как слив производится при открытом люке цистерн, то $P_I = P_a$ — атмосферному давлению. Скоростью понижения уровня нефтепродукта в цистерне W_I по сравнению с W_{ec} можно пренебречь. В наилучшем случае, когда $Z_I = Z_{II}$, из формулы (6.47) находим допустимые потери напора во всасывающей линии

$$h_{ec} = Z_{II} - Z_n + \frac{P_a - P_s}{\rho g} - \Delta h_{дон} \quad (6.48)$$

По найденной величине h_{ec} вычисляется необходимая вязкость нефтепродукта, а через нее — минимально необходимая температура его подогрева при принудительном сливе $T_{n \min}$.

При определении оптимальной температуры подогрева критерием оптимальности является минимум затрат на подогрев и перекачку нефтепродукта.

Предположим, что средства подогрева на нефтебазе уже имеются. Поэтому оптимизировать надо только эксплуатационные затраты.

Затраты на подогрев нефтепродукта равны

$$\mathcal{E}_m = \sigma_m \cdot \frac{q_m \cdot \tau_n}{\eta_m}, \quad (6.49)$$

где σ_m — стоимость единицы тепловой энергии; q_m — количество тепла, подводимого к нефтепродукту в единицу времени; τ_n — продолжительность подогрева; η_m — КПД способа подогрева нефтепродукта.

Затраты на перекачку нефтепродукта составляют

$$\mathcal{E}_n = \sigma_m \cdot \frac{\rho \cdot g \cdot q \cdot H}{\eta_n} \cdot \tau_{nc}, \quad (6.50)$$

где σ_m — стоимость единицы механической энергии; H — напор, развиваемый насосом; η_n — его КПД; τ_{nc} — продолжительность принудительного слива.

С учетом зависимостей (6.37) и (5.26) получаем целевую формулу суммарных затрат на подогрев и перекачку нефтепродукта

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{nc} = \sigma_m \cdot \frac{q_m \cdot G}{K_T \cdot F \cdot \eta_m} \cdot \left(C_p + \frac{\alpha \varepsilon_m}{T_{нк} - T_{кк}} \right) \cdot \ln \frac{q_m - K_T \cdot F \cdot (T_g - T_o)}{q_m - K_T \cdot F \cdot (T_n - T_o)} + \dots \\ \dots + \sigma_m \frac{\rho \cdot g \cdot \pi \cdot L_q \cdot D_q^2 \cdot H}{4 \cdot \eta_n}. \end{aligned} \quad (6.51)$$

Температуру T_n , соответствующую минимуму данной функции, можно найти двумя путями:

- 1) взять первую производную от \mathcal{E}_{nc} по T_n и приравнять ее нулю;
- 2) исследовав функцию \mathcal{E}_{nc} численно.

Найденная величина температуры T_n должна удовлетворять условию $T_n \geq T_{n \min}$.

Третий случай. Возобновление перекачки по трубопроводу после его остановки

За время остановки перекачки нефтепродукт в «горячем» трубопроводе остывает. Если он обладает ньютоновскими свойствами,

то в любом случае при возобновлении перекачки нефтепродукт будет вытеснен из трубопровода. Но время вытеснения $\tau_{\text{выт}}$ не должно превышать максимально допустимой величины $[\tau_{\text{выт}}]$. Если же нефтепродукт обладает начальным напряжением сдвига, то его температура должна быть такой, чтобы при включении насосов жидкость начала движение.

Подогрев ньютоновских жидкостей

Задачу определения температуры подогрева нефтепродукта, обладающего ньютоновскими свойствами, будем решать при следующих упрощающих допущениях:

- 1) суммарная характеристика насосов в рабочей области аппроксимируется выражением $H = A_n - B_n \cdot Q^2$, где A_n, B_n — постоянные числовые коэффициенты;
- 2) различием в плотностях замещающей и замещаемой жидкостей, а также изменением их температуры в ходе замещения можно пренебречь.

Пусть замещающая жидкость (индекс «з») проникла в трубопровод на расстояние x . Остальную часть трубопровода длиной $\ell - x$ занимает вытесняемый нефтепродукт (индекс «н»). Составим уравнение баланса напоров для этого момента времени

$$A_n - B_n \cdot Q^2 = f_3 \cdot Q^2 \cdot x + f_n \cdot Q^2 \cdot (\ell - x) + \Delta z + H_{\text{ост}}, \quad (6.52)$$

где f_3, f_n — гидравлические уклоны при единичном расходе соответственно для замещающей жидкости и вытесняемого нефтепродукта; $H_{\text{ост}}$ — необходимый остаточный напор на выходе из опорожняемого трубопровода.

Из уравнения (6.52) несложно найти величину мгновенного расхода нефтепродукта

$$Q = \frac{1}{\sqrt{M_1 + N_1 \cdot x}}, \quad (6.53)$$

где M_1, N_1 — расчетные коэффициенты, величина которых не зависит от x

$$M_1 = \frac{B_n + f_n \cdot \ell}{A_n - \Delta z - H_{\text{ост}}}; N_1 = \frac{f_3 - f_n}{A_n - \Delta z - H_{\text{ост}}}. \quad (6.54)$$

Из уравнения неразрывности

$$Q \cdot dt = F \cdot dx$$

получаем

$$d\tau = \frac{F}{Q} \cdot dx. \quad (6.55)$$

Подставив в (6.55) выражение (6.53) и интегрируя левую часть от 0 до $\tau_{\text{выт}}$, а правую от 0 до ℓ , будем иметь

$$\tau_{\text{выт}} = F \cdot \int_0^{\ell} \sqrt{M_1 + N_1 \cdot x} \cdot dx. \quad (6.56)$$

Для решения этого интеграла сделаем замену переменной, обозначив $t = \sqrt{M_1 + N_1 \cdot x}$. Отсюда

$$x = (t^2 - M_1) / N_1 \text{ и } dx = 2t \cdot dt / N_1$$

Новый нижний предел интегрирования $t_1 = \sqrt{M_1 + N_1 \cdot 0} = \sqrt{M_1}$, а новый нижний предел — $t_2 = \sqrt{M_1 + N_1 \cdot \ell}$. Соответственно, выражение (6.56) примет вид

$$\tau_{\text{выт}} = \frac{2F}{N_1} \cdot \int_{\sqrt{M_1}}^{\sqrt{M_1 + N_1 \cdot \ell}} t^2 \cdot dt = \frac{2F}{3N_1} \cdot \left[(M_1 + N_1 \cdot \ell)^{1.5} - M_1^{1.5} \right]. \quad (6.57)$$

Так как фактическое время вытеснения остывшего нефтепродукта должно быть меньше допустимого, то для определения температуры подогрева нефтепродукта в трубопроводе необходимо решить неравенство

$$\frac{2F}{3N_1} \cdot \left[(M_1 + N_1 \cdot \ell)^{1.5} - M_1^{1.5} \right] \leq [\tau_{\text{выт}}]. \quad (6.58)$$

Для этого сначала одним из методов решения трансцендентных уравнений (например, графоаналитическим) необходимо найти величину f_n , а затем уже соответствующие кинематическую вязкость и температуру нефтепродукта.

Подогрев неньютоновских жидкостей

Так как течение нефтепродуктов, проявляющих неньютоновские свойства, также описывается формулой Дарси — Вейсбаха, то неравенство (6.58) справедливо и в данном случае.

Однако остывший нефтепродукт предварительно необходимо стронуть. Для этого сила давления, развиваемого насосом при нулевой подаче, должна превышать силу сопротивления началу движения. То есть должно выполняться неравенство

$$\rho \cdot g \cdot A \cdot F > \tau_0 \cdot \pi \cdot D \cdot L.$$

Отсюда следует, что для начала вытеснения нефтепродукта, проявляющего неньютоновские свойства, его необходимо нагреть до температуры, при которой выполняется неравенство

$$\tau_0 < \frac{\rho \cdot g \cdot A_n \cdot D}{4L}. \quad (6.59)$$

6.6. Теплогидравлический расчет «горячих» трубопроводов нефтебаз

В процессе течения по трубопроводам предварительно нагретых нефтепродуктов происходит их остывание. Для описания характера изменения температуры нефтепродукта запишем уравнение теплового баланса для участка трубопровода длиной dx , расположенного на расстоянии x от его начала.

$$-M \cdot C_p \cdot dT = \kappa \cdot \pi \cdot D \cdot (T - T_0) \cdot dx + \frac{M \cdot \varepsilon \cdot \varkappa}{T_{ин} - T_{кн}} \cdot dT, \quad (6.60)$$

где M — массовый расход в трубопроводе с внутренним диаметром D ; C_p — массовая теплоемкость нефтепродукта; dT — изменение его температуры на участке длиной dx ; κ — полный коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду; T — температура нефтепродукта в сечении x ; T_0 — температура окружающей среды; ε — массовая доля парафина в нефтепродукте; \varkappa — скрытая теплота кристаллизации парафина; $T_{ин}$, $T_{кн}$ — температуры соответственно начала и конца кристаллизации парафина.

Левая часть уравнения (6.60) есть изменение теплосодержания нефти на участке длиной dx . Произведение $M \cdot C_p \cdot dT$ записано со знаком «минус» потому, что $dT < 0$. Первое слагаемое в правой части (6.60) — это количество тепла, теряемого нефтепродуктом на участке длиной dx . Второе слагаемое в правой части (6.60) показывает какое количество тепла выделяется на участке длиной dx вследствие кристаллизации парафина. Исходя из физического смысла, в урав-

нении теплового баланса данное слагаемое должно быть записано со знаком «минус», но поскольку $dT < 0$, то получается знак «плюс».

Разделяя переменные, получаем

$$\frac{dT}{T - T_0} = - \frac{\kappa \cdot \pi \cdot D}{M \cdot C_p^*} \cdot dx, \quad (6.61)$$

где C_p^* — обобщенная теплоемкость нефтепродукта

$$C_p^* = C_p + \frac{\varepsilon \cdot \alpha}{T_{nn} - T_{кн}}.$$

Обозначим через T_n начальную температуру нефтепродукта в трубопроводе. Интегрируя левую часть (6.61) от T_n до T , а правую от 0 до x , получаем

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \cdot e^{-a_m \cdot x}, \quad (6.62)$$

где a_m — расчетный коэффициент, $a_m = \frac{\kappa \cdot \pi \cdot D}{M \cdot C_p^*}$.

Из формулы (6.62) видно, что температура нефтепродукта в «горячем» трубопроводе уменьшается по экспоненциальному закону асимптотически приближаясь к температуре окружающей среды T_0 .

В условиях нефтебаз, где технологические трубопроводы имеют небольшую длину, величина показателя экспоненты в формуле (6.62) $a_m \cdot x \ll 1$. Поэтому может быть применено разложение $e^{-a_m \cdot x}$ в ряд с удержанием первых двух членов

$$e^{-a_m \cdot x} = 1 - a_m \cdot x.$$

Соответственно, формула (6.61) может быть переписана в виде

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \cdot (1 - a_m \cdot x) = T_n - a_m \cdot x \cdot (T_n - T_0). \quad (6.63)$$

По мере остывания нефтепродукта в трубопроводе величина гидравлического уклона увеличивается. Поэтому выполнять гидравлический расчет по традиционным формулам нельзя. Вместе с тем, поскольку на участке длиной dx температура нефтепродукта изменяется незначительно, величину элементарных потерь напора dh_τ можно выразить, пользуясь формулой Лейбензона

$$dh_\tau = \beta \frac{Q^{2-m}(x) \cdot v^m(x) \cdot dx}{D^{5-m}} \cdot \Delta_r(x), \quad (6.64)$$

где $Q(x)$, $v(x) \cdot \Delta_r(x)$ — объемный расход и кинематическая вязкость нефтепродукта, а также поправка на неизотермичность потока по радиусу в сечении x .

Интегрируя левую часть (6.64) от 0 до h_r , а правую от 0 до x , получаем

$$h_r = \frac{\beta}{D^{5-m}} \cdot \int_0^x Q^{2-m}(x) \cdot v^m(x) \cdot \Delta_r(x) \cdot dx. \quad (6.65)$$

Оценки показывают, что с достаточной для инженерных расчетов точностью изменением величин $Q(x)$ и $\Delta_r(x)$ по длине трубопроводов можно пренебречь, т. е. $Q(x) = Q$, а $\Delta_r(x) = \Delta_r$. Соответственно, формулу (6.65) можно переписать в виде

$$h_r = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot x \cdot \Delta_r}{D^{5-m}} \cdot \frac{1}{x} \cdot \int_0^x v^m(x) \cdot dx. \quad (6.66)$$

В соответствии с геометрическим смыслом определенного интеграла

$$\frac{1}{x} \cdot \int_0^x v^m(x) \cdot dx = v_{cp}^m, \quad (6.67)$$

где v_{cp} — среднеинтегральная кинематическая вязкость нефтепродукта на участке трубопровода длиной x .

Для вычисления интеграла в формуле (6.67) выразим кинематическую вязкость нефтепродукта, используя формулу Рейнольдса — Филонова (1.4), в которой температура вычисляется по формуле (6.63). Соответственно, получаем

$$\begin{aligned} v_{cp}^m &= \frac{1}{x} \cdot \int_0^x v_0^m \cdot e^{-u \cdot m \cdot (T_n - T_0)(1 - a_m \cdot x)} \cdot dx = \\ &= \frac{v_0^m \cdot e^{-u \cdot m \cdot (T_n - T_0)}}{x} \cdot \int_0^x e^{a_m \cdot u \cdot m \cdot (T_n - T_0) \cdot x} \cdot dx = \frac{v_n^m}{\theta_n \cdot x} (e^{\theta_n \cdot x} - 1), \end{aligned} \quad (6.68)$$

где v_n — кинематическая вязкость нефтепродукта при температуре T_n , $v_n = v_0 \cdot e^{u \cdot (T_n - T_0)}$; θ_n — расчетный коэффициент,

$$\theta_n = a_m \cdot u \cdot m \cdot (T_n - T_0).$$

Подставляя выражение (6.68) в формулу (6.66), будем иметь

$$h_r = h_r(T_n) \cdot \Delta_r \cdot \Delta_\ell, \quad (6.69)$$

где $h_r(T_n)$ — потери напора при изотермической перекачке нефтепродукта с тем же расходом и с температурой T_n ; Δ_ℓ — поправка на неизотермичность потока по длине технологического трубопровода нефтебазы

$$\Delta_\ell = \frac{1}{\theta_n \cdot x} (e^{\theta_n \cdot x} - 1). \quad (6.70)$$

При выполнении условия $\theta_n \cdot x \ll 1$, прибегая к разложению экспоненты в ряд с удержанием двух первых членов, получаем, что $\Delta_\ell = 1$. Так как нефтепродукт по длине практически не остывает, то можно принять, что $\Delta_r \approx 1$ и, соответственно, в случае, когда $\theta_n \cdot x \ll 1$ можно считать, что $h_\tau = h_\tau(T_n)$, т. е. расчет потерь напора допустимо выполнять по традиционным формулам гидравлики.

Коэффициент теплопередачи для трубопроводов зависит от внутреннего α_1 и внешнего α_2 коэффициентов теплоотдачи, а также от термического сопротивления стенки трубы, изоляции, отложений и т. п.:

$$\frac{1}{K \cdot d} = \frac{1}{\alpha_1 \cdot d} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \frac{D_i}{d_i} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_n}, \quad (6.71)$$

где n — число слоев, учитываемых при расчете; λ_i — коэффициенты теплопроводности отложений, стали, трубы, изоляции и т. п.; d_i , D_i — соответственно внутренний и наружный диаметр i -го слоя; D_n — наружный диаметр трубопровода.

Для определения α_1 при вынужденном движении жидкости имеются различные экспериментальные зависимости. Например, по формулам Михеева:

— для ламинарного режима при $Re_n \leq Re_{кр}$

$$\alpha_1 = 0,17 \cdot \frac{\lambda_n}{d} \cdot Re_n^{0,33} \cdot Pr_n^{0,43} \cdot Gr_n^{0,1} \cdot \left(\frac{Pr_n}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}; \quad (6.72)$$

— для турбулентного режима при $Re_n \geq 10^4$

$$\alpha_2 = 0,21 \cdot \frac{\lambda_n}{d} \cdot Re_n^{0,8} \cdot Pr_n^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_n}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (6.73)$$

где λ_n — коэффициент теплопроводности нефтепродукта; Gr , Pr — числа Грасгофа и Прандтля соответственно.

$$Gr = \frac{\ell^3 \cdot g \cdot \beta_p \cdot (T_n - T_{cm})}{\nu^2}; \quad Pr = \frac{\nu}{a}; \quad a = \frac{\lambda_n}{C_p \cdot \rho}. \quad (6.74)$$

ℓ — линейный размер (для вертикальных емкостей $\ell = h$, для горизонтальных емкостей и труб $\ell = d$); β_p — коэффициент объемно-

го расширения нефти; T_n — средняя температура нефтепродукта; $T_{ст}$ — температура стенки емкости или трубы; a — коэффициент температуропроводности нефтепродукта.

Индекс « n » означает, что все физические характеристики нефтепродукта для вычисления чисел Gr и Pr выбирают при средней температуре нефтепродукта; индекс « $ст$ » — что все физические характеристики выбирают при средней температуре стенки трубы или емкости.

В переходной области $Re_{кр} < Re_n < 10^4$ внутренний коэффициент теплоотдачи α_1 можно определять интерполяцией по формуле

$$\alpha_1 = \alpha_1(Re_{кр}) + [\alpha_1(10^4) - \alpha_1(Re_{кр})] \cdot \frac{Re_n - Re_{кр}}{10^4 - Re_{кр}}, \quad (6.75)$$

Для расчета внешнего коэффициента теплоотдачи α_2 подземного трубопровода применяют формулу Форхгеймера — Власова

$$\alpha_2 \approx \frac{2\lambda_{gp}}{D_n \cdot \ln \left[\frac{2H}{D_n} + \sqrt{\left(\frac{2H}{D_n} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (6.76)$$

где λ_{gp} — коэффициент теплопроводности грунта; H — глубина заложения трубопровода в грунт (до оси).

При $2H/D_n > 2$ (с точностью до 1 %)

$$\alpha_2 \approx \frac{2\lambda_{gp}}{D_n \cdot \ln \frac{4H}{D_n}}. \quad (6.77)$$

При малых заглублениях ($H/D_n < 3...4$) следует пользоваться формулой Аронса — Кутателадзе

$$\alpha_2 \approx \frac{2\lambda_{gp}}{D_n \cdot \ln \left[4 \cdot \left(\frac{H_n}{D_n} + \frac{1}{Nu} \right) \right]}, \quad (6.78)$$

где Nu — число Нуссельта, $Nu = \alpha_0 \cdot D_n / \lambda_{возд}$; α_0 — коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта (снега) к воздуху, равный 12...18 Вт/(м² · К); $\lambda_{возд}$ — коэффициент теплопроводности воздуха; H_n — приведенная глубина укладки трубопровода, которая складывается

вается из геометрической глубины заложения H и эквивалентной глубины $H_э$, определяемой по выражению

$$H_э = H_{сн} \cdot \frac{\lambda_{сп}}{\lambda_{сн}}, \quad (6.79)$$

где $H_{сн}$ — толщина снежного покрова; $\lambda_{сн}$ — коэффициент теплопроводности снега.

На рис. 6.9 изображена характеристика «горячего» трубопровода диаметром 219×8 мм и протяженностью 0,5 км при перекачке моторного масла АК-10 ($\rho = 923$ кг/м³, $v_{293} = 1420$ мм²/с, $u = 0,108$ 1/град). Температура окружающей среды принята равной 273 К, а температура нагрева масла — от 303 до 343 К.

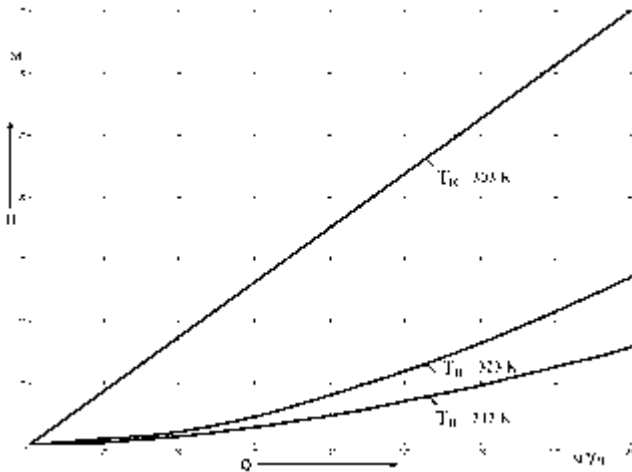


Рис. 6.9. Характеристика трубопровода нефтебазы ($D = 200$ мм, $L = 500$ м.) для перекачки масла АК-10 с предварительным подогревом

Из результатов расчета, выполненных с использованием формул (6.69), (6.70), видно следующее.

Так как при $T_н = 303$ К зависимость потерь напора от расхода линейная, то течение масла в трубопроводе происходит при ламинарном режиме.

При остальных температурах подогрева в зависимости от расхода могут иметь место как ламинарный, так и турбулентный режимы течения. Причем в отличие от теоретической характеристики

изотермического трубопровода смена режима течения не сопровождается скачком напора. Это связано с тем, что режим течения изменяется не во всем трубопроводе сразу, а с изменением расхода изменяется соотношение длин участков с ламинарным и турбулентным режимами течения.

Главный же вывод по результатам расчетов таков. Несмотря на весьма высокую вязкость перекачиваемого нефтепродукта и широкий диапазон температур его нагрева, существование зоны неустойчивой работы «горячего трубопровода», предсказанной проф. В. И. Черникиным, не отмечено. Это объясняется тем, что трубопроводы нефтебаз имеют сравнительно малые диаметр и длину. Поэтому изменение температуры нефтепродукта в них незначительно.

7. АВТОЗАПРАВОЧНЫЕ СТАНЦИИ

7.1. Назначение и типы АЗС

Образно говоря, автозаправочная станция — это разновидность малой распределительной нефтебазы, обеспечивающей топливом автомобили. Поэтому многое из того, что изложено выше из области проектирования и эксплуатации, имеет место и на рассматриваемых ниже предприятиях.

Автозаправочная станция (АЗС) — комплекс зданий, сооружений и оборудования, ограниченный участком площадки и предназначенный для заправки транспортных средств (кроме гусеничного транспорта) моторным топливом.

На АЗС организуется продажа масел, консистентных смазок, запчастей, принадлежностей к автомобилям и другим транспортным средствам, прием от владельцев индивидуального транспорта отработанных масел и мелкой тары из-под нефтепродуктов, техническое обслуживание, а также оказание сервисных услуг по обслуживанию автотранспорта, его владельцев и пассажиров.

Они подразделяются на автозаправочные станции **общего пользования**, на которых осуществляется заправка любых автомобилей, независимо от их вида собственности и ведомственной принадлежности, и автозаправочные станции **ведомственные**, осуществляющие заправку автомобилей только определенных предприятий, организаций, фирм. На первых станциях осуществляется розничная торговля топливом за деньги, либо по безналичной системе платежей. На вторых производится безналичный отпуск топлива с осуществлением его строгого учета по каждому потребителю (например, заправка автомобилей автотранспортного предприятия).

Автозаправочные станции общего пользования обычно располагаются в местах наибольшего скопления автомобилей: у автостоянок, в местах пересечения дорог, на автомагистралях и т. п.

Ведомственные автозаправочные станции обычно располагаются на территории тех предприятий, автомобили которых они заправляют. При их организации используются местные условия этих предприятий, поэтому их конструкция зачастую отличается от конструкций станций при абсолютно одинаковых общих требованиях к ним.

По количеству оказываемых услуг автозаправочные станции подразделяются на собственно автозаправочные станции, осуществляющие только заправку автотранспорта топливом и маслами, и автозаправочные комплексы (АЗК), на которых помимо заправки автотранспорта топливом и маслами осуществляется его техническое обслуживание, мойка, расположены магазины по продаже запчастей, расфасованных нефтепродуктов, кафе и рестораны, кемпинги и прочие объекты для оказания услуг по обслуживанию автотранспорта и его владельцев и пассажиров. АЗК могут охватывать только часть перечисленных выше услуг.

Принята следующая классификация АЗС.

Традиционная автозаправочная станция — АЗС с подземным расположением резервуаров для хранения топлива, технологическая схема которой характеризуется разнесением резервуаров и топливо-раздаточных колонок (ТРК).

Блочная автозаправочная станция — АЗС с подземным расположением резервуаров для хранения топлива, технологическая схема которой характеризуется размещением ТРК над блоком хранения топлива, выполненным как единое заводское изделие.

Модульная автозаправочная станция — АЗС с надземным расположением резервуаров для хранения топлива, технологическая схема которой характеризуется разнесением ТРК и контейнера хранения топлива, выполненного как единое заводское изделие.

Модульные АЗС, расположенные вне населенных пунктов и предприятий, подразделяются на два типа: тип А — общая вместимость резервуаров от 40 до 100 м³; тип Б — не более 40 м³.

Передвижная автозаправочная станция — АЗС, предназначенная для розничной продажи топлива, мобильная технологическая система которой установлена на автомобильном шасси, прицепе или полуприцепе и выполнена как единое заводское изделие.

Контейнерная автозаправочная станция — АЗС с надземным расположением резервуаров для хранения топлива, технологическая система которой характеризуется размещением ТРК в контейнере хранения топлива, выполненном как единое заводское изделие.

Контейнерные АЗС подразделяются на 2 типа:

- тип А — если общая вместимость резервуаров АЗС более 20 м³;
- тип Б — если общая вместимость резервуаров АЗС не более 20 м³.

Топливораздаточный пункт — АЗС, размещаемая на территории предприятия и предназначенная для заправки транспортных средств этого предприятия.

Многотопливная автозаправочная станция — АЗС, на территории которой предусмотрена заправка транспортных средств двумя или тремя видами топлива, среди которых допускается жидкое моторное топливо (бензин и дизельное топливо), сжиженный газ (сжиженный пропан — бутан) и сжатый природный газ.

Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция — АЗС, на территории которой предусмотрена заправка баллонов топливной системы: грузовых, специальных и легковых автомобилей сжатым природным газом, используемым в качестве их моторного топлива.

Автомобильная газозаправочная станция — АЗС, на территории которой предусмотрена заправка баллонов грузовых, специальных и легковых автомобилей сжиженным газом (сжиженным пропан-бутаном), используемым в качестве их моторного топлива.

Стационарные АЗС располагаются в населенных пунктах и на автодорогах. По производительности они делятся по числу заправок в часы пик — 57, 100, 135, 170 автомобилей в час.

Контейнерные АЗС (КАЗС) располагаются на автомагистралях, туристических автомаршрутах, в автохозяйствах, на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, платных автостоянках, в гаражных кооперативах, а также в других местах сосредоточения автотранспорта.

Передвижные АЗС (ПАЗС) размещают в местах сосредоточения автотранспорта, моторных лодок и катеров, сельскохозяйственной техники, на туристических автомаршрутах, территории стационарных АЗС в период зачистки и ремонта резервуаров.

Доставка моторных топлив на АЗС осуществляется автомобильным или, в редких случаях, железнодорожным и трубопроводным транспортом. Автозаправочные станции подчиняются нефтебазам, комбинатам обслуживания, производственным объединениям, акционерным обществам, а также частным предприятиям и владельцам.

Строительство АЗС может вестись как по типовым проектам, так и по индивидуальным. Технические характеристики типовых автозаправочных станций даны в табл. 7.1.

Таблица 7.1 — Технические характеристики типовых автозаправочных станций

Типы автозаправочных станций	Количество заливок в сутки	
	250...500	500...1000
1. Контейнерные автозаправочные станции (КАЗС)		
1.1 Площадь земельного участка, га	0,06...0,13	0,12...0,21
1.2 Количество заправочных постов, шт.	2...4	4...8
1.3 Количество резервуаров:		
— для топлива (по 9 м ³)	2	4
— для масла	—	—
— для отработанных масел	—	—
1.4 Потребляемая электрическая мощность, кВт:		
— освещение	3,8	4,2
— силовая	4,0	5,8
— отопление	9,0	9,0
— нагрев воды	—	—
1.5 Типовой проект	«Типовые решения КАЗС на магистралях и в населенных пунктах»	
2. Типовые АЗС (без пунктов технического обслуживания автомобилей):		
2.1 Площадь земельного участка, га	0,35...0,4	0,4...0,5
2.2 Количество заправочных постов, шт.		
— топливо	5...6	8...10
— масло	4	4
2.3 Количество резервуаров:		
— для топлива (по 25 м ³)	5...6	8...10
— для масла (5 м ³)	4	4
— для отработанных масел	—	—
2.4 Номера типовых проектов	503...204 503...205	503...202 503...203

Продолжение табл. 7.1

Типы автозаправочных станций	Количество заправок в сутки	
	250...500	500...1000
3. Типовые автозаправочные станции с пунктами технического обслуживания автомобилей:		
3.1 Площадь земельного участка, га	0,4...0,45	0,47...0,55
3.2 Количество заправочных постов, шт.		
— топливо	3...8	10...12
— масло	4	4
3.3 Количество резервуаров:		
— для топлива (по 25 м ³)	3...8	10...12
— для масла (5 м ³)	4	4
— для отработанных масел (5 м ³)	1	1
3.4 Потребляемая электрическая мощность, кВт:		
— освещение	2...7,4	6,6...7,4
— силовая	3,9...19	20...21
— отопление	7,3...25	25
— нагрев воды	12	12
3.5 Номера типовых проектов	3793 3794	3795 3796

Примечания:

1. При установке на станциях однопостовых колонок число заправочных постов равно числу топливораздаточных колонок.
2. При организации АЗК с пунктами технического обслуживания автомобилей, мойками, пунктами сервисного обслуживания потребителей, магазинами и т. п. площадь земельного участка под строительство таких станций увеличивается по сравнению с указанной в табл. (п. 3) на величину площади, необходимой для размещения дополнительных зданий и сооружений, а также подъездных путей к ним и дополнительных стоянок для автомобилей.

7.2. Состав сооружений типовой АЗС

На АЗС и АЗК обязательными являются здание операторной, сооружения для очистки сточных вод, сооружения для размещения технологического оборудования (сооружения для установки и обслуживания резервуаров, коробка для прокладки трубопроводов и ка-

белей, эстакады для слива нефтепродукта), информационные табло с указанием ассортимента отпускаемых нефтепродуктов, оказываемых услуг и видов обслуживаемого транспорта.

Кроме того, на АЗС могут размещаться следующие служебные и бытовые здания (помещения) для персонала АЗС: администрации, приема пищи, службы охраны, санузлы, кладовые для спецодежды, инструмента, запасных деталей, приборов и оборудования.

На АЗК, кроме того, должны быть построены здания для размещения пунктов технического обслуживания автомобилей и пунктов сервисного обслуживания потребителей (магазин сопутствующих товаров, кафе, рестораны, санузлы).

При этом здания и сооружения АЗК имеют следующие особенности:

- помещения операторных, станций технического обслуживания автомобилей (СТОА), кафе-баров, магазинов сопутствующих товаров, санузлов и т. п. могут располагаться в одном или нескольких зданиях;
- помещения, здания и сооружения АЗК могут оснащаться системами автоматического пожаротушения;
- закрытые пространства очистных сооружений АЗК могут оснащаться сигнализаторами до взрывоопасных концентраций паров топлива;
- площадки для установки автоцистерн могут оснащаться сооружениями для отвода и сбора крупных проливов;
- территории зоны АЗС, СТОА, трансформаторных подстанций и т. п. могут иметь ограждения.

На территории АЗС с наземными резервуарами, наряду с помещениями для персонала АЗС, допускается предусматривать помещение магазина сопутствующих товаров без торгового зала.

Помещения для персонала АЗС, включая помещение операторной, допускается предусматривать в зданиях сервисного обслуживания водителей, пассажиров или их транспортных средств.

При этом указанные помещения должны быть выполнены в конструкциях, соответствующих степени огнестойкости основного здания, отделяться от помещения сервисного обслуживания водителей, пассажиров или их транспортных средств противопожарными перегородками и перекрытиями.

Не допускается объединять в едином здании:

- помещения сервисного обслуживания транспортных средств и помещения сервисного обслуживания водителей и пассажиров;
- помещения магазина, в котором предусмотрена продажа легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, и помещения общественного питания.

В зданиях сервисного обслуживания транспортных средств допускается предусматривать не более трех постов технического обслуживания.

Здания и сооружения, расположенные на территории АЗС, должны быть I, II или IIIа степени огнестойкости, как правило, одноэтажные. Допускается проектирование двухэтажных зданий общей площадью не более 150 м², в которых отсутствуют складские помещения для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

Конструкции зданий и материалы для их строительства должны приниматься в соответствии со степенью их огнестойкости.

С целью ускорения сроков строительства и его удешевления, применяется блочно-панельный способ возведения зданий, когда целые блоки здания или их элементы поставляются на строительную площадку с максимальной заводской готовностью.

На территории АЗС должны быть установлены указатели расположения средств и систем пожаротушения и могут быть размещены художественно оформленные витрины и рекламные плакаты. Такое оформление должно выполняться по специальным дизайнерским проектам.

7.3. Генплан и технологическая схема АЗС

Генплан — это часть проекта, комплексно решающая планировку, размещение зданий и сооружений, технологических коммуникаций и инженерных сетей на территории, благоустройство, а также размещение АЗС внутри населенного пункта, в промышленном или автотранспортном узле. Он должен быть увязан с проектами планировки того населенного пункта, в котором АЗС будет расположена, а также с планировкой и застройкой ближайших микрорайонов населенного пункта, с ближайшими автомагистралями, в нем должны быть учтены перспективы развития административного района.

При правильной генеральной планировке АЗС создаются наиболее благоприятные эксплуатационные, пожаробезопасные и экологические условия.

Технологические требования определяют в большей степени взаимное расположение основных производственных объектов, а мощность (количество заправок в сутки) — общую площадь АЗС и объем резервуарного парка. Противопожарные и санитарные нормы определяют минимально допустимые расстояния от АЗС до объектов, к ней не относящихся. Топографические данные (рельеф площадки) учитываются при разработке технологической части проекта. АЗС обычно располагаются как можно удобнее для потребителей и как можно ближе к ним. Это либо автодороги с большими автомобильными потоками, либо стоянки автотранспорта, либо районы расположения гаражей, либо места какого-либо другого скопления автомобилей, чтобы уменьшить, по возможности, расстояние, которое необходимо преодолевать автотранспорту до автозаправочной станции.

Площадка, намечаемая под строительство автозаправочной станции, должна в равной степени отвечать целому ряду требований в техническом, пожарном, санитарно-эпидемиологическом отношении. Площадка должна иметь удобные подъезды как для бензовозов, доставляющих топливо на станцию, так и автотранспорта, въезжающего на территорию станции для заправки. Вокруг площадки должна быть организована санитарно-защитная зона. Расстояния от границ площадки до соседних жилых и промышленных застроек должны быть выполнены по нормам санэпиднадзора и пожарного надзора.

Места расположения АЗС у дорог обозначаются дорожными знаками.

На территории должны быть установлены указатели направления движения транспортных средств с ограничением скорости движения. В местах, запрещенных для проезда, должны быть установлены запрещающие знаки и надписи. Установка дорожных знаков согласовывается с Госавтоинспекцией.

На АЗС должны быть установлены знаки о расположении пожарного водоема, водозаборных колодцев или пожарного гидранта, габаритные знаки на АЗС, имеющих навесы. Информационно-

управляющие плакаты для водителей должны быть размещены на видных местах.

АЗС должна располагаться преимущественно с подветренной стороны розы ветров преобладающего направления (по годовой розе ветров) по отношению к жилым, производственным и общественным зданиям (сооружениям).

Не допускается размещение АЗС на путепроводах и под ними, а также на плавсредствах.

Планировка АЗС с учетом размещения на их территории зданий и сооружений должна исключать возможность растекания аварийного пролива топлива как по территории АЗС, так и за ее пределы.

На въезде и выезде с территории АЗС необходимо выполнять пологие повышенные участки высотой не менее 0,2 м или дренажные лотки, отводящие загрязненные нефтепродуктами атмосферные осадки в очистные сооружения АЗС.

При размещении АЗС минимальные расстояния следует определять:

- от стен резервуаров для хранения топлива и аварийных резервуаров, наземных участков трубопроводов деаэрации, корпуса топливораздаточной колонки, границ площадок для автоцистерны (АЦ) и технологических колодцев, от стенок технологического оборудования очистных сооружений, а также (при определении расстояний между зданиями и сооружениями АЗС) от границ площадок для стоянки транспортных средств и от наружных стен и конструкций зданий АЗС;
- до границ земельных участков детских дошкольных учреждений, общеобразовательных школ, школ-интернатов, лечебных учреждений со стационаром, а для жилых и общественных зданий другого назначения — до окон (дверей);
- до ближайшей стены (перегородки) помещения (при расположении помещений различного функционального назначения в одном здании).

Общая вместимость резервуаров контейнерной АЗС не должна превышать 40 м³ при ее размещении на территории населенных пунктов и 60 м³ — вне населенных пунктов.

Единичная вместимость резервуаров или камер (при использовании многокамерного резервуара с двойными перегородками между

камерами) АЗС, расположенных на территории населенных пунктов, не должна превышать 10 м³, а вне населенных пунктов — 20 м³.

Величину общей вместимости резервуаров модульной АЗС (в том числе величину, разделяющую АЗС на типы А и Б), а также единичной вместимости допускается увеличивать не более чем в 2 раза.

Расстояние от края площадки для автомобильных цистерн до наземно расположенного технологического оборудования, конструкций навесов и технологических шахт подземных резервуаров должно быть не менее 2 м. Если внутреннее пространство технологических шахт подземных резервуаров заполнено негорючим материалом, то указанное расстояние не нормируется.

При наличии на АЗС ограждения оно должно быть продуваемым и выполненным из негорючих материалов.

Движение транспортных средств по территории АЗС должно быть, как правило, односторонним. При этом должны быть предусмотрены отдельные въезд и выезд.

Все подъезды и проезды на территории станции, а также отстоянки у зданий операторской и других служб должны быть заасфальтированы. Места стоянки автомобилей у заправочных островков и сами заправочные островки должны иметь бетонное покрытие. Площадка должна быть ровной и иметь централизованный сбор сточных вод с целью дальнейшей их очистки или сброса в систему водоотведения.

Территория станции должна быть освещена по действующим в настоящее время нормам. Места заправки и слива нефтепродуктов, при необходимости, могут быть оборудованы дополнительным освещением.

Территория станции должна иметь ограждение по периметру.

Не допускается озеленение территории АЗС кустарниками и деревьями, выделяющими при цветении хлопья, волокнистые вещества или опушенные семена.

При размещении АЗС вблизи посадок сельскохозяйственных культур, по которым возможно распространение пламени (зерновые, хлопчатник и т. п.), вдоль прилегающих к посадкам границ АЗС должно предусматриваться наземное покрытие, выполненное из материалов, не распространяющих пламя по своей поверхности, или вспаханная полоса земли шириной не менее 5 м.

Схемы генеральных планов АЗС должны учитывать следующие основные технологические требования:

- возможность заправки топливом автотранспортных средств с левосторонним, правосторонним и двухсторонним расположением топливных баков;
- независимый подъезд автотранспортных средств к заправочным колонкам;
- минимальную протяженность коммуникаций топлива;
- оптимальные радиусы поворота для автотранспорта;
- достаточную зону отстоя для машин, ожидающих заправку;
- возможность визуального контроля мест заправки из здания АЗС оператором.

Принципиальная технологическая схема типовой традиционной АЗС приведена на рис. 7.1.

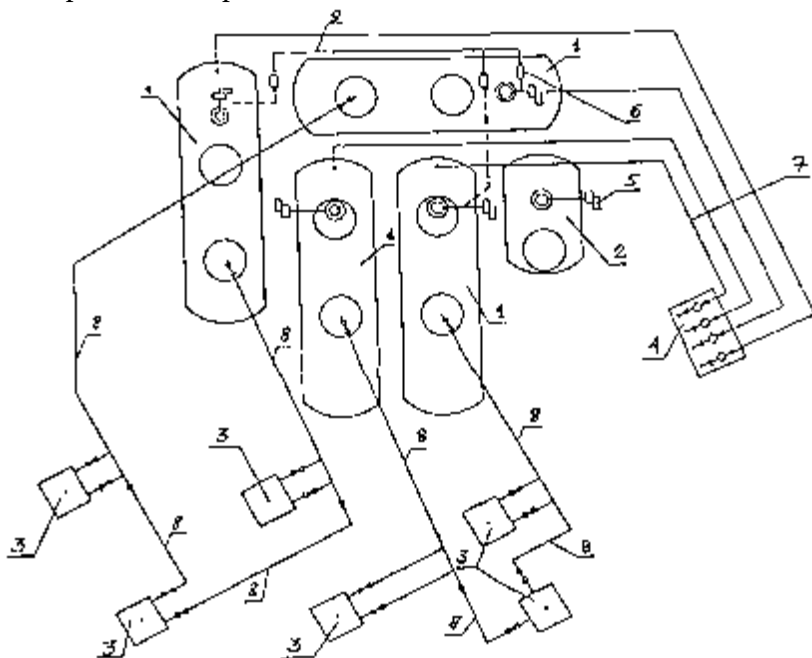


Рис. 7.1. Технологическая схема типовой традиционной АЗС:

- 1 — резервуар для топлива; 2 — резервуар аварийный; 3 — ТРК;
4 — площадка для установки сливных приборов; 5 — дыхательный клапан; 6 — огневой предохранитель; 7 — линия наполнения; 8 — линия выдачи; 9 — линия рециркуляции

В соответствии со схемой, топливо на АЗС завозится бензовозами и сливается через герметичные быстроразъемные муфты и фильтры. Сливные устройства установлены на специальной площадке. Сливные трубопроводы проложены подземно с уклоном в сторону резервуаров. Для обеспечения слива бензина без его перелива на территорию АЗС предусмотрен аварийный резервуар, объем которого должен не менее чем на 10 % превышать объем используемых для завоза топлива автоцистерн. Аварийный резервуар оснащается тем же оборудованием, что и резервуары для топлив. В данном случае для приема топлива установлены четыре стальных горизонтальных цилиндрических резервуара. Отпуск топлива осуществляется через шесть ТРК, установленных по две на трех островках.

Все трубопроводы для топлива и его паров, расположенные над землей или в свободном пространстве шахт резервуаров и технологических колодцев, должны удовлетворять следующим требованиям:

- выполнены из металла;
- соединение фланцев должно осуществляться по принципу «шип-паз»;
- соединения трубопроводов должны обеспечивать их надежность в условиях и в течение времени эксплуатации, регламентированных требованиями технико-экономической документации;
- соединения должны оснащаться устройствами, исключающими их саморазъединение, и быть опломбированы.

Одностенные подземные трубопроводы для топлива и его паров следует располагать на глубине не менее 0,4 м в заглубленных лотках, исключающих проникновение возможных утечек топлива за их пределы.

Лотки следует заполнять (с уплотнением) негорючим материалом. При использовании двухстенных трубопроводов (труба в трубе) с разъемными соединениями (при наличии), обеспечивающими раздельную герметизацию внутреннего и внешнего трубопроводов, устройство лотка допускается не предусматривать.

Допускается использование для нескольких ТРК трубопровода подачи бензина или дизельного топлива из одного или нескольких резервуаров при условии наличия запорной арматуры на этих трубопроводах перед каждой ТРК и каждым резервуаром.

При наличии в конструкции технологической системы линии рециркуляции паров топлива из резервуара в АЦ (комплекса оборудования, с помощью которого обеспечивается циркуляция паров топлива по замкнутому контуру при сливноналивных операциях) указанная линия должна удовлетворять следующим требованиям:

- на линии рециркуляции перед узлами подсоединения ее к АЦ и резервуару должны быть установлены огнепреградители. Конструкция узлов подсоединения линии рециркуляции к АЦ должна обеспечивать автоматическое закрытие этих линий при растыковке;
- линия рециркуляции должны быть оборудована обратным клапаном, открывающимся при достижении давлением в резервуаре величины, соответствующей либо напору столба топлива в АЦ (при сливе самотеком), либо напору насоса перекачивания топлива из АЦ в резервуар. Обратные клапаны должны герметично закрываться при перекрытии трубопровода налива или обесточивании указанного насоса;
- в случае если рециркуляция паров топлива осуществляется при перекрытом трубопроводе деаэрации резервуара, технологическая система должна быть оборудована системой автоматического непрерывного контроля за давлением в ее паровом пространстве. При использовании дыхательного клапана на трубопроводе деаэрации с давлением срабатывания, превышающим давление срабатывания обратного клапана линии рециркуляции (рециркуляция осуществляется без перекрытия трубопровода деаэрации), указанную систему контроля допускается не предусматривать;
- между узлом подсоединения трубопровода линии рециркуляции к резервуару рекомендуется, а между узлом подсоединения к АЦ и этим трубопроводом следует в обязательном порядке устанавливать запорную арматуру;
- участки трубопроводов линии рециркуляции, расположенные в свободном пространстве, не должны иметь разборных соединений.

При наличии в конструкции технологической системы линии рециркуляции паров топлива из топливного бака транспортного средства в резервуар указанная линия должна удовлетворять следующим требованиям:

- в местах присоединения трубопровода линии рециркуляции к резервуарам и к ТРК должны быть установлены огнепреградители и обратные клапаны. В случае если огнепреградитель и обратный клапан предусмотрен конструкцией ТРК, их дополнительную установку перед ТРК допускается не предусматривать;
- обратные клапаны должны открываться при достижении давления паров в трубопроводе линии рециркуляции, создаваемого насосом откачки паров топлива, и герметично закрываться при обесточивании указанного насоса;
- на трубопроводе рециркуляции перед огнепреградителем, установленном на резервуаре, а также перед ТРК, должна устанавливаться запорная арматура. Если указанная арматура предусмотрена конструкцией ТРК, то ее дополнительную установку допускается не предусматривать;
- участки трубопроводов линии рециркуляции, расположенные в свободном пространстве, не должны иметь разборных соединений.

Трубопроводы линии деаэрации (комплекса оборудования, с помощью которого обеспечивается сообщение с атмосферой свободного пространства резервуара) должны быть оснащены огнепреградителями или дыхательными клапанами со встроенными огнепреградителями, сохраняющими работоспособность в любое время года.

На трубопроводах деаэрации перед дыхательными клапанами или огнепреградителями рекомендуется устанавливать запорную арматуру.

Оснащение линии деаэрации должно обеспечивать возможность контроля ее пропускной способности во время эксплуатации.

Резервуары (камеры) рекомендуется оснащать отдельными системами деаэрации. Допускается для резервуаров (камер) с одинаковым видом топлива использование общей газоуравнительной системы при условии установки огнепреградителей в узлах подсоединения трубопроводов этой системы к резервуарам (камерам).

Устройство общей газоуравнительной системы между резервуарами (камерами) с бензином и дизельным топливом не допускается.

На технологических системах модульных АЗС соединение трубопровода подачи топлива к ТРК с трубопроводом выдачи контейнера хранения топлива должно располагаться над поддоном технологического отсека. Трубопровод подачи топлива к ТРК должен прокладываться подземно.

На трубопроводе выдачи топлива должна быть установлена запорная арматура, располагаемая в технологическом отсеке контейнера хранения топлива, в местах свободного доступа к ней.

Допускается использование для нескольких ТРК общего трубопровода подачи бензина или дизельного топлива только из одного резервуара (камеры) контейнера хранения топлива при условии наличия запорной арматуры перед каждой ТРК.

Все подходящие к резервуару ПАЗС трубопроводы должны выполняться только с верхней разводкой. Места соединения патрубков, смотровых окон, штуцеров и т. п. с резервуаром должны располагаться выше уровня топлива при номинальном заполнении резервуара.

Внутренний резервуар должен оборудоваться устройствами, предотвращающими в нем образование волны топлива при движении ПАЗС.

Конструкция ПАЗС должна обеспечивать возможность заполнения резервуара ПАЗС с полным опорожнением трубопровода наполнения от жидкого топлива. На трубопроводе наполнения в месте подсоединения его к резервуару должен быть установлен огнепреградитель. Указанный трубопровод должен быть оснащен запорной арматурой, устанавливаемой у заправочной муфты (если последняя не является самозакрывающейся при расстыковке соединения) и над цистерной.

Оборудование технологических систем должно обеспечивать осуществление операций по приему, хранению и выдаче топлива, опорожнению и обесшламливанию (удалению подтоварной воды), а также испытанию на герметичность только закрытым способом (за исключением наполнения топливных баков транспортных систем).

7.4. Технологическое оборудование АЗС

Технологическое оборудование АЗС и АЗК по своему функциональному назначению подразделяется на следующие группы:

- оборудование для хранения топлива и масел;
- оборудование для выдачи топлива и масел потребителям (топливораздаточные, смесераздаточные и маслораздаточные колонки);
- оборудование для управления колонками и автоматизации технологических процессов на станции;
- оборудование для технического обслуживания и ремонта автомобилей;
- оборудование для мойки автомобилей;
- торговое и сервисное оборудование для АЗК с магазинами, барами, ресторанами и пр.;
- оборудование для защиты окружающей среды (в т. ч. для очистки ливневых и бытовых стоков);
- оборудование противопожарное (в т. ч. молниезащита).

К основному технологическому оборудованию АЗС относятся резервуары и резервуарное оборудование, ТРК с аппаратурой управления и контроля, технологические трубопроводы.

Резервуары АЗС

Для хранения топлива и масел на АЗС и АЗК применяются подземные и наземные металлические резервуары вертикального и горизонтального типов, одно- и многокамерные. Их технические характеристики приведены в табл. 7.2, 7.3.

Таблица 7.2 — **Техническая характеристика горизонтальных резервуаров для хранения нефтепродуктов на АЗС и АЗК**

Номинальная вместимость, м ³	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Толщина металла стенок, мм	Ориентировочная масса, кг
5	1846	2036	3	450
10	2220	3100	4	980

Продолжение табл. 7.2

Номинальная вместимость, м ³	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Толщина металла стенок, мм	Ориентировочная масса, кг
25	2760	4280	4	1900
50	2870	8480	4	3370

Таблица 7.3 — Техническая характеристика вертикальных резервуаров для хранения нефтепродуктов на АЗС и АЗК

Номинальная вместимость, м ³	Обозначение резервуаров	Наружный диаметр, мм	Высота, мм	Толщина металла стенок, мм	Масса, кг
5	РВ-5	1788	2018	4	473
10	РВ-10	2233	2579	4	840
15	РВ-15	2806	2518	4	1140
25	РВ-25	3186	3218	4	1750

Технические характеристики двухстенных горизонтальных резервуаров приведены в табл. 7.4.

Таблица 7.4 — Техническая характеристика горизонтальных резервуаров с двойными стенками

Номинальная вместимость, м ³	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Объем межстенного пространства, м ³	Толщина металла стенок, мм		Ориентировочная масса, кг
				наружных	внутренних	
10	2320	2800	0,25	4	4	2900
25	2320	6400	0,52	4	4	4700
50	2320	12 200	0,95	5	5	7300
75	3240	7900	1,1	5	5	11 500
100	3240	12 700	1,4	6	6	16 100

Резервуары могут быть одностенными и двухстенными.

Резервуары для хранения топлива на блочных, модульных и контейнерных АЗС должны выполняться двухстенными, на традиционных АЗС — как одно-, так и двухстенными.

В городах и населенных пунктах обязательно должны устанавливаться резервуары с двойной стенкой и контролем межстенного пространства типа РГС-25, 50, 75, 100.

На АЗС, размещаемых вне территории населенных пунктов и предприятий, допускается использование технологических систем с одностенными резервуарами при выполнении следующих требований.

Единичная вместимость резервуаров не должна превышать 10 м^3 .

Резервуары контейнера хранения топлива должны быть установлены в емкость (сосуд) для сбора аварийного пролива топлива. Вместимость указанной емкости должна быть не менее объема наибольшего из резервуаров контейнера хранения топлива.

При установке нескольких резервуаров в общую емкость для сбора аварийного пролива топлива эту емкость следует секционировать перегородками высотой, равной половине высоты ее борта, и размещаемыми между резервуарами. Перегородки должны быть выполнены из негорючих материалов. Места соединений перегородок с указанной емкостью должны быть герметичными.

Контейнеры хранения топлива должны быть оборудованы автоматическими установками пожаротушения (например, самосрабатывающими огнетушителями).

Подземные одностенные резервуары для хранения топлива должны устанавливаться внутри оболочек, выполненных из материалов, устойчивых к воздействию нефтепродуктов и окружающей среды в условиях и в течение времени эксплуатации, а также исключающих проникновение утечек топлива в грунт из внутреннего пространства, образуемого стенками оболочек и резервуаров. Свободное пространство между указанными стенками должно быть заполнено (с уплотнением) негорючим материалом, способным впитывать в себя топливо.

Одностенные наземные резервуары могут устанавливаться на фундаментах без вертикальных стенок.

В двухстенных резервуарах межстенное пространство заполняется негорючей жидкостью с плотностью, превышающей плотность топ-

лива, либо инертным газом. В случае заполнения межстенного пространства резервуара горючей жидкостью ее температура вспышки не должна превышать 100 °С.

Двухстенные резервуары должны быть оборудованы системой объединенного и непрерывного контроля герметичности их межстенного пространства, обеспечивающей автоматическую сигнализацию о разгерметизации световым и звуковым сигналами персоналу АЗС и автоматическое прекращение наполнения резервуара. Для двухстенных резервуаров традиционных АЗС допускается предусматривать периодический контроль их герметичности.

Межстенное пространство таких резервуаров контролируется несколькими методами, позволяющими определить целостность внутренней стенки резервуара:

- контроль избыточного давления инертного газа;
- контроль межстенного пространства на наличие паров углеводородов;
- контроль наличия нефтепродуктов в расширительной баке резервуара при заполнении межстенного пространства незамерзающей жидкостью.

О герметичности внешнего и внутреннего резервуаров можно судить по изменению уровня жидкости в межстенном пространстве. Существует модификация двухстенных резервуаров подземного размещения, в которых индикация утечек топлива в межстенное пространство осуществляется сигнализатором дозрывоопасных концентраций паров топлива. При этом осуществляется периодический контроль герметичности путем создания небольшого (20...40 кПа) избыточного давления в межстенном пространстве.

Многокамерные резервуары используются для хранения одновременно двух и более типов топлива.

Для каждой камеры многокамерного резервуара должны выполняться мероприятия, предусматриваемые для однокамерного резервуара. Одновременное хранение бензина и дизельного топлива в различных камерах одного резервуара допускается только в двухстенных резервуарах, камеры для бензина и дизельного топлива которых разделены двумя перегородками с обеспечением контроля герметичности межперегородочного пространства.

Для стационарных АЗС характерно подземное расположение резервуаров. Как правило, имеется несколько резервуаров для различных марок топлива и автомобильных масел, располагаемых в одной или нескольких группах с общими или отдельными линиями деаэрации, наполнения и выдачи топлива и системами контроля. Резервуары изготавливаются из листовой стали толщиной 4...5 мм. Днища резервуаров могут выполняться сферическими (выпуклыми), конусными или плоскими. Для жесткости плоские днища снабжаются ребрами. Обечайка резервуара состоит из колец, сваренных внахлест. Внутри обечайки привариваются кольца и треугольники жесткости из угловой стали. Для перетока жидкости в нижней части колец жесткости делают отверстия. Для крепления резервуара к фундаменту к наружным стенкам обечайки привариваются четыре скобы. В верхней части обечайки вварена горловина, через которую можно проникнуть внутрь резервуара для его проверки и очистки. Горловина закрыта крышкой, которая поставлена на бензостойкой прокладке и закреплена болтами. В крышке имеются отверстия с фланцами для крепления трубопроводов, связывающих резервуар с ТРК, сливным и воздушным трубопроводами, а также с устройством для измерения уровня жидкости в резервуаре.

В контейнерных автозаправочных станциях применяются резервуары вместимостью от 5 до 20 м³. Их конструкция зависит от конструкции КАЗС. Они могут быть цилиндрической или прямоугольной формы, с одним или двумя отсеками для одновременного хранения одного или двух видов топлива. Располагаются они в контейнерах (блоках) хранения топлива. Толщина стенок таких резервуаров 3...4 мм.

При заполнении межстенного пространства резервуара модульных и контейнерных АЗС горючей жидкостью под резервуаром должен устанавливаться поддон, выполненный из негорючих материалов и исключающий растекание этой жидкости за пределы поддона при разгерметизации внешней стенки резервуара.

Внутренние резервуары должны быть оснащены предохранительными мембранами или клапанами с давлением срабатывания не более 130 кПа.

Для хранения нефтепродуктов на АЗС блочного исполнения используются специальные блоки хранения топлива. Блок использу-

ется на АЗС с размещением ТРК над резервуаром. Блок хранения топлива комплектуется двухстенным резервуаром $V = 40 \text{ м}^3$ (20 + 20), приспособленным для хранения одновременно двух видов топлива.

Резервуар, входящий в состав комплекта блока, оснащен всем технологическим оборудованием согласно требованиям пожарной безопасности.

Каждый резервуар оборудуется сливным устройством для слива топлива из автоцистерн.

Сливное устройство состоит из приемного патрубка с быстроразъемной муфтой, сливного фильтра с гидравлическим затвором, задвижки, огневого предохранителя и сливной трубы.

Всасывающее устройство резервуара или линия выдачи состоит из приемного клапана, всасывающего трубопровода и углового огневого предохранителя. Приемный клапан, устанавливаемый в начале линии выдачи внутри резервуара, служит для предотвращения слива топлива из линии выдачи обратно в резервуар при выключении насоса топливораздаточной колонки.

Дыхательное устройство резервуаров АЗС состоит из вентиляционной трубы и дыхательного клапана.

Замерное устройство резервуаров АЗС состоит из направляющей (зондовой) трубы и метроштока. Для предохранения от искрообразования при замере и удлинении срока службы метроштока на конец нижнего звена устанавливается контрольный наконечник из цветного металла.

Помимо линий наполнения и выдачи на резервуарах предусматриваются линия деаэрации, линия рециркуляции и система флегматизации.

Система флегматизации — комплекс оборудования, обеспечивающий защиту от возможного воспламенения паровоздушной смеси топлива внутри технологического оборудования. Флегматизация осуществляется путем наполнения инертным газом свободного пространства технологической линии.

Существуют объединенные системы деаэрации и рециркуляции, совмещенные с системой флегматизации, для чего к системе деаэрации и рециркуляции подключается дополнительная линия с компенсационным резервуаром под инертные газы.

Совмещенная система флегматизации снижает до минимума периодичность срабатывания дыхательной аппаратуры за счет увеличения объема газообменной системы, что позволяет снизить выброс паров в атмосферу.

Конструкция резервуаров должна предусматривать возможность проведения механизированной пожаровзрывобезопасной очистки от остатков хранимого топлива, дегазации и продувки при ремонте и исключать необходимость проведения на них сварочных работ при монтаже на строительной площадке.

Подземный резервуар устанавливается в котловане и засыпается грунтом. Над резервуаром устраивается островок высотой 20 см от проезжей части. По периметру островок выкладывается бордюрным камнем. Устойчивость грунта на глубине 1,5...2,0 м должна быть не менее 1,5 МПа. Резервуар можно устанавливать и при наличии грунтовых вод. Установившийся уровень грунтовых вод не должен превышать отметки минус 1,0 м, принимая за нулевую отметку уровень поверхности островка. В сухой грунт резервуар устанавливается на песчаную подушку толщиной 30 см, засыпанную в котлован и уплотненную. В водонасыщенных грунтах резервуар устанавливается на бетонном фундаменте и крепится к нему стальными хомутами. Такая конструкция фундаментов предотвращает всплытие резервуара при его опорожнении. Засыпка резервуара в котловане производится слоями толщиной 10 см с поливкой водой и тщательным утрамбовыванием. Глубина заложения резервуара от верхней образующей до поверхности островка должна быть 0,7...1,2 м в зависимости от емкости резервуара, а также от необходимости углубления, вызванного уклоном всасывающего и других трубопроводов.

До и после установки резервуар должен быть испытан гидравлическим давлением 1,5...2,0 МПа.

Конструкция резервуаров рассчитывается на применение в районах сейсмичностью до 7 баллов и расчетной температурой воздуха до -65°C . Оборудование рассчитывается на температуру до -40°C .

Размеры резервуара тщательно измеряются для составления калибровочных таблиц, позволяющих определить количество жидкости в частично заполненном резервуаре.

Наружные поверхности резервуара и связанных с ним трубопроводов покрываются антикоррозийной изоляцией.

При установке резервуара на фундамент проверяют уровнем его горизонтальность по крышке горловины и наружной цилиндрической поверхности.

Над горловиной резервуара устраивается смотровой колодец с внутренними размерами 1,2 на 1,2 м и глубиной около 1,0 м. Стенки колодца выкладываются из кирпича и с внутренней стороны штукатурятся цементным раствором или делаются из стальных листов. Сверху колодец должен быть закрыт крышкой.

Топливораздаточные колонки

Для выдачи топлива и масел потребителям применяются топливораздаточные, смесераздаточные и маслораздаточные колонки различных конструкций. Основной задачей колонок является выдача потребителям задаваемых доз топлива или масла с требуемой точностью (погрешность отпуска дозы не должна превышать $\pm 0,5\%$).

На АЗС и АЗК используются, в основном, топливораздаточные колонки, управляемые дистанционно с помощью специальных пультов дистанционного управления либо с помощью специальных автоматизированных систем, в том числе и систем безналичного отпуска нефтепродуктов.

Типовая колонка состоит из гидравлической части и отсчетного устройства. Принцип работы колонки поясняется гидравлической схемой (рис. 7.2). На дистанционном устройстве (пульт, компьютер или кассовый аппарат) задается доза. При снятии раздаточного крана автоматически включается электродвигатель. Под действием разрежения, создаваемого насосом, топливо из резервуара через приемный клапан поступает в насос. Насос подает топливо в газоотделитель. Через клапан и измеритель объема отмеренное количество топлива поступает через раздаточный кран в бак потребителя.

При поступлении топлива в газоотделитель скорость потока резко снижается из-за увеличения проходного сечения потока жидкости, в результате чего из топлива происходит наиболее полное выделение паров топлива и воздуха как при малом, так и значительном его подсосе. Топливо из газоотделителя поступает в измеритель



Рис. 7.2. Схема колонки гидравлическая принципиальная:
 1 — клапан приемный; 2 — фильтр; 3 — насос;
 4 — газоотделитель; 5 — камера поплавковая; 6 — клапан электромагнитный; 7 — измеритель объема;
 8 — индикатор; 9 — рукав напорный; 10 — кран раздаточный; 11 — счетчик с датчиком импульсов

объема. Заполняя цилиндры, топливо приводит в движение поршни, которые перемещаются из одного крайнего положения в другое.

Поступательное движение поршня вместе с кулисой, на которой он жестко закреплен, преобразуется во вращательное движение вала, причем за один ход поршня коленчатый вал и золотник поворачиваются на угол 180° . Вращение коленчатого вала с золотником дает возможность заполнять поочередно каждый из четырех цилиндров, одновременно вытесняя топливо из противоположного цилиндра (два поршня закреплены на одной кулисе). Вращательное движение коленчатого вала измерителя объема передается через соединительную муфту на вал датчика расхода топлива.

Рассмотрим краткую характеристику отдельных узлов гидравлической схемы.

Клапан приемный — обратный клапан, устанавливаемый в начале линии выдачи внутри резервуара и служащий для предотвращения слива топлива из линии выдачи обратно в резервуар при выключении насоса ТРК.

Фильтр предназначен для предохранения гидравлической системы колонок от попадания посторонних твердых частиц, что мо-

жет привести к износу и поломке насоса и неточному замеру объема нефтепродукта. Различают фильтры грубой очистки (размер твердых частиц более 80...100 мкм) и тонкой очистки (размер твердых частиц до 20 мкм). В фильтрах применяются либо сетки, либо разнообразные фильтрующие материалы.

Насос топливораздаточной колонки предназначается для перекачки топлива из резервуаров АЗС в баки автомашин.

Наибольшее распространение получили насосы роторно-шиберного типа.

Газоотделители топливораздаточных колонок предназначены для отделения от топлива воздуха, который может попасть в него при сливе топлива в резервуары, а также во всасывающий трубопровод при работе топливного насоса колонки.

В поплавковой камере происходит некоторая конденсация паров топлива, осаждение частиц топлива, унесенного вместе с паровоздушной смесью и выброс выделенного воздуха и паров в атмосферу.

Клапан электромагнитный — устройство для снижения расхода в конце выдачи дозы с целью завершения работы колонки на малом расходе, что значительно повышает точность отпуска дозы. Различают клапаны электромагнитные одинарного или двойного действия.

Клапаны одинарного действия только снижают расход топлива в конце выдачи дозы. Клапаны двойного действия дополнительно после окончания выдачи дозы полностью перекрывают трубопровод.

Измеритель объема предназначен для измерения количества выдаваемого топлива. С ним связано отсчетное устройство, которое дает цифровую информацию о количестве отпущенного топлива.

Отсчетные устройства могут быть различных конструкций: механические стрелочные, механические роликовые, электронно-механические, электронные.

В гидравлической системе колонок обычно перед выходом раздаточного рукава устанавливается индикатор со стеклянным колпачком или окном, через которое можно наблюдать за потоком топлива, выходящего из колонки, и контролировать его загазованность.

Раздаточные рукава колонок выполняются обычно резинотканевыми. В последнее время стали появляться рукава из полимерных материалов. Работа раздаточных рукавов осуществляется в сложных условиях, часто происходят их перегибы, скручивания, возможны наезды на них колесами управляемых автомобилей. Поэтому на качество рукавов, устанавливаемых на колонки, необходимо обращать особое внимание.

Для удобства потребителей выполняются конструкции колонок, имеющих два раздаточных рукава, работающих от одной насосно-измерительной системы. В этом случае при выдаче топлива через один рукав второй блокируется специальным клапаном.

Находят широкое применение конструкции колонок, имеющих в одном корпусе две насосно-измерительные системы, работающих самостоятельно, каждая на свой раздаточный рукав. Такими колонками может осуществляться отпуск топлива двух сортов. Отсчетное устройство такой колонки либо двойное, либо одинарное с блокировкой.

С целью обеспечения возможности выдачи топлива нескольких сортов одной колонкой применяются многорукавные колонки (4, 6 и более рукавов) с самостоятельными гидравлическими системами, работающими на свои рукава. Такие колонки представляют сплошные агрегаты, позволяющие сокращать площади, необходимые для установки колонок.

На выходных концах раздаточных рукавов устанавливаются раздаточные краны или «пистолеты». Они могут быть автоматическими и неавтоматическими. Краны имеют выходные патрубки, которыми они вставляются в топливные баки управляемых автомашин. Открытие кранов осуществляется вручную, нажатием на специальные рычаги. В зависимости от силы давления на рычаг регулируется степень открытия крана. В автоматических кранах при наполнении топливного бака до верхнего уровня, когда топливо достигает патрубка крана, происходит его автоматическое закрытие. В неавтоматических кранах закрытие осуществляется вручную. В этом случае существует риск перелива бака и разлива топлива на землю, что крайне нежелательно с экологической точки зрения.

Первым представителем отечественных топливораздаточных колонок была колбовая колонка модели 318 с ручным приводом.

В настоящее время выпуск отечественных колонок с расходом 50 л/мин серии 2000, многопостовых колонок серии 4000 с расходом 50 л/мин, колонок с повышенным расходом до 100 л/мин серии 6000, многопостовых блочных колонок с расходом 50 л/мин серии 5000 производится ОАО «АЗТ», многотопливных — ТРК «Россиянка» (г. Воронеж), АО «Промприбор» (г. Ливны), ЗАО «Спецавтоматика» (г. Серпухов) и др. Для примера приведем характеристику широко распространенных ТРК ОАО «АЗТ».

ТРК серии 2000 — это одинарные топливораздаточные колонки с механическим или электромеханическим счетчиком разового учета топлива. Элементы облицовки ТРК серии 2000 (передние, задние, боковые панели) выполнены из обычной тонкой листовой стали, покрыты синтетической грунтовкой и эмалью. Все панели съемные.

Узлы ТРК монтируются на каркасе из стального уголка. Измеритель объема — 4-поршневой, из алюминиевого сплава с золотниковым распределителем. Для уплотнения поршней используются кожаные манжеты. Отсчетное устройство: роликового типа — для ТРК «Нара-27М1», стрелочного типа — для ТРК «Нара-27М1С», электромеханического типа — для ТРК «Нара-27М1Э».

ТРК «Нара-27М1Э» отличаются более современным внешним видом и комплектуются 5-разрядным электромеханическим табло. Мощность двигателя — 0,55 кВт. Гидравлическая часть — бензонасос, газоотделитель, поплавковая камера, фильтр грубой очистки. Раздаточный рукав длиной 5 м может быть ручного или автоматического действия.

ТРК серии 4000 характеризуются блочно-модульной компоновкой, при которой устройство отображения информации и измерительная часть выполнены отдельными блоками, соединенными между собой коммуникациями.

ТРК серии 6000 — колонки повышенной производительности. Примером такой ТРК является «Нара 61-16». Отличительная особенность ТРК этой серии — наличие насосного агрегата производительностью 100 л/мин, в остальном — узлы и внешний вид унифицирован с ТРК серии 4000. ТРК серии 6000 рекомендуется использовать для заправки грузового транспорта.

Многошланговые модульные ТРК серии 5000 для 1...4 видов топлива обеспечивают оптимальные возможности оформления любой АЗС.

Смесераздаточные колонки предназначены для заправки транспортных средств с двухтактными двигателями смесью бензина с каторовым маслом в различных пропорциях. Такие колонки в России не производятся. При необходимости на АЗС и АЗК устанавливают колонки зарубежных фирм.

Маслораздаточные колонки на АЗС применяются как отечественного производства, так и зарубежных фирм. Отечественные маслораздаточные колонки выпускаются по ГОСТ 11537 «Колонки маслораздаточные Общие технические требования». В табл. 7.5 в качестве примера приведены технические характеристики двух отечественных маслораздаточных колонок.

Таблица 7.5 — Технические характеристики маслораздаточных колонок моделей 367М и 367МЗ

Показатели	Модели колонок	
	367М	367МЗ
Номинальная производительность, л/мин, не менее:		
при температуре масла 20 °С	8	10
при температуре масла 6 °С	3,4	4
Допустимая погрешность показания счетчика для любых доз масла свыше одного литра, %, не более	±0,5	±0,5
Рабочее давление, МПа	0,8...1,5	0,8...1,5
Указатель разового отпуска	Двухстрелочный	Двухстрелочный
Возврат стрелки в нулевое положение	Ручной	Ручной
Длина раздаточного шланга, м	3,5	4
Внутренний диаметр шланга, мм	12	12
Мощность электродвигателя, кВт	1	1,5
Габаритные размеры маслостолонки, мм	365×253×1120	225×330×1200

7.5. Производственные операции АЗС

К основным производственным операциям, выполняемым на АЗС, относятся прием, хранение, отпуск, замер и учет нефтепродуктов, оформление товарно-транспортной документации.

Прием нефтепродуктов

Доставка нефтепродуктов на АЗС осуществляется автомобильным или, в редких случаях, железнодорожным и трубопроводным транспортом.

Заказ на получение АЗС нефтепродуктов передается на предприятие по обеспечению нефтепродуктами через диспетчерскую службу компании (фирмы).

Нефтепродукты, поступающие на АЗС в автомобильных цистернах, принимаются по товаротранспортной накладной (выписываемой в четырех экземплярах), в которой указывается: номер автоцистерны, количество нефтепродукта, наименование и сорт в соответствии с государственным стандартом. На каждую партию нефтепродукта водитель обязан сдать получателю также паспорт (сертификат) качества, в котором указываются государственный стандарт или технические условия на сдаваемый нефтепродукт и все показатели качества, предусмотренные этим стандартом с обязательным штампом, заверенным подписью ответственного лица.

Результаты измерения температуры продукта в автоцистерне должны быть отмечены в товарно-транспортной накладной и сменном отчете. В товарно-транспортной накладной должно быть указано время (часы и минуты), когда налита автоцистерна.

Перед сливом нефтепродукта в резервуар оператор отбирает пробу из отстойника автоцистерны на наличие воды и механических примесей в нефтепродукте. Проба берется в стеклянную тару, к которой прикрепляется табличка с указанием номера АЗС, марки нефтепродукта, номера товарно-транспортной накладной, номера автоцистерны, ФИО водителя и оператора, даты, плотности и температуры нефтепродукта, номера резервуара. Проба хранится на АЗС до следующего слива нефтепродукта в данный резервуар.

Объем и масса нефтепродукта, принятого на АЗС из железнодорожной цистерны, определяются путем измерения уровня, плотнос-

ти и температуры нефтепродукта в цистерне, а также определения количества подтоварной воды.

В опломбированных автоцистернах подтоварную воду не проверяют, а проверяют сохранность пломб.

В автомобильной цистерне, не имеющей посантиметровой градуировочной таблицы, уровень нефтепродукта не замеряется, а объем определяется по паспорту цистерны и полноте ее заполнения. В этом случае оператор поднимается на цистерну и проверяет количество нефтепродукта. Цистерна должна быть заполнена по планку (на горловине цистерны приваривается планка, указывающая уровень заполнения цистерны). При отклонении уровня бензина в автоцистерне от планки (контрольной риски), например, из-за колебания температуры нефтепродукта в пути измерение объема нефтепродукта в пределах горловины цистерны следует определять с учетом коэффициентов объемного расширения. При отсутствии расхождения между количеством нефтепродуктов, указанным в товарно-транспортной накладной и определенным в результате измерений в транспортных средствах или узлами учета при приемке, оператор расписывается в накладной, один экземпляр которой остается на АЗС, а три возвращаются водителю, доставившему нефтепродукт.

При выявлении несоответствия поступивших на АЗС нефтепродуктов товарно-транспортной накладной по количеству или качеству, составляется акт о недостатке установленной формы в трех экземплярах. О недостатке нефтепродукта делается соответствующая отметка во всех экземплярах товарно-транспортной накладной.

Правилами защиты от статического электричества предусматривается заземление автоцистерны перед сливом из нее нефтепродуктов. Из-за опасности искрообразования, при подсоединении «заряженной» автоцистерны к заземляющему устройству заземление необходимо выполнять вне взрывоопасной зоны медным проводом, причем его сначала необходимо присоединить к автоцистерне, а затем к специальному выводу заземляющего контура АЗС с помощью болтового зажима.

Автоцистерна устанавливается по ходу движения автотранспорта, и для нее должен быть обеспечен свободный выезд на случай аварийной ситуации.

При сливе нефтепродукта самотеком или насосом АЗС двигатель автоцистерны должен быть выключен, автотранспортное средство поставлено на тормоз, водитель не должен находиться в кабине автомобиля.

Во время слива не допускается движение автотранспорта на расстоянии менее 8 м от сливных муфт резервуаров.

Нефтепродукты, доставленные на автозаправочную станцию в автомобильных и железнодорожных цистернах, должны быть слиты полностью. Оператор, принимающий нефтепродукт, должен лично убедиться в этом, осмотрев цистерны после слива.

В процессе приема нефтепродуктов, оператор обязан следить за уровнем продукта в резервуаре, не допуская переполнения резервуара и разлива нефтепродукта.

Нефтепродукты сливают из цистерны через сливной фильтр самотеком или под напором.

Весь процесс слива нефтепродукта в резервуар АЗС из автоцистерны должен производиться в присутствии оператора АЗС, который должен следить за герметичностью сливного устройства. При обнаружении утечки нефтепродукта оператор должен немедленно прекратить слив.

Запрещается принимать нефтепродукты при следующих условиях:

- неисправность сливного устройства автомобильной или железнодорожной цистерны;
- отсутствие или нарушение пломбировки на железнодорожной цистерне;
- неправильное оформление товарных и отгрузочно-транспортных документов;
- недостача нефтепродуктов;
- содержание воды в нефтепродуктах;
- присутствие в нефтепродукте других примесей и явное сомнение в соответствии качества нефтепродукта требованиям стандарта.

Отпуск нефтепродукта из резервуара, в который сливается нефтепродукт, прекращается до окончания слива.

По окончании слива нефтепродукта водитель автоцистерны совместно с оператором АЗС через верхний смотровой люк убеждаются в том, что нефтепродукт из автоцистерны слит полностью.

После окончания приема нефтепродукта выключается перекачивающий насос (если слив осуществляется не самотеком), закрываются запорные вентили автоцистерны и перекачивающего устройства, сливной рукав автоцистерны отсоединяется от перекачивающего устройства, остатки нефтепродукта из шланга автоцистерны сливаются в ведро, закрываются крышкой муфта сливного устройства резервуара и колодец, заземляющее устройство отключается от автоцистерны.

Объем нефтепродуктов, принятых по трубопроводу, товарный оператор нефтебазы и оператор АЗС определяют в присутствии представителя администрации нефтебазы измерением уровня, температуры до перекачки нефтепродукта и после нее, а также уровня подтоварной воды в резервуаре АЗС.

По окончании перекачки нефтепродукта задвижку на трубопроводе от предприятия до АЗС пломбирует представитель администрации предприятия, пломбир хранится у руководителя предприятия.

На сданный по трубопроводу нефтепродукт составляется акт в двух экземплярах, который подписывают товарный оператор, оператор АЗС и представитель администрации предприятия. Первый экземпляр акта передается в бухгалтерию и является основанием для списания нефтепродукта с подотчета материально-ответственных лиц предприятия, а второй остается у оператора АЗС и прилагается к сменному отчету.

Нефтепродукты, расфасованные в мелкую тару, должны транспортироваться в упаковке, исключающей разлив нефтепродуктов, порчу тары и этикеток.

При приеме нефтепродуктов, расфасованных в мелкую тару, оператор проверяет число поступивших мест и соответствие трафаретов данным, указанным в товарно-транспортной накладной.

Количество принятых и проданных на АЗС расфасованных нефтепродуктов фиксируется в книге учета движения расфасованных нефтепродуктов, фильтров, запасных частей.

Отработанные масла принимаются от индивидуальных владельцев транспортных средств дежурным оператором.

Учет принятых отработанных нефтепродуктов ведется в специальных журналах.

Отработанные нефтепродукты принимаются на АЗС без анализа. Слитые из картера двигателя непосредственно на станции отработанные масла принимаются как моторные, все прочие нефтепродукты — как смешанные.

АЗС, которые принимают отработанные нефтепродукты, должны быть оборудованы эстакадой, сборником и оснащены измерительными приспособлениями для определения объема и массы принимаемых нефтепродуктов.

Хранение нефтепродуктов

Нефтепродукты на АЗС хранятся в подземных и наземных металлических резервуарах и в таре.

Все изменения в расположении резервуаров, колонок, трубопроводов и арматуры должны производиться в соответствии с документацией, утвержденной главным инженером предприятия, которому подчиняется АЗС, и вноситься в технологическую схему АЗС.

Уровень масла в заполненном резервуаре при подогреве должен поддерживаться на 150...200 мм ниже предельного.

Хранение легковоспламеняющихся жидкостей в мелкой расфасовке разрешается в количестве, необходимом для пятисуточной продажи, за исключением тормозной жидкости, запасы которой в торговом зале не должны превышать 20 бутылок.

Начальник или оператор АЗС должен ежедневно осматривать склады, проверяя состояние тары и упаковки.

Технические средства сбора отработанных нефтепродуктов должны обеспечивать их сохранность при хранении, транспортировке и прямо-сдаточных операциях.

Принятые отработанные нефтепродукты допускается хранить в любых маркированных и градуированных резервуарах, а также в бочках и бидонах.

Отпуск нефтепродуктов

Заправка автомобилей и других транспортных средств производится через топливо-, масло- и смесераздаточные колонки.

Отпуск нефтепродуктов производят операторы АЗС по талонам фирмы, за наличные деньги или по безналичной форме расчетов

с помощью кредитных карточек. При этом они руководствуются инструкциями о порядке учета талонов на нефтепродукты и отпуска нефтепродуктов по талонам, о порядке отпуска и оплаты нефтепродуктов по кредитным картам.

Оператор, отпускающий нефтепродукт, обязан:

- следить за исправностью и нормальной работой колонок;
- требовать от водителя заправляемого транспорта наблюдения за ходом заправки, не допуская переливов нефтепродуктов и нарушения правил пожарной безопасности на АЗС;
- определять ежесменно погрешность работы колонок с помощью образцовых мерников II разряда;
- проверять наличие и исправность пломб по схеме, указанной в формуляре данной колонки;
- поддерживать чистоту на территории и внутри помещения АЗС.

Проверка топливораздаточных колонок проводится в соответствии с существующими нормативными документами. Колонки, не удовлетворяющие требованиям указанных нормативных документов, к эксплуатации не допускаются.

О результатах государственной проверки делают запись в формуляре колонки и журнале учета ремонта оборудования.

Весь автотранспорт заправляется нефтепродуктами в порядке очереди, за исключением автомобилей специального назначения (пожарной охраны, милиции, скорой помощи, хлебные и молочные, инкассаторные, снегоуборочные, связи, автомобили, занятые междугородными перевозками грузов, рейсовые маршрутные автобусы), а также индивидуальных автомобилей инвалидов труда, участников войны. Автомобили, перевозящие скоропортящиеся продукты, заправляются вне очереди без ограничения.

Отпуск нефтепродуктов экипажам автотранспортных средств (грузовых и автобусов) иностранных владельцев производится по сервисным книжкам, а владельцам индивидуального транспорта также и за наличный расчет.

Разрешается отпуск нефтепродуктов по отдельно заполненным комплектам квитанций сервисных книжек, предъявленных без сервисной книжки. В этом случае отпуску подлежат только те сорта нефтепродуктов и в том количестве, которые указаны в квитанциях.

Все квитанции, полученные АЗС, представляются в конце смены вместе со сменным отчетом предприятию, которому подчиняется АЗС.

Отпускать бензин в полиэтиленовые канистры и стеклянную тару запрещается.

Расчет за отпущенный нефтепродукт должен осуществляться через кассовый аппарат с выдачей чека, в котором указывается стоимость и количество нефтепродукта.

Используемые кассовые аппараты должны быть зарегистрированы в налоговой инспекции.

При заступлении на смену и передаче смены операторы совместно снимают показания указателей суммарного счетчика всех топливо-маслораздаточных колонок АЗС и на основании этих показаний определяют объем нефтепродуктов, реализованных потребителям за смену (делается соответствующая запись в сменном отчете): в каждом резервуаре измеряют уровень нефтепродуктов, уровень подтоварной воды, температуру и плотность нефтепродукта; по результатам измерений определяют объем (массу) нефтепродуктов, находящихся (оставшихся после смены) в резервуарах АЗС: определяют количество нефтепродуктов, расфасованных в мелкую тару, с помощью образцовых мерников проверяют погрешность каждой топливораздаточной колонки: прилагают к сменному отчету накладные на поступление и отпуск нефтепродуктов за смену, талоны на отпуск нефтепродуктов, остатки денег.

Замер уровня и отбор проб в горизонтальных резервуарах АЗС

Отбор точечных проб из горизонтальных резервуаров и автомобильных цистерн производится переносными пробоотборниками для проверки качества топлив и соответствия их требованиям действующих стандартов.

Для отбора проб закрытый пробоотборник опускают до заданного уровня так, чтобы отверстие, через которое происходит его заполнение, находилось на этом уровне. Затем открывают крышку или пробку, заполняют пробоотборник и поднимают его. Пробы с нескольких уровней отбирают последовательно сверху вниз. При измерении

температуры и плотности нефтепродукта пробоотборник удерживают на заданном уровне до начала его заполнения не менее 5 минут. Это необходимо делать для того, чтобы пробоотборник принял температуру нефтепродукта. Точечную пробу из автомобильной цистерны отбирают с уровня, расположенного на высоте 0,33 диаметра цистерны от нижней образующей (число проб — 2). Точечные пробы нефтепродуктов на АЗС из горизонтальных резервуаров отбирают с 3 уровней: верхнего — на 200 мм ниже поверхности нефтепродукта; среднего — с середины высоты столба нефтепродукта; нижнего — на 100 мм ниже приемного клапана. Число проб для горизонтальных резервуаров соответственно, 1, 6 и 1. Средняя проба представляет собой смесь индивидуальных проб и позволяет установить среднее значение определяемой характеристики (температуры или плотности).

Уровнемеры по принципу действия делятся на механические (поплавковые), буйковые, пьезометрические, электрические, емкостные, радиоактивные, радиоинтерференционные, ультразвуковые и др.

В настоящее время находят широкое применение системы автоматизированного измерения параметров светлых нефтепродуктов при приеме, хранении и оперативном контроле резервуарного парка АЗС, например уровнемер «Струна». Принцип действия уровнемера основан на измерении времени распространения ультразвука в металлическом проводнике.

На базе уровнемера «Струна» возможно применение систем противоаварийной защиты.

Системы предотвращения перелива топлива при наполнении резервуаров выполняются в двух модификациях.

Одна из модификаций обеспечивает предупреждение о достижении номинального уровня наполнения резервуаров с помощью подачи звуковых и световых сигналов и автоматическую блокировку переполнения резервуаров при достижении предельного уровня их заполнения с помощью отключения насосов или приведения в действие запорных устройств с дистанционным управлением.

Гарантированное выполнение функций системы достигается посредством постоянного автоматического контроля ее исправности.

При отказе системы проводится автоматическое блокирование подачи топлива в резервуар до устранения неисправности.

Отличительной особенностью другой модификации системы является полное дублирование ее элементов при одновременном выполнении всех функциональных возможностей первой модификации. Это позволяет осуществлять безопасную эксплуатацию АЗС, даже при отказе одной из подсистем, до проведения очередных регламентных работ, во время которых устраняются неисправности.

Использование данной модификации системы исключает необходимость длительного вывода АЗС из эксплуатации для проведения соответствующих ремонтных работ.

Для определения линейных размеров резервуаров и измерения высоты уровня нефтепродуктов применяют гибкие металлические рулетки 3-го класса точности типа РЗ длиной 10, 20, 30 м с шириной ленты 10, 12 мм и типа РЛ длиной 10 и 20 м. Погрешность рулетки не должна превышать величин: для рулеток с пределами измерения до 10 м — 2,5 мм; для рулеток с пределами измерения до 20 м и более — 4 мм.

Для натяжения ленты рулетки при замере взлива нефтепродукта и для прикрепления водочувствительной ленты при определении взлива подтоварной воды применяют лоты (рис. 7.3). Наиболее распространены лоты двух типов: цилиндрические (монокорпусные или полые) и прорезные. При эксплуатации наиболее удобны прорезные лоты: они легче погружаются в вязкие нефтепродукты. Изготавливают лоты из стали или латуни диаметром 40...45 мм и длиной 300...400 мм. Погрешность лота на всю длину не должна превышать 0,5 мм.

Для измерения уровня нефтепродуктов в стационарных резервуарах высотой до 3 м и автоцистернах применяют метроштоки, представляющие собой 3 соединенных цельных или телескопических звена стальных, алюминиевых тонкостенных труб диаметрами соответственно: $D = 30$ и $d = 28$; $D = 27$ и $d = 25$; $D = 24$ и $d = 22$ мм с нанесенными миллиметровыми делениями. Цена деления шкалы — 1 мм. Допустимая погрешность на всю длину шкалы 2 мм. При определении высоты взлива нефтепродуктов звенья труб раздвигают

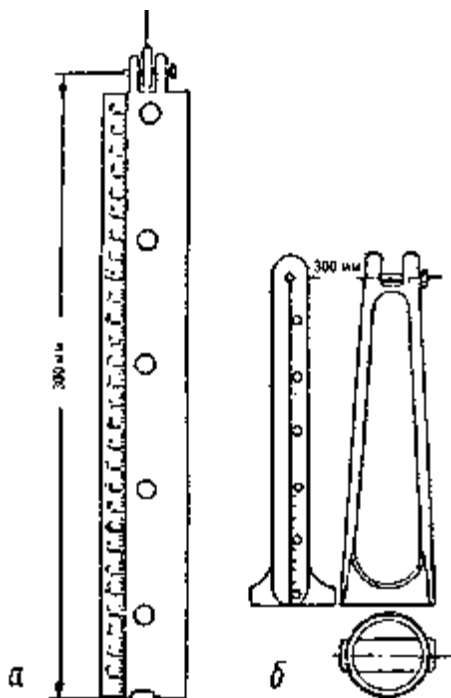


Рис. 7.3. Лоты: а — цилиндрический; б — прорезной

и закрепляют механическим способом, для чего на концах труб 2-го и 3-го звеньев имеются защелки с пружинами.

Метрошток при замере нефтепродукта опускают в резервуар (зондовую трубу) через открытый замерный люк. Опускать метрошток следует медленно, с тем чтобы не взволновать поверхность нефтепродукта. Для более четкого отсчета уровня разлива метрошток в месте предполагаемой высоты нефтепродукта натирают мелом. Замер уровня производится до трех раз, а в расчет принимается среднее его значение. После каждого замера метрошток промывают бензином, насухо протирают, слегка смазывают маслом. Хранить метрошток во избежание его искривления рекомендуется в вертикальном положении подвешенным в специальном закрываемом дверцей коробе.

Метроштки изготавливаются нескольких типов: МШР — метрошток раздвижной (складной), МШС-1 и МШС-2 — метроштки

составные (неразъемные), МШМ-3,5 — метрошток модернизированный с жестким креплением звеньев.

Водочувствительные ленты изготавливают шириной 6...7 мм, длиной 50...70 мм из плотной бумаги, покрывают водочувствительным составом, обладающим свойствами растворяться в воде и не растворяться в нефтепродуктах.

При определении подтоварной воды ленту в натянутом виде прикрепляют с помощью кнопок к деревянным пробкам, вставленным в боковые отверстия на лоте или в нижнем конце метроштока. Водочувствительная лента выдерживается в резервуаре при замере светлых нефтепродуктов 5...10 минут.

Вместо ленты можно использовать водочувствительные пасты, преимущества которых заключаются в том, что они быстро реагируют на воду и их можно наносить тонким слоем толщиной 0,2...0,3 мм непосредственно на лот или метрошток перед замером взлива подтоварной воды.

Для проверки точности измерения топливо- и маслораздаточных колонок в процессе эксплуатации, а также после ремонта, при тарировке резервуаров на АЗС используются образцовые металлические мерники. Образцовые мерники в зависимости от разряда имеют следующую вместимость (в литрах):

- первый разряд: 5, 10, 20, 50, 100, 200, 500, 1000;
- второй разряд: 5, 10, 20, 50, 100, 200, 500, 1000, 2000, 5000.

Допустимая относительная погрешность образцовых мерников в пределах температуры 20 °С: первого разряда $\pm 0,025\%$, второго разряда $\pm 0,1\%$.

Мерники изготавливаются из искробезопасных материалов: нержавеющей стали или медных сплавов; внешние и внутренние поверхности мерников, изготовленных из медных сплавов, имеют защитные покрытия. В зависимости от производительности проверяемых колонок применяют мерники различной вместимости: при номинальной производительности колонок 25, 40 и 60 л/мин — вместимостью 10, 50, 100 л; при номинальной производительности колонок 100...160 л/мин — вместимостью 20, 100 л; при номинальной производительности колонок более 250 л/мин — вместимостью 50, 100 л. Образцовые мерники подлежат периодической проверке не реже одного раза в год.

Методом сравнения количества топлива, отпущенного через раздаточный кран в образцовый мерник, внутренние стенки которого предварительно смочены топливом, с количеством топлива, определенным образцовым мерником после полной дегазации газозвдушной смеси и исчезновения пены с поверхности топлива, определяют погрешность показаний средств измерений в ТРК с дозаторами.

Объем нефтепродукта в резервуаре, соответствующий определенному взливу, определяют по градуировочным (калибровочным) таблицам и затем путем умножения на плотность переводят в массовые единицы.

Для градуировки резервуаров вместимостью до 100 м³ используются передвижные установки, например ТОКАР. Передвижная установка ТОКАР позволяет проводить комплексные работы по метрологическому контролю измерительного оборудования АЗС: топливораздаточных колонок, резервуаров, автозаправщиков, мерников. В комплектацию ТОКАР входят счетчики объема жидкости, преобразователь уровня типа «Струна-М», насосный агрегат, преобразователь температуры топлива для счетчика жидкости, бортовой компьютер с принтером, электронный блок управления и другое оборудование.

8. КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ УЧЕТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

8.1. Методы измерения количества нефтепродуктов

Развитие рыночных отношений выдвигает возрастающие требования к достоверности учета количества нефтепродуктов на всех стадиях их производства и распределения, приводит к повышению роли измерительной техники и требований к ней. В связи с повышением цен на энергоносители резко повышается спрос на высокоточные средства учета их количества.

Количественный учет нефтепродуктов при приеме, отпуске и хранении делится на две группы:

- товарно-учетные операции (коммерческий учет — КУ);
- оперативно-контрольные операции (оперативное управление — ОУ).

Товарно-учетные операции требуют высокоточных измерений (погрешность в пределах десятых долей процента) при относительно небольшом быстродействии. Для оперативно-контрольных операций необходимы сравнительно быстродействующие измерительные системы, обеспечивающие относительно невысокую точность (погрешность в пределах нескольких процентов).

Задачи, связанные с товарно-учетными операциями, направлены на решение вопросов учета, планирования и распределения нефтепродуктов, а вторые — с оперативным управлением процессами слива-налива. Для решения этих задач требуется применение информационно-измерительных систем и средств современной вычислительной техники, обеспечивающих необходимую обработку поступающей информации.

В зависимости от характера технологических операций и размеров учитываемых партий нефтепродуктов применяют различные методы измерений их количества.

В настоящее время согласно правилам количественного учета применяют:

- прямой метод измерения массы нефтепродуктов с помощью весов, весовых дозаторов и устройств или массовых расходомеров (счетчиков);
- косвенные методы: объемно-массовый и гидростатический.

Объемно-массовый метод сводится к измерению объема нефтепродукта V и его плотности ρ при одних и тех же условиях (температура и давление). При этом масса нефтепродукта будет равна

$$G = V \cdot \rho.$$

В зависимости от способа измерения объема нефтепродукта объемно-массовый метод может быть динамическим и статическим.

Если измерение массы нефтепродукта производят на потоке в трубопроводах, то применяется динамический метод. При этом объем нефтепродукта измеряют счетчиками или преобразователями расхода с интеграторами.

Статический метод применяют при измерении массы нефтепродукта в градуированных емкостях. Объем нефтепродукта в резервуарах определяют с помощью градуированных таблиц резервуаров по значениям уровня наполнения, измеренного уровнемером, метроштоком или металлической измерительной рулеткой.

Существенным недостатком объемно-массового статического метода является обязательность строго горизонтальной установки резервуаров, их градуировка, разгерметизация при измерении высоты взлива. Все это не позволяет в полной мере обеспечить соответствующие требования к точности и оперативности учета.

При использовании гидростатического метода измеряют величину гидростатического давления столба нефтепродукта, определяют среднюю площадь заполненной части резервуара на уровне, относительно которого производится измерение и рассчитывают массу по формуле

$$G = P \cdot F_{cp} / g,$$

где P — гидростатическое давление нефтепродукта в резервуаре относительно уровня отсчета; F_{cp} — площадь среднего сечения резервуара при соответствующем давлении и уровне нефтепродукта; g — ускорение силы тяжести.

Гидростатическое давление нефтепродукта в резервуаре измеряют с помощью манометрических приборов с учетом давления паров нефтепродуктов. Среднюю площадь сечения резервуара определяют с помощью градуировочной таблицы. При этом измерительной рулеткой, метроштоком или уровнемером измеряют уровень, соответствующий этой площади.

В соответствии с ГОСТ 26576–86 относительная погрешность количественного учета нефтепродуктов должна составлять не более $\pm 0,5$ % при измерении его массы от 100 т и выше и $\pm 0,8$ % при измерении массы до 100 т.

Существует большое количество методов измерения и конструктивных форм измерителей расхода нефтепродуктов. Это направлено на то, чтобы повысить точность и надежность измерительных приборов. Основной тенденцией при разработке и создании новых приборов является повышение их точности и упрощение конструкции. Простота и надежность расходомеров в большей степени определяется отсутствием подвижных измерительных элементов и трущихся опор.

8.2. Приборы и системы учета нефтепродуктов

Анализ существующих методов и средств учета нефтепродуктов говорит об их большом разнообразии.

Объемно-массовый динамический метод учета нефтепродукта производится счетчиками, которые позволяют осуществлять учет непосредственно на потоке. Счетчики обеспечивают измерение суммарного количества нефтепродукта и воспроизводят результат измерения на механических или электронных указателях.

Существует несколько типов счетчиков, отличающихся по принципу действия: парциальные или объемные (ПРСН-100-1.6, ПРСН-150-1.6), вихревые (СЖ-100-1.6, СЖ-150-6.3), винтовые (ВЖУ-100-1.6, ВЖУ-150-6.4), турбинные (Турбоквант, НОРД-М-100-25), ультразвуковые счетчики.

Для учета нефтепродуктов в резервуарах применяют объемно-массовый статический и гидростатический методы.

При статическом методе коммерческого учета необходим комплекс приборов измерения уровня, средней температуры и средства для отбора пробы нефтепродукта. В устройствах для измерения уровня чаще всего встречаются приборы поплавкового или буйкового типа. Эти приборы предназначались для оперативного контроля за наличием нефтепродуктов в вертикальных резервуарах. Они имели указатели уровня поплавкового типа (см. рис. 2.14) УДУ-2, УДУ-5, УДУ-10. Указатель уровня УДУ-5 имеет две модификации:

- УДУ-5М — с местным отсчетом уровня;
- УДУ-5П — с дистанционной потенциометрической приставкой.

Погрешность уровнемера этого типа достигает 10 мм при изменении уровня до 20 м.

Уровнемер УДУ-10 более надежен, чем предыдущий. Он позволяет вести оперативный контроль и товарные операции по приему и отпуску нефтепродуктов в резервуарах разных типов.

Но в современных условиях такие приборы не в полной мере соответствуют предъявляемым требованиям по точности, надежности и быстродействию. Они имеют достаточно высокую погрешность и сложны в эксплуатации. В связи с этим появилась необходимость в дальнейшем совершенствовании измерительной техники и к разработке новой, основанной на оптических, электрических, акустических и тепловых процессах. Частично это приборы указателей уровня, такие как «Вертикаль», «Утро-2», «Утро-3», УЭМ-1, УГР-1М, РУПТ-2, ДУУ-1, УЭД-3 и др.

В последние два десятилетия на предприятиях нефтепродуктообеспечения стали внедряться автоматизированные системы измерения и учета количества нефтепродуктов в резервуарных парках. Это системы «Радиус-М», «Кор-Вол», «Квант», АСУН УИР и др.

Перспективными современными информационно-измерительными системами (ИИС) определения количества топлива в резервуарах являются радиолокационные, емкостные, магнитострикционные системы.

Радиолокационный принцип измерений применяется в уровнемере информационно-измерительной системы «Зонд-01», емкостной — в уровнемере автоматизированной системы учета количества нефтепродуктов АСУН УИР, магнитострикционный — в ИИС на базе уровнемеров «Струна-М» и УМП-01.

ИИС на базе радиолокационного уровнемера «Зонд-01» рекомендуется использовать на вертикальных резервуарах вместимостью от 2000 до 10 000 м³ для светлых и темных нефтепродуктов. Эта система позволяет вести замер уровней нефтепродукта и подтоварной воды в резервуаре, температуры и плотности жидкости.

В радиолокационной системе измерения производят за счет регистрации отраженных от поверхности нефтепродукта эхосигналов

микроволновой частоты и расчете уровня по задержке отраженного сигнала. Обслуживание таких систем не представляет особых трудностей, так как в них отсутствуют движущиеся части.

На аналогичном принципе работают ультразвуковые системы, также регистрирующие отраженные сигналы. Однако на точность измерения с помощью ультразвуковых систем оказывают неблагоприятные влияние пары, скапливающиеся над нефтепродуктом в резервуаре.

Электрические ИИС или «измерительные кабели». Термин «измерительные кабели» относится к нескольким типам устройств для измерения уровня. Их общей особенностью является наличие кабеля, проходящего от крыши к днищу резервуара, в кабеле монтируется датчик уровня и датчик сопротивления для измерения средней температуры нефтепродукта. К числу основных измерительных устройств кабельного типа относятся:

- емкостные — измеряют колебания электрической емкости между датчиком и корпусом резервуара;
- индуктивные — измерение уровня осуществляется за счет регистрации изменений индуктивности катушки, смонтированной в поплавке, поднимающемся и опускающемся при изменении уровня;
- сопротивления — регистрируется электрическое сопротивление либо отдельных участков кабеля, либо хромоникелевой соленоидной катушки, намотанной на стальной сердечник и покрытой тефлоном;
- магнитострикционные — измеряется время движения ультразвуковой волны через волновод из ферромагнитного материала, выполняющего роль датчика плотности. Такие системы позволяют измерять не только плотность и температуру нефтепродукта, но и вести его учет в единицах массы. Магнитострикционный уровнемер обладает высокой точностью измерения (масса до 0,5 %) вследствие фактической независимости его от температурных и других внешних воздействий.

Хорошей альтернативой для замены морально и физически устаревших и ненадежных систем измерения уровня в резервуарах на основе поплавковых (буйковых) уровнемеров являются радарные уровнемеры УЛМ-11 и УЛМ-31. Благодаря отсутствию контак-

та с нефтепродуктом и движущихся частей радарные уровнемеры являются более надежным устройством, чем уровнемеры, работающие на контактном принципе. Точность измерений и надежность работы этих устройств не зависит от состояния окружающей среды, колебаний температуры и вязкости измеряемого нефтепродукта. Максимальная ошибка измерения ± 1 мм.

Датчики уровня радарного уровнемера устанавливаются снаружи на крыше резервуара, поэтому нет необходимости в проведении каких-либо работ по доработке резервуара.

Автоматизированная система учета количества нефтепродукта (АСУН УИР) предназначена для светлых нефтепродуктов и обеспечивает измерение их уровня, плотности и температуры, а также уровня подтоварной воды как в вертикальных, так и горизонтальных резервуарах. Принцип действия уровнемера системы АСУН УИР основан на измерении изменения электрической емкости конденсаторов датчиков уровня при их заполнении нефтепродуктом. Принцип действия датчика плотности базируется на измерении выталкивающей силы откалиброванного поплавка, действующей на чувствительный элемент индуктивного преобразователя.

Радиолокационная и емкостная системы имеют низкую погрешность в определении уровня (1...2 мм), плотности (0,15...0,2 %), температуры (0,5 °С) и массы (до 0,5 %).

К новому классу «интеллектуальных» измерительных приборов относится уровнемер «Лазурь-2». Этот прибор позволяет измерять уровень не только жидких, но и вязкопластичных и сыпучих продуктов с высокой точностью. Принцип действия прибора основан на отражении модулированного лазерного излучения от границы раздела жидкой (твердой) и газообразной сред с последующим анализом фазы отраженного луча. В приборе предусмотрена возможность подключения термометров сопротивления, термопар, датчиков предельного уровня и т. д. Уровнемер «Лазурь-2» имеет точность измерения ± 1 мм.

На базе уровнемера «Лазурь-2» может быть построена система непрерывного контроля емкостей удаленных от места определения на десятки километров и поможет оперативно управлять их рабо-

той, устранить переполнение или недолив, облегчить труд персонала благодаря дистанционной оперативной связи.

В последнее десятилетие в России одной из перспективных является система измерения уровня нефтепродуктов в резервуарах типа УИУС-300. Эта система разработана в объединении «Свердловскнефтепродукт» и основана на использовании высокочастотных геодезических светодаальномеров.

СКБ «Транснефтеавтоматика» разработало и изготовило датчики, используемые в многофункциональных приборах систем коммерческого учета на основе волоконно-оптических резонаторов для определения уровня, плотности, температуры и массы нефтепродукта в резервуаре.

НПО АЗТ г. Серпухова разработан уровнемер типа «Струна», обеспечивающий измерение уровня нефтепродукта в горизонтальных резервуарах с точностью ± 1 мм.

В настоящее время как в России, так и в мире широкое применение находят гидростатические системы измерения массы, объема и уровня жидкости в резервуарах с атмосферным или избыточным давлением.

Одной из таких систем, обеспечивающей решение всех задач коммерческого учета, является двухступенчатая информационно-измерительная система «Радиус» и «Кор-Вол».

Первая ступень включает в себя объекты контроля — резервуары с установленными в них щелевыми преобразователями и аппаратуру пьезометрического измерения гидростатического давления продукта в резервуарах. Аппаратура системы «Радиус» измеряет массу жидкости в резервуарах пьезометрическим способом, т. е. определяет массу жидкости по гидростатическому давлению. Причем измеряет не непосредственно гидростатическое давление жидкости, а равное ему пневматическое. ИИС «Радиус» имеет погрешность измерения массы жидкости при погрешности 0,2 % калибровки резервуара не более 0,5 % и может одновременно обслуживать 10 резервуаров.

ИИС «Квант» позволяет полностью автоматизировать центральный контроль массы жидкости в резервуарах с регистрацией на бланке и перфоленте всех параметров количественного учета.

Система предназначена для автоматизированного коммерческого учета массы и оперативного измерения уровня нефтепродуктов в вертикальных резервуарах высотой до 18 м и максимальным давлением в газовом пространстве до 4 кПа. ИИС «Квант» способна обслуживать 5 подсистем «Радиус-М» с суммарным количеством резервуаров не более 50 и относительной погрешностью измерения массы не более 0,5 %.

8.3. Средства измерения нефтепродуктов

Объемно-массовый метод измерения

Этим методом определяется масса нефтепродукта по его объему и плотности. Объем нефтепродукта находится из градуированных таблиц по измеренному уровню. Объем также можно измерять счетчиком жидкости.

В градуированной таблице указывают величины, на которые внесены поправки при ее расчете.

Уровень нефтепродукта может измеряться рулетками, метрошточками и уровнемерами. Техническая характеристика средств измерения приведена в табл. 8.1.

Таблица 8.1 — Техническая характеристика средств измерения

Средства измерения	Стандарт	Пределы измерений, м	Погрешность
Рулетки с грузом 2-го или 3-го класса точности	ГОСТ 7502—80	0...10 0...20	Согласно ГОСТ 7502—80 для 2-го и 3-го класса точности.
Метрошток типа МШР и составные типа МШС	ГОСТ 18987—73	0...2200	±2 мм по всей длине; от начала до середины шкалы ±1 мм.
Уровнемеры	ГОСТ 15983—81	0...14 0...20	Согласно ГОСТ 15983—81 ±4 мм

Кроме ручных механических средств измерения уровня существуют современные многофункциональные электронные устройства.

Одним из них является переносной электронный уровнемер

«Hermetic», который предназначен для учета нефтепродуктов в резервуарах и на морских танкерах. Уровнемер «Hermetic», называемый еще погружной рулеткой, обеспечивает одновременное измерение уровня жидких сред, границы раздела фаз и температуры. Весит прибор около 4 кг и имеет точность измерения уровня ± 2 мм, питается от батареи в 9 вольт.

Для измерения уровня подтоварной воды применяются водочувствительные ленты и пасты. Ленты прикрепляются, а пасты наносятся тонким слоем с двух сторон на груз рулетки или метрошток.

Пасты применяются в основном для измерения подтоварной воды в светлых нефтепродуктах.

Плотность в отобранных пробах определяется ареометрами стеклянными типа АН или АНТ-1 по ГОСТ 18481—81, имеющими погрешность измерения ± 5 кг/м³, или гидростатическими весами.

Из резервуаров и транспортных средств пробы отбираются в соответствии с ГОСТ 2517—85. В стационарных резервуарах для отбора проб должны применяться сниженные пробоотборники по Р 50194—92 или ручные пробоотборники по ГОСТ 2517—80.

Температура нефтепродуктов должна измеряться термометрами ртутными стеклянными лабораторными типа ТЛ-4. Измерять среднюю температуру в резервуарах можно с помощью термометров сопротивления. Погрешность средств измерения температуры не должна превышать $\pm 0,5$ °С.

Массовый метод измерения

Этот метод используется для измерения массы нефтепродуктов в таре и транспортных средствах путем взвешивания на весах.

Для взвешивания нефтепродуктов в таре применяют весы товарные общего назначения грузоподъемностью до 3000 кг, шкальные и циферблатные. Нефтепродукты в мелкой таре взвешиваются на настольных весах с пределами взвешивания от 5 до 20 кг.

Автоцистерны с нефтепродуктами взвешиваются на весах автомобильных стационарных и передвижных общего назначения грузоподъемностью от 10 до 30 т.

Железнодорожные цистерны взвешиваются на специальных весах в соответствии с ГОСТ 8.424—81.

Масса нефтепродукта определяется как разность между массой брутто и массой тары.

Казанским опытным заводом «Эталон» создан измерительный комплекс УМН-100 для учета нефтепродуктов в единицах массы с погрешностью $\pm 0,25\%$ (рис. 8.1).

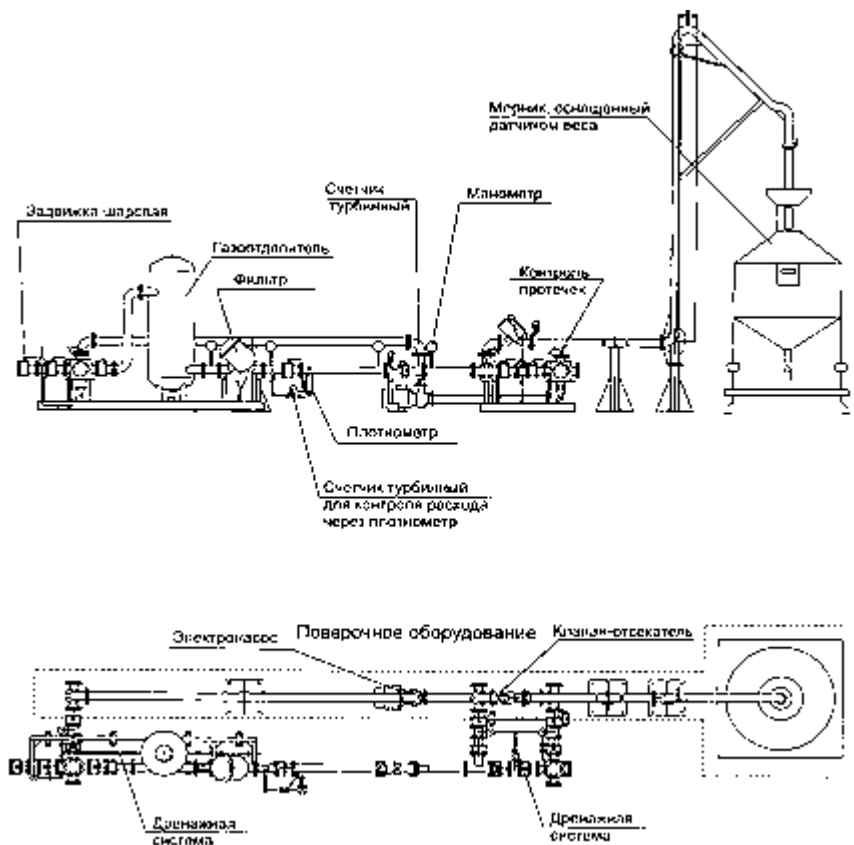


Рис. 8.1. Комплекс измерительный УМН-100

Объемный метод измерения

Объемный метод является частью объемно-массового метода, т. к. измеряется только объем нефтепродукта. Объемный метод в основном применяется на АЗС для учета нефтепродуктов.

Для измерения объема используют топливораздаточные колонки и маслораздаточные колонки. Точность работы топливораздаточной колонки проверяется образцовым мерником второго разряда.

Мерники образцовые второго разряда М2р-СШ со специальной шкалой номинальной вместимостью 10, 20, 50 дм³ предназначены для поверки топливораздаточных колонок, дозаторов бензина и дизельного топлива. Мерники позволяют измерять дозу рабочей жидкости как при температуре измерения, так и с приведением к 20 °С. Пределы относительной погрешности в условиях измерения ±0,1 %.

Гидростатический метод измерения

Масса нефтепродукта определяется как произведение разности давлений столба продукта (в начале и конце товарной операции) и средней площади сечения части резервуара, из которой отпущен продукт, деленных на ускорение свободного падения

$$G = \Delta P \cdot F_{cp} (H)/g,$$

где F_{cp} — среднее сечение части резервуара, из которого отпущен продукт

$$F_{cp} = \Delta V/\Delta H.$$

Для определения массы нефтепродукта в резервуаре необходима аппаратура коммерческого гидростатического учета, погрешность которой не должна превышать 0,5 %. Такая погрешность складывается из погрешностей преобразования, передачи измерения гидростатического давления и калибровки резервуара.

8.4. Отбор проб нефтепродуктов

При количественном и качественном учете нефтепродуктов для определения их свойств одной из важных операций является отбор проб. Пробы отбираются из резервуаров, железнодорожных и автомобильных цистерн, наливных судов, тары и трубопроводов. Методы отбора проб стандартизированы и нормируются по ГОСТ 2517—85.

Нефтепродукты, хранящиеся в емкостях, имеют неоднородности по объему. Это обусловлено неравномерным оседанием воды, солей и механических примесей. Кроме того, из-за естественного измене-

ния температуры окружающей среды наблюдается и температурная неоднородность продукта в резервуаре. Так, например, верхние слои имеют более высокую температуру, чем нижние. Поэтому для характеристики качества нефтепродукта, хранящегося в резервуаре, отбирают среднюю пробу.

Пробу из резервуара с нефтепродуктом, находящимся под давлением свыше 1960 Па (200 мм вод. ст.), отбирают без разгерметизации резервуара, а из резервуара с понтоном или плавающей крышей — из перфорированной колонны (пробоотборника).

Из вертикальных цилиндрических резервуаров с нефтепродуктами, имеющими давление насыщенных паров ниже 100 кПа, пробы отбираются: сниженным стационарным пробоотборником, стационарным пробоотборником для отбора точечных проб с трех уровней (рис. 8.2), пробоотборником с перфорированной отборной трубкой; переносными пробоотборниками: металлическими (рис. 8.3), стеклянными в металлическом каркасе (рис. 8.4), термостатическими (рис. 8.5).

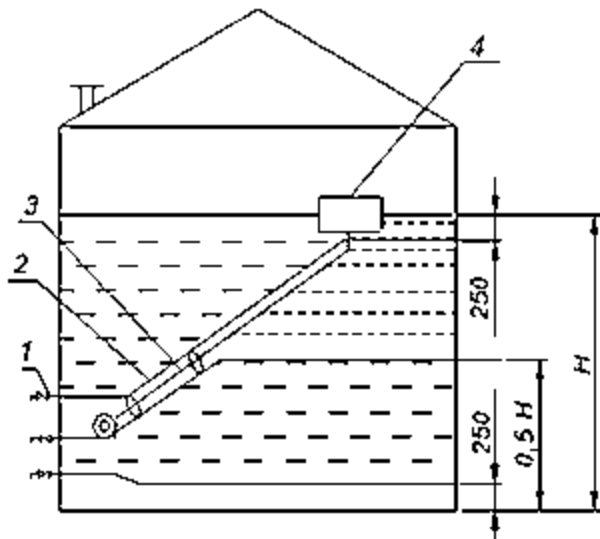


Рис. 8.2. Стационарный пробоотборник для отбора точечных проб с трех уровней:

1 — кран; 2 — пробозаборные трубки; 3 — несущий рычаг; 4 — поплавок

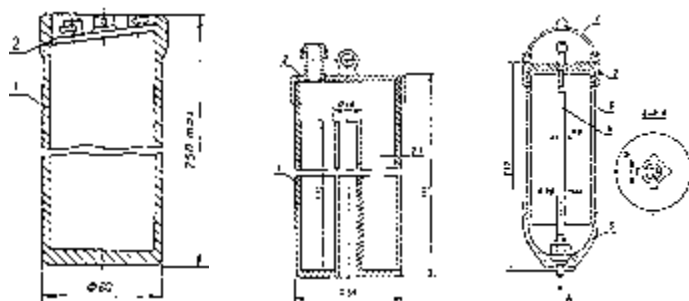


Рис. 8.3. Металлические переносные пробоотборники:

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — скоба; 4 — шток с клапаном; 5 — днище

Рис. 8.4. Пробоотборник стеклянный
в металлическом каркасе:
1 — бутылка; 2 — металличе-
ский каркас; 3 — пробка;
4 — замок

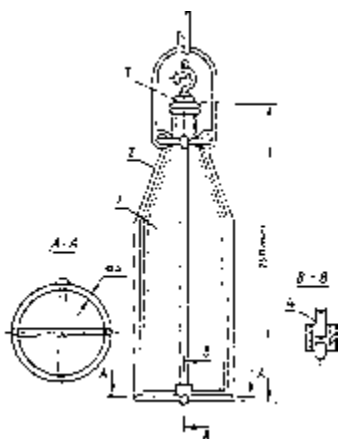


Рис. 8.5. Пробоотборник
термостатический:
1 — наружный цилиндр; 2 —
внутренний корпус; 3 — проб-
ка



Отбор проб из вертикального цилиндрического резервуара отбирают стационарным или переносным пробоотборником с трех уровней:

- верхнего — на 250 мм ниже поверхности нефтепродукта;
- среднего — с середины высоты столба нефтепродукта;
- нижнего — на 250 мм выше днища резервуара.

Из горизонтальных цилиндрических резервуаров отбор проб производится следующим образом.

Если горизонтальный цилиндрический резервуар имеет диаметр $D > 2,5$ м, то среднюю пробу составляют из проб, отобранных с трех уровней: на 200 мм ниже поверхности нефтепродукта, с середины высоты разлива нефтепродукта и на уровне 250 мм выше от внутренней образующей резервуара. Средняя проба получается смешиванием этих проб в следующем соотношении по объему: для вертикальных резервуаров 1 : 3 : 1, для горизонтальных резервуаров 1 : 6 : 1.

Из горизонтальных стационарных цилиндрических резервуаров диаметром $D < 2,5$ м пробу отбирают с двух уровней: с середины высоты столба жидкости и на 250 мм выше нижней внутренней образующей резервуара. Средняя проба составляется смешиванием проб среднего и нижнего уровня в соотношении 3 : 1.

Из четырехосной железнодорожной цистерны отбирают две пробы: на расстоянии 250 мм от дна и на высоте $\frac{1}{3}$ диаметра цистерны от ее дна. Среднюю пробу составляют из равных по объему частей отборных проб.

Из автомобильной цистерны отбирают одну пробу с уровня, расположенного на высоте $\frac{1}{3}$ диаметра от ее дна.

При отправке в один пункт, а также при поступлении железнодорожного маршрута с одним продуктом отбирают одну пробу из головной цистерны, а для остальных цистерн составляют среднюю пробу из равных по объему частей проб, отобранных из каждой 4-й цистерны.

Из наливного судна, загруженного одним нефтепродуктом, пробы отбирают не менее чем из 25 % всех танков; в том числе: из 5 % танков носовой, 5 % танков кормовой и 15 % танков центральной части судна.

Средние пробы по каждому танку составляют из проб, отобранных с трех уровней: на 200 мм ниже поверхности продукта — одна часть; с середины высоты залива продукта — три части; одна часть с уровня на 250 мм выше днища танка.

При загрузке судна разными нефтепродуктами средние пробы отбирают не менее чем из 25 % танков, заполненных одним нефтепродуктом, но не менее чем из двух танков. Отобранные пробы смешивают в равных объемах.

Для анализа нефтепродуктов, хранящихся в мелкой таре, составляют среднюю пробу из равных частей проб, отобранных:

- из бочек — от 5 % предъявляемого количества, но не менее чем из двух бочек;
- из бидонов, бутылей, банок — от 1 % предъявляемого количества, но не менее чем из двух бидонов, бутылей, банок.

Перед отбором проб нефтепродукты перемешивают.

Отбор проб из трубопроводов производят следующим образом:

- или непрерывно в течение всего времени перекачки при помощи автоматических пробоотборников, отбирающих пробу пропорционально расходу перекачиваемого продукта;
- или периодически при помощи автоматических приборов или пробоотборных кранов.

8.5. Потеря качества нефтепродуктов

Нефтепродукты, произведенные на нефтеперерабатывающих заводах на всех стадиях хранения транспортировки и отпуска непрерывно ухудшают свои качественные показатели, указанные в паспорте качества. Изменение качества нефтепродуктов происходит под воздействием внешних факторов в зависимости от их химического состава, условий транспортировки и хранения.

Основные физические и химические процессы, приводящие к изменению качества нефтепродуктов, следующие: испарение, загрязнение водой и механическими примесями, отслоение, смешение разнотипных нефтепродуктов, разложение, конденсация, коррозия, полимеризация и др.

Рассмотрим процессы, которые оказывают значительное влияние на изменение качества нефтепродуктов.

Испарение. Это один из основных процессов, который вызывает не только качественные, но и количественные потери нефтепродуктов. Испарение представляет собой процесс парообразования, который происходит на свободной поверхности продукта при температуре ниже точки кипения при давлении окружающей среды. Чем больше легких фракций в нефтепродукте, тем более интенсивно происходит его испарение. Например, испаряемость бензина в 1000 раз выше, чем у масел и мазутов. В бензинах вследствие потерь легких фракций снижается октановое число, повышается температура начала кипения, что приводит к ухудшению запуска двигателей, к нагарообразованию и, как следствие, — к ускорению его износа. Так, при испарении из бензина 8 % легких фракций, износ двигателя увеличивается в 2...3 раза.

При правильном хранении процессы испарения топлив можно свести к минимуму. Для этого хранение и транспортировка топлив должны производиться только в исправном оборудовании с использованием специальных мероприятий. Слив и налив должны осуществляться закрытой струей и быть герметизированы.

Обводнение. Этот процесс происходит в результате поглощения атмосферной влаги при хранении, сливноналивных операциях, нарушении герметичности систем охлаждения, конденсации водяных паров, смешении нефтепродуктов с подтоварной водой.

Вода существенно ухудшает качество нефтепродуктов. При этом повышается их вязкость, снижается прокачиваемость и фильтруемость, повышается температура кристаллизации, ухудшаются процессы горения, снижается теплота сгорания, усиливаются процессы коррозии, ухудшаются диэлектрические свойства. Вода существенно уменьшает смазывающие свойства топлив и масел.

Загрязнение. Загрязнение зависит в основном от условий хранения и транспортирования нефтепродуктов, а также от загрязненности внешней среды. В общем случае причины и источники загрязнений можно классифицировать следующим образом:

- 1) на нефтебазах и автозаправочных станциях — остаточные загрязнения, загрязнения, вызванные продуктами износа и коррозии оборудования, пылью;
- 2) в железнодорожных и автоцистернах топливо загрязняется атмосферной пылью при сливноналивных операциях, продуктами коррозии оборудования;

3) с заводов, производящих нефтепродукты, топливо поступает с продуктами коррозии оборудования, атмосферной пылью, влагой и др.

Загрязнения, находящиеся в нефтепродуктах, отрицательно влияют на работу двигателей машин и механизмов, поэтому в стандартах качество топлив и масел регламентировано рядом показателей, характеризующих и загрязненность. Например, у автомобильных бензинов допускается иметь загрязненность не более 0,0005 %, а максимальный размер загрязнений не должен превышать 10 мкм.

Наиболее жесткие требования предъявляются к чистоте авиационных нефтепродуктов. Это связано с надежностью самолетов и безопасностью полетов.

Окисление. В процессе хранения и транспортировки нефтепродуктов под воздействием кислорода воздуха протекают процессы окисления, причем они усиливаются в присутствии каталитически активных металлов, их окислов, различных примесей. Следствием процесса окисления является образование высокомолекулярных веществ — смол и осадков, которые при определенных условиях ухудшают эксплуатационные свойства топлив и масел. Это приводит к понижению надежности работы двигателей, уменьшению их мощности и экономичности.

Наличие смол в топливах приводит к образованию нагара в двигателях автотранспортной и авиационной техники, что может привести к тяжелым последствиям.

Коррозия. В нефтепродуктах присутствуют коррозионно-активные вещества: органические кислоты, меркаптаны, сера и сероводород. Продукты коррозии в нефтепродуктах не растворяются. Это приводит к их загрязнению, ухудшению качества. Коррозия приводит к разрушению технических средств хранения, транспортировки и перекачки.

Смешение. При большом ассортименте нефтепродуктов на нефтебазах в полной мере не обеспечивается их отдельная перекачка, что приводит к смешению и пересортице нефтепродуктов. Например, при попадании моторного топлива, масел в дизельное топливо, качество последнего резко ухудшается. Утяжеляется фракционный состав дизельного топлива, повышается его вязкость, коксуемость, зольность и температура застывания. В связи с этим обслуживаю-

щий персонал должен правильно проводить все технологические операции с нефтепродуктами и не допускать завышенного смешения и пересортицы.

8.6. Восстановление качества нефтепродуктов

Как отмечалось выше, проходя весь технологический цикл нефтепродукты на нефтебазе могут терять и теряют свое качество. Показатели качества нефтепродуктов, имеющих отклонение от технических требований стандарта, могут быть восстановлены следующим путем:

- отстаиванием;
- фильтрацией;
- сепарацией;
- осушкой;
- добавлением присадок;
- обработкой в магнитном, электрическом и ультразвуковом полях;
- смешением с нефтепродуктами той же марки, имеющими запас качества по данному показателю.

Самым простым способом восстановления качества является отстаивание. Этот метод позволяет удалить из нефтепродукта значительную часть механических примесей и воды. Отстаивание особенно эффективно при существенной разнице плотностей загрязнения и продукта. Однако процесс отстаивания достаточно длителен и зависит от внешних воздействий, размеров частиц примесей и свойств нефтепродуктов. Эффект отстаивания у многих нефтепродуктов усиливается при подогреве, при искусственном увеличении частиц примесей — коагуляции. Процесс коагуляции можно вызвать с помощью поверхностно-активных веществ, вибрацией, пропусканием через продукт электрического тока.

Высокую степень очистки может дать совместное применение процесса коагуляции и фильтрации нефтепродуктов. При фильтрации твердые частицы загрязнений задерживаются на фильтрующей поверхности и проникают в ее поры. В настоящее время фильтрацией удаляют частицы размером до 5 мкм, которые не удается убрать отстоем. Автотранспорт разрешается заправлять, пропустив нефтепродукты через фильтры тонкой очистки (до 20 мкм). Например,

фильтр для горючего с пропускной способностью 33 л/с (120 м³/ч) с номинальной тонкостью фильтрации 20 мкм и фильтрующим элементом из нетканого материала обозначается ФГН-120-20. Фильтры изготавливаются с фильтрующими элементами с тонкостью фильтрации 5, 20 и 40 мкм.

Более высокая степень очистки (менее 1 мкм) достигается с помощью центрифуг (сепараторов), которые широко применяются для очистки отработанных масел. Кроме того, сепарированием можно отделять от нефтепродуктов не только механические примеси, но и воду.

Хорошие результаты по очистке нефтепродуктов достигаются применением твердых поглотителей — адсорбентов. Например, силикогели могут поглощать не только воду, но и продукты окисления углеводородов. Цеолиты («молекулярные сита») хорошо поглощают воду, поэтому их применяют не только для очистки топлив, но и газов.

Качество нефтепродуктов (кроме механических примесей и воды) можно восстановить смешением, которое широко применяется на нефтебазах. Восстановление качества нестандартных нефтепродуктов производится добавлением к ним однородных нефтепродуктов, имеющих запас качества.

9. ПОТЕРИ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ИХ СОКРАЩЕНИЕ

Потери нефтепродуктов на нефтебазах приводят к большому материальному и экологическому ущербу. Поэтому их сокращение важнейшая задача работников нефтебаз и АЗС. Чтобы решать ее успешно, необходимо точно знать возможные источники и причины возникновения потерь.

9.1. Классификация потерь нефтепродуктов и пути их сокращения

Все виды потерь нефтепродуктов, которые имеют место при эксплуатации нефтебаз и АЗС, можно разделить на две группы: по причинам возникновения и по характеру.

По причинам возникновения различают потери эксплуатационные и аварийные. *Эксплуатационные* потери имеют место из-за несовершенства применяемых технологий и из-за ошибок персонала. Например, налив цистерн открытой струей приводит к большим потерям бензина, чем налив под уровень. Поэтому изменение способа налива цистерн с первого на второй позволит уменьшить потери. Сокращению потерь вследствие ошибок персонала способствуют его высокая квалификация и высокий уровень производственной дисциплины. Причинами аварийных потерь нефтепродуктов являются:

- 1) техногенные повреждения трубопроводов, резервуаров, оборудования и транспортных средств;
- 2) нарушение правил их технической эксплуатации;
- 3) истощение прочностного ресурса;
- 4) стихийные бедствия.

Сокращения таких видов потерь можно достичь, соблюдая правила производства работ на территории нефтебаз и АЗС, правила технической эксплуатации трубопроводов, резервуаров, оборудования и транспортных средств, осуществляя их своевременные диагностику и ремонт, подготовку объектов нефтебаз и АЗС к весеннему паводку и т. д.

По характеру различают количественные, качественные и количественно-качественные потери. Количественные потери возникают вследствие разлива нефтепродуктов, переливов резервуаров и

транспортных средств, утечек, неполного слива нефтепродуктов, а также их уноса со сточными водами.

Разливы возникают при авариях трубопроводов, резервуаров и транспортных средств. Предотвратить их можно проведением соответствующих профилактических мероприятий (поддержанием в трубопроводах безопасных давлений, сооружением резервуаров, где необходимо, в сейсмостойком исполнении, поддержанием предохранительной арматуры в работоспособном состоянии и т. д.). Уменьшение аварийных потерь нефтепродуктов в случае их возникновения достигается оперативным осуществлением мер по локализации мест аварии и сбору разлившегося продукта.

Переливы резервуаров и транспортных средств происходят из-за ошибок эксплуатационного персонала, а также неисправности контрольно-измерительных приборов (например датчиков максимального уровня нефтепродуктов в емкости).

Причинами *утечек* являются сквозные локальные повреждения металла на малой площади (свищи), негерметичность трубопроводной арматуры, технологических трубопроводов и насосного оборудования (протечки во фланцах, сальниках, уплотнениях). Эти потери могут быть ограничены регулярными осмотрами оборудования, своевременным применением средств диагностики и выполнением графика профилактических ремонтов.

Неполный слив нефтепродуктов из транспортных средств приводит к тому, что в процессе зачистки (цистерны) или заполнения балластной водой (танкеры) происходит *образование нефтезагрязненной вод*. Их последующая очистка требует значительных затрат и сопровождается потерей определенной части углеводородной жидкости.

Неумелое удаление подтоварной воды из резервуаров приводит к тому, что в промливневую канализацию попадает часть нефтепродукта. Ограничить эти потери позволяет внимательное отношение персонала к своим обязанностям.

Качественные потери нефтепродуктов обусловлены их обводнением, смешением, окислением и загрязнением.

Причинами *обводнения* могут быть конденсация паров воды из паровоздушной смеси (ПВС) в ночное время на внутренней поверхности кровли резервуаров, дренирование дождевых и талых вод с поверхности плавающих крыш непосредственно в хранимый неф-

тепродукт, захват подтоварной воды при внутривазовых перекачках, негерметичность средств парового подогрева нефтепродуктов. Предотвратить обводнение можно, контролируя расход пара на подогрев и соблюдая правила эксплуатации резервуаров с плавающими крышами.

Проблема *смешения* особенно остра при операциях с нефтепродуктами, которые имеют существенно различные свойства. Смешение происходит в ходе последовательной перекачки нефтепродуктов по трубопроводам, при их приеме в резервуары на остаток другого нефтепродукта, при заполнении емкостей, не подготовленных к приему в соответствии с требованиями ГОСТ. Чтобы ограничить смешение, необходимо строго придерживаться требований «Норм проектирования...» по номенклатуре нефтепродуктов, допускаемых к транспортировке по одному трубопроводу (табл. 9.1), располагать достаточной резервуарной емкостью для раздельного хранения нефтепродуктов, следить за герметичностью запорной аппаратуры между резервуарами и общими коллекторами и т. д.

Окисление нефтепродуктов происходит в резервуарах при их контакте с воздухом. Результатом этого является образование смол и органических кислот. Смолообразование протекает тем интенсивнее, чем выше температура хранения, а также чем больше поверхность «зеркала» нефтепродукта и объем паровой фазы. Поэтому длительное хранение нефтепродуктов целесообразно осуществлять либо в заглубленных резервуарах, либо в резервуарах с плавающими покрытиями (понтонными, плавающими крышами). В резервуарах типа РВС желательно осуществлять хранение при повышенных взливах.

Загрязнение нефтепродуктов происходит атмосферной пылью, продуктами коррозии трубопроводов и резервуаров, смолами. Пыль всегда присутствует в атмосфере и попадает в резервуары при каждом их «вдохе». В замкнутом газовом пространстве она постепенно оседает и попадает в нефтепродукт.

Продукты коррозии образуются на внутренней поверхности резервуаров и осыпаются при их вибрации.

Загрязнению нефтепродуктов способствуют также их налив в плохо зачищенные емкости, перекачка по загрязненным трубопроводам, несвоевременная зачистка резервуаров от накопившихся осадков.

Таблица 9.1 — **Перечень нефтепродуктов, допускающих последовательную перекачку по одному трубопроводу**

<i>Топливо</i>	
1 группа	Автомобильные бензины неэтилированные
2 группа	Автомобильные бензины этилированные
3 группа	Высокооктановые бензины Аи-93, Аи-95
4 группа	Керосин осветительный, топливо для быстроходных дизелей, топливо дизельное
5 группа	Топливо моторное, для среднеоборотных и малооборотных дизелей топливо нефтяное (мазут)
6 группа	Топливо для реактивных двигателей
7 группа	Бензины авиационные этилированные
8 группа	Бензины авиационные неэтилированные, бензины растворители
<i>Масла</i>	
1 группа	Авиационные и для турбореактивных двигателей
2 группа	Турбинные для гидротурбин и судовых газовых турбин, конденсаторные, МТ, МК-6, МК-8, трансформаторные, МС-6, МС-8, МС-8П, МК-8п.
3 группа	Веретенное АУ, Ауп.
4 группа	Трансмиссионные, цилиндровые
5 группа	Автомобильные, автотракторные, промышленные, компрессорные, судовые, моторные для высокоскоростных механизмов
6 группа	Осевые
7 группа	Дизельные
8 группа	Отработанные

Для уменьшения загрязнения нефтепродуктов применяют различные фильтры, отстаивание, центрифугирование и т. п. Положительные результаты дает применение внутренних покрытий резервуаров.

К количественно-качественным относят потери нефтепродуктов от испарения, в результате чего не только уменьшается их количество, но и изменяется в худшую сторону качество (уменьшается октановое число бензинов, утяжеляется фракционный состав).

Ниже рассматриваются механизм возникновения и методы расчета потерь нефтепродуктов от испарения, применяемые средства их сокращения, а также методика выбора этих средств.

9.2. Механизм и динамика испарения нефтепродуктов в резервуарах

Испаряется всякая жидкость, имеющая свободную поверхность. Испарение происходит в результате теплового движения молекул: часть из них покидает поверхность нефтепродукта и становится паром.

Газовое пространство (ГП) резервуаров заполнено паровоздушной смесью (ПВС), которая практически никогда не бывает насыщенной. Это связано с регулярным поступлением в них атмосферного воздуха. Полностью насыщенный парами нефтепродукта слой ПВС имеется только непосредственно над поверхностью углеводородной жидкости; он называется диффузионным слоем. Поэтому величина средней объемной концентрации паров нефтепродукта в ГП резервуара C удовлетворяет неравенству $C \leq C_s$, где C_s — концентрация насыщенных паров нефтепродукта, которая, в свою очередь, равна $C_s = P_s/P_2$ (здесь P_s — давление насыщенных паров нефтепродукта; P_2 — давление в ГП резервуара).

Движущей силой процесса испарения является разность концентраций $C_s - C$. Модуль движущей силы равен

$$\Delta\pi = \frac{C_s - C}{1 - C_s}. \quad (9.1)$$

Чем больше давление насыщенных паров нефтепродукта (оно растет с увеличением температуры и уменьшением соотношения объемов ГП и хранимого нефтепродукта), тем больше C_s и, соответственно, тем интенсивнее он испаряется. По мере приближения величины C к C_s модуль движущей силы уменьшается, а при $C = C_s$ вообще равен нулю, т. е. процесс испарения прекращается.

Количество нефтепродукта, испаряющегося с его поверхности в резервуаре в единицу времени $G_n / \Delta\tau$, определяется по формуле

$$G_n / \Delta\tau = JF, \quad (9.2)$$

где J — плотность потока массы испаряющегося нефтепродукта; F — площадь «зеркала» его поверхности.

Физический смысл величины J следующий: она показывает какое количество нефтепродукта испаряется с единицы его поверхности в единицу времени. Величина J в общем случае зависит от величины модуля движущей силы и типа осуществляемой технологической операции. Так, при хранении нефтепродуктов динамика их испарения определяется соотношением силы тяжести, силы внутреннего трения, характеризуемой величиной кинематической вязкости паровоздушной смеси $\nu_{ПВС}$, и диффузии молекул нефтепродукта в воздухе, характеризуемой величиной коэффициента молекулярной диффузии D_m . При заполнении резервуаров испарение нефтепродуктов интенсифицируется за счет их перемешивания струей закачиваемой жидкости, которое, в свою очередь, зависит от расхода закачки и уровня нефтепродукта в емкости. Наконец, при опорожнении резервуаров струя подсасываемого воздуха достигает поверхности нефтепродукта и, двигаясь вдоль нее, интенсифицирует процесс испарения.

Для инженерных расчетов величины J при операциях с бензинами профессором А. А. Коршаком и его учениками предложено пользоваться критериальными уравнениями, приведенными в таблице 9.2.

Таблица 9.2 — Критериальные уравнения массоотдачи при операциях с бензинами

Тип технологической операции	Вид уравнения для резервуаров типа ПВС
Хранение	$Kt_{xp} = 0,0028 \cdot \Delta\pi^{0,498} \cdot Sc^{0,415}$
Закачка	$Kt_z = Kt_{xp} \cdot [1 + 0,79 \cdot Sc^{0,885} \cdot \Delta\pi^{0,761} \cdot (Fr \cdot Re)^{0,087}]$
Откачка	$Kt_{om} = Kt_{xp} \cdot (1 + 0,019 \cdot Sc^{-0,529} \cdot Re_{cp}^{0,435})$

В таблице применены следующие обозначения: Kt — критерий подобия, характеризующий динамику испарения нефтепродукта; Sc — число Шмидта; $Fr \cdot Re$ — комплексный критерий подобия, характеризующий динамику перемешивания нефтепродукта при заполнении резервуара; Re_{cp} — число Рейнольдса, характеризующее динамику омывания поверхности нефтепродукта подсасываемым при опорожнении резервуара воздухом; Fo — число Фурье, учитывающее скорость перемещения молекул паров в газовом пространстве.

Величины перечисленных критериев (чисел) рассчитываются по формулам:

$$Kt = \frac{J}{\rho_{ПВС} \cdot D_m} \cdot \sqrt[3]{\frac{v_{ПВС}^2 \cdot M_{ПВС} \cdot T_{возд.}}{g \cdot M_y \cdot T_{ж}}}; \quad Sc = \frac{v_{ПВС}}{D_m};$$

$$Fr \cdot Re = \frac{\omega_{ж}^3}{g \cdot v_{ж}}; \quad Re_{cp} = 0,788 \cdot \frac{u \cdot d_э}{v_{ПВС}} \cdot \sqrt{N_k}; \quad Fo = \frac{D_m \cdot \tau}{H_{ГП}^2},$$

где $\rho_{ПВС}$, $M_{ПВС}$ — соответственно плотность и молярная масса ПВС; M_y — молярная масса паров бензина; $T_{возд.}$, $T_{ж}$ — температуры соответственно воздуха и бензина; g — ускорение свободного падения; $v_{ж}$, $v_{ПВС}$ — кинематическая вязкость соответственно бензина и ПВС; $\omega_{ж}$ — характерная скорость перемешивания бензина в резервуаре; u — скорость вертикальной струи подсосываемого воздуха при достижении ей поверхности бензина; $d_э$ — диаметр круга, эквивалентного площади поверхности жидкости, омываемой струей воздуха, подсосываемого в резервуар; N_k — количество дыхательных клапанов; D_m — коэффициент молекулярной диффузии; τ — продолжительность операции; $H_{ГП}$ — высота газового пространства резервуара.

Различают потери нефтепродуктов от «больших дыханий», «малых дыханий», «обратного выдоха», от насыщения газового пространства и от его вентиляции.

Потери от «больших дыханий» имеют место при операциях заполнения. При откачке нефтепродукта из резервуара объем газового пространства увеличивается. Поэтому давление в нем падает, и через дыхательную арматуру в резервуар подсосывается атмосферный воздух. Это, с одной стороны, приводит к снижению средней концентрации углеводородов в ГП, а с другой стороны, струя воздуха омывает поверхность нефтепродукта. В результате процесс его испарения интенсифицируется. При последующем заполнении резервуара насыщенная углеводородами паровоздушная смесь вытесняется в атмосферу.

Потери от «малых дыханий» обусловлены суточными колебаниями температуры (главным образом) и атмосферного давления. В ночное время температура наружного воздуха уменьшается, вызывая остывание паровоздушной смеси в ГП резервуара, что, в свою очередь, приводит к снижению давления в нем. Как только вакуум

достигает величины, равной уставке вакуумного клапана, внутрь резервуара начинает поступать атмосферный воздух, интенсифицируя процесс испарения. В дневное время под воздействием солнечной радиации и более высокой температуры наружного воздуха давление в ГП резервуара увеличивается. Как только оно сравнивается с уставкой клапана давления, паровоздушная смесь начинает вытесняться в атмосферу.

Потери от «обратного выдоха» обусловлены следующим. После частичного опорожнения резервуара до некоторого уровня его газовое пространство недонасыщено углеводородами. При дальнейшем простое резервуара происходит донасыщение ГП, что вызывает рост давления в нем. Как только оно достигает уставки клапана давления, последний открывается и происходит вытеснение в атмосферу некоторого объема паровоздушной смеси.

Потери от вентиляции газового пространства в литературе обычно объясняют наличием двух и более отверстий в крыше или корпусе резервуара, расположенных на разных уровнях. Считается, что в этом случае вследствие разности плотностей воздуха и паровоздушной смеси образуется газовый сифон: паровоздушная смесь истекает через нижнее отверстие, а освободившееся пространство занимает воздух, подсасываемый через верхнее отверстие.

Однако такой механизм вентиляции имеет место только в частном случае, когда давление в верхней точке ГП равно атмосферному. На самом деле вследствие изменения температуры и испарения нефтепродуктов оно, как правило, либо больше, либо меньше атмосферного.

Соответственно, при этом через все имеющиеся отверстия либо происходит истечение паровоздушной смеси в атмосферу, либо в резервуар подсасывается воздух.

Следовательно, потери от вентиляции газового пространства имеют место, когда давление в ГП превышает атмосферное, но дыхательная арматура закрыта.

Потери от насыщения газового пространства возникают после завершения закачки в том случае, когда концентрация углеводородов в нем ниже концентрации насыщенных паров. При этом, хотя закачка окончилась, дыхательная арматура резервуара не закрывается, т. к. нефтепродукт продолжает испаряться. Потери от насыщения газовой

го пространства имеют место, как правило, при окончании закачки легкоиспаряющихся нефтепродуктов в резервуары в первой половине дня, когда температура ГП увеличивается. При окончании закачки во второй половине дня падение температуры газового пространства, как правило, оказывает бóльшее влияние на давление в нем, чем испарение нефтепродукта. И поэтому потеря от насыщения газового пространства в этом случае обычно не бывает.

9.3. Прогнозирование потерь нефтепродуктов от испарения

Потери нефтепродуктов от испарения описываются очевидной зависимостью

$$G = \int_{\tau_1}^{\tau_2} \rho_y \cdot c \cdot Q_{ПВС} \cdot d\tau, \quad (9.3)$$

где $\rho_y, c, Q_{ПВС}$ — мгновенные значения плотности и концентрации паров нефтепродукта, а также расхода паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара; τ_1, τ_2 — моменты начала и окончания «выдоха».

Расчет потерь от «большого дыхания»

Для определения величины $Q_{ПВС}$ воспользуемся уравнением состояния ПВС в дифференциальной форме

$$\frac{\partial}{\partial \tau} (P_z \cdot V_z) = \frac{\partial}{\partial \tau} (G_{ПВС} \cdot R_{ПВС} \cdot T_z), \quad (9.4)$$

где P_z, T_z — давление и температура газового пространства объемом V_z ; $G_{ПВС}, R_{ПВС}$ — масса и газовая паровоздушной смеси.

Уравнение (9.4) может быть переписано в виде

$$\frac{1}{P_z} \cdot \frac{\partial P_z}{\partial \tau} + \frac{1}{V_z} \cdot \frac{\partial V_z}{\partial \tau} = \frac{1}{G_{ПВС}} \cdot \frac{\partial G_{ПВС}}{\partial \tau} + \frac{1}{R_{ПВС}} \cdot \frac{\partial R_{ПВС}}{\partial \tau} + \frac{1}{T_z} \cdot \frac{\partial T_z}{\partial \tau}, \quad (9.5)$$

где $\frac{\partial P_z}{\partial \tau}, \frac{\partial V_z}{\partial \tau}, \frac{\partial G_{ПВС}}{\partial \tau}, \frac{\partial R_{ПВС}}{\partial \tau}, \frac{\partial T_z}{\partial \tau}$ — скорость изменения параметров $P_z, V_z, G_{ПВС}, R_{ПВС}, T_z$ в момент времени τ .

При «большом дыхании»

$$\frac{\partial P_z}{\partial \tau} = 0; \quad \frac{\partial V_z}{\partial \tau} = -Q_z; \quad \frac{\partial T_z}{\partial \tau} \approx 0;$$

$$\frac{\partial G_{ПВС}}{\partial \tau} = J_3 \cdot F_p - \rho_{ПВС} \cdot Q_{ПВС}, \quad (9.6)$$

где Q_3 — расход закачки нефтепродукта; J_3 — плотность потока массы испаряющегося при этом нефтепродукта; F_p — площадь «зеркала» нефтепродукта в резервуаре; $\rho_{ПВС}$ — плотность вытесняемой в атмосферу ПВС.

Подставляя (9.6) в (9.5) и полагая для простоты $\partial R_{ПВС} / \partial \tau \approx 0$, получаем

$$Q_{ПВС} = Q_3 + \frac{J_3 \cdot F_p}{\rho_{ПВС}}. \quad (9.7)$$

Нетрудно видеть, что расход ПВС, вытесняемой в атмосферу, складывается из расхода закачки Q_3 и расхода, обусловленного испарением нефтепродукта. Многие годы этот факт не учитывался.

Используя формулы, данные в табл. 9.2, можно показать, что

$$J_3 = J_{xp_0} \cdot \left[1 + \frac{\epsilon_0}{\left(\epsilon_1 + \frac{\tau}{\tau_0} \right)^{\epsilon_2}} \right], \quad (9.8)$$

где J_{xp_0} — плотность потока массы испаряющегося нефтепродукта при его хранении; ϵ_0 , ϵ_1 , ϵ_2 — расчетные коэффициенты, не зависящие от времени для резервуаров типа РВС:

$$\epsilon_0 = 0,79 \cdot S c_0^{0,885} \cdot \Delta \pi_0^{-0,761} \cdot \frac{W_3^{0,261}}{(g \cdot v_{ж})^{0,087}};$$

$$\epsilon_1 = 1 + \frac{F_p \cdot H_0}{Q_3 \cdot \tau_0}; \quad \epsilon_2 = 0,261;$$

W_3 — скорость закачки нефтепродукта в резервуар; H_0 — начальный уровень заполнения резервуара; τ_0 — единичное время $\tau_0 = 1$ ч.

Допущение, что $\partial R_{ПВС} / \partial \tau \approx 0$ означает, что мы пренебрегли изменением концентрации углеводородов в ПВС, т. е. $c = c_0 = \text{const}$. Плотность паров нефтепродукта в соответствии с уравнением состояния при «большом дыхании» равна

$$\rho_y = \rho_{y2} = \frac{P_{z2} \cdot M_y}{\bar{R} \cdot T_z}, \quad (9.9)$$

где P_{z2} — давление в ГП, при котором начинается «выдох»; M_y — молярная масса паров нефтепродукта; \bar{R} — универсальная газовая постоянная,

$$\bar{R} = 8314 \frac{\text{Дж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}.$$

Так как величины ρ_{y2} и C_0 во времени не изменяются, то формула (9.3) с учетом (9.7)...(9.9) может быть представлена в виде

$$G_{\text{од}} = \rho_{y2} \cdot C_0 \cdot \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left\{ Q_3 + \frac{J_{\text{хрн}} \cdot F_p}{\rho_{\text{ПВСн}}} \left[1 + \frac{\theta_0}{\left(\theta_1 + \frac{\tau}{\tau_0} \right)^{\theta_2}} \right] \right\} d\tau. \quad (9.10)$$

После интегрирования получаем

$$G_{\text{од}} = \rho_{y2} \cdot C_0 \cdot \left\{ (Q_3 + Q_n) \cdot (\tau_2 - \tau_1) + \frac{\theta_0 \cdot Q_n \cdot \tau_0}{1 - \theta_2} \cdot \left[\left(\theta_1 + \frac{\tau_2}{\tau_0} \right)^{1-\theta_2} - \left(\theta_1 + \frac{\tau_1}{\tau_0} \right)^{1-\theta_2} \right] \right\}, \quad (9.11)$$

где Q_n — дополнительный расход ПВС за счет паров, образующихся в ходе закачки (если считать плотность потока массы J для условий простоя), $Q_n = J_{\text{хрн}} \cdot F_p / \rho_{\text{ПВСн}}$.

Из формулы (9.11) видно, что потери от «большого дыхания» складываются из трех составляющих:

- 1) потерь, которые имели бы место, если бы донасыщения ГП в ходе закачки не происходило, $-\rho_{y2} \cdot C_0 \cdot Q_3 \cdot (\tau_2 - \tau_1)$;
- 2) потерь, связанных с испарением закачиваемого нефтепродукта в процессе простоя, $-\rho_{y2} \cdot C_0 \cdot Q_n \cdot (\tau_2 - \tau_1)$.
- 3) потерь, связанных с изменением концентрации ПВС в ходе закачки, а также с более высокой динамикой процесса испарения при закачке по сравнению с простоем, —

$$\rho_{y2} \cdot C_0 \cdot \frac{\theta_0 \cdot Q_n \cdot \tau_0}{1 - \theta_2} \cdot \left[\left(\theta_1 + \frac{\tau_2}{\tau_0} \right)^{1-\theta_2} - \left(\theta_1 + \frac{\tau_1}{\tau_0} \right)^{1-\theta_2} \right].$$

С достаточной для инженерных расчетов точностью можно принять $\tau_1 = 0$ и $\tau_2 = \tau_3$ — продолжительности закачки.

Для расчета потерь от «больших дыханий» за некоторый период времени необходимо умножить величину $G_{об}$, вычисленную по формуле (9.10), на коэффициент оборачиваемости резервуара $n_{об}$ за то же время. Последний находится по формуле

$$n_{об} = \frac{0,5 \cdot (V_{np} + V_{реал})}{\eta_p \cdot V_p},$$

где V_{np} , $V_{реал}$ — объемы соответственно принятого в резервуар и реализованного из него нефтепродукта за рассматриваемый период; V_p — геометрический объем резервуара.

Физический смысл коэффициента оборачиваемости следующий — это условное количество полных заполнений и опорожнений резервуара.

Расчет потерь от «малого дыхания»

В данном случае использование формулы (9.3) привело бы к большим неточностям в расчете, т. к. рекомендации по нахождению величины τ_1 в литературе отсутствуют. Поэтому при выводе формулы для расчета потерь от «малого дыхания» применим другой метод.

За бесконечно малый промежуток времени dt потери от «малого дыхания» $dG_{мд}$ по определению составляют

$$dG_{мд} = \rho_{y2} \cdot c \cdot dV_{ПВС} \quad (9.12)$$

Из уравнения газового состояния $\rho_{y2} = \frac{P_{e2}}{R_y \cdot T_2}$, а $c = \frac{P_y}{P_{e2}}$. Поэтому остается выразить величину изменения объема ПВС за время dt . Для этого воспользуемся методом профессора Н. Н. Константинова.

Вес воздуха в ГП резервуара равен

$$G_{возд} = \frac{(P_2 - P_y) \cdot V_2}{R_{возд} \cdot T_2},$$

где P_2 , T_2 — давление и температура в газовом пространстве резервуара объемом V_2 ; P_y — парциальное давление углеводородов в ГП; $R_{возд}$ — газовая постоянная воздуха.

Соответственно, изменение количества воздуха в ГП при «дыхании» составит

$$dG_{\text{возд}} = -\frac{V_z}{R_{\text{возд}}} \cdot d\left(\frac{P_z - P_y}{T_z}\right). \quad (9.13)$$

Знак «минус» показывает, что с увеличением времени масса воздуха в ГП уменьшается.

Согласно уравнению газового состояния, масса воздуха в 1 м^3 ПВС равна $(P_z - P_y) / (R_{\text{возд}} \cdot T_z)$. Поделив на эту величину левую и правую части уравнения (9.13), получим

$$dV_{\text{ПВС}} = -V_z \cdot \frac{T_z}{P_z - P_y} \cdot d\left(\frac{P_z - P_y}{T_z}\right). \quad (9.13a)$$

Подставляя найденные величины ρ_{y2} , c и $dV_{\text{ПВС}}$ в (9.12), можем переписать его в виде

$$dG_{\text{мд}} = -\frac{P_y \cdot V_z}{R_y \cdot T_z} d\left(\ln \frac{P_{z2} - P_y}{T_z}\right). \quad (9.14)$$

Интегрируя левую часть (9.14) от 0 до $G_{\text{мд}}$, а правую от нуля до τ (продолжительность «выдоха»), получаем

$$G_{\text{мд}} = -\frac{V_z}{R_y} \cdot \left[\frac{P_{z2}}{T_z(\tau)} \cdot \ln \frac{P_{z2} - P_y(\tau)}{T_z(\tau)} - \frac{P_{z2}}{T_z(0)} \cdot \ln \frac{P_{z2} - P(0)}{T_z(0)} - \dots \right. \\ \left. \dots - \frac{P_{z2} - P_y(\tau)}{T_z(\tau)} + \frac{P_{z2} - P_y(0)}{T_z(0)} \right] \quad (9.15)$$

где $P_y(0)$, $T_z(0)$ — парциальное давление углеводородов и температура ГП в момент начала «выдоха»; $P_y(\tau)$, $T_z(\tau)$ — то же в момент его окончания.

Как и Н. Н. Константинов, будем считать, что $P_y(\tau) = P_{\text{max}}$ и $T_z(\tau) = T_{z\text{max}}$. Поскольку $T_z(0) \approx T_{z\text{min}} \cdot \frac{P_{z2}}{P_{z1}}$, то получаем: $\frac{P_{z2}}{T_z(0)} \approx \frac{P_{z1}}{T_{z\text{min}}}$.

Выразим теперь величину $\frac{P_{z2} - P_y(0)}{T_z(0)}$. В момент окончания «вдоха» масса воздуха в ГП резервуара составляла

$$G_{\text{возд}} = \frac{(P_{z1} - P_{\text{min}}) \cdot V_z}{R_{\text{возд}} \cdot T_{\text{min}}}, \quad (9.16)$$

где P_{min} — минимальное парциальное давление углеводородов в ГП;
 $T_{z\text{min}}$ — минимальная температура в ГП.

В момент начала «выдоха» эта же масса равна

$$G_{\text{возд}} = \frac{[P_{z2} - P_y(0)] \cdot V_z}{R_{\text{возд}} \cdot T_z(0)}. \quad (9.17)$$

Так как левые части (9.16) и (9.17) равны, то равны и правые, откуда следует, что

$$\frac{P_{z2} - P_y(0)}{T_z(0)} = \frac{P_{z1} - P_{\text{min}}}{T_{z\text{min}}}. \quad (9.18)$$

Учитывая (9.18), можем переписать (9.15) в окончательном виде

$$G_{\text{мд}} = \frac{V_z}{R_y} \left\{ \frac{1}{T_{z\text{max}}} \cdot \left[P_{z2} \cdot \left(1 - \ln \frac{P_{z2} - P_{\text{max}}}{T_{z\text{max}}} \right) - P_{\text{max}} \right] - \dots \right. \\ \left. \dots - \frac{1}{T_{z\text{min}}} \cdot \left[P_{z1} \cdot \left(1 - \ln \frac{P_{z1} - P_{\text{min}}}{T_z} \right) - P_{\text{min}} \right] \right\}. \quad (9.19)$$

Нетрудно видеть, что данная формула отличается от привычной формулы Н. Н. Константинова, вывод которой повторен в прил. Д. Однако зависимость (9.19) выведена строже и потому точнее.

9.4. Сокращение потерь нефтепродуктов от их испарения

Все мероприятия, направленные на сокращение потерь нефтепродуктов от испарения могут быть разделены на две группы:

- 1) уменьшающие объемы «выдохов» резервуаров;
- 2) уменьшающие концентрацию углеводородов в «выдохах».

К первой группе методов относится применение газовых обвязок, газоуравнительных систем, а также организационных мероприятий.

Газовой обвязкой называется система трубопроводов, объединяющих газовые пространства резервуаров с одинаковым нефтепродуктом (рис. 9.1).

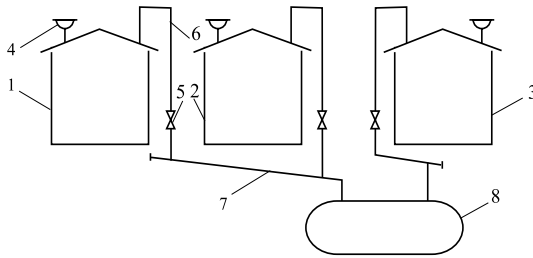


Рис. 9.1. Схема газовой обвязки:
 1, 2, 3 — резервуары с нефтепродуктом;
 4 — дыхательный клапан; 5 — задвижка; 6 — отвод; 7 — коллектор; 8 — конденсатосборник

Благодаря этому, в тех случаях, когда операция заполнения одних резервуаров совпадает по времени с опорожнением других, часть паровоздушной смеси из заполняемых резервуаров вытесняется не в атмосферу, а в опорожняемые резервуары. Доля паровоздушной смеси, перетекающей из одних резервуаров в другие, характеризуется эффективным коэффициентом совпадения операций $K_{с.эф}$. Его величина равна

$$K_{с.эф} = K_c - \frac{\partial m_y / \partial \tau}{\rho_{РВС} \cdot Q_3}, \quad (9.20)$$

где K_c — коэффициент совпадения операций при движении нефтепродукта, равный

$$K_c = \frac{\min \{Q_3; Q_{om}\}}{Q_3}, \quad (9.21)$$

Q_3 , Q_{om} — суммарные расходы закачки и откачки нефтепродукта в группу резервуаров, объединенных газовой обвязкой, в рассматриваемый момент времени; $\partial m_y / \partial \tau$ — скорость изменения массы паров нефтепродукта в объединенном газовом пространстве резервуаров.

Формула (9.21) читается так: величина K_c находится как отношение меньшего из двух расходов Q_3 и Q_{om} к расходу Q_3 . В предельных случаях получаем:

- 1) если $Q_{om} = 0$, то $K_c = 0$;
- 2) если $Q_3 < Q_{om}$, то $K_c = 1$.

Последнее однако не означает, что применение газовой обвязки в этом случае позволяет сократить потери нефтепродукта на 100%. Между резервуарами перетекает паровоздушная смесь, и величина ее расхода зависит от скорости испарения нефтепродукта.

Из формулы (9.20) видно, что эффективный коэффициент совпадения операций всегда меньше, чем K_c . Равенство $K_{c,эф} \approx K_c$ достигается только для плохо испаряющихся нефтепродуктов. Но газовую обвязку в этом случае и не применяют.

Следует подчеркнуть, что величины K_c и $K_{c,эф}$ являются случайными. Поэтому, чтобы получить их достоверные средние значения за год, необходимо иметь выборку не менее чем из 200 точек.

Сведения о наблюдаемых на практике величинах K_c приведены в табл. 9.3.

Таблица 9.3 — Средние величины коэффициента совпадения операций

Характеристика объекта	Коэффициент оборачиваемости, 1/год	K_c
Нефтебазы, осуществляющие прием по трубопроводу или железной дороге, отпуск — в автоцистерну	до 50	0,2...0,5
Нефтебазы, расположенные на водных путях; прием — с любого вида транспорта, отпуск — в нефтеналивные суда, железнодорожные и автомобильные цистерны	до 30	0,1...0,2
Перекачивающие станции, на которых производится одновременно прием и отпуск в группе резервуаров с одинаковым нефтепродуктом	—	0,5...0,7
Перекачивающие станции, на которых не производится одновременно прием и отпуск в группе резервуаров с одинаковым нефтепродуктом, а также нефтеналивные станции	—	0,1...0,3

Газоуравнительная система (ГУС) отличается от газовой обвязки наличием специального газосборника (рис. 9.2). Он служит для того, чтобы аккумулировать часть паровоздушной смеси при несопадении операций закачки-выкачки. Благодаря этому сокращение потерь нефтепродуктов при применении ГУС больше, чем при применении газовой обвязки.

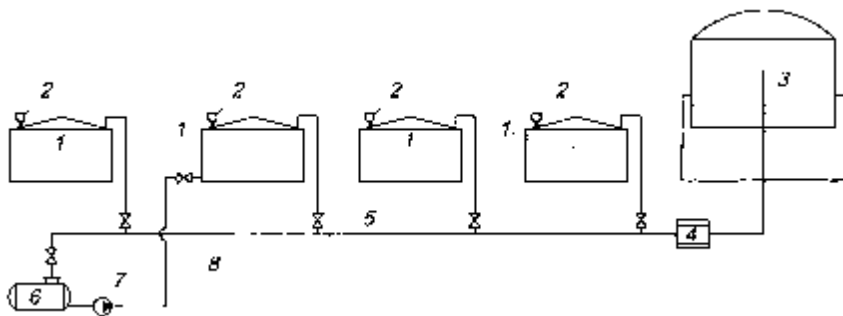


Рис. 9.2. Газоуравнительная система:

1 — резервуар; 2 — дыхательный клапан; 3 — газгольдер; 4 — регулятор давления; 5 — сборный газопровод; 6 — конденсаторборник; 7 — насос для откачки конденсата; 8 — конденсатопровод

Возможно применение газосборников постоянного и переменного объема. В первых аккумулирование паровоздушной смеси происходит благодаря небольшому избыточному давлению, на которое рассчитана дыхательная арматура. Сделаем оценку их аккумулирующей способности. Пусть газосборник имеет геометрический объем V_0 . При давлении P_{z1} и температуре T_{z1} , согласно уравнению состояния, масса ПВС в газосборнике равна

$$G_{ПВС_1} = \frac{P_{z1} \cdot V_0}{R \cdot T_{z1}} \cdot M_{ПВС_1},$$

а при давлении P_{z2} и температуре T_{z2}

$$G_{ПВС_2} = \frac{P_{z2} \cdot V_0}{R \cdot T_{z2}} \cdot M_{ПВС_2}.$$

Соответственно, аккумулирующая способность газосборника постоянного объема равна

$$\Delta G_{ПВС} = G_{ПВС_2} - G_{ПВС_1} = \frac{V_0}{R} \cdot \left(\frac{P_{z2} \cdot M_{ПВС_2}}{T_{z2}} - \frac{P_{z1} \cdot M_{ПВС_1}}{T_{z1}} \right),$$

то есть в 1 м^3 газосборника аккумулируется масса ПВС

$$\frac{\Delta G_{ПВС}}{V_0} = \frac{1}{R} \cdot \left(\frac{P_{z2} \cdot M_{ПВС_2}}{T_{z2}} - \frac{P_{z1} \cdot M_{ПВС_1}}{T_{z1}} \right). \quad (9.22)$$

Примем, что $P_{z2} = 103\,325$ Па;

$P_{z1} = 101\,125$ Па;

$T_{z2} \approx T_{z1} = 300$ К;

$M_{ПВС2} \approx M_{ПВС1} = 40$ кг/кмоль.

В этом случае $\Delta G_{ПВС} / V_0 = 0,0353$ кг/м³. То есть в газосборнике объемом $V_0 = 1000$ м³ будет аккумулировано всего 35,3 кг паровоздушной смеси, что совершенно недостаточно.

Газосборники переменного объема изготавливают из эластичных материалов, либо из тонколистового металла. Однако эластичные (например, резино-тканевые) газосборники недолговечны, а газосборники из тонколистового металла (например, типа «дышащий баллон») ненадежны.

К организационным мероприятиям, приводящим к уменьшению объема «выдыхов», относятся:

- хранение нефтепродуктов при максимальном заполнении резервуаров (снижаются потери от «малых дыханий»);
- сокращение числа внутрискладских перекачек (снижаются потери от «больших дыханий»);
- контроль за герметичностью дыхательной арматуры и резервуаров.

Ко второй группе методов относятся применение дисков-отражателей; покрытий, плавающих на поверхности продукта; систем улавливания легких фракций, а также организационных мероприятий.

Диск-отражатель (рис. 9.3) устанавливается под монтажным патрубком дыхательного клапана. С его помощью изменяется направление струи входящего воздуха с вертикального на горизонтальное. Благодаря этому вошедший воздух оттесняет пары нефтепродукта вниз, а сам занимает положение под кровлей. При последующем заполнении резервуара в атмосферу вытесняется этот воздух с примесью паров нефтепродукта, проникших в него, благодаря диффузии и конвекции.

На рис. 9.4 приведены результаты экспериментального изучения эффективности дисков-отражателей S_0 при заполнении бензином резервуаров РВС 5000 в июне-сентябре. Видно, что с увеличением

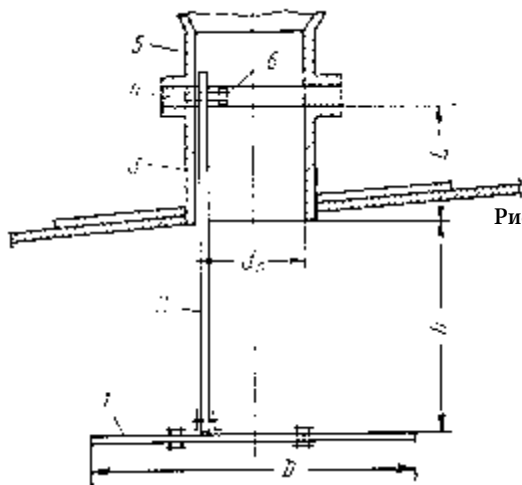


Рис. 9.3. Диск-отражатель для атмосферных резервуаров (конструкции НИИ-Транснефть):
 1 — диск; 2 — стойка; 3 — монтажный патрубок;
 4 — промежуточный фланец; 5 — дыхательный клапан; 6 — болт для крепления стойки к промежуточному фланцу

суммарного времени простоя и закачки τ_c величина S_0 уменьшается и при $\tau_c \approx 120$ ч становится равной нулю. То есть при суммарном времени простоя и закачки, составляющем около 5 суток, применять диск-отражатель в резервуаре РВС 5000 бесполезно.

Объяснение этому факту достаточно простое. Неравномерное распределение концентраций углеводородов по высоте ГП, искусственно сформированное с помощью диска-отражателя в процессе откачки бензина из резервуара, не может сохраняться бесконечно. В результате молекулярной и конвективной диффузии молекулы паров нефтепродукта перемещаются к кровле резервуаров, и после определенного времени τ_c распределение концентрации по высоте ГП в резервуарах с диском-отражателем и без него становится практически одинаковым.

В ходе экспериментов было также установлено, что при любом τ_c диски-отражатели не дают положительного эффекта, если плотность подсосываемого воздуха больше плотности паровоздушной смеси в резервуаре, то есть в холодное время года.

Эффективность дисков-отражателей увеличивается с уменьшением номинальной вместимости резервуаров, при пасмурной погоде, а также при увеличении объема откачиваемого бензина. Но чтобы диск-отражатель сокращал потери от испарения, коэффициент обрачиваемости резервуаров должен быть не менее 40 л/год.

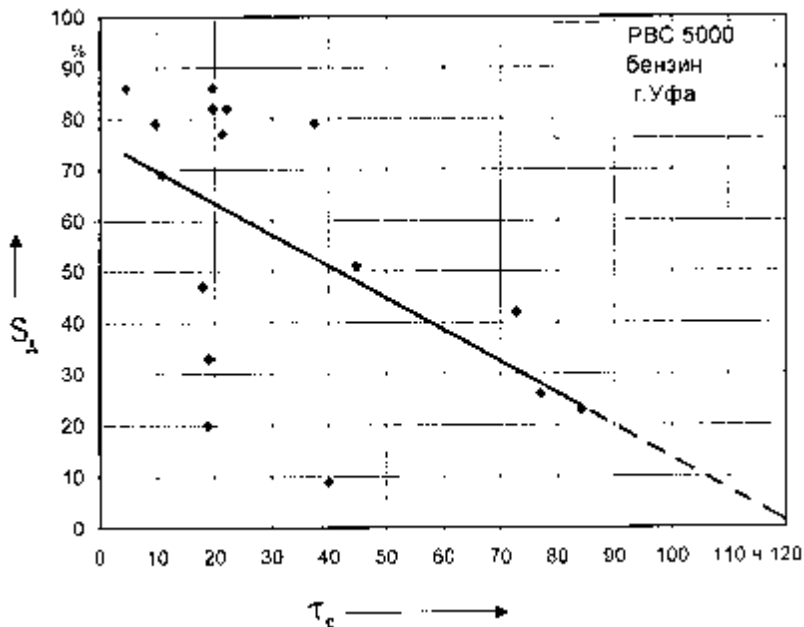


Рис. 9.4 Зависимость сокращения потерь бензина от «больших дыханий» при использовании дисков-отражателей в резервуаре РВС 5000

Покрытия, плавающие на поверхности нефтепродукта, уменьшают поверхность испарения и, соответственно, — скорость насыщения газового пространства резервуара углеводородами. В качестве таких покрытий могут применяться слой микрошариков из пластмасс специальная низкоиспаряющаяся жидкость, имеющая меньшую плотность, чем нефтепродукт, а также жесткие конструкции (понтон).

Микрошарики изготавливают из фенольно-формальдегидной или карбамидной смолы. Это полые сферы, заполненные азотом, имеющие насыпную массу около 139 кг/м^3 . Благодаря малому диаметру (от 10 до 250 мкм) и небольшой массе, шарики, насыпанные на поверхность нефтепродукта, распределяются по ней в несколько слоев и хорошо закрывают ее.

В ходе лабораторных и промышленных испытаний было установлено, что в процессе хранения бензина микрошарики, плавающие на его поверхности слоем толщиной 20...25 мм сокращают потери от ис-

парения всего на 35...50 %, что недостаточно. Недостатками также являются их унос при опорожнении резервуаров и последующее заросение фильтров; нарушение целостности защитного слоя из шариков под воздействием струй закачиваемого нефтепродукта; слипание и смерзание шариков на свободной поверхности нефтепродукта под воздействием отрицательных температур.

По этим причинам микрошарики как средство сокращения потерь от испарения в настоящее время не применяются.

Жидкости более легкие и менее испаряющиеся, чем нефтепродукт, называют **плавающими эмульсиями**. Дисперсионной (несущей) средой в них является вода, а в качестве дисперсной фазы — смеси керосина, глицерина, этиленгликоля, желатина и других компонентов.

Практического применения данные эмульсии не получили из-за их непродолжительного срока службы.

Понтоны представляют собой жесткую газонепроницаемую конструкцию, закрывающую не менее 95 % поверхности нефтепродукта, снабженную кольцевым затвором, герметизирующим оставшуюся поверхность.

Понтоны бывают металлические и синтетические. **Металлический понтон** (рис. 9.5) состоит

из металлических коробов-сегментов, расположенных по окружности и соединенных металлическим настилом (ковром). Короба бывают открытого (без верхней крышки) и закрытого типа. Понтоны с коробами второго типа более металлоемки, но зато и более надежны — они не могут быть перекошены и даже затоплены из-за попадания в них нефтепродуктов через верхнюю крышку.

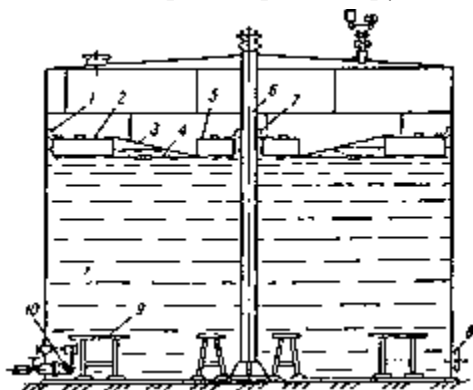


Рис. 9.5. Резервуар с плавающим металлическим понтоном:

- 1 — уплотняющий затвор;
- 2 — периферийный короб понтона;
- 3 — мембрана из листового металла;
- 4 — стяжка; 5 — центральный короб понтона; 6 — направляющая труба;
- 7 — уплотнение направляющей трубы; 8 — люк-лаз; 9 — опоры для понтона; 10 — прямо-раздаточный патрубок с хлопушкой

Синтетические понтоны значительно менее металлоемки. Они различны по конструкции. Например, понтон, разработанный ВНИ-ИСПТнефть (ныне ИПТЭР) состоит из кольца жесткости, на которое натянута сетка, служащая основой для ковра из газонепроницаемой полиамидной пленки (рис. 9.6). Плавучесть данной конструкции обеспечивается поплавками, выполненными из химически стойкого к нефтепродуктам плиточного пенопласта.

Получили распространение и синтетические понтоны из пенополиуретана. Они монтируются из предварительно изготовленных жестких пенополиуретановых сегментов.

Независимо от конструкции все понтоны должны быть заземлены (чтобы избежать разрядов статического электричества), снабжены направляющими (чтобы избежать вращения под воздействием струй нефтепродукта), а также опорами (чтобы обеспечить возможность зачистки и ремонта резервуара, а также предотвратить «прилипание» понтона к днищу).

Одним из важнейших узлов любого понтона является уплотняющий затвор между ковром понтона и стенкой резервуара, потому что от качества герметизации данного кольцевого зазора во многом зависит величина сокращения потерь нефтепродукта в результате применения понтона.

Уплотняющие затворы в зависимости от конструкции и применяемых материалов разделяют на два типа: жесткие (механические) и мягкие.

Затвор жесткого типа (рис. 9.7) состоит из металлического уплотнительного кольца (или пластины), прижимаемого к стенке системой рычагов и пружин, и мембраны из резинотканевого материала, герметизирующей механическую часть затвора. Недостатками этих затворов является наличие газового пространства под мембраной, а также коррозия элементов конструкции.

Мягкие затворы (рис. 9.8) изготавливают в виде оболочек с различными заполнителями (жидкости, воздух), из мягкого пористого эластичного материала или из резинотканевых материалов. Из-за быстрого износа эластичной оболочки жидкостные и пневматические затворы недостаточно надежны. Уплотнительный элемент в затворах из резинотканевых материалов со временем теряет жесткость и провисает, открывая зазор между ковром понтона и стенкой резервуара.

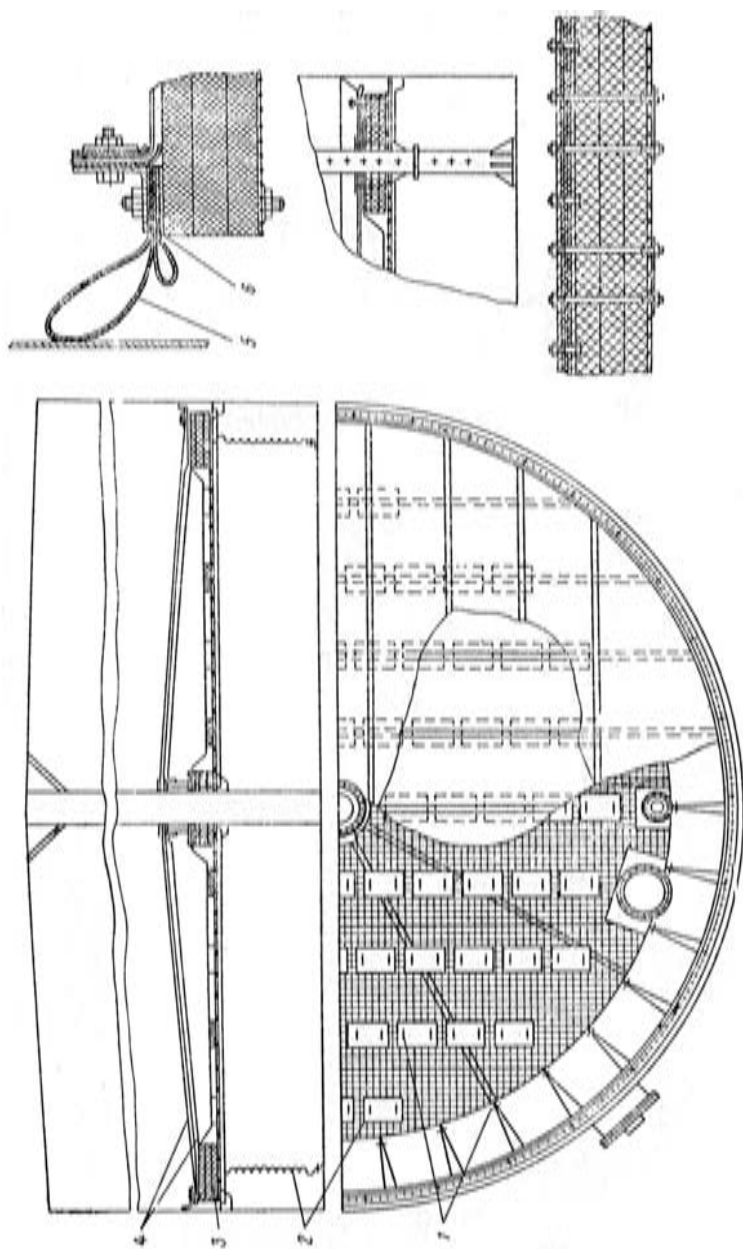


Рис. 9.6. Понтон из синтетических материалов:

- 1 — крепежные детали; 2 — сетка; 3 — поллавки; 4 — верхний и нижний покровы; 5 — уплотняющий затвор;
- 6 — кольцо жесткости

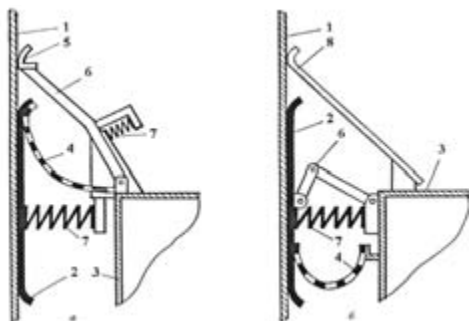


Рис. 9.7. Схемы отечественных затворов жесткого типа:

а) шторный; б) РУРП-1; 1 — стенка резервуара; 2 — металлическая полоса (башмак); 3 — короб понтона; 4 — бензостойкая газонепроницаемая лента (мембрана); 5 — направляющая; 6 — шарнирно-стержневая система; 7 — пружина; 8 — защитный щиток от атмосферных осадков (для плавающих крыш)

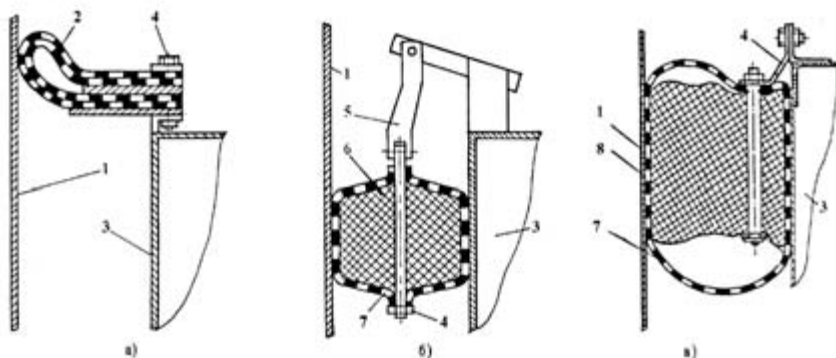


Рис. 9.8 Схема отечественных затворов мягкого типа:

а) петлевой; б) РУМ-1; в) РУМ-2; 1 — стенка резервуара; 2 — гибкий уплотнительный элемент из бельтинга; 3 — короб понтона; 4 — детали крепежа; 5 — подвеска; 6 — эластичный поролон; 7 — оболочка из прорезиненной ткани; 8 — эластичный пенополиуретан

Само многообразие видов уплотняющих затворов говорит о том, что идеальной конструкции этого устройства нет. Можно дискутировать лишь о том, с помощью какого затвора достигается лучшая герметизация кольцевого зазора в резервуарах.

В нашей стране получили распространение затворы типов: РУРП-1, УЗПК-1, петлевой (бельтинговый), РУМ-1 и РУМ-2. Затворы РУРП-1 и УЗПК-1 жесткие, отличаются друг от друга конструкцией прижим-

ного механизма. Остальные затворы — мягкие. Петлевой затвор выполнен в виде петли, прилегающей к стенке по периметру резервуара за счет упругости материала, из которого он изготовлен (бельтинг); РУМ-1 и РУМ-2 представляют собой эластичную оболочку с наполнителем (в первом случае его роль играет поролон, а во втором — пенополиуретан). Кроме того, затвор РУМ-2 снабжен вторичным герметизирующим элементом из газонепроницаемого материала.

Качество затворов характеризуют величиной коэффициента герметичности K_z , который численно равен массе паров нефтепродукта, проникающей через единицу длины затвора в единицу времени при единичном перепаде давления. Рекомендуется принимать следующие величины K_z (кг/м·Па·ч): петлевой (бельтинговый) — $2,8 \cdot 10^{-6}$; РУМ-1 — $2,14 \cdot 10^{-6}$; РУРП-1 — $2,04 \cdot 10^{-6}$; РУМ-2 — $2,96 \cdot 10^{-7}$; УЗПК-1 — $2,04 \cdot 10^{-7}$.

По рекомендуемым величинам коэффициента герметичности затворы РУМ-2 и УЗПК-1 не уступают лучшим зарубежным аналогам, обеспечивающим уменьшение потерь нефтепродуктов до 98 %.

Однако необходимо иметь в виду, что качество герметизации кольцевого зазора между коробом понтона и стенкой резервуара зависит не только от типа уплотняющего затвора, но и от формы резервуара в плане. За рубежом резервуары сооружаются методом листовой сборки из листов, которым предварительно придана нужная форма. Поэтому зарубежные резервуары представляют собой практически идеальные цилиндры, уплотнить кольцевой зазор в которых относительно легко. В нашей стране до недавних пор применяли только так называемый индустриальный метод возведения резервуаров из изготовленных на заводе рулонных заготовок. После развертывания таких заготовок на месте строительства форма резервуара в плане только напоминает круг. Поэтому при любом типе затвора понтона часть поверхности нефтепродукта в резервуаре остается незакрытой. Отсюда следует, **что коэффициенты герметичности, полученные в лабораторных условиях для затворов РУМ-2 и УЗПК-1, в условиях производства недостижимы.**

На рис. 9.9 приведены результаты моделирования на ЭВМ сокращения потерь бензина с помощью понтонов в зависимости от номинальной емкости резервуара и коэффициента его оборачиваемости.

Видно, что сокращение потерь прямо пропорционально вышеназванным величинам. Однако при качестве уплотнения, соответствующем затвору РУМ-2, сокращение потерь весьма отличается от цифр, приводимых в литературе: РВСП 20 000 — 70...78 %, РВСП 10 000 — 63...72 %, РВСП 5000 — 58...67 %, РВСП 1000 — 28...31 %, РВСП 400 — 11...28 %. Следовательно, в условиях нефтебаз, где преобладают резервуары емкостью 1000 м³ и менее, понтоны обеспечивают сокращение потерь **не более чем на 40 %**.

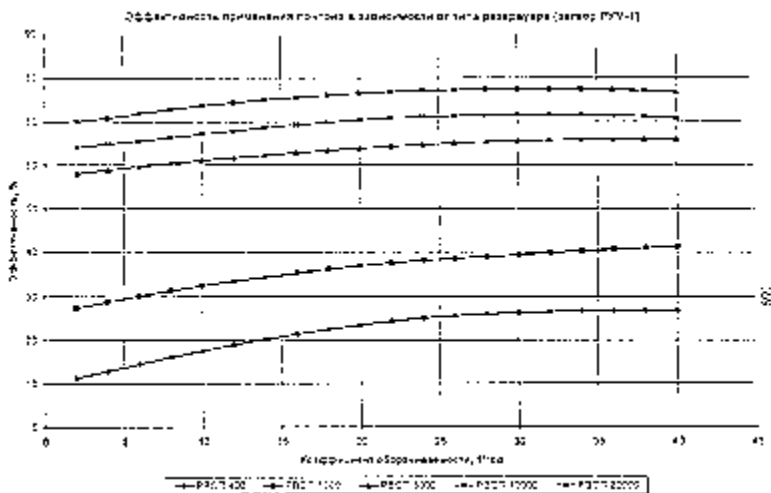


Рис 9.9. Зависимость сокращения потерь при применении понтона с затвором РУМ-2 от типоразмера резервуара и коэффициента оборачиваемости

За рубежом для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения широко применяются **системы улавливания легких фракций (УЛФ)**, под которыми понимается совокупность технологического оборудования, обеспечивающего отбор и утилизацию легких фракций нефтепродуктов при повышении давления в газовом пространстве резервуаров до того, как произойдет их «выдох» в атмосферу. В системах УЛФ применяются следующие методы отделения углеводородов от паровоздушной смеси: конденсация компримированием, конденсация охлаждением, адсорбция, абсорбция.

При компримировании газовой смеси, отбираемой из резервуаров, углеводороды конденсируются частично или полностью. Доля сконденсировавшихся углеводородов зависит от давления, температуры и состава газовой смеси.

Для компримирования могут быть использованы компрессоры, либо жидкостно-газовые эжекторы (ЖГЭ). В первом случае по соображениям взрывобезопасности газовая смесь не должна содержать воздуха. Поэтому при возникновении в газовом пространстве резервуаров разряжения вместо воздуха в них должен подаваться углеводородный либо инертный газ. Это усложняет и удорожает конструкцию системы. Более предпочтительно использование ЖГЭ, поскольку в них нет подвижных частей и, следовательно, можно компримировать паровоздушную смесь без опасений. Однако применение жидкостно-газовых эжекторов из-за их невысокого КПД связано с повышенными энергозатратами.

До 60...80 % углеводородов может быть отобрано из паровоздушной смеси **при ее охлаждении** до $-20...-30^{\circ}\text{C}$. Однако низкотемпературные системы УЛФ очень дороги, т. к. необходимо практически мгновенно охладить ПВС на $40...60^{\circ}\text{C}$.

Известны вещества (активированный уголь, пористые полимеры и др.), которые при контакте с паровоздушной смесью поглощают из нее (адсорбируют) углеводороды. **Адсорбционная система УЛФ** включает несколько колонн, называемых адсорберами. Часть из них — работает, остальные находятся либо на регенерации (восстановление поглощающей способности загруженного в него адсорбента), либо в резерве. В связи с этим адсорбционные системы УЛФ относительно металло- и капиталоемки.

Метод абсорбции заключается в том, что низколетучая жидкость (абсорбент) поглощает углеводороды из паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров. Обычно абсорбционные системы УЛФ, как и адсорбционные, содержат несколько колонн-абсорберов. В качестве абсорбента используются керосин, дизельное либо печное топливо. С их помощью потери бензинов можно уменьшить на 90 % и более.

В общем случае выбор типа системы УЛФ должен быть обоснован технико-экономическим расчетом. Однако для небольших неф-

тебаз с малыми (до 10) коэффициентами оборачиваемости наиболее привлекательны абсорбционные системы УЛФ. Дело в том, что на нефтебазах, как правило, находятся большие запасы низколетучих нефтепродуктов, имеющих некоторый запас качества. Поэтому отпадает необходимость в их регенерации, а следовательно, и в части абсорберов, что уменьшает металлоемкость, а также капитальные вложения более чем в 2 раза.

9.5. Выбор технических средств сокращения потерь нефтепродуктов от испарения

Различные технические средства не только сокращают потери от испарения в разной степени, но и имеют разную стоимость. В рыночных условиях выбор технических средств сокращения потерь от испарения следует производить по максимальной величине чистого дисконтированного дохода, равного

$$ЧДД = \sum_{i=0}^N \frac{\sigma_n \cdot S_i \cdot G_n - \mathcal{E}_i - K_i}{(1 + E)^i}, \quad (9.23)$$

где σ_n — обобщенная цена 1 т нефтепродукта; S_i , \mathcal{E}_i , K_i — сокращение потерь, эксплуатационные затраты и капитальные вложения при применении рассматриваемого технического средства в i -м году; G_n — годовые потери нефтепродукта от испарения на рассматриваемом объекте; E — норматив приведения (дисконта); N — продолжительность внедрения средств сокращения потерь, лет.

Поделив левую и правую часть (9.23) на $\sigma_n \cdot G_n$, получим безразмерный критерий выбора средств сокращения потерь нефтепродуктов от испарения

$$Ka = \sum_{i=0}^N \frac{S_i}{(1 + E)^i} \left(1 - \frac{\theta_i}{\sigma_n} \right), \quad (9.24)$$

где θ_i — совокупные затраты на сокращение потерь 1 т нефтепродукта в i -м году, $\theta_i = \mathcal{E}_i + K_i$; \mathcal{E}_i , K_i — эксплуатационные и капитальные затраты на рассматриваемое средство в i -м году.

Если средство сокращения потерь внедряется за 1 год, то формула (9.24) принимает вид

$$Ka = S \cdot \left(1 - \frac{\theta}{\sigma} \right). \quad (9.25)$$

Внедрять следует то техническое средство сокращения потерь, для которого величина Ka -критерия в условиях рассматриваемой нефтебазы является наибольшей.

9.6. Нормирование естественной убыли нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС

Потери нефтепродуктов при их приеме, хранении и отпуске на нефтебазах и АЗС делят на нормированные и сверхнормативные. **Нормированные** потери называют также естественной убылью, под которой понимают потери (уменьшение массы при сохранении качества в пределах требований нормативных документов), являющиеся следствием физико-химических свойств нефтепродуктов, воздействия метеорологических факторов и несовершенства существующих в данное время средств сокращения потерь нефтепродуктов. К **сверхнормативным** относят потери, вызванные нарушениями требований стандартов, технических условий, правил технической эксплуатации.

Нормирование потерь нефтепродуктов осуществляется на основе «Норм естественной убыли нефтепродуктов при их приеме, хранении, отпуске и транспортировании», утверждаемых государственными органами. Под **нормой естественной убыли** понимается допустимая величина безвозвратных потерь, происходящих непосредственно при товарно-транспортных операциях вследствие сопровождающих их физических процессов, а также потерь, неизбежных на данном уровне состояния применяемого технологического оборудования (потерь от испарения из всех видов емкостей через уплотнения насосов и задвижек, потерь от налипания и др.).

В нормы естественной убыли не включаются потери нефтепродуктов, связанные с ремонтом резервуаров и трубопроводов, зачисткой емкостей, все виды аварийных потерь, а также потери при внутрискладских перекачках.

Целью введения норм естественной убыли было установление предельных (максимально возможных) нормативов потерь нефте-

продуктов, превышение которых свидетельствует о несовершенстве технологических процессов приема, хранения и отпуска, неумелом хозяйствовании, а возможно, и о хищениях.

Расчет естественной убыли нефтепродуктов в условиях нефтебаз и АЗС выполняется по формулам, приведенным в табл. 9.4.

Таблица 9.4 — **Формулы для расчета естественной убыли нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС**

Источник потерь	Расчетная формула
Резервуары нефтебаз	$(P_з + P_{x1} + P_{x2} \cdot n_{mx}) \cdot G$
Резервуары баз длительного хранения	$(P_{o1} + P_{o2} \cdot n_{ld}) \cdot G$
Резервуары АЗС и пунктов заправки	$P_{АЗС} \cdot G$
Автоцистерны и железнодорожные цистерны	$P_ц \cdot G$
Нефтеналивные судна	$P \cdot G$

В табл. 9.4 приняты следующие обозначения: G — количество наливаемого (храняемого) нефтепродукта; $P_з, P_{x1}, P_{x2}$ — нормативы потерь соответственно при приеме нефтепродукта, его хранении до 1 месяца и хранении свыше месяца; P_{o1} — норматив естественной убыли нефтепродукта при приеме, отпуске и хранении в первый год длительного хранения; P_{o2} — норматив естественной убыли нефтепродукта при хранении свыше одного года; n_{mx}, n_{ld} — число соответственно месяцев и лет хранения нефтепродукта; $P_{АЗС}$ — норматив естественной убыли нефтепродукта при его приеме, хранении и отпуске на автозаправочных станциях и пунктах налива; $P_ц, P_с$ — нормативы естественной убыли нефтепродукта при его наливе соответственно в цистерны и нефтеналивные суда.

Для определения количества месяцев хранения нефтепродукта число месяцев в рассматриваемом периоде делят на коэффициент оборачиваемости резервуаров в нем. Если полученное число меньше единицы, то принимают $n_{mx} = 0$.

Нормативы естественной убыли дифференцированы по группам нефтепродуктов, климатическим зонам, сезонам года, типам, вме-

стимости и оснащенности резервуаров (прил. Б). Сведения о распределении нефтепродуктов по группам приведены в табл. 9.5 (утверждены постановлением Госснаба СССР от 26.03.1986 г.).

Таблица 9.5 — Группы нефтепродуктов

Номер группы	Состав группы
1	Бензины автомобильные
2	Бензины авиационные, бензины-растворители (нефрас, Бр-1, «Галоша»), реактивное топливо Т-2
3	Реактивные топлива Т-1, ТС-1, РТ и Т-8В, керосин технический
4	Керосин осветительный, топливо дизельное «Зимнее» и «Арктическое»
5	Топливо дизельное «Летнее» и «Экспортное», моторное, печное и для газотурбинных установок
6	Мазуты, смазочные масла, битумы
7	Смазки, разные твердые нефтепродукты
8	Нефти разные

Номер группы нефтепродуктов увеличивается по мере уменьшения их давления насыщенных паров. Поэтому величина нормативов потерь в одинаковых условиях с увеличением номера группы уменьшается.

Поскольку испаряемость нефтепродуктов зависит также от температуры, то территория России поделена на 4 климатические зоны, а календарный год разбит на осенне-зимний и весенне-летний периоды. Продолжительность осенне-зимнего периода установлена с 1 октября по 31 марта, а весенне-летнего — с 1 апреля по 30 сентября. Сведения о составе климатических зон нашей страны приведены в табл. 9.6.

При подземном хранении нефтепродуктов температурный режим резервуаров иной, чем при наземном, поэтому нормативы потерь для заглубленных емкостей ниже.

Таблица 9.6 — **Распределение территории РФ по климатическим зонам для применения «Норм естественной убыли нефтепродуктов...» для нефтебаз, АЗС и пунктов налива**

Климатические зоны	Республики, края, национальные округа, области, входящие в климатическую зону
I	<p>Республики: Бурятия, Карелия, Коми (г. Воркута, Инта, Печора), Якутия</p> <p>Края: Красноярский</p> <p>Национальные округа: Ненецкий, Таймырский (Долгано-Ненецкий), Ханты-Мансийский, Чукотский, Эвенский, Ямало-Ненецкий</p>
II	<p>Республики: Башкортостан, Коми (кроме г. Воркуты, Инты, Печоры), Марий-Эл, Мордовия, Татарстан, Тува, Удмуртия, Чувашия</p> <p>Края: Алтайский, Приморский, Хабаровский</p> <p>Автономные области: Горно-Алтайская, Еврейская, Хакасская</p> <p>Области: Архангельская, Белгородская, Брянская, Владимирская, Волгоградская, Нижегородская, Ивановская, Тверская, Калининградская, Калужская, Камчатская, Кемеровская, Кировская, Костромская, Самарская, Курганская, Курская, Ленинградская, Липецкая, Магаданская, Московская, Новгородская, Новосибирская, Омская, Оренбургская, Орловская, Пензенская, Пермская, Псковская, Рязанская, Саратовская, Сахалинская, Екатеринбургская, Смоленская, Тамбовская, Тульская, Тюменская, Ульяновская, Челябинская, Читинская, Ярославская</p>
III	<p>Республики: Дагестан, Кабардино-Балкария, Калмыкия, Ингушетия, Чечня</p> <p>Края: Краснодарский, Ставропольский</p> <p>Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская</p>
IV	<p>Республики: Каракалпакия</p>

Замечено, что средняя концентрация углеводородов в газовом пространстве резервуаров обратно пропорциональна их номинальной вместимости. Поэтому нормативы потерь установлены различными для трех групп резервуаров: объемом до 400 м³, от 700 до 1000 м³ и свыше 2000 м³. Кроме того, в нормах учитывается и оснащенность резервуаров средствами сокращения потерь: нормативы естественной убыли для резервуаров с газовой обвязкой и понтонами меньше, чем для обычных.

Необходимо подчеркнуть, что нормы естественной убыли применяются только в случае фактической недостачи нефтепродуктов. Их списание в пределах норм естественной убыли до установления факта недостачи запрещается.

10. ЗАЩИТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ ОТ КОРРОЗИИ

10.1. Классификация коррозионных процессов

Коррозия металлов — это процесс, вызывающий разрушение металла или изменение его свойств в результате химического либо электрохимического воздействия окружающей среды.

В условиях нефтебаз и АЗС преобладает электрохимическая коррозия — окисление металлов в электропроводных средах, сопровождающееся образованием электрического тока. Разновидностями электрохимической коррозии являются коррозия в электролитах, почвенная, электрокоррозия, атмосферная, био- и контактная коррозия. Электролитами называют жидкие среды, проводящие электрический ток (вода, растворы кислот, щелочей, солей). При контакте трубопроводов и резервуаров с грунтом особо выделяют почвенный электролит — влагу, содержащуюся в почве. Электрокоррозия имеет место в результате проникновения на сооружение токов утечки с рельсов электрифицированного транспорта или других промышленных электроустановок. Атмосферная коррозия протекает в среде влажного воздуха. Биокоррозия вызвана жизнедеятельностью микроорганизмов, вырабатывающих вещества, ускоряющие коррозионные процессы. Контактная коррозия протекает при непосредственном контакте двух различных металлов в присутствии воды.

В условиях нефтебаз и АЗС имеют место преимущественно атмосферная и почвенная коррозия, а также коррозия в электролитах.

Процесс коррозии начинается с поверхности металлического сооружения и распространяется вглубь него. По результатам осмотра поверхности сооружения можно судить об интенсивности и характере коррозионного разрушения конструкции (рис. 10.1).

Различают сплошную и местную коррозию. В первом случае продуктами коррозии покрыта вся поверхность, находящаяся в контакте с коррозионной средой. Сплошная коррозия может быть равномерной — протекающей с одинаковой скоростью по всей поверхности, и неравномерной — протекающей с неодинаковой скоростью на различных участках поверхности металла (например, коррозия углеродистой стали в морской воде).



Рис. 10.1. Основные виды коррозионных разрушений

Местная коррозия — это окисление металла на отдельных участках металлической поверхности. Она может быть следующих видов:

- пятнами (глубина повреждения много меньше его диаметра);
- язвенная (глубина повреждения примерно равна его диаметру);
- точечная (глубина повреждения много больше его диаметра);
- подповерхностная (коррозионный процесс идет под слоем неповрежденного металла);
- структурно-избирательная (разрушается какой-то один компонент сплава);
- межкристаллитная (коррозионное разрушение имеет место на границе между кристаллами);
- коррозионное растрескивание (коррозионно-механическое воздействие приводит к образованию трещин в металле).

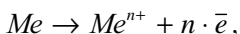
Очевидно, что местная коррозия более опасна, чем сплошная.

В зависимости от вида коррозии ее скорость оценивают по-разному. Так, скорость сплошной равномерной коррозии определяют по потере металла за единицу времени с единицы поверхности. Скорость язвенной, точечной, межкристаллитной коррозии характеризуют увеличением глубины коррозионного повреждения в единицу времени. Показателем скорости структурно-избирательной коррозии является изменение прочности металла (например, временного сопротивления) в единицу времени.

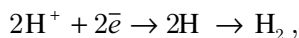
10.2. Механизм коррозии металлических сооружений нефтебаз и АЗС

В условиях нефтебаз и АЗС коррозия протекает, как правило, по электрохимическому механизму, т. е. с образованием электрического тока. При электрохимической коррозии на поверхности металлических сооружений, контактирующих с электролитически проводящей средой, образуются так называемые анодная и катодная зоны, между которыми имеет место направленное движение электронов и ионов.

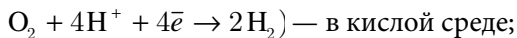
Причиной образования зон с различными потенциалами на поверхности трубопроводов и резервуаров является наличие какой-либо неоднородности: структурной неоднородности металла, неравномерного распределения деформированных зон (например, местного наклепа), местных напряжений или дефектов поверхности металла. В анодной зоне происходит переход ион-атомов металла в раствор электролита (т.е. разрушение поверхности сооружения), а высвобождающиеся электроны перетекают в катодную зону, где присоединяются к какому-либо веществу, называемому деполяризатором. То есть в анодной зоне протекает реакция окисления, заключающаяся в потере металлом своих электронов и образовании ион-атомов



а в катодной зоне протекает реакция восстановления, где в качестве деполяризатора выступает либо водород (реакция водородной деполяризации)



либо кислород (реакция кислородной деполяризации)



Интенсивность электрохимической коррозии зависит от скорости образования ион-атомов металла, а значит — от температуры, содержания солей в электролите, наличия кислорода и воды.

Как отмечалось выше, одним из видов электрохимической коррозии является электрокоррозия. Появление блуждающих токов

в подземных металлических сооружениях связано с работой электрифицированного транспорта и электрических устройств, использующих землю в качестве токопровода. Источниками блуждающих токов являются линии электрифицированных железных дорог, трамваев, линии электропередачи, установки катодной защиты и др.

При работе электрифицированного транспорта ток совершает движение от положительной шины тяговой подстанции по контактному проводу к двигателю транспортного средства, а затем через колеса попадает на рельсы, по которым возвращается к отрицательной шине тяговой подстанции. Однако из-за нарушения перемычек между рельсами (увеличение сопротивления цепи), а также низкого переходного сопротивления «рельсы — грунт» часть тока стекает в землю. Здесь она натекает на подземные металлические сооружения, имеющие низкое продольное сопротивление, и распространяется до места с нарушенной изоляцией, расположенного недалеко от сооружения с еще меньшим продольным сопротивлением. В месте стекания блуждающих токов металл сооружения теряет свои ион-атомы, т. е. разрушается.

Блуждающие токи опасны тем, что они стекают, как правило, с небольшой площади поверхности, что приводит к образованию глубоких язв в металле в течение короткого времени.

Необходимо отметить, что наряду с электрохимической коррозией металлические сооружения нефтебаз и АЗС подвержены и химической коррозии. Нефти, из которых вырабатывают различные нефтепродукты, представляют собой смесь различных углеводородов с неуглеводородными компонентами (спирты, фенолы, соединения серы, кислорода и др.). Если предельные и непредельные углеводороды совершенно инертны к металлам, то неуглеводородные компоненты вступают с металлом в химическую реакцию. Особенно опасны сернистые соединения (элементарная сера, сероводород, меркаптаны), которые являются причиной от 3 до 20 % случаев коррозионного повреждения внутренней поверхности трубопроводов. Сернистые соединения нефти попадают при ее переработке и в нефтепродукты.

Большую опасность в коррозионном отношении представляют также органические кислоты, образующиеся в результате окисле-

ния углеводородной и неуглеводородной составляющих товарных топлив при их хранении и применении.

Таким образом, нефтепродукты в той или иной мере являются коррозионно-активными.

10.3. Особенности коррозии резервуаров для нефтепродуктов

Резервуары подвержены атмосферной, почвенной и внутренней коррозии, протекающей, в основном, по электрохимическому механизму.

Замечено, что резервуары интенсивнее корродируют в промышленно развитых регионах, а также вблизи морского побережья, что связано с более коррозионно-активным составом атмосферы. Атмосферной коррозии подвержены, в основном, наружная поверхность кровли и обечайки.

Разрушению в результате почвенной коррозии подвергается наружная поверхность днища. Механизм коррозии в данном случае тот же, что и у трубопроводов.

По характеру коррозионных повреждений внутренней поверхности и степени воздействия коррозионно-активных компонентов нефтепродуктов резервуар разделяют на следующие характерные зоны:

- внутренняя поверхность кровли и верхняя часть корпуса, находящаяся в контакте с паровоздушной смесью;
- часть корпуса, находящаяся в области переменного смачивания (зона ватерлинии);
- часть корпуса, находящаяся в области постоянного смачивания нефтепродуктами;
- днище и нижний (первый) пояс, находящиеся в контакте с подтоварной водой.

Скорость коррозионного разрушения **кровли** определяется составом подсасываемого в резервуары воздуха и его влажностью. При уменьшении температуры кровли и обечайки резервуара (например, ночью) на их внутренней поверхности, контактирующей с газовым пространством, происходит обильная конденсация паров воды и насыщение образовавшегося конденсата кислородом. В условиях наличия электролита (вода) и активного деполяризатора (кислород) происходит электрохимическое разрушение металла.

В области попеременного смачивания коррозия протекает достаточно интенсивно. Здесь не только присутствуют необходимые для этого компоненты (вода, кислород), но также сказывается эффект дифференциальной аэрации. В результате образуется гальванический элемент, в котором анодом является несмоченная поверхность, а катодом — смоченная, разделенные ватерлинией.

В области постоянного смачивания нефтепродуктами также происходит коррозионное разрушение металла. При повышении температуры обечайки пристенные слои нефтепродукта также нагреваются и из них выделяется растворенный кислород. Одновременно с этим нагретый нефтепродукт поднимается вверх, увлекая за собой подтоварную воду. В результате слои нефтепродукта, примыкающие к обечайке, обогащаются не только кислородом, но и водой, что создает благоприятные условия для коррозии металла.

Ночью, при охлаждении слоев продукта, прилегающих к стенке, конвективные токи направлены вниз. При этом нефтепродукт захватывает кислород из газового пространства и капельки воды, осаждающиеся на холодной стенке из паровоздушной смеси, что также способствует коррозии обечайки резервуаров.

Более высокая скорость коррозии смоченной поверхности резервуаров с бензином (до 0,5 мм/год), чем резервуаров с дизельным топливом (до 0,25 мм/год) или мазутом (не более 0,025 мм/год) объясняется тем, что в углеводородах с меньшей плотностью растворимость кислорода больше.

Коррозия **днища и первого пояса** резервуаров происходит из-за наличия в них подтоварной воды. В резервуарах для нефтепродуктов эта вода содержит соли и кислоты. Наиболее интенсивно разрушается днище в области приемо-раздаточного патрубка, где на процесс электрохимической коррозии накладывается механическое разрушение металла твердыми частицами, перемещающимися с трением по днищу во время операций приема-отпуска продукта.

10.4. Противокоррозионная защита технологических трубопроводов с помощью изоляционных покрытий

Назначение покрытий

Нанесение изоляционных покрытий на подземные металлические сооружения отделяет их поверхность от почвенного электролита, что предотвращает почвенную коррозию. Изоляция, нанесенная на наземные металлические сооружения, отделяет поверхность металла от влаги и кислорода, содержащихся в воздухе, что предотвращает атмосферную коррозию. Кроме того, при наличии качественного изоляционного покрытия требуется меньшая сила защитного тока при использовании катодной защиты и, соответственно, уменьшаются энергозатраты на ее осуществление.

Требования, предъявляемые к изоляционным покрытиям

Покрытия, применяемые для защиты трубопроводов, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- обладать высокими диэлектрическими свойствами;
- быть сплошными;
- обладать хорошей адгезией (прилипаемостью) к металлу трубопровода;
- быть водонепроницаемыми;
- обладать высокой механической прочностью и эластичностью, высокой биостойкостью;
- быть термостойкими (не размягчаться под воздействием высоких температур и не становиться хрупкими при низких температурах);
- конструкция покрытий должна быть сравнительно простой, а технология их нанесения — допускать возможность механизации;
- материалы, входящие в состав покрытия, должны быть недефицитными, а само покрытие — недорогим, долговечным.

Материалы и конструкции изоляционных покрытий

На нефтебазах трубопроводы прокладываются, как правило, **надземно**. В этом случае их поверхность окрашивают **лакокрасочными материалами**, под которыми понимают вещества жидкой

консистенции, способные после нанесения их тонким слоем на поверхность отверждаться (высыхать) с образованием пленки (лакокрасочного покрытия).

По назначению лакокрасочные материалы делятся на грунты (грунтовки), шпатлевки и покровные слои. **Противокоррозионные грунты** предназначены для непосредственного нанесения на предварительно подготовленную поверхность с целью обеспечения хорошего сцепления покрытия с металлом. По механизму действия грунты бывают трех типов: изолирующие, пассивирующие и протекторные. Изолирующие грунты выполняют роль механической и электрической изоляции защищаемого сооружения от окружающей среды. Пассивирующие — не только изолируют защищаемую поверхность, но и образуют на ней смешанный слой окислов и солей металла, который благодаря своим пассивирующим свойствам защищает металл от коррозии даже при наличии неплотностей в лакокрасочном покрытии. Протекторные грунты содержат металлы более электроотрицательные, чем железо (цинковый и алюминиевый порошки). В первое время после нанесения такой грунт оказывает интенсивное протекторное действие. Через какой-то период это действие ослабевает, но защитные свойства покрытия сохраняются благодаря изолирующему действию продуктов коррозии металла — протектора.

Шпатлевку — промежуточный слой — наносят на уже загрунтованную поверхность. Ее назначение — увеличение непроницаемости и толщины покрытия. В настоящее время используются эпоксидные шпатлевки типов ЭП-0010 и ЭП-4022, наносимые толщиной 90...140 мкм и отверждающиеся в течение 24 часов при температуре 18...20 °С.

Покровные слои (краски, эмали, лаки) предназначены для заключительного окрашивания поверхности с целью обеспечения стойкости и непроницаемости покрытия в процессе эксплуатации.

Сведения о некоторых лакокрасочных материалах, рекомендуемых строительными нормами и правилами, приведены в табл. 10.1.

Кроме лакокрасочных применяют алюминиевые, цинковые, стеклоэмалевые и другие атмосферостойкие покрытия.

При **подземной прокладке** технологических трубопроводов следует выполнять требования ГОСТ Р 51164—98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от кор-

розии». Противокоррозионную защиту подземных трубопроводов осуществляют:

- покрытиями на основе полимерных материалов (полиэтилена, термоусаживающихся и термореактивных полимеров и др.), наносимыми в заводских и базовых условиях по соответствующим нормативным документам;
- покрытиями на основе термоусаживающихся материалов, полимерных липких лент, битумных и асфальто-смолистых мастик, наносимыми в базовых и полевых условиях;
- стеклоэмалевыми покрытиями, наносимыми шликерным или порошковыми способами в заводских условиях.

Таблица 10.1 — Лакокрасочные материалы для защиты стальных конструкций от коррозии на открытом воздухе

Характеристика лакокрасочных материалов по типу пленкообразующего	Марка материала			
	Грунтовка	Эмаль	Лак	Краска
Пентафталевые	ПФ-020, ПФ-0142	ПФ-115, ПФ-133, ПФ-1126, ПФ-1189	ПФ-170, ПФ-171 с 10...15 % алюминие- вой пудры	—
Эпоксифирные	ЭФ-0121	ЭФ-1219	—	—
Масляные	ГФ-021, ГФ-0119, ПФ-020, железный сурик гус- то-тертый на олифе оксоль	—	—	Краски масляные густотер- тые для на- ружных работ
Масляно-битумные	ГФ-021, ПФ-020	—	—	Краска БТ-177
Сланце-виниловые	—	—	СП-795	—
Эпоксидные	ЭП-057 ЭП-0140, ЭП-0200, АК-069, АК-070	ЭП-1155	ЭП-155	—
Полистирольные	ПС-0203, ВЛ-02	ПС-1184, ПС-1186	—	—

В ГОСТ Р 51164—98 приводятся 22 конструкции изоляционных покрытий с использованием различных материалов. Так, мастичное покрытие (конструкция № 12) включает: 1) грунтовку битумную или битумно-полимерную; 2) мастику изоляционную битумную, битумно-полимерную или на основе асфальто-смолистых соединений толщиной не менее 3 мм; 3) рулонный армирующий материал; 4) мастику изоляционную битумную, битумно-полимерную или на основе асфальто-смолистых соединений толщиной не менее 3 мм; 5) рулонный армирующий материал; 6) обертку защитную.

На территории нефтебаз и АЗС должны использоваться изоляционные покрытия усиленного типа.

10.5. Электрохимическая защита технологических трубопроводов

При укладке в траншею заизолированного трубопровода и его последующей засыпке изоляционное покрытие может быть повреждено, а в процессе эксплуатации трубопровода оно постепенно стареет (теряет свои диэлектрические свойства, водоустойчивость, адгезию). Поэтому при всех способах прокладки, кроме надземной, трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ), независимо от коррозионной активности грунта.

К средствам ЭХЗ относятся катодная, протекторная и электродренажная защиты.

Защита от почвенной коррозии осуществляется катодной поляризацией трубопроводов. Если катодная поляризация производится с помощью внешнего источника постоянного тока, то такая защита называется катодной, если же поляризация осуществляется присоединением защищаемого трубопровода к металлу, имеющему более отрицательный потенциал, то такая защита называется протекторной.

Катодная защита

Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 10.2. Источником постоянного тока является станция катодной защиты 3, где с помощью выпрямителей переменный ток от вдольтрассовой

ЛЭП 1, поступающий через трансформаторный пункт 2, преобразуется в постоянный.

Отрицательным полюсом источник с помощью кабеля 4 подключен к защищаемому трубопроводу 6, а положительным — к анодному заземлению 5. При включении источника тока электрическая цепь замыкается через почвенный электролит.

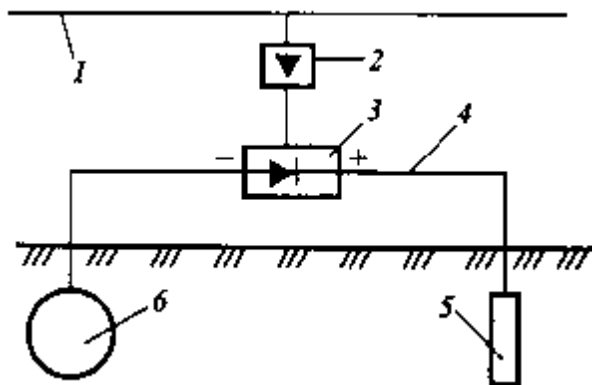


Рис. 10.2. Принципиальная схема катодной защиты:

1 — ЛЭП; 2 — трансформаторный пункт; 3 — станция катодной защиты; 4 — соединительный провод; 5 — анодное заземление; 6 — трубопровод

Принцип действия катодной защиты следующий. Под воздействием приложенного электрического поля источника начинается движение полусвободных валентных электронов в направлении «анодное заземление — источник тока — защищаемое сооружение». Теряя электроны, атомы металла анодного заземления переходят в виде ион-атомов в раствор электролита, т. е. анодное заземление разрушается. Ион-атомы подвергаются гидратации и отводятся вглубь раствора. У защищаемого же сооружения вследствие работы источника постоянного тока наблюдается избыток свободных электронов, т. е. создаются условия для протекания реакций кислородной и водородной деполаризации, характерных для катода.

Подземные коммуникации нефтебаз защищают катодными установками с различными типами анодных заземлений. Необходимая сила защитного тока катодной установки определяется по формуле

$$J_{оп} = j_3 \cdot F_3 \cdot K_o,$$

где j_3 — необходимая величина защитной плотности тока; F_3 — суммарная поверхность контакта подземных сооружений с грунтом; K_o — коэффициент оголенности коммуникаций, величина которого определяется в зависимости от переходного сопротивления изоляционного покрытия $R_{пер}$ и удельного электросопротивления грунта ρ_2 по графику, приведенному на рис. 10.3.

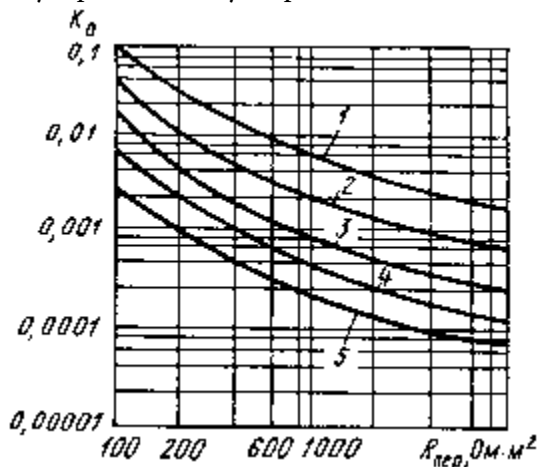


Рис. 10.3. Зависимость коэффициентов оголенности подземных трубопроводов от переходного сопротивления изоляционного покрытия для грунтов удельным сопротивлением, Ом · м:
1 — 100; 2 — 50; 3 — 30; 4 — 10; 5 — 5.

Необходимая величина защитной плотности тока выбирается в зависимости от характеристики грунтов площадки нефтебазы в соответствии с табл. 10.2.

Таблица 10.2 — Зависимость защитной плотности тока от характеристики грунтов

Тип грунта	ρ_2 , Ом · м	j_3 , А/м ²
Влажный глинистый грунт:		
$\rho_H > 8$	15	0,033
$\rho_H = 6 \dots 8$	15	0,160
с примесью песка	15	0,187
Влажный торф ($\rho_H < 8$)	15	0,160
Увлажненный песок	50	0,170
Сухой глинистый грунт	100	0,008

Протекторная защита

Принцип действия протекторной защиты аналогичен работе гальванического элемента (рис. 10.4). Два электрода: трубопровод 1 и протектор 2, изготовленный из более электроотрицательного металла, чем сталь, опущены в почвенный электролит и соединены проводом 3. Так как материал протектора является более электроотрицательным, то под действием разности потенциалов происходит направленное движение электронов от протектора к трубопроводу по проводнику 3. Одновременно ион-атомы материала протектора переходят в раствор, что приводит к его разрушению. Сила тока при этом контролируется с помощью контрольно-измерительной колонки 4.

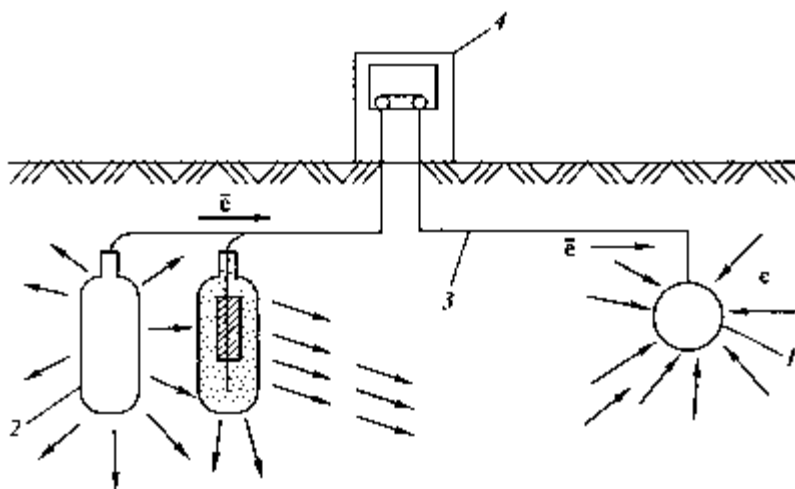


Рис. 10.4. Принципиальная схема протекторной защиты:

- 1 — трубопровод; 2 — протектор; 3 — соединительный провод;
- 4 — контрольно-измерительная колонка

Таким образом, разрушение металла все равно имеет место. Но не трубопровода, а протектора.

Теоретически для защиты стальных сооружений от коррозии могут быть использованы все металлы, расположенные в электрохимическом ряду напряжений левее железа, т. к. они более электроотрицательны. Практически же протекторы изготавливаются только из материалов, удовлетворяющих следующим требованиям:

- разность потенциалов материала протектора и железа (стали) должна быть как можно больше;
- ток, получаемый при электрохимическом растворении единицы массы протектора (токоотдача), должен быть максимальным;
- отношение массы протектора, израсходованной на создание защитного тока, к общей потере массы протектора (коэффициент использования) должно быть наибольшим.

Данным требованиям в наибольшей степени удовлетворяют сплавы на основе магния, цинка и алюминия.

Протекторную защиту осуществляют сосредоточенными и протяженными протекторами. В первом случае удельное электросопротивление грунта должно быть не более $50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, во втором — не более $500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Электродренажная защита трубопроводов

Метод защиты трубопроводов от разрушения блуждающими токами, предусматривающий их отвод (дренаж) с защищаемого сооружения на сооружение — источник блуждающих токов либо специальное заземление, называется электродренажной защитой.

Применяют прямой, поляризованный и усиленный дренажи. Прямой электрический дренаж — это дренажное устройство двусторонней проводимости. Схема прямого электрического дренажа (рис. 10.5а) включает: реостат K , рубильник K , плавкий предохранитель Pr и сигнальное реле C . Сила тока в цепи «трубопровод — рельс» регулируется реостатом. Если величина тока превысит допустимую величину, то плавкий предохранитель сгорит, ток потечет по обмотке реле, при включении которого включается звуковой или световой сигнал.

Прямой электрический дренаж применяется в тех случаях, когда потенциал трубопровода постоянно выше потенциала рельсовой сети, куда отводятся блуждающие токи. В противном случае дренаж превратится в канал для натекания блуждающих токов на трубопровод.

Поляризованный электрический дренаж (рис. 10.5б) — это дренажное устройство, обладающее односторонней проводимостью. От прямого дренажа поляризованный отличается наличием элемента односторонней проводимости (вентильный элемент) ВЭ.

При поляризованном дренаже ток протекает только от трубопровода к рельсу, что исключает натекание блуждающих токов на трубопровод по дренажному проводу.

Усиленный дренаж (рис. 10.5в) применяется в тех случаях, когда нужно не только отводить блуждающие токи с трубопровода, но и обеспечить на нем необходимую величину защитного потенциала. Усиленный дренаж представляет собой обычную катодную станцию, подключенную отрицательным полюсом к защищаемому сооружению, а положительным — не к анодному заземлению, а к рельсам электрифицированного транспорта.

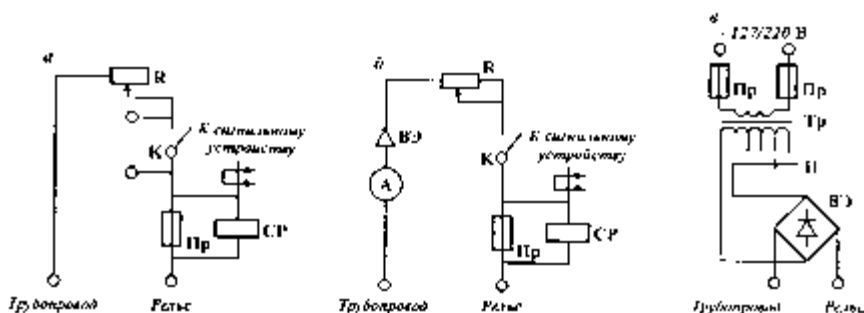


Рис. 10.5. Принципиальные схемы электродренажной защиты:
 а — прямой дренаж; б — поляризованный дренаж; в — усиленный дренаж

За счет такой схемы подключения обеспечивается: во-первых, поляризованный дренаж (за счет работы вентильных элементов в схеме СКЗ), а во-вторых, катодная станция удерживает необходимый защитный потенциал трубопровода.

После ввода трубопровода в эксплуатацию производится регулировка параметров работы системы их защиты от коррозии. При необходимости с учетом фактического положения дел могут вводиться в эксплуатацию дополнительные станции катодной и дренажной защиты, а также протекторные установки.

10.6. Противокоррозионная защита резервуаров

Защиту резервуаров от коррозии также осуществляют пассивными и активными методами.

К пассивным относится применение всех видов защитных покрытий, которые изолируют агрессивную среду от поверхности резервуара.

Началу строительства резервуаров предшествует устройство гидрофобизированного основания под них с тем, чтобы предотвратить контакт наружной поверхности днища с почвенной влагой. Чаще всего для этих целей используются пески, смешанные в соотношении 9 : 1 с одним из следующих вяжущих: мазут, нефть, жидкие нефтяные битумы, дегти и т. п. Толщина гидрофобизированного основания составляет 0,1...0,3 м.

Пассивную защиту внутренней поверхности резервуаров осуществляют покрытиями на основе лакокрасочных и полимерных материалов, цинка и других.

Сведения о некоторых материалах и конструкциях лакокрасочных покрытий резервуаров приведены в табл. 10.3.

Таблица 10.3 — Характеристики некоторых лакокрасочных материалов и покрытий внутренней поверхности резервуаров

Наименование ЛКМ	Число слоев	Продолжительность сушки при 15...20 °С, ч	Толщина одного слоя, мкм	Толщина системы покрытия, мкм	Срок службы, годы
Грунтовка ВЛ-02	2	0,25	15...18	220	3
Эмаль ВЛ-515	2	1	18...22		
Грунтовка ВЛ-02, 08, 023, АК-070	1	0,5...1	15...18	80...100	5
Краска ХС-720	3	1	25...30		
Грунтовка ВЛ-02, 08, 023	1	0,25...0,50	15...18	80...120	5
Краска ЭП-755	3	36	25...30		
Грунтовка ВЛ-02, 08, 023	2	0,25...0,50	15...18	200	—
Краска ЭП-755	4	36	25...30		
Грунтовка ВЛ-023	1	0,25...0,50	15...18	100...120	10
Краска ХС-717	3...4	2	23...32		

Продолжение табл. 10.3

Наименование ЛКМ	Число слоев	Продолжительность сушки при 15...20°С, ч	Толщина одного слоя, мкм	Толщина системы покрытия, мкм	Срок службы, годы
Грунтовка ВЛ-023 Краска ХС-717 (ХС-720)	1	0,25...0,50	15...18	200	—
	6	2	23...32		
Грунтовка ВЛ-08 Эмаль ВЛ-515	1	0,25	15...18	210	3
	8	1	18...22		
Грунтовка ВЛ-08 Эмаль ЭП-56	1...2	0,25...0,40	15...16	80...90	8
	3	24	19...25		
Грунтовка ВЛ-08 Эмаль ЭП-56	2	0,25	15...18	150...180	5
	5	24	18...24		
Грунтовка КО-0219 Краска КО-42	1	0,05...0,08	20	120...150	—
	4	2...5	25...35		
Грунтовка УР-01 Лак 976-1	2	1	12...15	70...85	5
	3	3...4	15...18		
Грунтовка ФЛ-03К Эмаль ВЛ-515	1	до 12	20	150	3
	8	7	18...22		
Грунтовка ХС-010 Эмаль ХС-710 Лак ХС-76	1	2,5	14...17	95...100	8
	2	2	19...24		
	2	3	18...20		
Грунтовка ХС-010 Эмаль ХС-710 Лак ХС-76	1	2,5	14...17	19	—
	6	2	19...24		
	1	3	18...20		
Грунтовка ХС-010 Краска ХС-720	1	2	14...17	150...180	5
	5	1...2	28...35		
Грунтовка ЭП-076 Эмаль ЭП-140	1...2	24	18...22	80...100	5
	3	24	20...25		
Грунтовка ЭП-076 Эмаль ЭП-140	1	24	18...22	190	—
	6	24	20...25		

Новым типом покровного слоя является асмольно-эпоксидная эмаль ЭП-АС-6/2-1. Она представляет собой композицию, содержащую нефтеполимер «Асмол», технический углерод, эпоксидную смолу и другие компоненты. Выпускается эмаль комплектно в виде

двух компонентов: полуфабриката эмали и отвердителя. Их смешивают непосредственно перед употреблением в соотношении 50 : 3 и наносят на поверхность резервуара вручную кистью, валиком или с помощью пневматического распыления в два слоя. Полное отверждение эмали при 18...22 °С происходит в течение 7 суток.

Для защиты внутренней поверхности резервуаров от коррозии применяются также *токопроводящие полиуретановые покрытия*. Например, покрытие ПУ-1 (ТУ 2226-011-16802026-97) получено на основании полиэфира Лапрол 5003-2Б-10 и представляет собой однокомпонентную систему, отверждаемую влагой воздуха. Время отверждения составляет 12...24 ч при температуре от -20 до +50 °С, толщина наносимого покрытия до 300 мкм. Покрытие ПУ-1 на металлической поверхности представляет собой прозрачную тонкую, блестящую, очень эластичную пленку с высокой адгезией к металлу. Для придания специальных свойств в состав покрытия могут быть введены пигменты, порошки металла (например, алюминия или цинка), технический углерод, сажа, графит.

Покрытие ПУ-1 наносится на поверхность кистью или валиком, либо с помощью аппарата безвоздушного распыления. Перед нанесением покрытия металлические поверхности зачищаются до образования поверхности с развитой шероховатостью. Покрытие формируется путем последовательного нанесения трех слоев материала. Перед нанесением каждого последующего слоя предыдущий просушивают.

Для снятия статического электричества в покрытие ПУ-1 вводят технический углерод или металлический наполнитель.

Импортным аналогом покрытия ПУ-1 является покрытие NORCO (Франция). Сравнительные испытания этих покрытий показали, что ПУ-1 не уступает ему по качеству.

Рекомендуемая конструкция покрытия для резервуаров такова: антикоррозионный праймер (1 слой), ПУ-1 (2 слоя). Последний может быть выполнен с добавкой сажи для снятия статического электричества.

Другим эффективным средством защиты внутренней поверхности резервуаров от коррозии являются металлизационные покрытия, например цинковые. Они обладают хорошей стойкостью к нефтепродуктам, атмосферному воздуху, пресной и морской воде. Они

защищают стальную поверхность не только изолируя ее от контакта с коррозионной средой, но и электрохимически, действуя на протектор.

Оптимальная толщина металлизационного цинкового покрытия составляет 120...150 мкм. При меньшей его толщине снижаются защитные свойства, а при большей ухудшается адгезия покрытия к стальной поверхности вследствие высоких внутренних напряжений, происходит отслаивание и вспучивание покрытия.

Процесс металлизации включает в себя две последовательно проводимые операции: термоабразивная подготовка поверхности и газотермическое нанесение металлизационного антикоррозионного покрытия.

Термоабразивную подготовку поверхности проводят высокотемпературной газовой струей с введенным в нее абразивом (песок фракций $\leq 1,5$ мм). Конструкция рабочего аппарата представляет собой компактную жидкостную горелку, работающую на авиационном топливе или осветительном керосине. Топливо распыляется в камере сгорания и смешивается с воздухом, поступающим от компрессоров. В процессе сгорания газозвоздушной смеси образуется высокотемпературная газовая струя, в которую вводится абразив (технологический песок). На выходе из сопла аппарата скорость истечения рабочей струи составляет более 1200 м/с, что превосходит показатели обычного струйного аппарата более чем в три раза. Сочетание термического и механического способов воздействия на обрабатываемую поверхность позволяет не только удалить ржавчину, старые покрытия, приобретенные наросты и отложения, но и обезжирить поверхность, сделать ее химически активной. При последующем нанесении антикоррозионного покрытия это способствует улучшенной адгезии материала покрытия к материалу основы.

Металлизация поверхности резервуара осуществляется методом газотермического напыления расплавленного алюминия или цинка не позднее 6 ч после очистки поверхности резервуара. Газотермическое напыление осуществляют с помощью того же аппарата, что и термоабразивную подготовку, но на нем дополнительно устанавливают механизм пневмоподачи алюминиевой или цинковой проволоки, а в камере сгорания монтируют специальную насадку для подачи проволоки в зону плавления.

Напыляемый металл в виде мелких расплавленных частиц вылетает из сопла аппарата со сверхзвуковой скоростью, которая обеспечивает значительную силу соударения частиц с покрываемой поверхностью. При соударении происходит расплющивание частицы напыляемого металла и ее отвердевание с одновременным диффузионным проникновением части напыляемого металла в стенку резервуара. Этим достигается высокая адгезионная прочность покрытия. Последующие слои за счет высокой кинетической энергии частиц плотно ложатся на ранее напыленный металл.

Толщину покрытия устанавливают в зависимости от его назначения и требуемого срока антикоррозионной защиты. При толщине покрытия 120...250 мкм срок его службы составляет 10...15 лет.

Некоторые технические характеристики системы по нанесению металлизационного покрытия таковы: давление подводимого сжатого воздуха 0,9 МПа; производительность по подготовке поверхности до 25 м²/ч; производительность по металлизации поверхности до 20 м²/ч; расход топлива на 1 м² обрабатываемой поверхности до 2,3 л.

Преимуществами процесса металлизации резервуаров по сравнению с другими способами нанесения антикоррозионных покрытий (лакокрасочные материалы, эпоксидные и фенольные смолы, полимеры и т. д.) являются его высокая технологичность, длительный срок службы покрытия и возможность проведения работ даже в зимнее время года.

К пассивным методам относится также защита от коррозии внутренней поверхности кровли, днища и обечайки, контактирующим с газовым пространством резервуара и подтоварной водой, с помощью ингибиторов — веществ, добавление которых в малом количестве в коррозионную среду тормозит или значительно подавляет коррозионный процесс. В газовое пространство вводятся летучие ингибиторы, а в подтоварную воду — водорастворимые. Применение ингибиторов не дает большого эффекта в связи с регулярным дренированием подтоварной воды и постоянными «дыханиями» резервуаров.

Активными методами борьбы с коррозией резервуаров является их катодная и протекторная защита. Катодная защита используется преимущественно для предотвращения коррозионного разрушения

днища (рис. 10.6). Принципиальная схема катодной защиты днища от почвенной коррозии аналогична схеме защиты трубопроводов: «минус» источника постоянного тока (СКЗ) 2 присоединяется посредством дренажного кабеля 3 к резервуару 1, а «плюс» — к анодному заземлению 4. На резервуаре поддерживается минимальный защитный потенциал $-0,87$ В по медносульфатному электроду сравнения (МСЭ). Если же коррозия днища усиливается под влиянием жизнедеятельности анаэробных сульфато-восстанавливающих бактерий, то минимальный защитный потенциал увеличивается до $-0,97$ В по МСЭ. Катодные станции целесообразно применять для защиты резервуаров от почвенной коррозии, если площадь контакта оголенного металла с окружающим грунтом превышает 15 м^2 .

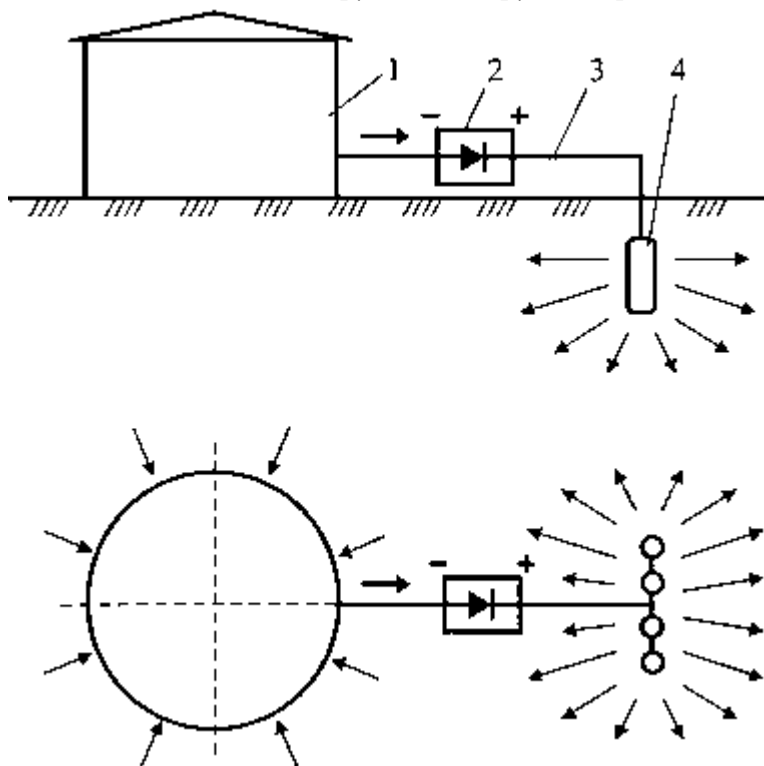


Рис. 10.6. Принципиальная схема катодной защиты резервуаров от почвенной коррозии:

1 — резервуар; 2 — станция катодной защиты; 3 — дренажный кабель; 4 — анодное заземление

Применяют катодную защиту и для предотвращения коррозионного разрушения внутренней поверхности дна резервуаров. Это делается в случаях, если:

- высок уровень подтоварной воды;
- удельное сопротивление подтоварной воды более 1 Ом·м или концентрация солей менее 6 г/л;
- подтоварная вода содержит сероводород.

Принципиальная схема **катодной защиты** (рис. 10.7) в этом случае предусматривает установку точечных, радиальных или компактных кольцевых анодов непосредственно внутри резервуаров.

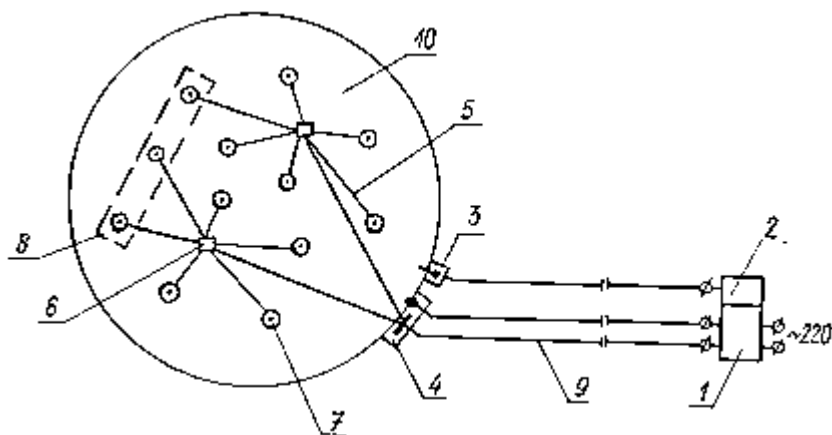


Рис. 10.7. Принципиальная схема катодной защиты резервуара:

- 1 — станция катодной защиты (СКЗ); 2 — блок безопасности; 3 — датчик блока безопасности; 4 — вводная коробка; 5 — питающая сеть;
- 6 — разветвительная муфта; 7 — узел подключения анода; 8 — анод;
- 9 — кабельная линия; 10 — резервуар

Следует отметить, что применение катодной защиты резервуаров с нефтепродуктами опасно в пожарном отношении. Искра, появившаяся при разрыве электрической цепи, может привести к пожару и взрыву.

В случае применения протекторной защиты возможность образования искры исключается, так как разность потенциалов между протектором и защищаемой конструкцией невелика. Протекторная защита резервуаров от почвенной коррозии осуществляется одиночными, групповыми сосредоточенными и групповыми рас-

средоточенными протекторами (рис. 10.8). Более сложная схема защиты применяется в грунтах с большим удельным электросопротивлением.

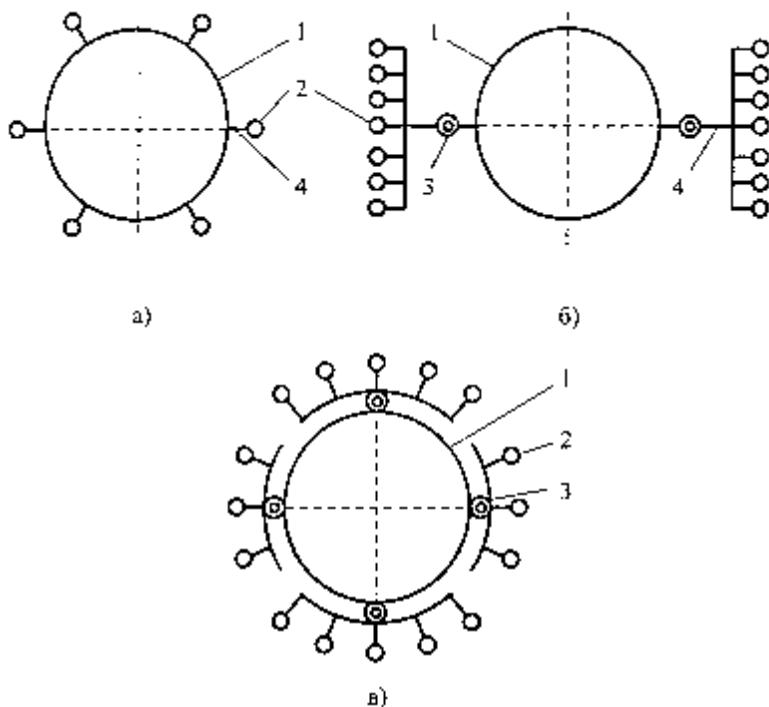


Рис. 10.8. Принципиальная схема протекторной защиты от почвенной коррозии: а) одиночными протекторами; б) групповыми сосредоточенными протекторами; в) групповыми рассредоточенными протекторами; 1 — резервуар; 2 — протекторы; 3 — контрольно-измерительные колонки; 4 — дренажный провод

Широкое распространение получила протекторная защита дна и первого пояса резервуаров от внутренней коррозии. Для этих целей используются магниевые протекторы типа ПМР, разработанные ВНИИСТ и Березняковским титано-магниевым комбинатом. Протектор типа ПМР (рис. 10.9) представляет собой цилиндр с отношением высоты к диаметру 0,2...0,4, имеющий углубление в верхней части в виде опрокинутого усеченного конуса. Это сделано для того, чтобы увеличить поверхность протектора и соответ-

ственно силу тока в начальный период его работы. В центре протектора впрессована стальная втулка для обеспечения контакта протектора с днищем.

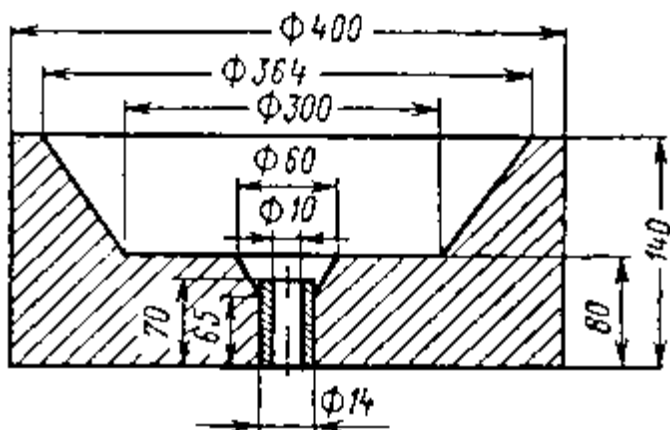


Рис. 10.9. Протектор типа ПМР-20

Серийно выпускаемые протекторы ПМР-5, ПМР-10, ПМР-20 различаются геометрическими размерами и весом (величина последнего в килограммах указывается в марке протектора).

Протекторы типа ПМР рекомендуется располагать на днище по concentрическим окружностям, расстояние между которыми принимается равным удвоенному радиусу действия одного протектора. При установке протекторов сначала зачищается площадка в форме круга диаметром 1,4...1,5 м, затем в ее центре приваривается стальной стержень диаметром 8 мм и высотой 35...60 мм, а зачищенное место изолируется. Далее протектор нанизывается на указанный стержень и приваривается к нему (посредством впрессованной стальной втулки), после чего место крепления покрывают эпоксидной смолой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировании и хранении/Ф. Ф. Абузова, И. С. Бронштейн, В. Ф. Новоселов и др. — М.: Недра, 1981. — 248 с.
2. ГОСТ Р 51164—98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. — М.: Госстандарт России, 1998. — 42 с.
3. Едигаров С. Г., Бобровский С. А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ: Учебное пособие. — М.: Недра, 1973. — 180 с.
4. Иванов Н. Д. Эксплуатационные и аварийные потери нефтепродуктов и борьба с ними. — М.: Недра, 1973. — 160 с.
5. Касьянов В. М. Гидромашины и компрессоры. — М.: Недра, 1981. — 295 с.
6. Контроль количества и качества нефтепродуктов/А. М. Несговоров, Ю. А. Фролов, В. Н. Муфтахова и др. — М.: Недра, 1994. — 151 с.
7. Коршак А. А., Ботыгин В. П. Применение «Норм естественной убыли нефтепродуктов при их приеме, хранении, отпуске и транспортировании». — Уфа: УГНТУ, 1994. — 58 с.
8. Коршак А. А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. — Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. — 144 с.
9. Кравцов В. В. Защита от коррозии внутренней поверхности стальных резервуаров: Учебное пособие. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. — 111 с.
10. Эксплуатация нефтебаз/Л. А. Мацкин, И. Л. Черняк, М. С. Илембитов. — М.: Недра, 1975. — 392 с.
11. Межирицкий Л. М. Оператор нефтебазы. — М.: Недра, 1976. — 239 с.
12. Нефтепродукты: Справочник. — М.: Химия, 1966. — 776 с.
13. Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз): ВНТП5-95. — Волгоград, 1995. — 123 с.
14. Основы трубопроводного транспорта нефтепродуктов/А. М. Шаммазов, А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, А. И. Гольянов. — Уфа: Реактив, 1996. — 158 с.
15. Плитман И. Б. Справочное пособие для работников автозаправочных и автогазонаполнительных станций. — М.: Недра, 1982. — 189 с.
16. Правила технической эксплуатации нефтебаз. — М.: Недра, 1986. — 168 с.
17. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. — Уфа: ИПТЭР, 2001. — 174 с.

18. Проектирование и эксплуатация нефтебаз: Учебник для вузов / С. Г. Едигаров, В. М. Михайлов, А. Д. Прохоров и др. — М.: Недра, 1982. — 280 с.
19. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учебник для вузов / М. В. Кузнецов, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов и др. — М.: Недра, 1992. — 238 с.
20. Ржавский Е. Л. Морские и речные нефтебазы. — М.: Недра, 1976. — 248 с.
21. Рыбак Б. М. Анализ нефти и нефтепродуктов. — М.: Гостоптехиздат, 1962. — 888 с.
22. Рыбаков К. В., Митягин В. А. Автомобильные цистерны для нефтепродуктов: устройство и особенности эксплуатации. — М.: Транспорт, 1989. — 400 с.
23. СНиП 2.11.03—93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
24. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. — М.: Недра, 1992. — 320 с.
25. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учебное пособие / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак и др. — Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. — 658 с.
26. Товарные нефтепродукты, их свойства и применение: Справочник. — М.: Химия, 1971. — 414 с.
27. Хизгилов И. Х. Сохранение качества нефтепродуктов при их транспорте и хранении. — М.: Недра, 1965. — 192 с.
28. Цистерны (устройство, эксплуатация, ремонт): Справочное пособие / В. К. Губенко, А. П. Никодимов, Г. К. Жилин и др. — М.: Транспорт, 1990. — 151 с.
29. Черникин В. И. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. — М.: Гостоптехиздат, 1955. — 518 с.
30. Шишкин Г. В. Справочник по проектированию нефтебаз. — Л.: Недра. Ленингр. отд-ние, 1978. — 216 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А
КАРТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ

Таблица А.1 — Карта технического обслуживания резервуара со стационарной крышей

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1. Резервуар в целом	Ежедневно в светлое время суток	Проверить визуально внешнее состояние. Обратить внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов, крайки днища
2. Дыхательный клапан	Не реже 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раз в неделю в осенне-зимний период	Седла тарелок очистить от окиси металла, грязи и пр., что препятствует клапанам свободно перемещаться вверх и вниз. Тарелки клапанов несколько раз повернуть, прижимая их к седлу. Не допускать заедания, примерзания клапанов обмерзания предохранительных сеток, закрывающих наружные отверстия дыхательных клапанов
3. Огневогй предохранитель на резервуаре	Не реже 1 раза в месяц в весенне-летний период	Снять крышку огневого предохранителя, проверить исправность и чистоту пакетов, удалить с них пыль, проверить плотность крышки и фланцевых соединений, правильность расположения пластин или гофрированной и плоской металлических лент в пакете
4. Предохранительный клапан	Не реже 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раз в 10 дней в осенне-зимний период	Проверить качество и паспортный уровень масла, горизонтальность колпака, чистоту сетчатой перегородки. При снижении уровня жидкости в гидрозатворе долить жидкость той же марки. При обнаружении удалить с внутренней поверхности колпака снег, лед, иней
5. Люки: световой, люк-лаз	Не реже 1 раза в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
6. Уровнемер	Каждый раз перед использованием, но не реже 1 раза в месяц	Проводить контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией завода-изготовителя
7. Перепускное устройство	Не реже 2 раз в месяц	Проверить плавность открытия-закрытия вентилля

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
8. Сифонный кран	Не реже 2 раз в месяц	Проверить отсутствие течи в сальниках крана, поворот крана должен быть плавным, без заеданий; в нерабочем состоянии приемный отвод должен находиться в горизонтальном положении
9. Прямо-раздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц	Проверить герметичность сварных швов
10. Системы пентушения	Сроки и порядок технического обслуживания с нормативными документами ГУПС МВД России	Проверить состояние уплотнений систем пожаротушения осуществляются в соответствии с нормативными документами ГУПС МВД России
11. Генератор пены ГПС	1 раз в месяц	Проверить состояние уплотнений монтажного фланца и растворпровода; внешний вид генератора; состояние рычажной системы; состояние защитной сетки
	1 раз в год	Проверка срабатывания ручного привода; промывка и чистка сеток кассеты; промывка, чистка и смазка шарнирных соединений; промывка и чистка распылителя; выявление и исправление мест коррозии и отслаивания покрытий; проверка состояний контактных поверхностей деталей из цветных металлов; проверка уплотнения выходного отверстия генератора на герметичность
12. Лестница шахтная	Перед использованием, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправностью, не допускать загромождения посторонними предметами, не допускать присутствия наледи в осенне-зимний период
13. Основание и фундамент	В первые 4 года эксплуатации — 1 раз в год В последующие — 1 раз в пять лет или при диагностике	Следить за осадкой основания, проводить нивелирование окрай-ки днища Проводить нивелирование окрайки днища

Таблица А.2 — Карта технического обслуживания резервуара с понтоном

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1. Резервуар в целом и его оборудование	Те же, что и для резервуара со стационарной крышей за исключением дыхательной арматуры	
2. Понтон стальной с открытыми отсеками	2 раза в год	Проверить наличие нефтепродукта на поверхности понтона
3. Вентиляционный патрубок с огневым предохранителем	2 раза в год	Проверить целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. Очистить от пыли. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С огневые предохранители необходимо снять

Таблица А.3 — Карта технического обслуживания резервуара с плавающей крышей

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1. Резервуар в целом	Ежедневно	То же, что и для резервуара со стационарной крышей
2. Кольцо жесткости	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние
3. Дополнительные кольца жесткости	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние
4. Центральная часть плавающей крыши	Ежедневно, в светлое время	Проверить наличие отпотин или нефтепродукта
5. Короба плавающей крыши	1 раз в квартал	Открыть крышки люков всех коробов и отсеков между коробами и проверить наличие отпотин или нефтепродукта в коробах
6. Люк световой	1 раз в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
7. Лестница шахтная. Площадка-переход	Перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Проверить исправность, не допускать загрязнения, загромождения посторонними предметами, присутствия наледи в осенне-зимний период
8. Лестница катучая	Каждую смену или перед каждым заполнением-опорожнением	Обратить внимание на состояние верхнего узла вращения

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
9. Ферма опорная	1 раз в неделю	Зимой обращать внимание на образование наледи, своевременно удалять ее
10. Водоспуск	Ежедневно	Открыть задвижку водоспуска на несколько витков и убедиться в отсутствии выхода нефтепродукта из открытого крана водоспуска
11. Ливнеприемник	Ежедневно	Проверить техническое состояние сетки ливнеприемника. По мере засорения сетки очищать ее от пыли, грязи, зимой от обледенений
12. Огневой предохранитель	1 раз в месяц	Проверить целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С огневые предохранители необходимо снять
13. Затвор у направляющей стойки	2 раза в год	Проверить степень износа трущихся поверхностей
14. Затвор уплотняющий	2 раза в год	Проверить техническое состояние мембраны, пружин и рычагов затворов. Обратит внимание на плотность прилегания затвора к стенке резервуара. Не допускать скопления пыли и грязи на шитке затвора

Таблица А.4 — Карта технического обслуживания железобетонных резервуаров

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1. Резервуар в целом	Ежедневно	Осмотр покрытия и состояния обсыпки резервуара, проверка наличия нефти в дренажных колодцах, камере управления задвижками
2. Люк-лаз, световые люки	1 раз в месяц (без вскрытия люков)	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений (герметичность фланцевых соединений)

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
3. Замерный люк	Каждый раз при использовании, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправным состоянием шарнира (крышки) и прокладочных колец
4. Дыхательный клапан	Не реже 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в неделю в осенне-зимний период	То же, что для резервуаров РВС
5. Огневой предохранитель на резервуаре	1 раз в месяц в весенне-летний период; 2 раза в месяц в осенне-зимний период	То же, что для резервуаров РВС
6. Предохранительный клапан	2 раза в месяц в весенне-летний период; 1 раз в 10 дней в осенне-зимний период	То же, что для резервуаров РВС
7. Уровнемер	Каждый раз перед использованием, но не реже 1 раза в месяц	Проводить контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией завода-изготовителя
8. Зачистное устройство для удаления подтоварной воды (погружной насос и др.)	Не реже 2 раз в месяц	Пробные пуски двигателя насоса
9. Система размыва и предотвращения накоплений донных отложений	В соответствии с инструкцией по их эксплуатации	Контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы
10. Водяной экран	В период положительных температур контроль за уровнем воды проводить не реже 2 раз в неделю	Уровень водяного экрана должен постоянно поддерживаться на проектной отметке
11. Лестница наружная	Ежедневно	Проверять визуально внешнее состояние лестницы, отсутствие наледи в осенне-зимний период
12. Приемно-раздаточные трубопроводы в камере управления	Ежедневно	Проверить визуально внешнее состояние
13. Задвижки	Ежедневно	Проверять визуально внешнее состояние, герметичность сальниковых уплотнений

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
14. Приемо-раздаточное устройство (приемо-раздаточный патрубков, хлопушка, донный клапан и механизм управления ими)	Не реже 1 раза в месяц	Проверка исправности механизма управления донным клапаном
15. Осадка резервуара	2 раза в год в первые 5 лет эксплуатации, далее 1 раз в 5 лет	Проверка осадки резервуара проводится нивелировкой покрытия в точках, указанных в журнале регистрации нивелирных отметок
16. Откосы обсыпки	Ежедневно в весенне-летний период	Проверка целостности растительного покрытия обсыпки
Железобетонный резервуар с плавающей крышей ЖБРПК Кольцо жесткости, плавающая крыша (центральная часть), коробка плавающей крыши, люк световой, лестница катушечная, ферма опорная, водоспуск, ливнеприемник, огневой предохранитель, затвор у направляющей стойки, затвор уплотняющий — так же, как и для РВСПК		

Приложение Б НОРМЫ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА НЕФТЕБАЗАХ И АЗС

На момент издания данной книги нормирование естественной убыли нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС осуществляется в соответствии с «Нормами естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании», утвержденными Госнабмом СССР 26.03.1986 г.

Естественная убыль нефтепродуктов из резервуаров

Естественная убыль нефтепродуктов при приеме определяется умножением естественной нормы, выраженной в кг/т (табл. Б.1, Б.2), на массу принятого нефтепродукта в резервуар в тоннах.

При приеме подогретых нефтепродуктов естественная убыль начисляется в зависимости от температуры его подогрева:

— при подогреве от 11 до 20 °С в осенне-зимний период соответствующая норма осенне-зимнего периода увеличивается в 1,5 раза;

— независимо от периода года естественная убыль начисляется по нормам весенне-летнего периода, увеличенным в 1,5 раза при подогреве нефтепродуктов от 21 до 30 °С, в 2 при подогреве от 31 до 50 и в 3 при подогреве свыше 50 °С.

Если при приеме нефтепродуктов нефтесбытовой организацией от нефтеперерабатывающего завода, транспортной организации, управления магистральных нефтепродуктопроводов масса нефтепродуктов определяется по резервуару нефтесбытовой организации, то норму естественной убыли при приеме в резервуар начисляет поставщик: нефтеперерабатывающий завод, транспортная организация, управление магистральных нефтепродуктопроводов.

Таблица Б.1 — Нормы естественной убыли нефтепродуктов 1 и 2 групп при приеме в резервуары (в кг на 1 т принятого количества)

Тип резервуара	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные стальные вместимостью:									
до 400 м ³	1	0,22	0,37	0,24	0,41	0,30	0,49	0,32	0,53
	2	0,20	0,36	0,22	0,39	0,22	0,47	0,29	0,52
700...1000 м ³	1	0,20	0,36	0,23	0,40	0,30	0,46	0,31	0,52
	2	0,18	0,33	0,21	0,38	0,21	0,43	0,25	0,43
2000 м ³ и более	1	0,12	0,21	0,17	0,25	0,17	0,27	0,19	0,28
	2	0,12	0,21	0,17	0,25	0,17	0,27	0,19	0,28
Наземные стальные с понтоном вместимостью:									
до 400 м ³	1	0,14	0,31	0,20	0,36	0,20	0,42	0,20	0,42
	2	0,12	0,31	0,15	0,34	0,15	0,42	0,20	0,42
700...1000 м ³	1	0,08	0,23	0,20	0,34	0,20	0,37	0,20	0,37
	2	0,07	0,23	0,15	0,29	0,15	0,14	0,06	0,18
2000 м ³ и более	1	0,06	0,12	0,06	0,14	0,06	0,14	0,06	0,18
	2	0,05	0,11	0,06	0,14	0,06	0,14	0,06	0,14
Наземные стальные, имеющие газовую обвязку, вместимостью:									
до 1000 м ³	1	0,12	0,20	0,12	0,20	0,13	0,27	0,13	0,30
	2	0,10	0,13	0,12	0,17	0,12	0,18	0,13	0,19
2000 м ³ и более	1	0,11	0,20	0,11	0,25	0,12	0,27	0,13	0,15
	2	0,10	0,13	0,10	0,17	0,11	0,18	0,13	0,14

Таблица Б.2 — **Нормы естественной убыли нефтепродуктов 3, 4, 5, 6 групп при приеме и хранении до одного месяца (в кг на 1 т принятого количества)**

Тип резервуара	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные стальные	3	0,08	0,15	0,11	0,18	0,12	0,20	0,10	0,22
	4	0,08	0,11	0,08	0,12	0,08	0,11	0,12	0,14
	5	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	6	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Заглубленные	3	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	0,12	0,07	0,14
	4	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	0,08
	5	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	6	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12

Если при приеме нефтепродуктов нефтесбытовой организацией масса нефтепродуктов определяется по вместимости резервуара нефтеперерабатывающего завода или транспортного средства, то норму естественной убыли при приеме в резервуар начисляет нефтесбытовая организация.

Естественная убыль нефтепродуктов 1 и 2 групп при приеме в резервуары начисляется по соответствующей норме. Естественная убыль нефтепродуктов 3 и 4 групп начисляется в размере 45 %, нефтепродуктов 5 и 6 групп — в размере 65 % от соответствующей нормы при приеме и хранении для указанных групп нефтепродуктов.

Естественная убыль нефтепродуктов при хранении до одного месяца определяется умножением соответствующей нормы (табл. Б.3) на массу хранимого в резервуаре нефтепродукта в тоннах.

При необходимости подогрева нефтепродуктов перед отпуском из резервуаров в транспортные средства естественная убыль начисляется независимо от периода года по нормам весенне-летнего периода, увеличенным при средней температуре подогрева от 21 до 30 °С в 1,5; при средней температуре подогрева от 31 до 50 °С — в 2 и при средней температуре подогрева от 51 °С и выше — в 3 раза.

Таблица Б.3 — **Нормы естественной убыли нефтепродуктов 1 и 2 групп при хранении в резервуарах до одного месяца (в кг на 1 т хранимого продукта в месяц)**

Тип резервуара	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные стальные вместимостью:									
до 400 м ³	1	0,23	0,66	0,32	0,90	0,39	1,11	0,50	1,49
	2	0,17	0,64	0,27	0,84	0,37	1,07	0,48	1,22
700...1000 м ³	1	0,16	0,65	0,28	0,88	0,32	1,05	0,39	1,34
	2	0,15	0,63	0,23	0,79	0,31	0,91	0,32	0,91
2000 м ³ и более	1	0,13	0,34	0,14	0,45	0,15	0,48	0,16	0,56
	2	0,13	0,34	0,14	0,42	0,15	0,48	0,16	0,56
Наземные стальные с понтоном вместимостью:									
до 400 м ³	1	0,07	0,15	0,07	0,21	0,08	0,28	0,08	0,37
	2	0,05	0,14	0,06	0,18	0,06	0,22	0,08	0,33
700...1000 м ³	1	0,05	0,14	0,05	0,20	0,06	0,27	0,07	0,33
	2	0,05	0,06	0,05	0,13	0,05	0,21	0,07	0,29
2000 м ³ и более	1	0,05	0,08	0,05	0,10	0,05	0,11	0,05	0,16
	2	0,05	0,06	0,05	0,09	0,05	0,11	0,05	0,16
Наземные стальные, имеющие газовую обвязку, вместимостью:									
до 1000 м ³	1	0,10	0,20	0,10	0,26	0,10	0,32	0,14	0,35
	2	0,06	0,20	0,08	0,25	0,08	0,26	0,14	0,28
2000 м ³ и более	1	0,10	0,19	0,10	0,26	0,10	0,28	0,12	0,28
	2	0,05	0,19	0,08	0,21	0,08	0,24	0,12	0,25

При подогреве до температур в пределах от 11 до 20 °С в осенне-зимний период соответствующая норма осенне-зимнего периода увеличивается в 1,5 раза.

Естественная убыль нефтепродуктов при хранении свыше одного месяца определяется, начиная со второго месяца хранения после последнего поступления, умножением соответствующей нормы (табл. Б.4) на массу нефтепродукта, находящегося в резервуаре после первого месяца хранения.

Естественная убыль нефтепродуктов при длительном (свыше одного года) хранении складывается из двух составляющих: убыли в первый год хранения и убыли при хранении свыше одного года.

Таблица Б.4 — **Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении в резервуарах свыше одного месяца (в кг на 1 т хранимого продукта в месяц)**

Тип резервуара	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1	2	3	4	1	2	3	4
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные стальные вместимостью:									
до 400 м ³	1	0,09	0,43	0,09	0,59	0,28	0,83	0,29	0,86
	2	0,09	0,26	0,09	0,43	0,17	0,62	0,18	0,63
	3	—	0,05	—	0,05	—	0,08	—	0,10
	4	—	—	—	—	—	0,05	—	0,05
700...1000 м ³	1	0,09	0,41	0,09	0,57	0,27	0,80	0,28	0,82
	2	0,09	0,25	0,09	0,42	0,16	0,59	0,17	0,61
	3	—	0,05	—	0,05	—	0,08	—	0,10
	4	—	—	—	—	—	0,05	—	0,05
2000 м ³ и более	1	0,05	0,24	0,09	0,37	0,13	0,46	0,14	0,52
	2	0,05	0,18	0,05	0,26	0,09	0,38	0,09	0,40
	3	—	0,05	—	0,05	—	0,05	—	0,05
	4	—	—	—	—	—	0,05	—	0,05
Наземные стальные с понтоном	1	—	0,10	—	0,15	0,05	0,19	0,05	0,20
	2	—	0,09	—	0,10	0,04	0,13	0,05	0,14
Заглубленные	1	—	0,10	0,05	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	2	—	0,10	—	0,10	0,05	0,10	0,05	0,10
	3	—	—	—	—	—	0,05	—	0,05

Естественная убыль нефтепродуктов в первый год длительно-го хранения определяется умножением соответствующей нормы (табл. Б.5) на количество принятого нефтепродукта в тоннах. Если прием нефтепродуктов производится в осенне-зимний период, а отпуск — в весенне-летний или наоборот, берется среднеарифметическая величина соответствующих норм.

При хранении нефтепродуктов свыше одного года на каждый последующий месяц начисляется естественная убыль по соответствующей норме (табл. Б.6).

Естественная убыль нефтепродуктов из резервуаров пунктов заправки

В нормы естественной убыли нефтепродуктов для автозаправочных станций и пунктов заправки включена естественная убыль при транспортировании, приеме нефтепродуктов из транспортных средств, при хранении в резервуарах и отпуске через раздаточные колонки.

Таблица Б.5 — Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, отпуске и хранении в первый год длительного хранения
(в кг на 1 т принятого количества)

Тип резервуара	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны					
		1		2		3	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные металлические с нормой загрузки 95 % и выше	1	4,000	4,400	2,600	3,000	2,490	2,800
	2	3,100	3,460	2,320	2,620	1,630	1,970
	3	0,570	0,670	0,448	0,524	0,370	0,466
	4	0,252	0,342	0,183	0,233	0,180	0,214
	5	0,190	0,190	0,110	0,110	0,100	0,100
	6	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
Наземные металлические с нормой загрузки менее 95 %	1	4,000	4,400	2,700	3,050	2,490	2,800
	3	0,570	0,670	0,520	0,600	0,390	0,490
	4	0,280	0,360	0,209	0,257	0,190	0,228
	5	0,190	0,190	0,120	0,120	0,100	0,100
Заглубленные	1	2,200	2,420	1,368	2,172	1,040	1,810
	4	0,497	0,682	0,310	0,353	0,188	0,280
	5	0,122	0,160	0,080	0,110	0,064	0,082
	6	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360	0,360

Таблица Б.6 — Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении свыше одного года (длительное хранение)

Тип резервуара	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны					
		1		2		3	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные металлические с нормой загрузки 95 % и выше	1	0,130	0,450	0,050	0,280	0,040	0,180
	2	0,080	0,250	0,040	0,180	0,030	0,140
	3	0,010	0,040	—	0,019	—	0,019
	4	—	0,019	—	0,009	—	0,009
Наземные металлические с нормой загрузки менее 95 %	1	0,130	0,450	0,060	0,300	0,040	0,180
	3	0,010	0,040	—	0,019	—	0,019
	4	—	0,019	—	0,010	—	0,010
Заглубленные	1	0,060	0,100	0,009	0,049	0,010	0,030
	4	—	0,018	—	0,010	—	0,009

Естественная убыль нефтепродукта определяется умножением соответствующей нормы (табл. Б.7) на массу принятого нефтепродукта в тоннах.

Таблица Б.7 — Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске на автозаправочных станциях и пунктах заправки (в кг на 1 т принятого количества)

Тип резервуара	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные стальные	1	0,08	0,60	0,54	0,99	0,72	1,05	0,74	1,25
	5	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	6	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Наземные стальные с понтоном	1	0,15	0,30	0,27	0,40	0,40	0,56	0,41	0,62
Заглубленные	1	0,23	0,30	0,36	0,40	0,48	0,56	0,49	0,68
	5	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	6	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12

Примечание. Нормы естественной убыли не распространяются на нефтепродукты, принимаемые и сдаваемые по счету (фасованную продукцию).

Естественная убыль мазута при приеме, отпуске и хранении в открытых земляных амбарах

Естественная убыль мазута, хранимого в открытых земляных амбарах, рассчитывается умножением соответствующей нормы (табл. Б.8) на площадь испарения мазута (площадь поверхности амбара) в квадратных метрах.

Естественная убыль твердых нефтепродуктов

В нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме включена естественная убыль, происходящая при транспортировании и хранении.

Естественная убыль твердых нефтепродуктов определяется умножением соответствующей нормы (табл. Б.9) на количество принятого или отпущенного нефтепродукта в тоннах.

Таблица Б.8 — **Нормы естественной убыли мазута при приеме, отпуске и хранении в открытых земляных амбарах** (в кг на 1 м² поверхности испарения нефтепродукта в месяц)

Климатические зоны							
1		2		3		4	
осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
1,44	2,16	1,84	2,56	2,16	2,88	2,16	2,88

Таблица Б.9 — **Нормы естественной убыли нефтепродуктов 7 группы** (в кг на 1 т принятого или отпущенного количества)

Вид операций	Климатические зоны			
	1	2	3	4
Прием	0,11	0,11	0,12	0,13
Отпуск	0,01	0,01	0,01	0,01

Примечание. Указанные нормы естественной убыли не распространяются на нефтепродукты, принимаемые и сдаваемые по счету (фасованную продукцию).

Приложение В

**ЕДИННЫЕ (ОБЩИЕ) СУДОЧАСОВЫЕ НОРМЫ СЛИВА-НАЛИВА НАЛИВНЫХ СУДОВ,
ОБРАБАТЫВАЕМЫХ НА ПРИЧАЛАХ НЕ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ (Т/Ч)**

Грузо-оборот причала, т	Диаметр грузового трубопровода, мм	Для судов грузоподъемностью, т											
		Погрузка светлых нефтепродуктов				Выгрузка светлых и погрузка темных нефтепродуктов				Выгрузка темных нефтепродуктов			
		600 и менее	601...1800	1801...4000	4001 и более	600 и менее	601...1800	1801...4000	4001 и более	600 и менее	601...1800	1801...4000	4001 и более
до 5000	100 и менее	55	60	70	90	45	50	60	75	40	40	50	65
	150	70	85	110	130	60	70	90	110	50	60	75	95
	200	90	110	145	170	75	90	120	140	65	75	100	120
от 5001 до 10 000	300 и более	110	145	215	235	90	120	180	195	75	100	150	165
	100 и менее	70	90	95	120	60	65	80	100	50	55	70	85
	150	100	120	150	180	85	100	125	150	70	85	110	130
от 10 001 до 20 000	200	140	155	210	245	115	130	175	205	100	110	150	175
	300 и более	145	235	340	380	120	195	285	315	100	165	240	270
	100 и менее	95	95	115	145	80	80	95	120	70	70	80	100
	150	130	150	185	220	110	125	155	185	95	110	130	160
	200	145	205	270	310	120	170	225	260	100	145	190	220
	300 и более	145	275	400	430	120	230	330	360	100	195	280	300

Грузо-оборот причала, т	Диаметр грузового трубопровода, мм	Для судов грузоподъемностью, т											
		Погрузка светлых нефтепродуктов				Выгрузка светлых и погрузка темных нефтепродуктов				Выгрузка темных нефтепродуктов			
		600 и менее	601...1800	1801...4000	4001 и более	90 и менее	601...1800	1801...4000	4001 и более	75 и менее	601...1800	1801...4000	4001 и более
от 20001 до 30000	100 и менее	110	110	130	170	90	90	110	140	75	75	95	120
	150	145	175	220	265	120	145	185	220	100	125	160	190
	200	145	240	310	370	120	200	260	310	100	170	220	265
	300 и более	145	340	460	520	120	280	385	435	100	240	330	370
от 30001 до 50000	100 и менее	120	120	150	125	100	100	125	155	85	85	110	130
	150	145	205	250	305	120	170	210	255	100	145	180	220
	200	145	280	385	445	120	235	320	370	100	200	270	315
	300 и более	145	415	595	660	120	245	500	550	100	295	425	470
от 50001 до 100000	100 и более	145	145	180	220	120	120	150	185	100	100	130	160
	150	145	240	310	370	120	200	260	310	100	170	220	265
	200	145	355	455	540	120	295	380	450	100	250	320	380
	300 и более	145	450	650	720	120	375	520	600	100	320	440	510

Приложение Г
СУДОЧАСОВЫЕ НОРМЫ ПОГРУЗКИ-ВЫГРУЗКИ
МОРСКИХ СУДОВ

Наименование нефтеналивных грузов	При наливе										При сливе							
	Дедвейт										Суммарная производительность судовых грузовых насосов, м ³ /час							
	10 000...17 000	17 001...27 000	27 001...37 000	37 001...41 000	41 001...45 000	45 001...55 000	55 001...80 000	80 001...120 000	120 001...150 000	более 15 000	2001...2500	2501...3500	3501...5000	7500	10 000	12 000	15 000	более 15 000
Мазут	2000	2500	3000	3000	4000	4500	—	—	—	—	1600	2100	2800	—	—	—	—	—
Моторное топливо, дизельное топливо	2000	2500	3000	3000	4000	4500	—	—	—	—	1600	2100	2800	—	—	—	—	—
Реактивное топливо	1500	1500	1700	2200	—	—	—	—	—	1450	—	—	—	—	—	—	—	—
Керосины	1500	1500	1700	2200	3000	—	—	—	—	1550	2000	—	—	—	—	—	—	—
Автолы, масло смазочное	600	600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Бензины	1300	1300	1500	2000	2500	—	—	—	—	1360	1800	—	—	—	—	—	—	—
Масла специальные (трансформаторное, веретенное и др.)	1300	1200	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечания:

1. Судочасовые нормы налива-слива для малых судов, не включенных в настоящую таблицу, принимаются в проектах в соответствии с действующими эксплуатационными нормами ММФ по наибольшему из значений.
2. Для периода одновременного налива двух видов нефтепродуктов на один танкер нормы для каждого вида снижаются на 50 %.
3. При перегрузке вязких нефтепродуктов при температуре воздуха ниже 0 °С нормы снижаются на 15 %; при сливе бензина в летний период нормы снижаются на 10 %.
4. В настоящих нормах предусматривается, что необходимая подготовка продукта к перекачке (подогрев и др.) производится до начала грузовых операций и в соответствующее время норм налива-слива не включено.
5. Расчетная производительность насосных установок нефтебазы для обеспечения приведенных судочасовых норм составляет 1,35...1,4 к соответствующим нормам налива.

Приложение Д НЕДОСТАТКИ ТРАДИЦИОННЫХ ФОРМУЛ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ БОЛЬШОГО И МАЛОГО «ДЫХАНИЙ»

В основе используемых ныне формул для расчета потерь от «большого дыхания» лежит формула, полученная П. В. Валявским.

$$G = \left[(1 - c_1) \cdot \frac{P_{z1} \cdot V_{z1}}{T_{z1}} - (1 - c_2) \cdot \frac{P_{z2} \cdot V_{z2}}{T_{z2}} \right] \cdot \frac{c}{R_y \cdot (1 - c)}, \quad (\text{П.Д.1})$$

где $P_{z1}, V_{z1}, T_{z1}, c_1$ — давление, объем, температура газового пространства, а также объемная концентрация углеводородов в нем в начальный момент времени; $P_{z2}, V_{z2}, T_{z2}, c_2$ — то же в конечный момент времени; c — средняя объемная концентрация углеводородов в ГП.

При «большом дыхании» $T_{z1} = T_{z2} = T_z$. Принимая также во внимание, что $c_1 \cdot P_{z1} = P_{y1}$, $c_2 \cdot P_{z2} = P_{y2}$; $c = P_y / P_z$, а $V_{z2} = V_{z1} - V_n$, после ряда преобразований будем иметь

$$G_{\text{б.д}} = \left[V_n - V_{z1} \left(\frac{P_{z2} - P_{z1} + P_{y1} - P_{y2}}{P_{z2} - P_{y2}} \right) \right] \cdot \frac{P_y}{R_y \cdot T_z} \cdot \frac{P_{z2} - P_{y2}}{P_z - P_y}, \quad (\text{П.Д.2})$$

где V_n — объем закачиваемого нефтепродукта; P_{z1}, P_{z2} — парциальное давление паров нефтепродукта в начале и в конце закачки.

Нетрудно видеть, что формула (П.Д.2) переходит в формулу (9.3) при $P_{y1} = P_{y2} = P_y$, т. е. В. И. Черников получил ее, считая, что в процессе заполнения резервуара не происходит донасыщения его газового пространства. В 50-е гг. прошлого века такое допущение казалось очевидным. Однако уже в 60-е гг. было установлено, что процесс донасыщения ГП имеет место практически всегда. Поэтому формула (9.3) является упрощенной. Расчеты показывают, что она занижает величину потерь относительно более строго полученной формулы (П.Д.2) на 9,4...105,2 %.

Однако и формула (П.Д.2) не является эталоном, т. к. не учитывает явления превышения объема паровоздушной смеси над объемом закачиваемого нефтепродукта. В рамках методики, которую использовал при выводе формулы (П.Д.1) П. В. Валявский, учесть это невозможно.

При выводе своей формулы для расчета потерь от «малого дыхания» профессор Н. Н. Константинов искусственно разделил сомножители в зависимости (9.12), представив ее в виде

$$G_{\text{мд}} = g_{\text{ср}} \cdot V_{\text{ПВС}}, \quad (\text{П. Д.3})$$

где $g_{\text{ср}}$ — среднее содержание углеводородов в 1 м³ паровоздушной смеси; $V_{\text{ПВС}}$ — объем «выдоха».

Величину $g_{\text{ср}}$ Н. Н. Константинов предлагает находить, используя уравнение газового состояния

$$g_{\text{ср}} = \frac{\rho_{\text{min}} + \rho_{\text{max}}}{R_y \cdot (T_{z \text{ min}} + T_{z \text{ max}})}. \quad (\text{П. Д.4})$$

Нетрудно видеть, что здесь в качестве парциального давления и температуры взяты их средние значения за период «выдоха».

Объем вытесняемой в атмосферу ПВС он находит интегрированием (9.13а), что в итоге дает

$$V_{\text{ПВС}} = V_z \cdot \ln \left[\left(\frac{P_{z1} - P_{\text{min}}}{P_{z2} - P_{\text{max}}} \right) \cdot \frac{T_{z \text{ max}}}{T_{z \text{ min}}} \right].$$

Соответственно, формула Н. Н. Константинова имеет вид

$$G_{\text{мд}} = g_{\text{ср}} \cdot V_z \cdot \ln \left[\left(\frac{P_{z1} - P_{\text{min}}}{P_{z2} - P_{\text{max}}} \right) \cdot \frac{T_{z \text{ max}}}{T_{z \text{ min}}} \right]. \quad (\text{П. Д.5})$$

Сравнение результатов расчета потерь от «малого дыхания» по формулам (9.19) и (П. Д.5) приведено в табл. П. Д.1

Таблица П. Д.1 — Сравнение результатов расчета по формулам (П. Д.5) и (9.19)

$P_{\text{min}},$ Па	$P_{\text{max}},$ Па	$T_{z \text{ min}},$ К	$T_{z \text{ max}},$ К	Величины $G_{\text{мд}} \cdot R_y / V_z$, найденные по формулам		Погрешность расчета по формуле (П. Д.5), %
				(П. Д.5)	(9.19)	
10 000	30 000	280	290	17,7	45,5	-61,1
10 000	30 000	290	300	17,0	41,4	-58,9
10 000	30 000	300	310	16,4	37,7	-56,5
20 000	40 000	280	290	29,8	57,0	-47,8
20 000	40 000	290	300	28,6	52,5	-45,5
20 000	40 000	300	310	27,6	48,5	-43,1
30 000	50 000	280	290	45,4	71,9	-37,0
30 000	50 000	290	300	43,7	67,0	-34,8
30 000	50 000	300	310	42,1	32,5	-32,7
40 000	60 000	280	290	66,5	92,5	-28,0
40 000	60 000	290	300	64,1	86,8	-26,2
40 000	60 000	300	310	61,8	81,7	-24,4

Из табл. П. Д.1 видно следующее:

- 1) формула (П. Д.5) систематически занижает величину расчетных потерь от «малого дыхания» (при изменении определяющих параметров в указанных пределах — в 1,3...2,6 раза);
- 2) погрешность наиболее велика при относительно низких величинах парциального давления углеводородов в ГП резервуаров, т. е. при увеличении их вместимости, а также при уменьшении степени их заполнения.

Худшие результаты вычислений по формуле (П. Д.5) можно объяснить следующим. Во-первых сказалось искусственное разделение сомножителей в зависимости (9.12), что в математике не принято. Во-вторых выражение (П. Д.4) для расчета g_{cp} не имеет никакого обоснования: из логических соображений можно было бы записать и по-другому

$$g_{cp} = 0,5 \cdot \left(\frac{P_{\min}}{R_y \cdot T_{z \min}} + \frac{P_{\max}}{R_y \cdot T_{z \max}} \right) = \frac{0,5}{R_y} \left(\frac{P_{\min}}{T_{z \min}} + \frac{P_{\max}}{T_{z \max}} \right).$$

Тогда и результаты расчетов по формуле (П. Д.5) были бы иными.

Содержание

Введение	3
1. Общие сведения о нефтебазах и нефтепродуктах	4
1.1. Классификация нефтебаз и производственные операции, проводимые на них.	4
1.2. Объекты нефтебаз и их размещение	7
1.3. Генеральный план нефтебазы	11
1.4. Номенклатура и основные эксплуатационные характеристики нефтепродуктов, с которыми оперируют нефтебазы	14
Классификация нефтепродуктов	14
Бензины автомобильные	15
Дизельные топлива.	19
Топлива для реактивных двигателей, топливо печное бытовое, керосин осветительный	24
Котельные топлива	26
Смазочные масла	27
Пластичные смазки	28
Растворители	29
1.5. Физико-химические свойства нефтепродуктов	30
2. Проектирование и эксплуатация резервуарных парков нефтебаз	39
2.1. Определение вместимости резервуарных парков	39
2.2. Резервуары нефтебаз	45
2.3. Оборудование резервуаров	52
Оборудование для обеспечения надежной работы резервуаров и снижения потерь нефтепродукта	52
Оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров ...	64
Противопожарное оборудование	65
Приборы контроля и сигнализации	68
2.4. Оптимальные размеры вертикальных цилиндрических резервуаров	73
2.5. Требования к размещению резервуаров	77
Наземные резервуары	77
Подземные резервуары	78
2.6. Эксплуатация резервуаров и резервуарных парков	79
Правила эксплуатации	79
Зачистка резервуаров.	83

Подготовка резервуаров к паводку и зиме.....	92
Контроль за состоянием и техническое обслуживание резервуаров	93
3. Проектирование и эксплуатация продуктовых насосных станций нефтебаз	96
3.1. Общие требования к устройству продуктовых насосных станций	96
3.2. Насосы, применяемые на нефтебазах	99
Центробежные насосы	99
Поршневые насосы	105
Шестеренные насосы	111
3.3. Характеристики насосов нефтебаз	115
Центробежные насосы	115
Поршневые и шестеренные насосы	118
3.4. Пересчет характеристик насосов нефтебаз	120
Центробежные насосы	120
Поршневые и шестеренные насосы	124
3.5. Эксплуатация насосов и насосных станций нефтебаз	124
Центробежные насосы	124
Поршневые насосы	131
4. Проектирование и эксплуатация технологических трубопроводов нефтебаз	138
4.1. Технологическая схема нефтебазы	138
4.2. Требования к прокладке технологических трубопроводов и их эксплуатация	140
4.3. Механический расчет технологических трубопроводов	146
4.4. Расчет потерь напора в трубопроводах	150
Потери напора на трение	150
Потери напора на местные сопротивления	155
4.5. Особенности гидравлического расчета технологических трубопроводов нефтебаз	157
Расчет потерь напора в простом трубопроводе	157
Расчет потерь напора в сложном трубопроводе	159
4.6. Характеристика технологических трубопроводов	167
4.7. Совмещенная характеристика технологических трубопроводов и продуктовых насосных станций	168

4.8.	Графоаналитический метод расчета разветвленных трубопроводов	171
5.	Сливоналивные операции на нефтебазах	173
5.1.	Способы и средства доставки нефтепродуктов на нефтебазы .	173
	Железнодорожный транспорт	173
	Водный транспорт	178
	Автомобильный транспорт	183
	Трубопроводный транспорт	185
5.2.	Сливоналивные устройства для транспортных средств	186
	Железнодорожный транспорт	186
	Водный транспорт	203
	Автомобильный транспорт	205
	Организация приема-отпуска нефтепродуктов на нефтебазах. Операции с железнодорожными цистернами	215
	Операции с наливными судами	216
	Операции с автоцистернами и тарой	217
5.3.	Определение основных параметров сливоналивных устройств	218
5.4.	Продолжительность самотечного слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн	224
5.5.	Расчет принудительного слива железнодорожных цистерн ..	228
5.6.	Выбор схемы включения центробежных насосов при сливе цистерн	237
6.	Подогрев высоковязких и высокозастывающих нефтепродуктов	240
6.1.	Необходимость подогрева нефтепродуктов	240
6.2.	Вероятная температура нефтепродукта в емкостях и трубопроводах	241
6.3.	Методы и средства подогрева нефтепродуктов	249
	Путевой подогрев нефтепродуктов в трубопроводах	249
	Подогрев нефтепродуктов в железнодорожных цистернах .	251
	Подогрев нефтепродуктов в резервуарах	257
6.4.	Расчет продолжительности подогрева	259
6.5.	Выбор температуры подогрева нефтепродукта	260
	Подогрев ньютоновских жидкостей	264
	Подогрев неньютоновских жидкостей	265

6.6.	Теплогидравлический расчет «горячих» трубопроводов нефтебаз	266
7.	Автозаправочные станции	273
7.1.	Назначение и типы АЗС	273
7.2.	Состав сооружений типовой АЗС	277
7.3.	Генплан и технологическая схема АЗС	279
7.4.	Технологическое оборудование АЗС.....	288
	Резервуары АЗС	288
	Топливораздаточные колонки.....	295
7.5.	Производственные операции АЗС.....	301
	Прием нефтепродуктов.....	301
	Хранение нефтепродуктов.....	305
	Отпуск нефтепродуктов	305
	Замер уровня и отбор проб в горизонтальных резервуарах АЗС	307
8.	Количественный учет нефтепродуктов	313
8.1.	Методы измерения количества нефтепродуктов	313
8.2.	Приборы и системы учета нефтепродуктов	315
8.3.	Средства измерения нефтепродуктов.....	320
	Объемно-массовый метод измерения.....	320
	Массовый метод измерения.....	321
	Объемный метод измерения	322
	Гидростатический метод измерения	323
8.4.	Отбор проб нефтепродуктов.....	323
8.5.	Потеря качества нефтепродуктов	327
8.6.	Восстановление качества нефтепродуктов	330
9.	Потери нефтепродуктов и их сокращение	332
9.1.	Классификация потерь нефтепродуктов и пути их сокращения	332
9.2.	Механизм и динамика испарения нефтепродуктов в резервуарах	336
9.3.	Прогнозирование потерь нефтепродуктов от испарения	340
	Расчет потерь от «большого дыхания»	340
	Расчет потерь от «малого дыхания».....	343
9.4.	Сокращение потерь нефтепродуктов от их испарения.....	345

9.5. Выбор технических средств сокращения потерь нефтепродуктов от испарения	359
9.6. Нормирование естественной убыли нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС	360
10. Защита технологических трубопроводов и резервуаров от коррозии	365
10.1. Классификация коррозионных процессов	365
10.2. Механизм коррозии металлических сооружений нефтебаз и АЗС	367
10.3. Особенности коррозии резервуаров для нефтепродуктов	369
10.4. Противокоррозионная защита технологических трубопроводов с помощью изоляционных покрытий	371
Назначение покрытий	371
Требования, предъявляемые к изоляционным покрытиям .	371
Материалы и конструкции изоляционных покрытий	371
10.5. Электрохимическая защита технологических трубопроводов	374
Катодная защита	374
Протекторная защита	377
Электродренажная защита трубопроводов	378
10.6. Противокоррозионная защита резервуаров	379
Литература	389
Приложения	391
Приложение А. Карты технического обслуживания резервуаров ...	392
Приложение Б. Нормы естественной убыли нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС	397
Приложение В. Единые (общие) судочасовые нормы слива-налива наливных судов, обрабатываемых на причалах не общего пользования (т/ч)	405
Приложение Г. Судочасовые нормы погрузки-выгрузки морских судов	407
Приложение Д. Недостатки традиционных формул для расчета потерь нефтепродуктов от «большого дыхания»	408

Учебное издание

Коршак Алексей Анатольевич,
Коробков Геннадий Евгеньевич,
Муфтахов Евгений Махмутович

НЕФТЕБАЗЫ и АЗС

Учебное пособие

Зав. редакцией Т. Е. Бочарова
Редактор О. В. Берелехис
Компьютерная верстка: Д. Р. Тазиева, Ю. Р. Гайсина

Сдано в набор 03.03.06. Подписано в печать 29.05.06.
Формат 60 x 84 1/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Minion».
Печать офсетная. Усл. печ. л. 24,18. Уч.-изд. л. 26,79.
Тираж 1000 экз. Заказ 480.

Техническое редактирование, корректура, верстка
выполнены в редакции научно-технической литературы «Академия»
ООО «ДизайнПолиграфСервис»
450005, г. Уфа, ул. Кирова, 65; тел. (3472) 52-70-88

Отпечатано в ООО «ДизайнПолиграфСервис»
450005, г. Уфа, ул. Кирова, 65, оф. 102; тел. (3472) 52-40-36
Почта: 450000, Уфа-центр, а/я 1535
E-mail: dizain@ufanet.ru
www.dizain.ufanet.ru