

Г.В. Коннова

ОБОРУДОВАНИЕ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Рекомендовано ДВ РУМЦ в качестве учебного пособия для студентов специальностей «Машины и аппараты химических производств», «Оборудование нефтегазопереработки» вузов

Издание второе

Ростов-на-Дону
«Феникс»
2007

УДК 621.6 (075.8)
ББК 33.36+35.514я73
КТК 241
К 64

Рецензенты:

д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой «ПСЭН» Дальневосточного государственного технического университета А.Н. Гульков;
гл. инженер УМНГ «Роснефть-Сахалинморнефтегаз»;
каф. общетехнических дисциплин ГУОВПО «Комсомольский-на-Амуре государственный педагогический университет» Е.Б. Воротников,
зав. кафедрой, канд. пед. наук, доцент Г.В. Оглоблин

Коннова Г. В.

К 64 Оборудование транспорта и хранения нефти и газа : учеб. пособие для вузов / Г. В. Коннова. — 2-е изд. — Ростов н/Д.: Феникс, 2007. — 128 с. (Высшее образование).

ISBN 5-222-09839-7

В пособии рассматривается трубопроводный, железнодорожный и водный транспорт нефтепродуктов. Приводятся основные расчетные материалы для проектирования и эксплуатации нефтегазопроводов, нефтебаз, резервуаров.

Рассматриваются оборудование, устанавливаемое на резервуарах, трубопроводная арматура; вопросы защиты трубопроводов от коррозии; особенности перекачки высоковязких продуктов.

Даются классификация, состав и свойства природных и искусственных газов, теоретические основы движения газов по трубам, подготовка газа к транспорту.

Пособие предназначено для студентов специальностей «Машины и аппараты химических производств» и «Оборудование нефтегазопереработки» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.6 (075.8)
ББК 33.36+35.514я73

ISBN 5-222-09839-7

© Коннова Г. В., 2007

© Оформление, изд-во «Феникс», 2007

ВВЕДЕНИЕ

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) является одной из основ экономики России. Между добычей и переработкой нефти и газа находится важное звено ТЭК — магистральные трубопроводы. По трубопроводам транспортируются: вода, нефть, нефтепродукты, газ, конденсаты, сыпучие материалы и т.д. Работа трубопроводной системы должна быть увязана и согласована с железнодорожным, речным и автомобильным транспортом.

При больших массах транспортируемых нефтегрузов хранение их стало большой народнохозяйственной проблемой. Необходимость хранения нефти и газа обусловлена неравномерностью их потребления. Чем большее количество нефтепродуктов и газа необходимо хранить, тем больше потери их от испарения и других причин. Только разветвленная сеть трубопроводов в четкой согласованности с другими видами транспорта позволяет хранить минимально необходимое количество нефтепродуктов и газа.

Таким образом, транспорт и хранение нефти и газа представляют собой одну из важнейших отраслей нефтяной и газовой промышленности.

1. ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

1.1. Общие сведения о транспорте и нефтепродуктах

Развитие народного хозяйства связано со значительным ростом потребления нефти, нефтепродуктов и газа. Промышленность, транспорт и сельское хозяйство потребляют свыше 200 сортов нефтепродуктов в виде горючего и смазочных масел. Газ используют в металлургии, на электростанциях и в других областях как наиболее дешевый вид топлива. Бесперебойная работа всех отраслей народного хозяйства зависит от своевременной поставки нефтепродуктов.

Доставка и распределение нефтепродуктов осуществляется трубопроводным, водным, железнодорожным и автомобильным транспортом, а также сетью нефтебаз, газохранилищ, бензогазораздаточных станций.

Каждый вид транспорта используется в зависимости от развития соответствующих транспортных путей, от объема перевозок, характера нефтегрузов, от расположения нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), нефтебаз и основных потребителей. При этом во всех случаях выбора вида транспорта преследуется цель: при минимальных затратах сократить сроки доставки и полностью исключить нерациональные перевозки.

При выборе вида транспорта во внимание принимаются как недостатки, так и преимущества данного вида. Известно, что удельные затраты тем меньше, чем больше мощность транспортной магистрали. Однако нельзя пренебрегать и такими факторами, как сезонность работы и расстояние перевозки. Например, водным транспортом, который дешевле железнодорожного, можно перевозить только в навигационный период, автомобильным — в некоторых районах до наступления распутицы, а железнодорожным и трубопроводным — практически круглый год. При перевозках на короткие расстояния достаточно экономично пользоваться автомобильным транспортом. В случае доставки нефтепродуктов на весьма большие расстояния, когда не удастся ограничиться одним видом транспорта, приходится передавать нефтегруз с одного вида транспорта на другой. Перемещение грузов несколькими видами транспорта называется *смешанными перевозками*.

1.2. Железнодорожный транспорт.

Общая характеристика

Железнодорожным транспортом перевозят все виды нефтепродуктов, нефть и сжиженные газы. В общем объеме перевозок на его долю приходится около 40 %. Нефть и нефтепродукты перевозятся по железным дорогам, как правило, *в вагонах-цистернах*. Только небольшая часть, около 2 %, транспортируется в мелкой таре — *в бочках, контейнерах и бидонах*. Для транспортировки отдельных видов масел, смазок и небольших партий светлых и темных нефтепродуктов используются *крытые вагоны*. Отличительная особенность железнодорожных перевозок — это возможность доставки нефтегрузов в любое время года, благодаря чему большинство распределительных баз расположено на железнодорожных магистралях. Однако железнодорожный транспорт имеет существенные недостатки. К ним относятся: большие капиталовложения при строительстве новых и реконструкции действующих путей; относительно высокие эксплуатационные расходы на перевозку нефти по сравнению с другими видами транспорта (в 2–4 раза дороже водного и трубопроводного).

Нефть и нефтепродукты перевозятся в железнодорожных цистернах грузоподъемностью 25, 50, 60, 90 и 120 т. Наибольшее распространение имеют четырехосные цистерны объемом 50 и 60 м³. Вагоны-цистерны формируют в поезда, называемыми *наливными маршрутами*. Цистерны оборудуются универсальными *сливными приборами*. Они устанавливаются в нижней части котла цистерны и обеспечивают полный слив нефтепродукта.

Для ограничения максимально допустимого давления и вакуума в железнодорожных цистернах, сверх которых могут возникнуть опасные напряжения в стенке котла, цистерны снабжают *пружинными предохранительными клапанами*.

Цистерны, предназначенные для перевозки высоковязких застывающих нефтепродуктов, оборудуют наружными паровыми рубашками или внутренними устройствами для подогрева. Паровая рубашка обеспечивает подогрев (подплавление) пограничного слоя застывшего нефтепродукта без разогрева остальной его массы. Цистерны с внутренними подогревателями обычно снабжены наружной теплоизоляцией (цистерны-термосы) для уменьшения тепловых потерь, когда цистерна находится в пути.

Для перевозки битума как весьма тугоплавкого нефтепродукта применяют специальные железнодорожные вагоны, называемые *бункерными полувагонами*. Особенность их заключается в том, что они состоят из четырех бункеров с паровой рубашкой (объемом по

11,8 м³), установленных на раме вагона. Опорные точки бункера расположены таким образом, что в заполненном состоянии его центр тяжести находится выше этих точек, и бункер легко опрокидывается (при освобождении захватов). Битум вываливается в затвердевшем виде на разгрузочную площадку, а затем после опорожнения бункер возвращается в первоначальное вертикальное положение.

По железной дороге нефтепродукты перевозят также и в контейнерах. *Контейнеры* представляют собой небольшие цистерны грузоподъемностью 2,5 и 5 т. Их устанавливают на железнодорожных платформах и по прибытии к месту назначения в заполненном виде перегружают кранами на грузовые машины. В цистернах-контейнерах перевозят главным образом масла и смазки. Поскольку масла и смазки имеют высокую вязкость, контейнеры снабжены паровыми рубашками для подогрева нефтепродуктов при их опорожнении.

Слив и налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, прибывающие на нефтебазу, производится на специальных сливно-наливных устройствах (эстакадах).

На нефтебазу цистерны подают по подъездным железнодорожным путям, которые примыкают к железнодорожным магистралям у ближайшей станции. В зависимости от характера проводимых операций подъездные железнодорожные пути разделяют на *основные*, предназначенные для слива и налива нефти и нефтепродуктов; *вспомогательные* — для разгрузки или погрузки тарных грузов и других вспомогательных материалов; *обгонные* — для маневровых работ. На основных железнодорожных путях размещают устройства для сливно-наливных операций, которые вместе с ними называются *сливно-наливным фронтом*.

Нефтепродукты всех видов перевозят по железным дорогам в соответствии с «Правилами перевозок грузов» МПС. Этими правилами предусмотрен порядок формирования железнодорожных цистерн в маршруты, условия перевозок нефтегрузов, подачи железнодорожных маршрутов под слив и налив на эстакады, правила сдачи наполненных маршрутов по железной дороге, нормы времени на погрузочно-разгрузочные операции, а также основные требования к технической эксплуатации.

1.3. Водный транспорт

Водным транспортом перевозят нефть, нефтепродукты и сжиженные газы.

Водный транспорт подразделяется на *морской* и *речной*. Он осуществляет перевозку нефти и нефтепродуктов как внутри

страны, так и за ее пределами. На долю водного транспорта приходится около 13 % от общего объема перевозок нефтегрузов.

По сравнению с железнодорожным водный транспорт требует меньшего расхода топлива на единицу перевозок, характеризуется небольшой численностью обслуживающего персонала, меньшими затратами металла на единицу грузоподъемности и небольшой собственной массой по отношению к массе перевозимого груза.

Морским транспортом внутри России основные перевозки нефтепродуктов осуществляются в Каспийском, Черном, Азовском, Балтийском, Японском и Охотском морях.

К преимуществам морского транспорта относятся низкая себестоимость перевозки нефти за счет использования судов большой грузоподъемности на дальние расстояния.

Речным транспортом доставляются нефтепродукты на многие нефтебазы, расположенные на реках. Протяженность сухоходных рек в России составляет около 150 тыс. км.

К преимуществам речного транспорта относится высокая пропускная способность речных путей и возможность перебрасывать флот из одного речного бассейна в другой. Для отдельных районов Якутии, Тюмени, Омской и Новосибирской областей речной транспорт является основным способом доставки нефтепродуктов.

К отрицательным свойствам речного транспорта можно отнести то, что на зимний период прекращаются речные перевозки. Это приводит к созданию межнавигационных запасов нефти в перевалочных пунктах или у потребителей. Приходится сооружать крупные резервуарные емкости на промыслах, НПЗ и водных нефтебазах для соответствующего накопления и длительного хранения нефти.

К недостаткам речного транспорта также относятся несовпадения географического расположения сети с наполнением нефтяных грузопотоков, что удлиняет расстояние перевозки, и малая скорость нефтеналивных судов по сравнению с другими видами транспорта.

Нефтеналивные суда подразделяют на *морские* (танкеры), *речные, озерные и смешанного плавания*, а также *самоходные* и *несамоходные*.

Самоходные (танкеры) имеют машинные отделения; несамоходные суда (баржи) передвигаются при помощи буксиров различной мощности.

Нефтеналивное судно характеризуется следующими показателями:

1) *осадкой судна* — глубиной, на которую погрузилось судно; осадку определяют по положению ватерлинии. Ватерлиния делит судно на надводную и подводную части и называется *порожней (легкой) ватерлинией*, соответствующей порожнему судну; ватерлиния, соответствующая осадке судна с максимальным грузом, называется *грузовой ватерлинией*;

2) *водоизмещением* — равным массе воды, вытесненной груженым судном до грузовой ватерлинии (при суммарной массе судна и груза);

3) *грузоподъемностью* — массой транспортируемого груза;

4) *дедвейтом* — полной массой груза, включающей транспортируемую массу и груз для собственных нужд (вода, топливо, багаж и продовольствие), который может быть принят судном без потери своей плавучести и остойчивости и при сохранении скорости хода;

5) *остойчивостью* — способностью судна не переворачиваться, а возвращаться в свое положение при крене, в которое оно приводится волной, ветром или неравномерной нагрузкой. Наклон судна в поперечном направлении, т.е. в сторону одного из его бортов, называется *креном*, а наклон в продольном направлении, т.е. в сторону носа или кормы — *дифферентом*;

б) *непотопляемостью* — способностью судна держаться на воде при пробоях в корпусе. Она тем больше, чем больше в нем перегородок, разделяющих судно на отдельные герметичные отсеки. При отсутствии перегородок жидкий груз при крене или дифференте получает возможность перетекать в сторону наклона судна, увеличивая крен за пределы, обеспечивающие остойчивость, что в результате может привести к переворачиванию судна. Во избежание крена загрузку и выгрузку отсеков (танков) производят по определенной очередности.

Танкеры и баржи различаются как по грузоподъемности, так и по их конструкции. По конструктивной схеме нефтеналивное судно представляет собой стальной каркас (с поперечными и продольными связями), к которому крепится обшивка. В корпусе танкера различают три основные части — среднюю, носовую, кормовую.

Средняя часть танкера в связи с пожарной безопасностью отделена от носа и кормы двоянными непроницаемыми переборками, образующими свободную полость, которая называется *коффердамом*. Коффердам заливают обычной водой, чтобы соз-

дать надежную изоляцию опасной зоны судна от других его частей. Средняя часть танкера при помощи непроницаемых перегородок разделена на отсеки (танки), в которые заливают нефтепродукт. Танки сообщаются между собой через специальные клинкеты, установленные в нижней части перегородок, которые открываются во время налива или выкачки нефтегруза. Управление клинкетами выведено на палубу судна.

Наличие отдельных отсеков повышает остойчивость танкера. При аварии с одним танком (пробоина или пожар) остальные танки остаются в защищенном состоянии.

Для выполнения операций по выкачке нефтегрузов, а также для внутренних перекачек служит насосное (машинное) отделение, которое оборудовано грузовыми насосами. В носовой части имеются сухогрузный трюм для перевозки нефтепродуктов в таре и сухих грузов, а также отделение для хозяйственных грузов.

Налив и откачка нефтепродуктов производится по системе трубопроводов, соединяющих машинное отделение с отсеками. При наливе следят, чтобы танки были залиты полностью во избежание самопроизвольного перемещения нефтепродуктов при перекачке танкера. Перемещение нефтепродукта при перекачке может вызвать большие гидравлические удары и вероятность нарушения прочности стенок. На корме размещены машинное отделение, топливные баки, жилые помещения.

Озерно-речные танкеры в отличие от морских имеют меньшую осадку (вследствие малых речных глубин), чем и объясняется их малая грузоподъемность (10–12 тыс.).

Танкеры не имеют возможности причаливать к берегу и стоят в рейде. В этом случае нефтегрузы перегружают на лихтеры, грузоподъемность которых достигает 100 т. Лихтеры бывают самоходные и несамоходные.

Для перевозки вязких нефтепродуктов баржи оборудованы подогревателями, причем пар для этих целей подается с буксира или специальных плавучих насосных станций.

В настоящее время применяют смешанные перевозки. Разновидность грузовых судов смешанного плавания — *нефтерудовозы*. Руду загружают в центральный трюм, а нефтепродукты заливают в бортовые цистерны — по четыре с каждого борта. У нефтерудовоза нет «холостых» пробегов, неизбежных для танкера или рудовоза. Так, в Швецию они доставляют нефть, а обратно возвращаются с рудой.

При перевозке нефтепродуктов по водным магистралям соблюдают правила Министерства морского и речного флота. Этими правилами предусмотрены порядок подготовки судна к

наливу, погрузочно-разгрузочных операций, условия перевозки при различных температурных режимах, требования к герметичности систем и другим мерам технической эксплуатации; установлен также порядок замера количества груза и оформления грузовых документов.

1.4. Автомобильный транспорт

Автотранспорт широко используется при перевозках нефтепродуктов с распределительных нефтебаз непосредственно потребителю. Наиболее эффективно он используется в районах, куда невозможно доставить нефтепродукты железнодорожным или водным путями сообщения. Основное назначение автотранспорта — доставка готовых нефтепродуктов с крупных нефтебаз на мелкие и далее к потребителю. Доставка производится автоцистернами, топливозаправщиками путем перекачки по местным трубопроводам. Широко применяются контейнерные и тарные перевозки в специальных контейнерах, бочках и мелкой таре.

Автоцистерны оснащены комплектом оборудования, включающим патрубок для налива нефтепродукта, дыхательный клапан, стержневой указатель уровня, клиновую быстродействующую задвижку для слива топлива, два шланга с наконечниками и насос с механическим приводом. Объем отдельных автоцистерн достигает 25 м³. Внутри цистерны установлены поперечные и продольные волнорезы для уменьшения силы ударной волны жидкости при движении автомашины.

Для обеспечения пожарной безопасности на автоцистернах установлены огнетушители и устройства для заземления цистерн и шлангов для отвода статического электричества, которое может образоваться при наливке и сливе нефтепродуктов.

Автотопливозаправщиками называются автоцистерны, оборудованные комплектом насосно-раздаточных устройств. Автотопливозаправщики предназначены для заправки топливом автомашин, а также сельскохозяйственных машин и самолетов. Автотопливозаправщики используют преимущественно для снабжения нефтепродуктом потребителей или автоколонн, работающих в отдалении от нефтебаз и заправочных станций.

Автотопливозаправщики обычно монтируют на шасси грузовых машин и оборудуют раздаточным насосом, трубопроводной обвязкой, приемо-раздаточными шлангами, водовоздухоотделителями, фильтрами, счетчиками и другими контрольно-измерительными приборами. Оборудование автотопливозаправщика приводится в действие водителем из кабины управления.

Автомаслозаправщики предназначены для транспортировки масел с нефтебаз и заправки транспортных средств маслом в стационарных и полевых условиях. Они оборудованы специальным подогревателем для нагрева масла. Маслозаправщик состоит из шасси автомобиля и смонтированного на нем оборудования. Кроме котла установлены насос с приводом, фильтр, счетчик, прямо-раздаточные шланги, кабина управления с контрольно-измерительной аппаратурой и средства пожаротушения.

Масло подогревается в котле-цистерне при помощи форсунок. Высокая температура масла сохраняется длительное время благодаря теплоизоляции котла. Во избежание подгорания масла в трубчатке (змеевике) в процессе подогрева масло циркулирует при помощи насоса со скоростью не менее 2 м/с.

Автотранспортом осуществляется также перевозка нефтепродуктов в контейнерах и в мелкой таре.

Контейнерами называются емкости небольшого объема (1–5 м³), в которых нефтепродукты доставляются потребителю без перекачки в стационарные хранилища. Контейнеры сгружают с машин при помощи кранов. Контейнерные емкости не закрепляются за автомашиной и попеременно могут служить транспортной емкостью и временным хранилищем. Контейнерные перевозки весьма удобны для отдаленных районов и при организации полевых передвижных складов. В качестве контейнеров используют металлические или эластичные резиноканевые емкости объемом 2,5 и 4 м³. Их устанавливают обычно на грузовых автомобилях ГАЗ-51 или ЗИЛ-164, причем заполняют их непосредственно в кузове автомобиля.

Из мелкой тары наиболее распространены бочки и бидоны. Различают два основных вида бочек — металлические для транспорта жидкого топлива (бензина, керосина и др.) и фанерные (штампованные), используемые в основном для консистентных смазок. Металлические бочки бывают объемом 50–500 л, а фанерные — 50 л.

Бидоны применяют двух типов: металлические и фанерные. Металлические бидоны изготавливают из белой жести прямоугольной и цилиндрической формы объемом 5–62 л. Металлофанерные бидоны для консистентных смазок изготавливают объемом 16 л, корпус у них фанерный, а днище металлическое штампованное. Эти бидоны, покрытые изнутри бензостойким материалом, используются также под масло.

1.5. Трубопроводный транспорт

Нефтепродуктопроводы протяженностью более 50 км и диаметром более 219 мм называются магистральными. Магистральные трубопроводы в зависимости от перекачиваемой жидкости соответственно называются: *нефтепроводами* — при перекачке нефти; *нефтепродуктопроводами* — при перекачке жидких нефтепродуктов, например, бензина, керосина, дизельного топлива, мазута.

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы и ответвления от них в соответствии со Строительными нормами и правилами (СНиП II–45–75) сооружают диаметром до 1620 мм с избыточным давлением не выше 10 МПа (100 ат.). Они предназначаются для транспортировки нефти и нефтепродуктов из районов их добычи, производства или хранения до мест потребления — нефтебаз, пунктов налива и отдельных промышленных предприятий.

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса:

- к I классу относятся трубопроводы диаметром 1620–1000 мм;
- к II классу — трубопроводы диаметром 1000–500 мм;
- к III классу — трубопроводы диаметром 500–300 мм;
- к IV классу — трубопроводы диаметром менее 300 мм.

Первый трубопровод протяженностью 12 км, диаметром 3 дюйма (73,5 мм) был построен в 1872 г. и предназначался для перекачки нефти с Балахнинских промыслов на Бакинские нефтеперегонные заводы.

Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы по устройству в принципе одинаковы и состоят из трубопровода и насосных станций, располагаемых вдоль трассы трубопровода. Различаются они только отдельными элементами технологических схем магистрального трубопровода.

Основными сооружениями магистрального нефтепровода являются: *головная перекачивающая станция*, которую размещают на начальном участке трубопровода (в районе нефтепромыслов), она служит для приема нефти с последующей подачей ее в трубопровод; *промежуточные перекачивающие станции*, которые обеспечивают дальнейшее передвижение нефти по трубопроводу; *нефтебаза*, где осуществляется прием нефти из трубопровода для дальнейшей отправки потребителю, и *трубопровод с ответвлениями и линейными сооружениями*, к которым относятся дома линейных ремонтников и аварийно-ремонтные пункты, устройства линейной и станционной связи, установки коррозионной защиты и др. В состав перекачивающих станций входят: резервуарный парк, устрой-

ства для пуска скребков или разделителей, установки для фильтров, а также отдельные емкости для сброса утечек и приема жидкости из предохранительных систем защиты.

По принципу перекачки на практике применяют две системы — постанционную и транзитную (рис. 1.1).

Постанционная перекачка характеризуется тем, что нефть поступает в резервуар промежуточной перекачивающей станции до его заполнения, а затем из него откачивают нефть для подачи на следующую станцию (рис. 1.1, а).

Для обеспечения непрерывности работы трубопровода на станциях предусматривается не менее двух резервуаров. Причем в один резервуар производится закачка, а из другого одновременно осуществляется откачка для подачи в трубопровод. По этой схеме требуется большее число резервуаров, что связано с усложнением условий эксплуатации и дополнительными затратами. Постанционная перекачка применяется только в отдельных случаях: при наладке нефтепровода; выявлении пропускной способности отдельных его перегонов и др.

В основном применяют *транзитную* перекачку (рис. 1.1, б–г). При такой перекачке поступающий в резервуар продукт немедленно всасывается насосами и перекачивается на следующую станцию. Резервуар одновременно включен и на прием продукта

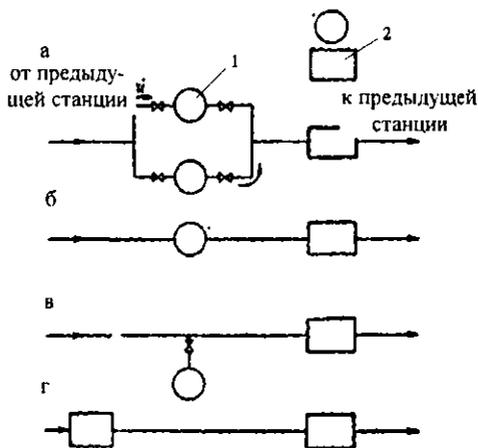


Рис. 1.1. Системы перекачек:

а — постанционная; б — через резервуар; в — с подключенным резервуаром; г — из насоса в насос; 1 — резервуар; 2 — насосная станция

предыдущей станции, и на всасывание насосов для дальнейшей его перекачки.

В зависимости от способа включения самого резервуара различают следующие системы транзитной перекачки:

- а) через резервуар;
- б) с подключенным резервуаром;
- в) из насоса в насос.

Рассмотрим каждую из этих систем в отдельности.

Перекачка «*через резервуар*». При последовательном включении резервуара жидкость, поступающая с предыдущей станции, прежде чем попасть на прием насосов, проходит через резервуар (см. рис. 1.1, б).

Усиленное движение нефтепродукта способствует интенсивному испарению. Перекачка «через резервуар» применяется в случаях необходимости освобождения перекачиваемой жидкости от воздуха и газа до поступления ее в насос или для отстоя перекачиваемого продукта от воды на ходу перекачки. Не рекомендуется для перекачки нефти и светлых нефтепродуктов.

Перекачка «*с подключенным резервуаром*». Перекачиваемая жидкость поступает в насосы непосредственно из трубопровода, минуя резервуар, включенный в магистраль параллельно (см. рис. 1.1, в). Из трубопровода в резервуар или наоборот жидкость поступает лишь в периоды нарушения согласованности в работе перекачивающих станций. Потери от испарения из резервуаров значительно снижаются, так как в резервуары попадает лишь часть перекачиваемого продукта; основное же количество его проходит из начального пункта нефтепровода в конечный, не заходя в резервуары промежуточных станций.

Перекачка «*из насоса в насос*» является наиболее совершенной в отношении предотвращения потерь продукта от испарения (см. рис. 1.1, г)

В качестве перекачивающих агрегатов наиболее эффективны центробежные насосы, так как они легко поддаются синхронизации и автоматическому регулированию. Кроме того, в отличие от поршневых они не дают опасного повышения давления даже при полном закрытии задвижки на нагнетании. Использование поршневых насосов может привести к тяжелой аварии вследствие недопустимого давления на выкиде насосов предыдущей станции. В этом случае обязательна установка предохранительных клапанов на приеме и выкиде, отрегулированных на допустимый избыток давления. Для приема избытка продукта из предохранительных клапанов предусматривают специальные резервуары.

2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПЕРЕКАЧКУ ЖИДКОСТЕЙ

Вязкость нефти и нефтепродуктов. Основным свойством жидкости, влияющим на давление и производительность перекачки, является вязкость, характеризующая собой внутреннее трение жидкости. Различают абсолютную, кинематическую и относительную вязкость. В формулах гидравлики трубопроводов обычно фигурирует кинематическая вязкость, измеряемая в квадратных сантиметрах на секунду ($\text{см}^2/\text{с}$). Вязкость определяют приборами, называемыми вискозиметрами.

Кинематическую вязкость определяют по формуле

$$v_t = 0,0731 \text{ВУ}_t - (0,0631/\text{ВУ}_t),$$

где v_t — кинематическая вязкость, $\text{см}^2/\text{с}$; ВУ_t — градусы условной вязкости.

Индекс t указывает, при какой температуре определена вязкость жидкости.

Вязкость сырой нефти зависит от температуры. С повышением температуры вязкость снижается и, наоборот, с понижением — увеличивается.

При гидравлическом расчете нефтепроводов приходится учитывать температурные условия перекачки, зависящие от температуры нефтепродукта в начальном пункте и температуры среды, окружающей трубопровод. Поэтому в расчеты часто вводят промежуточные значения вязкости. Эти значения удобнее всего определять по кривой вязкости, вычерчиваемой на основании лабораторных данных.

Удельный вес — вес единицы объема. Изменения удельного веса продукта влияют на ход перекачки в значительно меньшей степени, чем изменения вязкости. Объясняется это тем, что удельный вес нефти с изменением температуры колеблется в сравнительно узких пределах.

При гидравлических расчетах применяется понятие относительного удельного веса, называемого для краткости просто удельным весом. Относительный удельный вес показывает, во сколько раз данная жидкость, взятая при температуре 20°C , тяжелее или легче воды, взятой в том же объеме при температуре 4°C . Эта величина безразмерная. Удельный вес (относительный удельный вес) нефтепродукта, определенный при температуре,

отличной от 20 °С, и не приведенный к этой температуре, называют «погружением» в соответствии с погружением в жидкость денсиметра – прибора, служащего для определения удельного веса при данной температуре жидкости.

В лабораториях удельный вес нефти определяют при помощи весов Вестфала или пикнометра, которые дают значительно большую точность, чем денсиметр.

Промежуточные значения удельного веса определяют аналитическим путем по формуле

$$\gamma_t = \gamma_{20} - \beta(t - 20),$$

где γ_t – удельный вес при t °С; γ_{20} – удельный вес при 20 °С; β – коэффициент, значения которого приведены в [«Транспорт нефтепродуктов и газа», М., 19608, с. 54–55].

Температура перекачиваемой жидкости. Температура перекачиваемой жидкости без путевого подогрева зависит от температуры почвы, которая, в свою очередь, зависит от климата местности и времени года.

Температура перекачиваемой жидкости определяет величину вязкости и таким образом влияет на режим перекачки; она определяет возможность застывания нефти и образования ледяных пробок в зимнее время. Кроме того, в зависимости от колебания температуры стенок труб рассчитывают прочность трубопровода.

Магистральные трубопроводы прокладывают с заглублением их в грунт, для чего роют специальную траншею. Глубина траншеи определяется в основном по соображениям защиты трубопровода от резких колебаний температуры. С увеличением глубины залегания трубопровода колебания температуры окружающего его грунта уменьшаются, и в периоды похолодания предотвращается чрезмерное возрастание вязкости нефти, а также уменьшается растяжение трубопровода, могущее вызвать его разрыв. Однако излишнее увеличение глубины траншеи ведет к непроизводительным затратам во время строительства и осложняет ремонтные работы при эксплуатации трубопровода.

2.1. Трасса трубопровода и ее профиль

Трассой трубопровода называют линию, развитую на местности и определяющую направление оси трубопровода в каждой его точке. Эта линия, будучи нанесена на план местности, по которой проходит трубопровод, называется планом трассы.

Проекцию трассы на параллельную ей вертикальную плоскость называют профилем трассы, причем каждой точке этого профиля отвечает определенная отметка над уровнем моря (рис. 2.1).

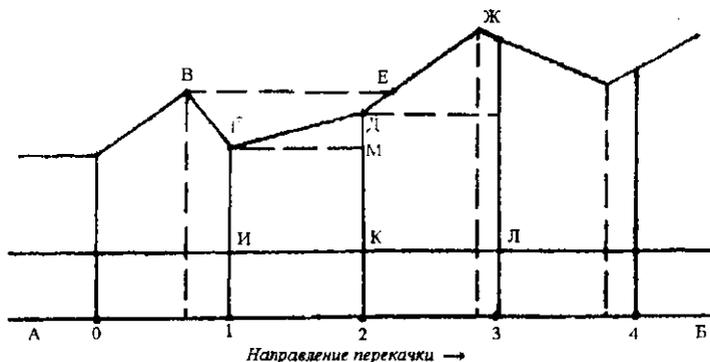


Рис. 2.1. Профиль трассы трубопровода

Профиль трассы строят так, что длина трубопровода определяется на нем горизонтальной прямой АБ, являющейся разверткой трассы. Сама же ломаная линия профиля является условной линией, характеризующей собой вертикальные уклоны отдельных участков трассы, но не их длину. Например, расстояние между точками трассы Г и Д определяется не длиной отрезка ГД, а длиной отрезка ИК (следовательно, расстояние между точками Г и Д равно расстоянию между точками Д и Ж, так как ИК = КЛ). Ордината ИГ в принятом масштабе представляет отметку Z_{Γ} точки Г над уровнем моря. Разность ординат КД – ИГ = МД или $Z_{\Gamma} - Z_{\Delta} = \Delta Z$ определяет собой в том же масштабе разность отметок точек Г и Д трассы трубопровода. При определении разности отметок ΔZ необходимо всегда вычитать значение предыдущей ординаты Z_{Γ} из значения последующей ординаты Z_{Δ} , т. е. необходимо брать разность отметок всегда против хода перекачки.

Для лучшего выявления местности вертикальный масштаб профиля обычно берут в несколько раз больше, чем горизонтальный масштаб. Отношение вертикального к горизонтальному масштабу называется искажением профиля. Искажение может быть десятикратным, пятидесятикратным, стократным и т.п.

Точку профиля, резко возвышающуюся над соседними, называют пиком (точка В). Пониженный же участок трассы, огра-

ниченный с обеих сторон подъемами, называют карманом или мешком (участок ВГДЕ).

Длину трубопровода непосредственно по его трассе измеряют топографической лентой. При предварительных расчетах длину трубопровода можно определять по карте, причем точность измерения увеличивается с увеличением масштаба карты.

2.2. Гидравлический уклон

Гидравлическим уклоном называют отношение потери напора на трение к единице длины трубопровода (рис. 2.2):

$$i = h_{\text{тр}}/l = h/l = \lambda \omega^2 / 2\alpha g,$$

где $h_{\text{тр}}$ – напор, потерянный на трение; l – длина трубопровода. $h_{\text{тр}}$ и l имеют одинаковую размерность, поэтому i – безразмерная величина.

Отрезок $AD = h$ изображает полный напор, идущий на преодоление всех сопротивлений на определенном участке трубопровода. Линия DC называется линией гидравлического уклона. В любой точке E трассы отрезок KE вертикали между линией профиля трассы и линией гидравлического уклона равен пьезометрическому напору $h_{\text{п}}$, а отрезок BO между линией гидравлического уклона и горизонталью $КО$ – потере напора на трение на пути от начальной до данной точки профиля (для точки E потеря напора на участке AE равна $h'_{\text{тр}}$).

Гидравлический уклон i есть тангенс угла α (при вычислении $\text{tg}\alpha$ необходимо учитывать масштабное искажение профиля).

Физически линию гидравлического уклона можно представить как ось воображаемого трубопровода, в верхний конец которого жидкость подается насосами, а оттуда движется самотеком

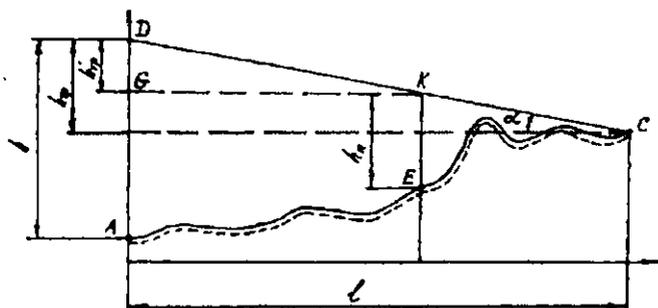


Рис. 2.2. Профиль трассы с линией гидравлического уклона

под влиянием собственной тяжести, причем скорость ее движения соответствует скорости в реальном трубопроводе.

2.3. Гидравлический расчет трубопроводов

Основной задачей гидравлического расчета является определение диаметра d трубопровода и потери напора h по заданной производительности Q .

Расчет вновь проектируемого трубопровода начинают с предварительного выбора диаметра и ориентировочно выбранной скорости ω движения жидкости.

По скорости ω , диаметру d и вязкости γ устанавливается параметр Рейнольдса Re и характер движения жидкости. Затем определяют коэффициент гидравлического сопротивления λ , гидравлический уклон i и потерю напора h на трение в трубопроводе.

В гидравлике различают два основных режима: ламинарный и турбулентный. Между ними лежит неопределенный режим, при котором в трубопроводе может наблюдаться то ламинарное, то турбулентное движение.

Для определения режима движения служит параметр Рейнольдса:

$$Re = \omega d / \gamma,$$

где ω – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с; d – диаметр трубопровода, м; γ – кинематическая вязкость, м²/с.

Установлено, что при $Re \geq 2320$ в трубопроводе кругового сечения всегда имеет место турбулентный режим $Re \leq$, а при 2320 – ламинарный.

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

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

$$h = \lambda \omega^2 / 2dg, \quad (2.1)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; ω – средняя скорость движения жидкости, м/с.

Если потерю напора выразить через расход, то уравнение (2.1) примет вид:

$$h = 8\lambda Q^2 / (\pi^2 g d^5). \quad (2.2)$$

В отдельных случаях формулу (2.2) применяют в виде

$$h = \beta Q^{2-m} \gamma^m l / d^{5-m}, \quad (2.3)$$

где β и m – коэффициенты, зависящие от режима движения.

Гидравлический уклон:

$$i = h/l = \lambda \omega^2 l / (2dg) = tg \alpha,$$

где λ – зависит от режима движения жидкости и от степени шероховатости стенок трубопровода.

Под шероховатостью понимают неровности (выступы) на внутренних поверхностях стенок. Различают абсолютную и относительную шероховатость.

Абсолютной шероховатостью ϵ называется абсолютная высота выступов на внутренней поверхности трубопровода. Относительная шероховатость ϵ есть отношение абсолютной шероховатости к внутреннему радиусу трубопровода:

$$\epsilon = e/r.$$

Трубы имеют шероховатость различных размеров и неравномерную по длине трубы. Поэтому для характеристики шероховатости пользуются эквивалентной (усредненной) шероховатостью K_1 . Она зависит от материала труб, продолжительности эксплуатации, явлений коррозии и эрозии. Для большинства стальных труб эквивалентная шероховатость 0,1—0,2 мм. Опытами установлено, что для нефтепроводных и газопроводных труб $K_1 = 0,14—0,15$ мм.

Трубопроводы разделяются на гидравлически гладкие и гидравлически шероховатые. Гидравлически гладкими называются трубопроводы, в которых отдельные струи потока, двигаясь параллельно друг другу, плавно обтекают все неровности на внутренней поверхности трубы, в результате чего шероховатость не оказывает влияния на сопротивление потока. Такое явление наблюдается при ламинарном режиме. Коэффициент гидравлического сопротивления λ для гидравлически гладких труб зависит от числа Re и не зависит от степени шероховатости стенок труб.

С увеличением турбулентности толщина пограничного слоя уменьшается, становится меньше абсолютной шероховатости ϵ и в результате при соприкосновении жидкости со стенкой трубы

получаются дополнительные завихрения, создаваемые выступами, за счет которых величина коэффициента гидравлического сопротивления увеличивается. В этом случае коэффициент сопротивления зависит от шероховатости стенок трубопровода и числа Рейнольдса (зона смешанного трения). При дальнейшем увеличении числа Рейнольдса повышается турбулентность потока и, начиная с определенного значения Рейнольдса, коэффициент λ будет зависеть только от шероховатости труб (квадратичная зона). При перекачке нефти режим квадратичного сопротивления не наблюдается. Он встречается при транспорте газа. В нефтепроводах чаще встречается режим гидравлически гладкого трения ($Re < Re_1$), в продуктопроводах – смешанное трение ($Re_1 < Re < Re_{II}$).

Величина коэффициента гидравлического сопротивления при ламинарном режиме, когда $Re < 2320$, независимо от степени шероховатости трубы, определяется по формуле Стокса:

$$\lambda = 64 / Re.$$

Для ламинарного режима коэффициенты в формуле (2.3) равны $m = 1$ и $\beta = 128/(\pi g)$.

При $Re > 3000$ всегда имеет место турбулентный режим. Коэффициенты m и β при турбулентном режиме в зоне гидравлически гладких труб $m = 0,25$ и $\beta = 0,241/g$, а при квадратичном законе сопротивления (для гидравлически шероховатых труб) $m = 0$ и $\beta = 8\lambda/(\pi^2 g)$.

Для расчета коэффициентов гидравлического сопротивления при турбулентном режиме для разных чисел Рейнольдса рекомендуется пользоваться формулами:

Блазиуса $\lambda = 0,3164 \cdot Re^{-0,25}$;

Исаева $1/\lambda^{1/2} = -1,8 \lg(6,8/Re + \epsilon)$;

Никурадзе $\lambda = 1/(1,74 + 21gd/2K_1)^2$.

Многие вязкие нефтепродукты при низких температурах (вблизи температуры застывания) не подчиняются закону Ньютона, а следуют закону Шведова – Бингхема, так как обладают динамическим сопротивлением сдвига. Они текут по трубам особым образом: центральная часть потока движется как твердое тело, а периферийная – течет как жидкость ламинарно. Такой режим движения называют структурным.

Потеря напора на местные сопротивления определяется по формуле

$$h_{м.с} = \sum \epsilon \omega^2 l / (2g), \quad (2.4)$$

где $\sum \epsilon$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений на расчетном участке; ω – скорость за местом сопротивления.

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

Эквивалентная длина прямого участка определится, если приравнять правые части уравнений (2.1) и (2.4) и обозначить l через $l_{э.кв.}$:

$$l_{э.кв.} = \epsilon d / \lambda.$$

Суммарная потеря напора в трубопроводе определяется по формуле

$$H = h_t + h_{с.к.} \pm H_{с.т.},$$

где h_t – потери напора на трение по длине и в местных сопротивлениях, м ст. жидк.; $h_{с.к.} = \omega^2_{\max} l / (2g)$ – потери на участке, которому соответствует наибольшая скорость движения нефтепродукта (в местах сужения трубопровода), м ст. жидк.; $H_{с.т.}$ – разность отметок уровней жидкости в конце и начале трубопровода (на какую высоту приходится поднимать жидкость).

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

2.4. Характеристика трубопровода

При подаче жидкости центробежным насосом в напорный трубопровод подача насоса и развиваемый им напор зависят от сопротивления трубопровода. Кривую, выражающую зависимость потери напора трубопровода от производительности перекачки по нему, называют характеристикой трубопровода и выражают ее в тех же координатах, что и характеристику насоса. Общая потеря напора H_0 складывается из потерь на трение h и преодоление разности нивелирных отметок ΔZ :

$$H_0 = \beta Q^{2-m} v^m L / D^{5-m} + \Delta Z. \quad (2.5)$$

Если трубопровод имеет участки с лупингами, то при одинаковых диаметрах лупинга:

$$H_0 = i(L - x) + i_{\gamma}x + \Delta Z \quad (2.6)$$

где x — суммарная протяженность лупингованных участков.

Уравнения (2.5) и (2.6) являются аналитическими выражениями характеристики трубопровода. Величины L , D , λ определяют крутизну характеристики; чем больше вязкость нефти, протяженность трубопровода или меньше его диаметр, тем характеристика круче. Построение характеристики трубопровода производится с помощью гидравлического расчета. Для этого, задаваясь рядом значений Q , определяют величины напора H . Значения H наносят на график, и полученные точки соединяют плавной кривой, представляющей собой характеристику трубопровода.

2.5. Совмещенная характеристика насосных станций и трубопровода

Если на график $H - Q$ нанести (рис. 2.3) суммарную характеристику насосов и трубопровода, то совместный график называется совмещенной характеристикой.

Точка пересечения характеристик насоса и трубопровода является рабочей точкой насоса, которой соответствуют определенные значения Q и H . На рис. 2.3 представлены совмещенные рабочие характеристики насоса и трубопровода. Рабочая характеристика трубопровода при геометрическом напоре, равном нулю, представлена кривой 1 (см. рис. 2.3, а). При перекачке жидкости с подъемом на некоторую высоту $H_{ст}$, рабочая характеристика пе-

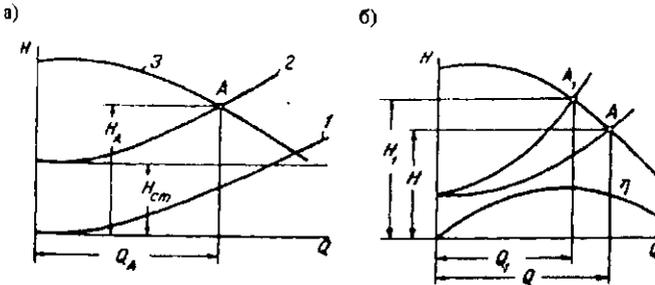


Рис. 2.3. Рабочие характеристики центробежного насоса и трубопровода:

а — рабочие характеристики насоса и трубопровода; б — смещение рабочей точки при изменении характеристики трубопровода; 1 — характеристика трубопровода при $H_{ст} = 0$; 2 — характеристика трубопровода с подъемом жидкости на высоту $H_{ст}$; 3 — характеристика центробежного насоса

решается на графике в положение 2, соответствующее в масштабе напоров высоте $H_{ст}$. Точка А — рабочая точка насоса. Каждой характеристике трубопровода соответствует своя рабочая точка, так как ее положение на кривой $H — Q$ зависит от кривизны линии характеристики.

При проектировании трубопроводов и подборе насосов необходимо стремиться к тому, чтобы рабочая точка насоса находилась на ординате максимального КПД (η). Из рис. 2.3, б видно, что наибольшее значение КПД будет для трубопровода с рабочей точкой A_1 , которой отвечают производительность Q_1 и напор H_1 .

2.6. Расчет сложных трубопроводов

Трубопроводы с постоянным диаметром по всей длине без боковых ответвлений называются простыми. Трубопроводы с изменяющимся диаметром по длине и с ответвлениями являются сложными трубопроводами.

Потеря напора в сложном трубопроводе, состоящем из ряда последовательных участков разных диаметров (рис. 2.4), определяется как сумма потерь на всех участках

$$H = h_1 + h_2 + \dots + h_n,$$

где H — потеря напора в трубопроводе, составленном из последовательно соединенных участков; h_1, h_2, \dots, h_n — потери напора на отдельных участках.

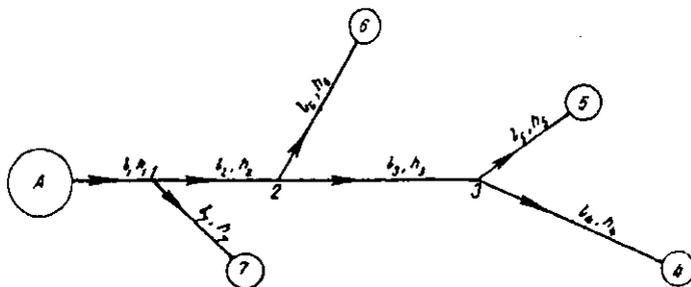


Рис. 2.4. Схема разветвленного трубопровода:
А — насос; 4, 5, 6, 7 — потребители

Если трубопровод состоит из нескольких параллельно включенных участков, по которым (рис. 2.5) одновременно происходит перекачка жидкости, то в этом случае потери напора на каждом участке равны между собой:

$$h_1 = h_2 = \dots = h_n.$$

Общий поток Q в этом случае разветвляется на n параллельных потоков Q_1, Q_2, \dots, Q_n . Очевидно, что $Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n$.

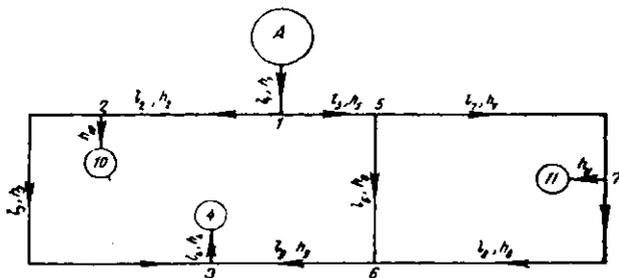


Рис. 2.5. Схема кольцевого трубопровода

3. СОРТАМЕНТ ТРУБ И ЭЛЕМЕНТЫ ТРУБОПРОВОДНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

Трубопроводные сети состояются из следующих основных элементов:

- 1) труб разного назначения;
- 2) соединительных частей (фланцев, соединительных муфт, колен, угольников, отводов, тройников, крестовин, гребенок и др.);
- 3) арматуры (чугунной, стальной и специальной);
- 4) компенсаторов.

Для выбора размеров сечений элементов трубопроводов пользуются системой условных проходов, установленных ГОСТ 356–80 «Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные, рабочие. Ряды». Условный проход обозначается D_y с добавлением цифровой величины условного прохода. Например, условный проход 100 мм обозначается $D_y 100$.

Для транспортирования нефти и газа применяются следующие виды труб:

- 1) стальные бесшовные горячекатаные по ГОСТ 8732–78 «Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные. Сортамент». Изготавливаются из углеродистой стали марок 10, 15, 20, 25 и низколегированных сталей;

- 2) стальные бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные по ГОСТ 8734–75 «Трубы стальные бесшовные, холодноточечные деформированные. Сортамент». Изготавливаются из углеродистой стали марок 10, 15, 20, 25 и легированных сталей;

- 3) стальные сварные водогазопроводные (газовые) по ГОСТ 3262–75 «Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия»;

- 4) стальные электросварные.

Для перекачки корродирующих нефтепродуктов применяются трубы из легированной стали (ГОСТ 550–75 «Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Технические условия»). Для трубопроводов наружным диаметром до 426 мм используют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей.

Для магистральных трубопроводов диаметром более 426 мм применяют электросварные прямошовные или спирально-сварные из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями. Это

позволяет изготавливать трубы со стенками уменьшенной толщины.

Трубы, работающие под давлением, должны выдерживать испытательное гидравлическое давление, определяемое по формуле

$$P = 2000 \delta R / D_v,$$

где δ – минимальная толщина стенки трубы, мм; R – допускаемое напряжение, МПа, равное 40 % временного сопротивления разрыву; D_v – внутренний диаметр трубы, мм.

Существуют два метода изготовления труб из стальных болванок:

1) непосредственное вытягивание нагретой до пластического состояния болванки с постепенным приданием ей формы трубы;

2) прокатка горячей болванки в пластину (штрипс) нужной толщины, которую затем сворачивают в трубу, а получающийся при этом продольный шов сваривают.

Трубы, изготовленные первым способом, называют цельнотянутыми, а вторым – сварными.

Цельнотянутые трубы, которые называют также бесшовными, изготавливают двумя способами: способом специальной прокатки и способом последовательного расширения. В обоих случаях процесс изготовления трубы начинается с придания болванке строго цилиндрической формы и превращения ее путем «прошивки» сердечником в гильзу со сквозным продольным отверстием небольшого диаметра.

Процесс изготовления сварной трубы начинают с заготовки длинной и узкой стальной полосы (штрипса) путем резки стальных листов на специальном стане. Затем на другом стане, имеющем ряд валков, штрипс последовательными этапами изгибается до придания ему формы трубы. Для сварки трубы применяют электродуговую автоматическую сварку под слоем флюса на специальных станах.

Спирально сваренные трубы являются разновидностью сварных труб. Штрипс для них изготавливают в виде узкой стальной ленты, которая, проходя через специальный стан-автомат, изгибается в спираль по форме трубы. Спиральный шов сваривается автоматической сваркой. Такой шов увеличивает прочность трубы, повышая жесткость и не ослабляя продольного сечения.

Сварные трубы, кроме простоты изготовления и удешевления, имеют перед цельнотянутыми то преимущество, что их можно изготавливать большого диаметра с малой толщиной стенок.

Алюминиевые трубы конкурируют со стальными при сооружении низконапорных газо- и нефтепроводов и промышленных сборных коллекторов. Наибольший диаметр алюминиевых труб составляет 300 мм. Низко- и среднечерные сплавы алюминия легко свариваются. Применение алюминия делает ненужным антикоррозионные покрытия.

3.1. Рукава

Кроме металлических труб на нефтебазах при сливе и раздаче применяются рукава. По конструкции рукава делятся на резинотканевые (прорезиненные), резиновые, металлорезиновые и металлические. Наибольшее распространение имеют резинотканевые рукава. Их стенки состоят из чередующихся слоев прорезиненной ткани и тонких слоев резины.

По условиям работы резинотканевые рукава делятся на следующие:

- 1) всасывающие – работающие под вакуумом;
- 2) напорные – работающие под внутренним избыточным давлением;
- 3) всасывающе-напорные – способные противостоять как разрежению, так и давлению.

Во избежание сплющивания от атмосферного давления при работе под вакуумом внутри рукава помещена спираль из оцинкованной стальной проволоки или ленты. Напорные рукава, стремящиеся под действием внутреннего давления расширяться, снабжают наружной проволочной спиралью или специальной оплеткой. Всасывающе-напорные рукава изготавливаются с внутренней и наружной спиралями. Диаметр рукавов от 16 до 350 мм, длина – от 1 до 18 м по ГОСТ 5398–76 «Рукава резиновые напорно-всасывающие с текстильным каркасом, неармированные».

Для соединения рукава с другими элементами трубопроводов на концах имеются гладкие манжеты, в которые вставляются присоединительные наконечники (мундштуки).

Резиновые и резинотканевые рукава для транспортирования нефти и нефтепродуктов являются термостойкими в пределах температур от $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для транспортирования жидких и газообразных веществ при более высоких температурах применяются гибкие металлические герметичные рукава диаметром от 4 до 300 мм. Металлические рукава с хлопчатобумажной прокладкой могут применяться для транспортируемой среды с температурой до $110\text{ }^{\circ}\text{C}$, а имеющие асбестовую прокладку – с температурой до $300\text{ }^{\circ}\text{C}$.

3.2. Соединения труб

Наиболее употребительными соединениями трубопроводов являются сварные, выполненные электро- и газосваркой. Этот способ соединений имеет перед другими существенные преимущества, обеспечивающие простоту, прочность, плотность соединения, надежность в эксплуатации и экономичность в отношении расхода металла.

Во многих случаях электродуговая сварка трубопроводов производится автоматически под слоем флюса или в среде углекислого газа.

В качестве разъемных соединений и для присоединения трубопроводной арматуры широкое распространение получили фланцевые соединения благодаря легкости их сборки и разборки. Фланцевые соединения дороже сварных и по сравнению с ними имеют следующие недостатки:

- 1) возможно нарушение плотности соединения при деформации прокладки и ослаблении болтов;
- 2) требуется больше металла на их изготовление;
- 3) увеличенные габариты соединения;
- 4) требуют периодической смены прокладок.

На нефтебазах применяются фланцы следующих типов: приварные стальные, нарезные стальные и чугунные, отлитые заодно с арматурой (стальные и чугунные).

Приварные фланцы имеют преобладающее распространение вследствие дешевизны и простоты изготовления, надежности и легкости монтажа. Для обеспечения плотности соединения во фланцах устраивают выточки и выступы, входящие друг в друга, или кольцевые риски.

Для трубопроводов, работающих под давлением более 2,5 МПа, применяются только стальные фланцы с приваркой встык.

Толщина приварных фланцев определяется по формуле

$$\delta = K \{ qD - d \} t / \{ \sigma (t - d_1) \cdot d_1 \}^{1/2} + 1,2 \text{ см},$$

где K — коэффициент; $K = 0,43$ — если уплотняющая прокладка приложена по всей торцовой поверхности фланца; $K = 0,6$ — если прокладка приложена на части торцовой поверхности; q — нагрузка, приходящаяся на один болт, кг; D — диаметр окружности болтовых отверстий, см; d — наружный диаметр трубы, см; σ — допускаемое напряжение на изгиб, кг/см²; t — шаг болтов, см; d_1 — диаметр болта, см.

Нагрузка, приходящаяся на один болт, может быть определена по формуле

$$q = K_3 \pi (D_1 + 2 \cdot b/3)^2 p / 4n,$$

где $K_3 = 1,3-1,5$ – коэффициент затяжки болтов; D_1 – внутренний диаметр уплотнительной прокладки, см; b – ширина уплотнительной прокладки, см; p – максимально возможная величина внутреннего давления, кг/см²; n – число болтов.

Муфтовые соединения бывают нарезные и ненарезные. Нарезные муфты представляют собой короткие цилиндры длиной $l = (1,5-2)d$ с внутренней резьбой, с помощью которой муфта навинчивается на резьбу соединяемых концов труб.

К ненарезным относятся муфты с кольцевым пазом.

Муфты с кольцевым пазом состоят из двух половин, соединенных друг с другом четырьмя болтами. Половинки муфты перед сбалчиванием надеваются на соединяемые концы труб, снабженные выступами, входящими в паз муфты. Герметичность соединения достигается за счет обжатия уплотняющего кольца, vyplняемого из нефтеустойчивых прочных материалов.

Такие муфты обеспечивают трубопроводу гибкость, допускающую поворот одной трубы относительно другой приблизительно на 9° и компенсацию температурных напряжений (P до 35 кг/см²). Недостатком этого соединения является трудность выполнения кольцевых выступов в условиях строительных площадок.

3.3. Прокладки для фланцевых соединений

Для нефтепроводов во фланцевых соединениях применяются следующие прокладки:

1) при давлении до $P_y = 1$ МПа и t до 40 °С – картон промасленный или паронит (асбокартон) марки ЛВ толщиной 2–3 мм;

2) при давлении 1–1,6 МПа и температуре до 300 °С – паронит вулканизированный марки ЛВ толщиной 2 мм;

3) при давлении 1,6–6,4 МПа — металлические гладкие гофрированные прокладки из отожженного алюминия или мягкой стали с асбестовым сердечником; паронит общего назначения; асбодемные и асбоалюминиевые;

4) при давлении более 6,4 МПа рекомендуется применение прокладок из железа АРМКО или отожженной стали марки Ст1; из паронита маслобензостойкого.

4. АРМАТУРА ТРУБОПРОВОДОВ

Арматура предназначена для перекрытия потока жидкости в трубопроводе. Она разделяется на следующие виды: запорную, регулирующую и предохранительную.

К запорной арматуре относятся задвижки, клапаны, краны и обратные клапаны, к регулирующей — регуляторы давления, расхода, уровня жидкости, температуры и т. д., к предохранительной арматуре — предохранительные и перепускные клапаны, фильтры различных назначений.

В зависимости от вида соединения с трубопроводами арматура делится на: 1) фланцевую; 2) резьбовую — с внутренней резьбой (муфтовая арматура) и наружной резьбой (цапковая арматура); 3) раструбную, имеющую на концах присоединительные раструбы; 4) сварную с концами, привариваемыми к трубопроводам.

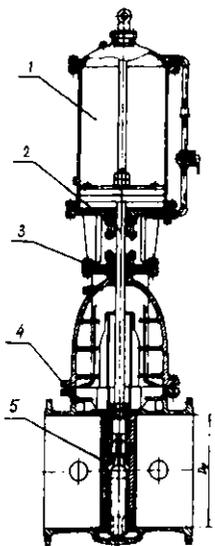


Рис. 4.1. Чугунная задвижка:

- 1 — поршневой привод;
- 2 — шпindelь; 3 — крышка;
- 4 — корпус; 5 — затвор

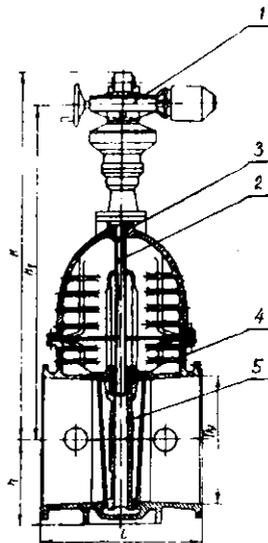


Рис. 4.2. Клиновaя задвижка 30ч930бр с невыдвижным шпindelем и с электроприводом

Вся арматура, согласно ГОСТ 9544–93 «Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов», делится на приводную и самодействующую. Приводная приводится в действие при помощи ручного, электрического, гидравлического или пневматического привода, а самодействующая — потоком жидкости или газа. К приводной арматуре относятся задвижки, клапаны, краны; к самодействующей предохранительные и обратные клапаны и др.

Задвижки являются наиболее распространенным видом запорной арматуры, так как обладают незначительным гидравлическим сопротивлением и отличаются простотой конструкции. Они могут выполняться для трубопроводов любых размеров, работающих при различных давлениях. По конструкции задвижки делятся на параллельные (рис. 4.1) и клиновые (клинкетные), с выдвижным и невыдвижным (рис. 4.2) шпинделями. В *параллельных* задвижках плоскости затвора параллельны между собой; в *клиновых* — проходное отверстие закрывается клином.

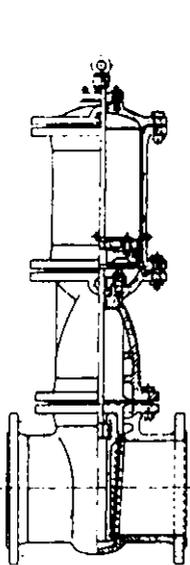


Рис. 4.3. Задвижка с гидроприводом

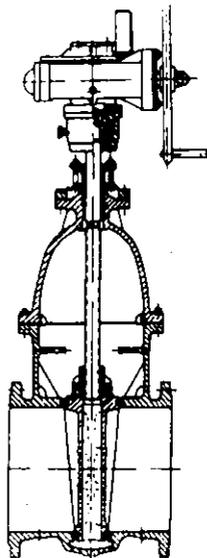


Рис. 4.4. Задвижка клиновая с червячным редуктором для ручного управления

В зависимости от рабочего давления в трубопроводе применяются чугунные или стальные задвижки; чугунные — для давлений до 1,6 МПа, а стальные — свыше 1,6 МПа.

Основными недостатками задвижек являются трудность шлифовки трущихся поверхностей, большой вес и высокая стоимость.

Задвижки на подземных трубопроводах устанавливаются в бетонных, железобетонных или кирпичных колодцах. Приварные задвижки можно устанавливать непосредственно в грунте, устраивая над маховиком задвижки металлический кожух с крышкой.

Задвижки снабжаются гидравлическим (рис. 4.3), механическим (рис. 4.4), пневматическим или электрическим (рис. 4.2) приводами. Последние три типа приводов сокращают время открывания и закрывания задвижек и позволяют осуществлять автоматическое и дистанционное управление.

Клапаны применяются на трубопроводах малого диаметра (до 150 мм). В отличие от задвижек, проходное отверстие в клапанах перекрывается не шибером, а золотником, перемещающимся поступательно при вращении шпинделя. Клапаны изготавливаются бронзовыми, чугунными и стальными, а также из винипласта. По конструкции они делятся на муфтовые, фланцевые, проходные, угловые и прямооточные. В *проходных* клапанах (рис. 4.5) шпindel с клапаном расположен перпендикулярно к оси трубопровода, в *угловых* (рис. 4.6) — по оси входа жидкости

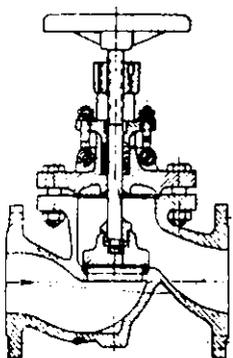


Рис. 4.5. Клапан проходной

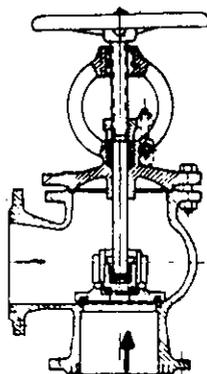


Рис. 4.6. Клапан угловой

или газа в клапан, в *прямоточных* (рис. 4.7) — наклонно к оси трубопровода.

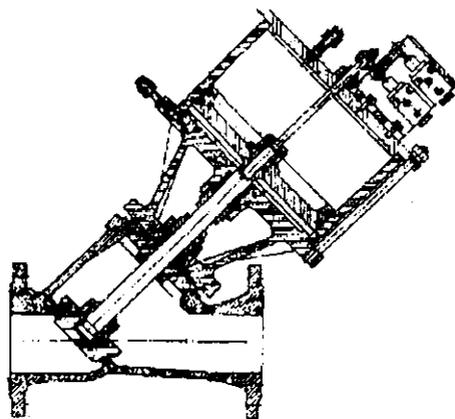


Рис. 4.7. Запорный прямоточный клапан с пневмоприводом двухстороннего действия

Поток жидкости или газа в клапанах, в зависимости от давления и величины золотника, направляют либо сверху на золотник, либо снизу под золотник. По сравнению с задвижками клапаны обладают большими гидравлическими сопротивлениями (в 15 – 20 раз) вследствие резких изменений направления потока.

Краны имеют более ограниченное применение, чем задвижки и клапаны. Они используются главным образом для трубопроводов малых диаметров. Изменение величины прохода в кранах достигается вращением запорной конической пробки относительно корпуса. По конструкции краны делятся на две большие группы: сальниковые и натяжные (рис. 4.8).

В *натяжных* кранах продольное усилие на пробке создается затяжкой гайкой на хвостовике пробки. В *сальниковых* кранах поджатие пробки

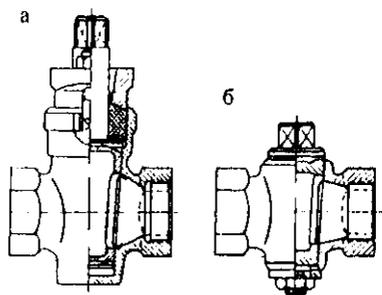


Рис. 4.8. Краны проходные:
а — сальниковый; б — натяжной

осуществляется затягиванием сальника, через набивку которого передается осевая нагрузка на пробку крана.

Краны изготавливают из латуни, бронзы, чугуна, стали, пластмасс и других неметаллических материалов.

Пробковые краны могут быть проходные (одноходовые), трехходовые и четырехходовые, в зависимости от числа присоединяемых к крану трубопроводов. К достоинствам кранов относятся: простота конструкции, компактность, небольшое гидравлическое сопротивление и малая стоимость. Недостатками кранов являются: заземление пробок и трудность притирки трущихся поверхностей.

Краны применяются на раздаточных трубопроводах, в разливочных, на газопроводах, где необходимо быстрое их закрывание.

Обратные клапаны предназначены для отключения трубопроводов при изменении направления движения потока и для установки на всасывающих линиях центробежных насосов, чтобы держать их под заливом. Клапаны открываются под действием напора движущейся жидкости (рис. 4.9), а закрываются при прекращении движения жидкости, под действием собственного веса или пружины (рис. 4.10).

Обратные клапаны встречаются разнообразных конструкций. По принципу перемещения клапана они делятся на подъемные и поворотные (захлопки), по форме корпуса — на проходные и угловые. Обратные клапаны изготавливаются из чугуна и стали.

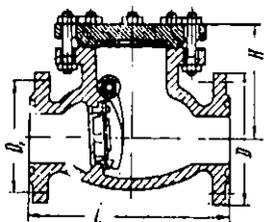


Рис. 4.9. Обратный клапан поворотный

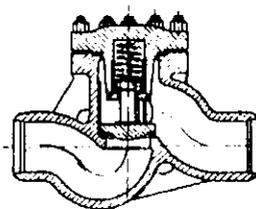


Рис. 4.10. Обратный подъемный клапан с пружиной возврата

4.1. Регулирующая арматура

С помощью регулирующей арматуры один или несколько параметров технологического процесса поддерживаются в требуемых пределах.

Регулирование может быть прямое или автоматическое. При ручном регулировании изменение степени открытия арматуры производится оператором по результатам показаний измерительных приборов. При автоматическом регулировании регулируемые параметры поддерживаются в нужных пределах путем автоматического управления арматурой.

Автоматический регулятор состоит из измерительной и регулирующей систем. В измерительную систему входят поплавки, термopара, мембрана и регистрирующее устройство и передаточная связь. Регулирующая система состоит из регулирующего устройства, исполнительного механизма и исполнительной связи, соединяющей регулирующее устройство и исполнительный механизм.

Исполнительный механизм в арматуре представляет собой дроссельное устройство с приводом. Привод может быть электрическим, электромагнитным, пневматическим, гидравлическим и др.

По роду действия регуляторы бывают прерывного и непрерывного действия. В регуляторах прерывного действия регулирующийся орган перемещается периодически, через некоторые промежутки времени, при достижении определенных значений регулируемого параметра. В регуляторах непрерывного действия регулирующийся орган перемещается непрерывно при непрерывном изменении регулируемого параметра (регуляторы давления, регуляторы расхода и др.).

В трубопроводных системах в качестве регулирующего органа наиболее часто применяются регулирующие клапаны. Регулирующий клапан представляет собой дроссельное устройство с регулируемым сечением отверстия для прохода среды.

Управление таким клапаном может производиться непосредственным действием среды либо от постороннего источника энергии.

В регулирующих клапанах первого типа положение плунжера определяется соотношением сил, передаваемых на плунжер со стороны привода, и сил от давления среды на плунжер. Такие клапаны действуют автономно и по существу являются регуляторами прямого действия. К ним относят, например, регуляторы

давления «до себя» и «после себя», регуляторы уровня и т. д. (рис. 4.11).

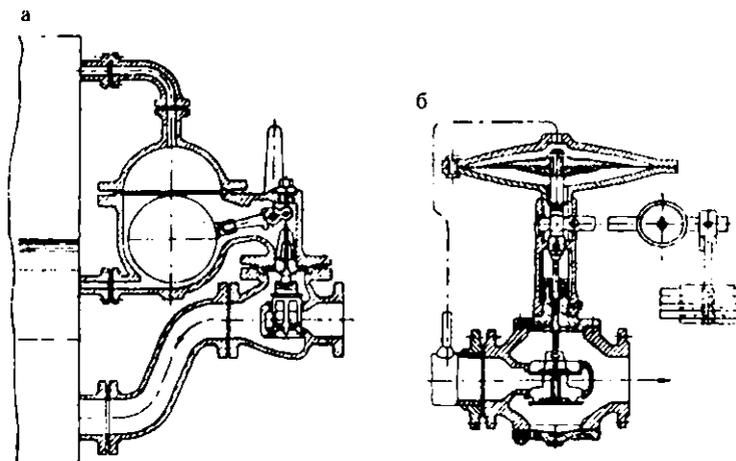


Рис. 4.11. Регуляторы прямого действия:
а — регулятор уровня с поплавком; б — регулятор давления «до себя»

В регулирующих клапанах второго типа положение плунжера фиксируется приводом, действующим от постороннего источника энергии, управляемого чувствительным элементом, и не зависит от непосредственного воздействия давления среды на привод и плунжер. К этому типу относят регулирующие клапаны с пневматическим, гидравлическим и электрическим приводами, смесительные клапаны и др. Регулирующие клапаны могут быть использованы для регулирования давления, расхода, температуры, состава среды и пр.

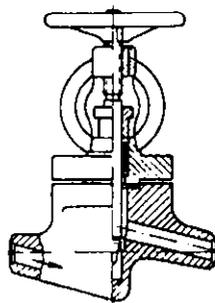


Рис. 4.12. Регулирующий вентиль с патрубками для приварки к трубопроводу

При расчете регулирующего клапана решающими факторами являются его гидравлическое сопротивление и расходная характеристика.

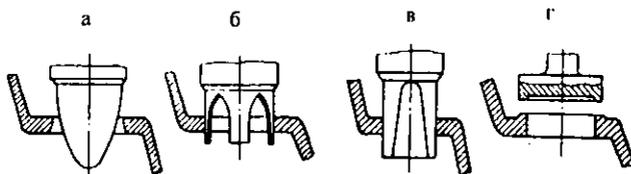


Рис. 4.13. Основные типы плунжеров:
 а — стержневой; б — полый; в — сегментный; г — тарельчатый

Условия работы регулирующей арматуры более сложны, чем условия работы затворов, поэтому и конструкции должны быть разработаны с учетом соответствующих требований.

Наиболее простым регулирующим устройством является *регулирующий вентиль* (рис. 4.12).

Для регулирования потоков проходное сечение отверстия в седле изменяется путем опускания или подъема плунжера.

Плунжеры бывают четырех основных типов: стержневые, полые, сегментные и тарельчатые (рис. 4.13).

В стержневых плунжерах регулирование расхода среды осуществляется изменением площади кольцевой щели между седлом и плунжером; в полых — изменяется открытая площадь окон плунжеров для прохода среды; а в сегментных — изменяется площадь щели, имеющей форму сегмента; тарельчатые плунжеры обычно применяются для двухпозиционного регулирования.

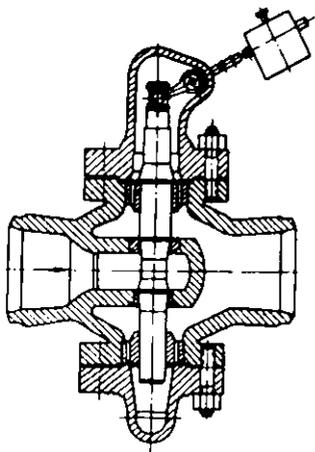


Рис. 4.14. Двухседельный регулирующий клапан со стержневым плунжером

В установленном положении вентиль имеет определенное гидравлическое сопротивление, которое не изменяется до последующей перестановки плунжера, поэтому вентили применяются лишь для работы при установившемся режиме. Для более сложных условий работы используются регулирующие клапаны.

Регулирующие клапаны могут быть односедельными и двухседельными. Односедельные применяются лишь тогда, когда требуется надежная герметичность клапана в закрытом положении.

нии. Двухседельные клапаны имеют уравновешенный плунжер и требуют меньших усилий и грузов для управления. В двухседельном клапане (рис. 4.14) со стержневым плунжером изменяется сечение кольцевой щели вокруг плунжера. Такие клапаны управляются с помощью троса, ограничивающего опускание груза. При необходимости управления с больших расстояний используются не механические, а электрические или пневматические способы.

Наиболее широкое применение получили регулирующие клапаны с мембранно-пневматическим приводом и пружинной нагрузкой. Они управляются командным давлением воздуха, подводимого от постороннего источника.

Пружина на приводе создает определенную зависимость между усилием и ходом, благодаря чему на клапане создается зависимость между командным давлением и ходом (рис. 4.15).

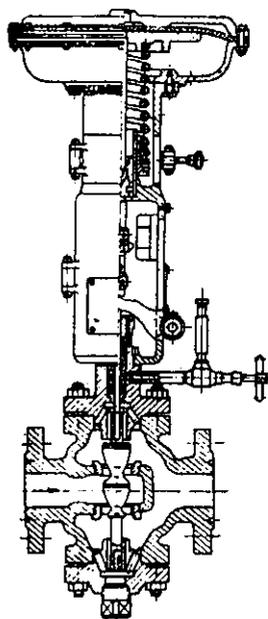


Рис. 4.15. Двухседельный регулирующий клапан со стержневым плунжером и мембранным пневматическим приводом

4.2. Предохранительная арматура

Предохранительная арматура предназначена предохранять трубопроводы, насосы, различные аппараты и сосуды от аварий (разрывов) при повышении давления выше максимально допустимой величины путем сброса рабочей среды. При превышении установленного давления они автоматически открываются, а при достижении нормального — закрываются.

В качестве предохранительной арматуры применяют предохранительные клапаны.

По способу уравновешивания давления различают рычажные и пружинные предохранительные клапаны. В первом случае

рабочее давление для клапана устанавливается положением груза на рычаге, во втором — регулируется сжатием пружины.

Поскольку при срабатывании предохранительного клапана поступление рабочей среды в объект не прекращается, пропускная способность предохранительного клапана должна быть достаточной, чтобы сброс среды превосходил поступление.

Процесс работы предохранительного клапана можно схематично разделить на пять этапов:

1) Давление в объекте и клапане равно рабочему, при этом клапан закрыт плотно.

2) Давление возрастает до величины $P = K_o \cdot P_o$, где K_o — коэффициент перегрузки клапана; P_o — номинальное (начальное) давление в установке. При этом усилие пружины равно усилию от давления среды. В связи с исчезновением силового взаимодействия между уплотняющими кольцами имеет место интенсивная протечка среды при отсутствии видимого хода тарелки клапана.

3) Давление среды возрастает свыше $K_o P_o$, тарелка клапана приподнимается над седлом, и начинается пропуск излишней среды. По мере возрастания давления тарелка клапана перемещается вверх, а расход среды увеличивается.

4) Со сбросом среды давление в объекте снижается и достигает величины, при которой происходит посадка тарелки на седло. По мере снижения давления плотность замка клапана повышается, и протечка среды уменьшается.

5) При достижении рабочего давления клапан плотно закрывается и протечка среды прекращается.

Предохранительный клапан является одним из наиболее ответственных устройств арматуры, поскольку неудовлетворительная работа его может повлечь за собой очень тяжелые последствия. Поэтому выбор размеров предохранительных клапанов и их обслуживание осуществляются в соответствии с положениями, установленными Госгортехнадзором.

Число и размеры предохранительных клапанов в соответствии с требованиями Госгортехнадзора определяются по формуле

$$nD_c h = A \frac{G}{P},$$

где n — общее число установленных клапанов (рабочих и контрольных); D_c — внутренний диаметр тарелки клапана (диаметр седла), см; h — высота подъема клапана, см; A — коэффициент, равный: для малоподъемных клапанов при высоте подъема

$h \geq 0,05D_c$, $A = 0,0075$, для полноподъемных при высоте подъема $h \geq 0,25D_c$, $A = 0,015$; G — номинальная производительность котла, кг/ч; P — абсолютное давление пара в котле, кг/см².

Предохранительные клапаны изготавливают из чугуна, стали и при особых условиях работы — из других материалов.

Предохранительные клапаны различаются методом выброса среды, числом тарелок, величиной подъема клапана, методом нагружения и т.д.

По методу выброса среды (пара) предохранительные клапаны можно разделить на клапаны открытого типа (рис. 4.16), у которых пар непосредственно выпускается в атмосферу, и клапаны закрытого типа (рис. 4.17), у которых пар может отводиться в назначенное место. По числу тарелок предохранительные клапаны разделяются на одинарные и двойные; по методу нагружения — на рычажно-грузовые и пружинные. По высоте подъема тарелки предохранительные клапаны разделяются на малоподъемные, у которых высота подъема $\geq 0,05D_c$, и полноподъемные, подъем тарелки которых не менее $0,25D_c$.

Так как при длительном пребывании в закрытом положении уплотняющие кольца тарелки и корпуса могут «прикипеть», необходимо производить периодическую проверку работоспо-

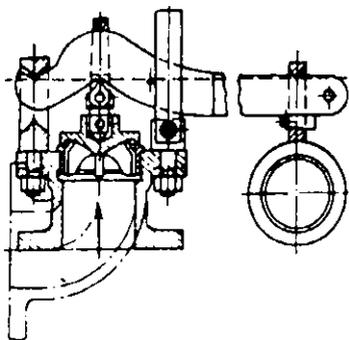


Рис. 4.16. Предохранительный клапан грузовой открытого типа

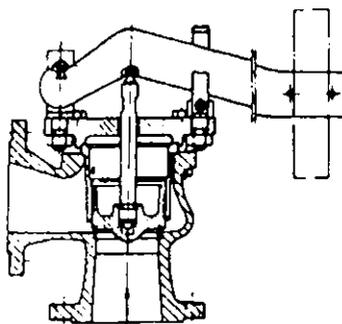


Рис. 4.17. Предохранительный клапан грузовой закрытого типа

способности клапана. С этой целью предохранительные клапаны снабжаются устройством, позволяющим производить пробное срабатывание («подрыв») клапана.

Это устройство обычно выполняется в виде рычага, действующего на шток тарелки. Чтобы обслуживающий персонал не мог произвольно изменять положение грузов на рычажно-грузовых предохранительных клапанах, грузы стопорятся, а клапаны покрываются кожухами с откидными крышками, запирающимися на замок. В крышке клапана делается прорезь, через которую выпускается цепочка для подъема рычага при продувке.

Пружинные клапаны регулируются путем завинчивания затяжной гайки пружины до распорной контрольной трубки, ограничивающей затяг пружины. Регулировочный барашек и защитный колпак пломбируются.

Предохранительный клапан оборудуется трубами, отводящими пар за пределы котельной при их срабатывании и продувке. В этих трубах предусматривается отвод конденсата.

4.3. Приводы для управления трубопроводной арматурой

Для механизированного и автоматизированного управления арматурой применяются электроприводы, электромагнитные, пневматические и гидравлические приводы (поршневые и мембранные).

Наиболее широкое применение получили электроприводы, использующие наиболее доступный вид энергии — электроэнергию. Эти приводы имеют существенные преимущества: они используют электроэнергию в период работы, могут включаться на месте или дистанционно, что облегчает автоматическое управление процессами.

Электропривод (рис. 4.18) состоит из электродвигателя 1, редуктора 3, ручного дублера 2 с приспособлением для переключения с ручного управления на электрическое и наоборот и узла сочленения привода с задвижкой.

Ручное управление арматурой является наиболее старым, надежным и простым методом. Оно осуществляется вращением маховика или рукоятки, закрепленной на шпинделе или ходовой гайке. В подавляющем большинстве конструкций арматуры используется винтовой механизм. Преимущества его перед другими заключаются в простоте конструкции, возможности получения больших усилий и создании условий самоторможения.

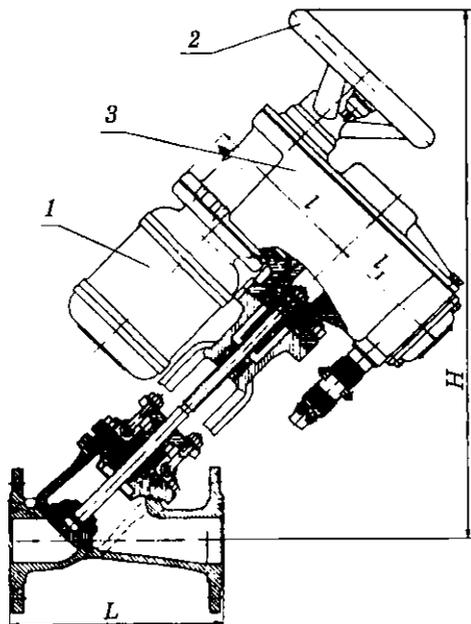


Рис. 4.18. Прямоточный запорный клапан 15иж9586к с электроприводом

Чтобы уменьшить усилие на рукоятке маховика (рис. 4.19), применяют редукторы с зубчатой и червячной передачей.

Такие приводы имеют компактную конструкцию, сравнительно малое число деталей, большие передаточные числа и дешевы в изготовлении.

В связи с необходимостью устанавливать арматуру в местах, труднодоступных для обслуживающего персонала, возникла необходимость в ручном дистанционном управлении арматурой. Одним из первых способов является применение цепной передачи. Цепь используется для приведения во вращение шкива, насаженного на вал привода.

Применяется привод с помощью валов, соединенных шарнирами Гука.

В момент закрывания арматуры, когда уплотняющие кольца клина и корпуса соприкасаются, происходит резкое торможение движения, при этом момент на выходном валу возрастает за счет использования кинетической энергии ротора двигателя.

Чтобы обеспечить нормальную работу арматуры, закрывание должно производиться с моментом, достаточным для обеспечения плотности замка затвора, иначе может произойти поломка деталей.

После закрывания затвора под действием увеличенного момента и в связи с повышением коэффициента трения при трогании с места мощность электродвигателя для открывания затвора может оказаться недостаточной. Чтобы избежать этого, все электроприводы имеют устройство, ограничивающее момент на выходном валу при закрывании арматуры. Для этой цели применяются муфты ограничения крутящего момента (МОКМ) (механический способ) или реле ограничения максимальной силы тока в электродвигателе (электрический способ).

К МОКМ относятся муфты с радиальным кулачком, с торцевым кулачком, с подвижным червяком и муфты фрикционного действия.

Гидравлический привод (поршневой или мембранный). Наиболее важными достоинствами поршневого привода (рис. 4.20) являются: возможность использования энергии рабочей среды, транспортируемой по трубопроводу, простота конструкции. Ограничение усилия достигается наиболее простым методом — ограничением давления в приводе. Поршневой привод позволяет создавать большой ход и большие усилия при поступательном движении и используется в запорной, регулирующей и предохранительной арматуре.

Мембранный гидравлический привод используется лишь в регуляторах прямого действия, когда рабочей средой является жидкость. В этом случае применяются резиновые мембраны,

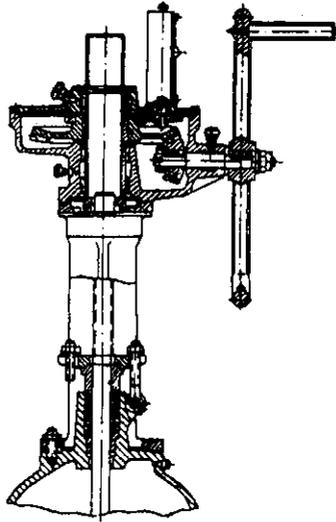


Рис. 4.19. Редуктор для ручного управления с зубчатой конической передачей для правой ходовой резьбы

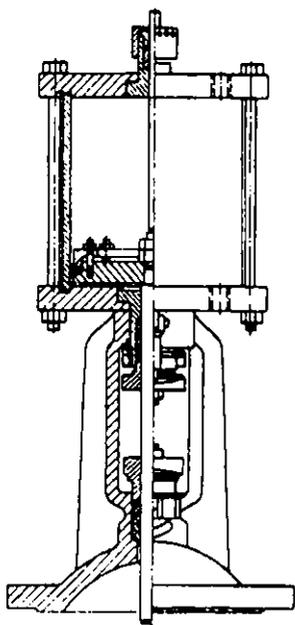


Рис. 4.20. Гидропривод для параллельной задвижки

иногда и металлические, которые обычно работают не в качестве силового элемента, а в качестве чувствительного и управляющего элементов.

Пневматический привод. Гидравлические поршневые приводы не могут обеспечить быстрого срабатывания арматуры. Иногда срабатывание должно происходить в доли минуты; в этом случае для управления арматурой используется сжатый воздух (или пар). Сжатый воздух используется для управления как запорной арматурой, так и регулирующей. Когда ход клапана небольшой, применяется мембранный привод, и лишь при больших перемещениях применяется поршневой. Поршень при газообразной рабочей среде имеет манжеты либо поршневые кольца.

Пневматический мембранный привод. Мембраны изготавливаются из резины толщиной 2–4 мм с тканевой прокладкой или без нее. По форме сечения мембрана может быть плоской, плоской собранной и формованной (рис. 4.21).

Во всех случаях передача усилия с мембраны на шток осуществляется с помощью опорного диска (или грибка), образующего для мембраны опорную площадку. Пневматический мембранный привод может работать с пружиной и без нее. В пружинных приводах сжатый воздух перемещает мембрану, обратный ход совершается под действием пружины. В беспружинных механизмах перемещение мембраны в обе стороны осуществляется сжатым воздухом, газом.

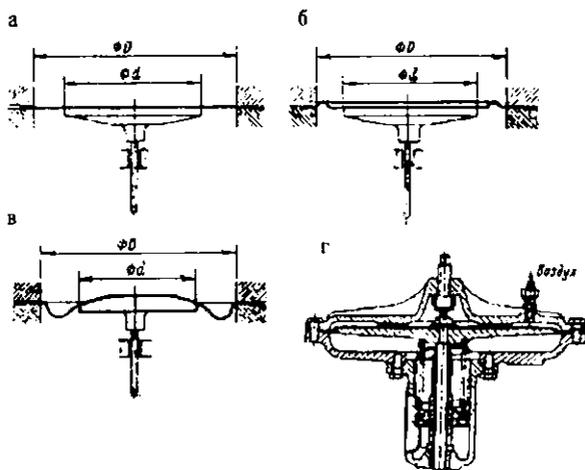


Рис. 4.21. Пневматический мембранный привод:
 а — с плоской мембраной; б — с плоской собранной («вялой») мембраной; в — с формованной мембраной; г — конструкция

5. ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДОВ

Основной составляющей магистрального трубопровода является линейная часть — непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная вдоль трассы тем или иным способом.

В настоящее время существуют следующие принципиально различные конструктивные схемы прокладки магистральных трубопроводов: подземная (рис. 5.1, а-д), полуподземная (рис. 5.1, е), наземная и надземная. Выбор той или иной схемы прокладки определяется условиями строительства и окончательно принимается на основании технико-экономического сравнения различных вариантов.

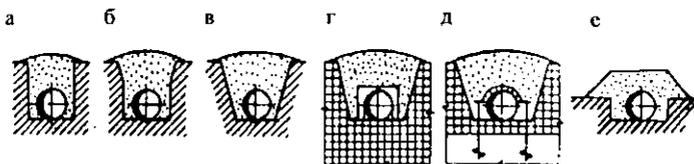


Рис. 5.1. Подземная и полуподземная схемы укладки:

а — с вертикальными боковыми откосами; б — комбинированная траншея; в — с наклонными боковыми откосами; г — пригрузка одиночными грузами; д — пригрузка металлическими винтовыми анкерными устройствами; е — полуподземная схема укладки

Подземная схема укладки является наиболее распространенной (98 % от общей протяженности) и предусматривает укладку трубопровода в грунт на глубину, превышающую диаметр трубы. При подземной укладке достигается максимальная механизация работ всех видов, не загромождается территория, и после окончания строительства используются пахотные земли, отсутствует воздействие солнечной радиации и атмосферных осадков, трубопровод находится в стабильных атмосферных условиях. Однако на участках с вечномерзлыми, скальными и болотистыми грунтами данная схема укладки является неэкономичной из-за высокой стоимости земляных работ. Кроме того, необходимость специальной балластировки (особенно газопроводов) на участках с высоким стоянием грунтовых вод и надежного антикоррозионного покрытия от почвенной коррозии значительно повышает стоимость строительства.

Кроме укладки непосредственно в грунт существуют канальная и туннельная схемы укладки. Они применяются преимущественно для паропроводов и продуктопроводов, транспортирующих вязкие, требующие высокого подогрева, нефтепродукты. Каналы устраиваются непроходные, а туннели проходные. Проходным считается туннель, имеющий высоту не менее 1,6 м. Ширина каналов и туннелей определяется количеством труб. Каналы и туннели сооружаются только из негорюемых материалов: из железобетона, бетона, кирпича и бутового камня. Дно каналов делается с уклоном (0,003–0,005 — для светлых нефтепродуктов) для отвода воды, проникшей в них, к сборным колодцам; (0,005–0,010 — для масел и темных нефтепродуктов). Туннели оборудуются вентиляционными шахтами на расстоянии 25 м одна от другой, входы в туннель с негорюемыми лестницами устраиваются через каждые 50 м. Прокладка трубопроводов в туннелях дороже других видов прокладки, но она обеспечивает большие эксплуатационные преимущества.

Все трубопроводы в целях их опорожнения или для стока образующегося в них конденсата (при транспортировке газов) должны прокладываться с уклоном к месту откачки жидкостей.

Полуподземная схема укладки применяется при пересечении трубопроводом заболоченных и солончаковых участков, при наличии подстилающих скальных пород. Трубопровод укладывается в грунт на глубину менее диаметра с последующим обвалованием выступающей части (см. рис. 5.1, е).

Наземная схема укладки в насыпи преимущественно используется в сильно обводненных и заболоченных районах. При всех ее преимуществах недостатком является слабая устойчивость грунта насыпи и устройство большого числа водопропускных сооружений (рис. 5.2).

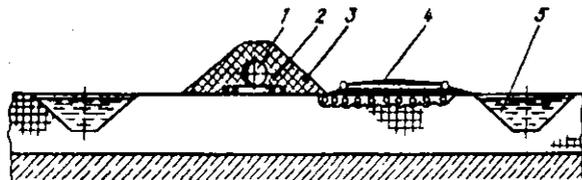


Рис. 5.2. Наземная схема укладки:

- 1 — трубопровод;
- 2 — торфяная или хворостяная подготовка;
- 3 — обвалование или насыпь из песчаного грунта;
- 4 — лежневая дорожка;
- 5 — противопожарная канава

Надземная прокладка как линейной части магистральных трубопроводов (рис. 5.3), так и отдельных его участков (рис. 5.4) рекомендуется в пустынных районах, районах горных выработок и оползней, на участках вечномерзлых грунтов и болот, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия.

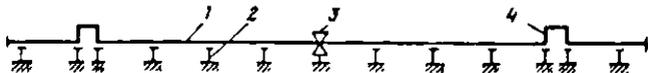


Рис. 5.3. Надземная схема укладки линейной части магистрального трубопровода:

1 — трубопровод с компенсатором; 2 — промежуточная продольно-подвижная опора; 3 — неподвижная опора; 4 — П-образный компенсатор

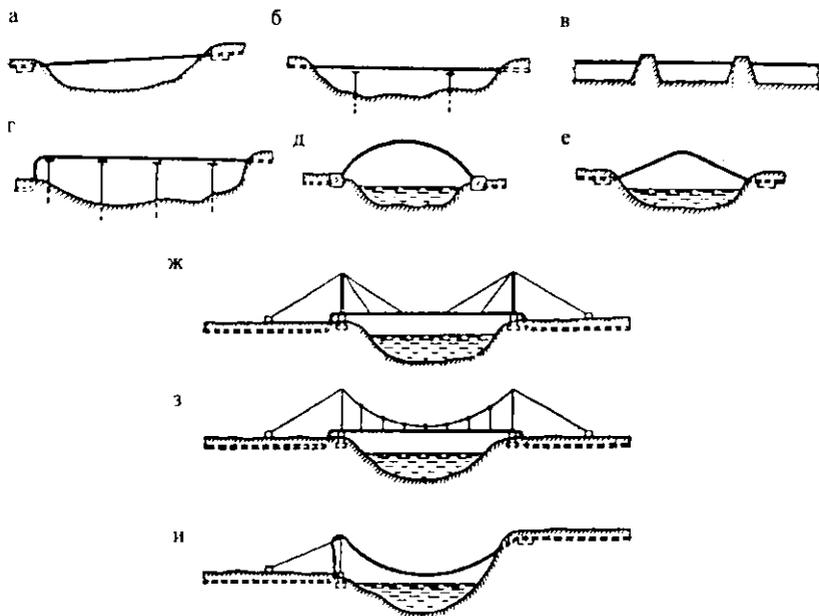


Рис. 5.4. Надземная прокладка отдельных участков магистральных трубопроводов:

балочные системы: а — однопролетный трубопровод; б — многопролетный; в — многопролетный на земляных призмах; г — трубопровод с Г-образным компенсатором; *арочные системы:* д — однотрубный переход по круговой форме очертания оси; е — по треугольной форме очертания оси; *висячие системы:* ж — вантовый переход; з — гибкий переход; и — самонесущий переход

При надземной прокладке сводится к минимуму объем земляных работ, отпадает необходимость в дорогостоящей пригрузке и в устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов.

Однако надземная укладка имеет недостатки: загроможденность территории, устройство опор, специальных проездов для техники и значительная подверженность трубопровода точечному и сезонному колебаниям температуры, что требует принятия специальных мер.

5.1. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов

В процессе эксплуатации трубопроводы изменяют свою температуру в связи с изменением температуры окружающей среды и перекачиваемых жидкостей. Колебание температуры стенки трубопровода приводит к изменению его длины.

Закон изменения длины трубопровода выражается уравнением

$$\Delta = \alpha \cdot l(t_y - t_o),$$

где Δ — удлинение или укорочение трубопровода; α — коэффициент линейного расширения металла труб (для стальных труб $\alpha = 0,000012 \text{ } 1/^\circ\text{C}$); l — длина трубопровода; t_y — температура укладки трубопровода; t_o — температура окружающей среды.

Если концы трубопровода жестко закреплены, то от температурных воздействий в нем возникают термические напряжения растяжения или сжатия, величина которых определяется по закону Гука

$$\sigma = \pm E \frac{\Delta}{l} = \pm E \cdot \alpha \cdot \Delta t,$$

где E — модуль упругости материала трубы (для стали) $E = 2,1 \cdot 10^6 \text{ кг/см}^2 = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$).

Эти напряжения вызывают в точках закрепления трубопровода усилия, направленные вдоль оси трубопровода, не зависящие от длины, и равные

$$N = \sigma \cdot F,$$

где σ — напряжение сжатия и растяжения, возникшее в трубе от изменения температуры; F — площадь живого сечения материала трубы.

Величина N может быть очень большой и привести к разрушению трубопровода, арматуры, опор, а также нанести повреждения оборудованию (насосам, фильтрам и т.п.) и резервуарам.

Изменения длины подземных трубопроводов зависят не только от колебаний температуры, но и от силы трения трубы о грунт, которая препятствует изменениям длины.

Если усилия от термических напряжений не зависят от длины трубопровода, то сила трения трубы о грунт прямо пропорциональна длине трубопровода. Существует такая длина, на которой силы трения могут уравновеситься с термической силой, и трубопровод не будет иметь изменения длины. На участках меньшей длины трубопровод будет передвигаться в грунте.

Предельная длина такого участка l_{\max} , на котором возможно перемещение трубопровода в грунте, определяется по уравнению

$$l_{\max} = \frac{\alpha \cdot E \cdot (t_y - t_o) \cdot \delta}{k \cdot \mu},$$

где δ — толщина стенки трубы, см; k — давление грунта на поверхность трубы, кг/см²; μ — коэффициент трения трубы о грунт.

5.2. Компенсаторы

Разгрузка трубопроводов от термических напряжений осуществляется установкой компенсаторов. Компенсаторы — устройства, позволяющие трубопроводам свободно удлиняться или сокращаться при изменении температуры без повреждения соединений. Применяются линзовые, сальниковые, гнутые компенсаторы.

При выборе трассы трубопроводов необходимо стремиться к тому, чтобы температурные удлинения одних участков могли бы восприниматься деформациями других, т.е. стремиться к самокомпенсации трубопровода, используя для этого все его повороты и изгибы.

Линзовые компенсаторы (рис. 5.5) применяются для компенсации удлинений трубопроводов с рабочим давлением до 0,6 МПа при диаметре от 150 до 1 200 мм.

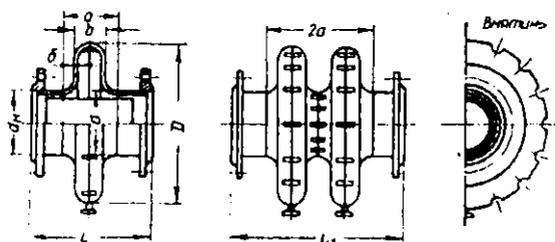


Рис. 5.5. Компенсаторы линзовые с двумя фланцами

Компенсаторы изготавливают из конических тарелок (штампованных), каждая пара сваренных между собой тарелок образует волну. Количество волн в компенсаторе делают не более 12 во избежание продольного изгиба. Компенсирующая способность линзовых компенсаторов составляет до 350 мм.

Линзовые компенсаторы характеризуются герметичностью, малыми габаритами, простотой изготовления и эксплуатации, но применение их ограничено непригодностью для больших давлений.

Сальниковые компенсаторы (рис. 5.6) являются осевыми компенсаторами и применяются для давлений до 1,6 МПа. Компенсаторы состоят из чугунного или стального корпуса и входящего в него стакана. Уплотнение между стаканом и корпусом создается сальником. Компенсирующая способность сальниковых компенсаторов составляет от 150 до 500 мм.

Сальниковые компенсаторы устанавливаются на трубопроводах с точной укладкой, так как возможные перекосы могут привести к заеданию стакана и разрушению компенсатора. Сальниковые компенсаторы ненадежны в отношении герметичности, требуют постоянного надзора за уплотнением сальников и в связи с этим имеют ог-

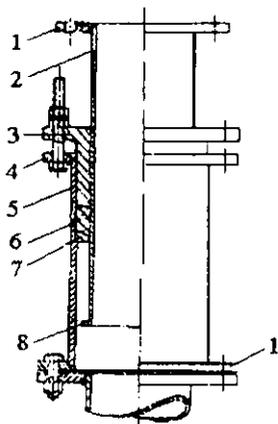


Рис. 5.6. Сальниковый компенсатор:

- 1 — фланец; 2 — внутренняя труба компенсатора; 3 — грунд-буksа; 4 — фланец; 5 — наружная труба компенсатора; 6 — набивка; 7 — упорное кольцо сальника; 8 — стопорное кольцо

раниченное применение. Эти компенсаторы устанавливаются на трубопроводах диаметром от 100 мм и выше для негорючих жидкостей и на паропроводах.

Гнутые компенсаторы имеют П-образную (рис. 5.7), лирообразную, S-образную и другие формы и изготавливаются на месте монтажа из тех же труб, из которых собирается трубопровод. Эти компенсаторы пригодны для любых давлений, уравновешены и герметичны. Недостатками их являются значительные габариты.

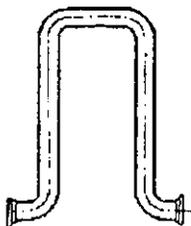


Рис. 5.7. П-образный компенсатор

6. ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДОВ

Существуют свободные и неподвижные («мертвые» или анкерные) опоры трубопроводов.

Неподвижные опоры устанавливают в тех местах, где необходимо закрепить трубопровод в определенном положении (в местах ответвлений, между компенсаторами, перед присоединением к оборудованию и т.д.).

Свободные опоры не ограничивают перемещения трубопровода в осевом и поперечном направлениях. Выполняются они катковыми (рис. 6.1, а, б) и скользящими (рис. 6.1, в). Скользящие опоры имеют гладкую поверхность; они просты по конструкции и получили широкое распространение. Катковые опоры более сложны и применяются реже, в более ответственных случаях. Рассчитываются свободные опоры по вертикальной и горизонтальной нагрузкам.

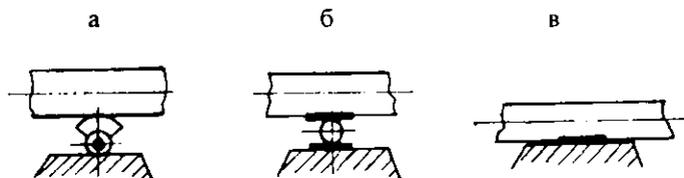


Рис. 6.1. Опоры трубопроводов

Вертикальная нагрузка Q складывается из веса трубопровода, арматуры, изоляции, снега, льда и веса воды, заполняющей трубопровод (при испытании).

Расчетная нагрузка на промежуточную опору равна

$$Q = k \cdot q \cdot l,$$

где $k = 1,2$ – коэффициент перегрузки; q – суммарная нагрузка на погонный метр трубы, кг/м; l – расстояние между опорами трубопровода, м.

Ветровая нагрузка, передаваемая пучком горизонтально расположенных трубопроводов на опору (рис. 6.2), определяется по формуле

$$S = k \cdot p_a \cdot D \cdot l,$$

где p_n – скоростной напор ветра, кг/м^2 ; D – диаметр трубопровода, наибольшего в пучке, с учетом изоляции, м.

Горизонтальные усилия, действующие на опору вдоль оси трубопровода, подразделяются на:

а) силы трения, возникающие между трубопроводом и опорой;

б) распоры компенсаторов;

в) силы, появляющиеся вследствие давления на заглушку или закрытую задвижку (эти усилия не учитываются в случае применения гнутых компенсаторов).

Для промежуточных опор со скользящими или катковыми опорными устройствами расчетное горизонтальное усилие вдоль оси трубопровода определяется по формуле (силы трения)

$$N = \mu \cdot Q,$$

где μ – коэффициент трения; при скользящих опорах $\mu = 0,3$ – при трении стали о сталь и стали о чугун; $\mu = 0,6$ – при трении стали о бетон; при катковых опорах $\mu = \frac{0,05}{R}$. Здесь R – радиус катка, см.

Распор (подразделяется на распор за счет температурных деформаций и за счет внутреннего давления) линзовых компенсаторов определяется по следующим формулам:

а) распор за счет температурных деформаций трубопровода, соответствующий максимальной допустимой осадке линзы (сжатию линзы) по формуле

$$P_{\text{тем}} = \frac{1,25 \cdot \delta^2}{1 - \beta} \cdot \frac{\pi \cdot \sigma_T}{k_3},$$

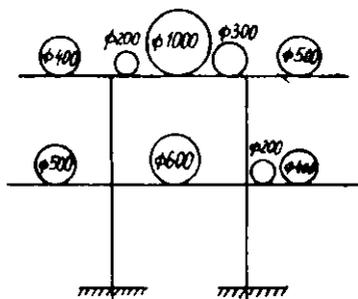


Рис. 6.2. Схема загрузки поперечного сечения опоры. Двухъярусная опора для девяти паро- и газопроводов

где δ – толщина стенки линзы, см; σ_T – предел текучести стали, кг/см²; коэффициент $\beta = \frac{d}{D}$ здесь d и D – соответственно внутренний и наружный диаметры линзы, см, k_3 – коэффициент запаса, принимаемый равным 1,2 при давлении в компенсаторе, меньшем 0,25 МПа, или 1,3 – при давлении, большем 0,25 МПа;

б) распор линзового компенсатора за счет внутреннего давления по формуле

$$P_{\text{дав}} = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{8} \cdot p,$$

где p – рабочее давление в трубопроводе, кг/см²;

в) суммарный распор линзового компенсатора по формуле

$$P_K = P_{\text{темп}} + P_{\text{дав}}.$$

Анкерные опоры подразделяются на разгруженные и неразгруженные (концевые). Расчетные горизонтальные усилия, действующие на разгруженные анкерные опоры при прокладке одного трубопровода, определяются по следующим формулам:

а) при отсутствии в смежных пролетах задвижек (рис. 6.3, а, в) горизонтальное усилие определяется как разность усилий, действующих по обе стороны от анкерной опоры, при этом меньшее по величине усилие умножается на коэффициент 0,8; усилие на анкерную опору H равно

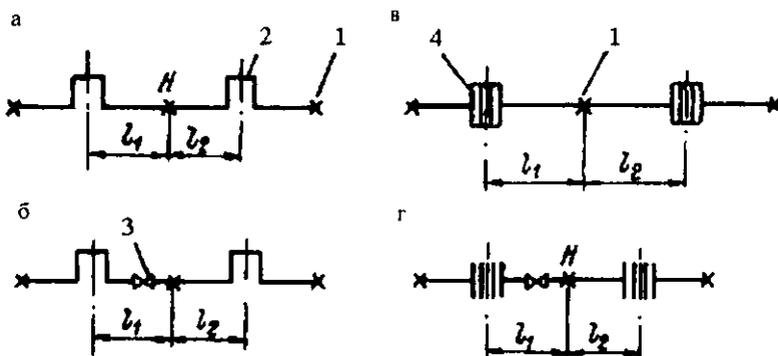


Рис. 6.3. Расчетные схемы для анкерной опоры (расположение задвижек и компенсаторов в пролетах):

1 – анкерная опора; 2 – П-образный компенсатор; 3 – задвижка; 4 – линзовый компенсатор

$$P_{расч} = (P_1 + N_1) - 0,8(P_2 + N_2),$$

где P_1, P_2, N_1 и N_2 — соответственно температурные распоры компенсаторов и силы трения на опорах слева и справа от опоры H ;

б) если в одном из смежных пролетов имеется задвижка (рис. 6.3, б, з), то усилие на опору H равно

$$P_{расч} = P_1 + N_1 - 0,8N_2 \text{ (для схемы на рис. 6.3, б);}$$

$$P_{расч} = P_1 + N_1 - 0,8N_2 + \frac{\pi d^2}{4} \cdot p \text{ (для схемы на рис. 6.3, з).}$$

При определении горизонтальных усилий, действующих на концевые анкерные опоры, в расчет вводятся усилия с одной стороны от опоры.

Размеры опорных поверхностей определяются по следующим данным:

– рабочая поверхность скользящей опоры, $см^2$:

$$F = \frac{Q}{\sigma_{см}},$$

– длина катка катковой опоры, $см$

$$S_K = \frac{Q}{\sigma_{см}},$$

где $\sigma_{см}$ — допустимое давление на смятие. Величина его принимается для скользящих стальных опор $[\sigma_{см}] \leq 100 \text{ кг/см}^2$ и для роликовых опор $[\sigma_{см}] \leq 50 \text{ кг/см}^2$.

Конструкции и размеры неподвижных опор чрезвычайно разнообразны и зависят от способа прокладки трубопровода и величины силы, действующей на опору.

Длина допускаемого пролета трубопровода из условия прочности определяется по формуле

$$l = \sqrt{\frac{(R - \frac{P_u \cdot D}{4\delta}) \cdot W \cdot m}{8,33 \cdot q}},$$

где l — допускаемый пролет, $м$; R — расчетное сопротивление стали, $кг/см^2$; P_u — испытательное давление в трубопроводе, $кг/см^2$; D — средний диаметр трубопровода, $см$; W — момент сопротивления трубы, $см^3$; m — коэффициент условий работы ($m \equiv 0,8$); q — суммарная нагрузка на погонный метр трубы, $кг/м$.

Из условия допустимого прогиба

$$l = 4 \sqrt{\frac{384 \cdot E \cdot J}{5q}} \cdot f,$$

где E — модуль упругости; $J = \frac{\pi d^4}{64}$ — осевой момент инерции трубы; f — прогиб.

Тонкостенные трубопроводы большого диаметра должны дополнительно проверяться на устойчивость поперечного сечения от внешней нагрузки

$$\sigma_{сж} \leq 30,8 \cdot 10^4 \cdot \frac{\delta}{D},$$

где $\sigma_{сж}$ — максимальное продольное сжимающее напряжение, возникающее в трубопроводе вследствие изгиба.

6.1. Расчет трубопроводов на прочность

Трубопровод, уложенный в грунт, в течение всего периода эксплуатации находится под воздействием внешних сил. Эти силы вызывают сложные напряжения в теле трубы и стыковых соединениях, главные среди них продольное σ_a , кольцевое σ_τ и радиальное (рис. 6.4).

Радиальное напряжение обусловлено внутренним давлением (равно ему и противоположно по направлению):

$$\sigma_r = -p.$$

Кольцевое напряжение возникает от действия внутреннего и внешнего давлений. Определяют его по классической формуле Мариотта

$$\sigma_\tau = \frac{p \cdot D}{2 \cdot \delta},$$

где p — внутреннее давление; D — внутренний диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы.

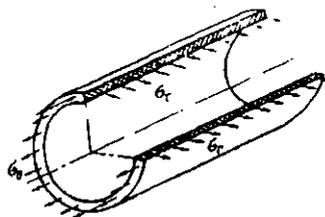


Рис. 6.4. Распределение напряжений в трубопроводе

Продольное напряжение, возникающее от внутреннего давления

$$\sigma_{ap} = \mu \frac{p \cdot D}{2\delta},$$

где μ — коэффициент Пуассона ($\mu = 0,3$ для стали).

Продольное напряжение от изменения температуры трубы определяется по формуле Гука

$$\sigma_{at} = \alpha \cdot E(t_2 - t_1),$$

где α — коэффициент линейного расширения металла, ($\alpha = 0,000012$ $1/^\circ\text{C}$); $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа — модуль упругости стали при растяжении, сжатии, изгибе; t_2 — температура воздуха во время укладки трубопровода в траншею; t_1 — наименьшая температура грунта на глубине укладки трубы.

Наиболее опасны разрывающие усилия, а не сжимающие, и для их уменьшения следует стремиться к сокращению разности температур $t_2 - t_1$. Для уменьшения продольных напряжений сваренный трубопровод опускают в траншею в наиболее холодное время суток (рано утром).

Из всех напряжений наиболее опасны кольцевые.

Большие продольные напряжения появляются в трубе при ее холодном упругом изгибе (из-за неровностей рельефа). Они вычисляются следующим образом:

$$\sigma_{ap} = E \cdot \frac{D_n}{2\rho},$$

где D_n — наружный диаметр трубы; ρ — радиус изгиба.

В настоящее время магистральные трубопроводы рассчитывают по методу предельных состояний. Под предельным понимают такое состояние конструкции, при котором ее нормальная дальнейшая эксплуатация невозможна.

Различают три предельных состояния:

1) по несущей способности (прочности и устойчивости конструкций, усталости материала), при достижении которого конструкция теряет способность сопротивляться внешним воздействиям или получает такие остаточные деформации, которые не допускают ее дальнейшую эксплуатацию;

2) по развитию чрезмерных деформаций от статических и динамических нагрузок, при достижении которого в конструкции, сохраняющей прочность и устойчивость, появляются деформации или колебания, исключающие возможность дальнейшей эксплуатации;

3) по образованию или раскрытию трещин, при достижении которого трещины в конструкции, сохраняющей прочность и устойчивость, появляются и раскрываются до такой величины, при которой дальнейшая эксплуатация конструкции становится невозможной.

Прочность трубопровода будет сохраняться при условии, если максимальные воздействия сил будут меньше минимальной несущей способности трубы

$$n \cdot p \cdot D \leq 2 \cdot \delta \cdot R_1, \quad (6.1)$$

где n — коэффициент перегрузки; D — внутренний диаметр трубы; R_1 — расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений (R_1 — несущая способность трубы).

$$R_1 = R_1^H \cdot k_1 \cdot m_1 \cdot m_2,$$

где $R_1^H = \sigma_g$ — нормативное сопротивление растяжению материала труб (равно пределу прочности материала труб); k_1, m_1, m_2 — коэффициенты условий работы.

Так как $D = D_n - 2\delta$, то из формулы (6.1) получим

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2(n \cdot p + R_1)}. \quad (6.2)$$

Для того чтобы не было чрезмерных пластических деформаций, необходимо выполнить условие

$$n \cdot p \cdot D \leq 0,9 \cdot 2\delta \cdot R_2^H,$$

откуда

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2(n \cdot p + 0,9R_2^H)}, \quad (6.3)$$

где $R_2^H = \sigma_T$ (пределу текучести материала труб).

Принимается большее значение δ_1 , полученное по формулам (6.2) и (6.3).

Минимально допустимая толщина стенки трубы при существующей технологии выполнения сварочно-монтажных работ должна быть больше $\frac{1}{120}$ диаметра трубы и не менее 4 мм.

Суммарная продольная нагрузка в наиболее тяжелый период эксплуатации должна быть меньше несущей способности трубы (R_1):

$$\mu \frac{P \cdot D}{2\delta} + E \cdot \alpha \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_n}{2\rho} \leq R_1;$$

минимально допустимый радиус изгиба

$$\rho_{\text{дон}} = \frac{E \cdot D_n}{2 \left[R_1 - \mu \frac{P \cdot D}{2\delta} - E \cdot \alpha \cdot \Delta t \right]},$$

где Δt — должно быть взято со знаком плюс, чтобы R_1 получить наибольшим.

Для ориентировочного и быстрого определения $\rho_{\text{дон}}$ можно воспользоваться формулой

$$\rho_{\text{дон}} \geq 900 D_n.$$

Действительные радиусы ρ упругого изгиба трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях трассы должны быть больше $\rho_{\text{дон}}$.

При $\rho < \rho_{\text{дон}}$ следует применять специальные гнутые вставки труб.

6.2. Защита трубопроводов от коррозии

Стальные трубопроводы подвергаются атмосферной, почвенной и внутренней коррозии.

Защита трубопроводов от *атмосферной коррозии* достигается окрашиванием труб устойчивыми покрытиями: масляной или алюминиевой краской, белилами.

Почвенная коррозия вызывает наибольшие разрушения трубопроводов, до сквозных разъединений стенок.

Защита от почвенной коррозии разделяется на пассивную и активную.

Под пассивной защитой понимается изоляция поверхности трубопровода от почвы различными материалами. Активная защита имеет целью устранение причин, вызывающих коррозию

трубопроводов. Для этого стараются перенести процесс коррозии с трубопровода на заземляющие устройства.

Общепринятым способом противокоррозионной защиты трубопроводов является битумная изоляция. Пассивная защита от почвенной коррозии осуществляется битумной изоляцией, которая обеспечивает длительную сохранность труб. Битумная изоляция состоит из 85 % нефтяного битума и 15 % минерального наполнителя (чаще всего каолина). Такая изоляция достаточно стойкая при температурах до 0 °С. При более низких температурах (до -15 °С) к ней добавляются пластификаторы (зеленое масло, лакойль, маслосево и др.). Битумная изоляция накладывается в горячем состоянии на загрунтованную (грунтуют краской) поверхность трубы, чем достигается надежное соединение изоляции с трубой. Применяется нормальная, усиленная и весьма усиленная битумная изоляция.

Нормальная изоляция состоит из грунтовки и двух слоев битума толщиной 1,5–2,0 мм. Усиленная изоляция состоит из грунтовки, четырех слоев битума и обмотки из асбестового картона, помещенной между слоями битума. Весьма усиленная состоит из грунтовки, шести слоев битума и двух обмоток. Битумная изоляция, как показала практика эксплуатации трубопроводов, все же не обладает высокой степенью механической прочности. Прочность изоляции часто нарушается при производстве работ, при прорастании в изоляцию корней растений и от других причин.

Большой механической прочностью обладает битумно-резиновая изоляция, состоящая из битумной мастики с порошком резины. Такая мастика, усиленная снаружи бризолом, превосходит по своим защитным свойствам битумное покрытие. Битумно-резиновая изоляция применяется нормальная, усиленная и весьма усиленная.

Кроме битумной применяются полихлорвиниловые (ПХВ) и полиэтиленовые (ПЭЛ) пленки с подклеивающими слоями. В этом случае наносится грунтовка (битумная или каучуковая) и два слоя пленки.

Для контроля качества изоляционных покрытий на трубопроводах применяются следующие приборы:

- 1) индукционный толщиномер;
- 2) портативный инспекторский дефектоскоп для определения сплошности покрытия;
- 3) адгезиометр для определения прилипаемости.

Инспекторский дефектоскоп позволяет определить сплошность изоляционного покрытия на засыпанной трубе, без ее вскрытия. Работа дефектоскопа основана на измерении разности потенциалов между двумя точками земли над трубопроводом с помощью двух электродов, передвигаемых вдоль него. Максимальные показания получаются тогда, когда один из электродов находится непосредственно над повреждением.

Активным способом защиты трубопроводов от коррозии является электрозащита. Она осуществляется установками катодной, протекторной и электродренажной защиты.

Катодная защита (рис. 6.5) заключается в создании отрицательного потенциала на поверхности трубопровода. С этой целью отрицательный полюс источника тока соединяется с трубой, а положительный полюс соединяется с электродом-заземлителем, установленным в стороне от трубопровода. В результате достигается односторонняя проводимость, исключая обратное течение тока.

Ток от анода (положительного полюса источника тока 1) через анодное заземление 2 поступает в почву и через поврежденные участки изоляции на трубопровод 3. Затем через точку дренажа Д возвращается к источнику питания 1 через отрицательный полюс. В результате вместо трубопровода разрушается анодный заземлитель 2.

Анодные заземлители, интенсивно разъедаемые, требуют большого количества металла и подлежат замене через каждые 3 – 4 года. Поэтому их выполняют в виде старых труб, рельс, уголков, прутков. В целом стоимость установок катодной защиты связана с небольшими расходами.

Протекторная защита (отсутствует источник тока) осуществляется при помощи электродов (протекторов), закапываемых в грунт рядом с трубопроводом (рис. 6.6). Протектор является анодом, соединен с катодом-трубой и образует гальваническую пару. Ток, попадая на трубу, поляризует ее, предохраняя ее от коррозии, в то время как анод разрушается (как более химически ак-

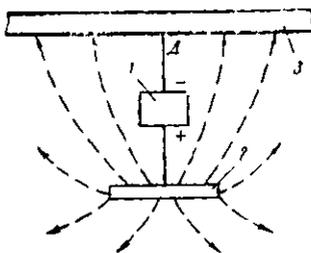


Рис. 6.5. Схема катодной защиты трубопровода:
1 – источник постоянного тока; 2 – анодное заземление; 3 – трубопровод

тивный элемент). Протекторы обычно изготавливают из всевозможных сплавов магния, алюминия и цинка, имеющих более отрицательный потенциал по отношению к стальным трубам. Недостаток протекторных установок — небольшая протяженность защищаемого участка и сравнительно большой расход цветных металлов.

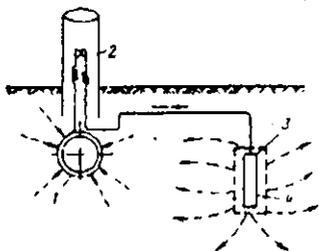


Рис. 6.6. Схема протекторной установки с контактным выводом:

- 1 – труба; 2 – контрольно-измерительная колонка;
- 3 – активатор; 4 – протектор

Большую опасность для подземных трубопроводов представляют блуждающие токи. Наиболее эффективным способом защиты от них является электродренажная защита. Станции дренажной защиты сооружают вблизи железных электрифицированных дорог, где возникают блуждающие токи в примыкающем грунте. Блуждающие токи образуются вследствие того, что часть тока с рельсового пути из-за недостаточной его изоляции отводится в землю. Встречая металлические трубы с более высокой проводимостью, чем земля, блуждающие токи проходят по трубопроводам. Сущность дренажной защиты заключается в том, что блуждающие токи с трубопровода отводятся к их источнику, для этого трубопроводы соединяют дренажным кабелем или проводом с рельсами. (При этом решаются две основные задачи: выбирается место размещения дренажной установки и определяется сечение дренажного кабеля.)

Внутренняя коррозия трубопроводов происходит в результате химического взаимодействия перекачиваемых нефтепродуктов на стенки трубы. Такое воздействие имеет место при перекачке сырых нефтей, содержащих активные сернистые соединения и растворы различных солей.

Для устранения внутренней коррозии трубопроводов необходимо предварительно, перед перекачкой, удалять из нефтей активные в отношении коррозии соединения и растворы.

Наиболее радикальным решением проблемы защиты трубопроводов от коррозии является применение эмалированных

труб. Изготовление их стало возможным при использовании для нагрева металла энергии электромагнитного поля высокочастотного тока. При этом нанесенная на трубу сырая эмаль расплавляется и образует на поверхности металла сплошное покрытие, обладающее большой механической прочностью и высокой химической стойкостью.

Эмалирование внутренней поверхности трубы снижает шероховатость, в связи с чем уменьшается гидравлическое сопротивление при транспортировке нефтепродукта. Силикатная эмалевая изоляция отличается долговечностью и низкой стоимостью. Эмалированные трубопроводы могут нормально работать при температуре от -70 до $+450$ °С.

7. РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Резервуарами называются стационарные или передвижные сосуды разнообразной формы и размеров. Резервуары являются наиболее ответственными сооружениями, в них хранятся в больших количествах ценные жидкости.

В зависимости от материала, из которого они изготавливаются, резервуары делятся на металлические и неметаллические. Металлические сооружают преимущественно из стали, иногда из алюминия. К неметаллическим относятся железобетонные и пластмассовые резервуары.

Резервуары бывают по форме: вертикальные цилиндрические, горизонтальные цилиндрические, прямоугольные, каплевидные и др.

По схеме установки резервуары делятся на: наземные, у которых днище находится на уровне или выше планировочной отметки прилегающей площадки; подземные когда наивысший уровень жидкости в резервуаре находится ниже наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м) не менее чем на 0,2 м.

Резервуары сооружают различных объемов – от 5 до 120 000 м³. Для хранения светлых нефтепродуктов применяют преимущественно стальные резервуары, а также железобетонные с бензоустойчивым внутренним покрытием — листовой стальной облицовкой и др. Для нефти и темных нефтепродуктов применяют в основном железобетонные резервуары. Хранение смазочных масел осуществляется в стальных резервуарах.

Расстояния между резервуарами принимают равными: для резервуаров с плавающими крышами не менее 0,5 диаметра; для резервуаров со стационарными крышами и понтонами — 0,65 диаметра; для резервуаров со стационарными крышами, но без понтонов — 0,75 диаметра.

Каждая группа наземных резервуаров ограждается земляным валом или стенкой, высота которых принимается на 0,2 м выше расчетного уровня разлившейся жидкости.

Стальные резервуары

Современные стальные резервуары подразделяются на вертикальные цилиндрические, каплевидные, горизонтальные (цистерны). Вертикальные цилиндрические резервуары подразделя-

ются на резервуары низкого давления («атмосферные»), резервуары с понтонами и резервуары с плавающими крышками. Резервуары атмосферного типа применяют в основном для хранения нефтепродуктов мало испаряющихся (керосина, дизельного топлива и др.).

Легкоиспаряющиеся нефтепродукты эффективно хранить в резервуарах с плавающими крышками и понтонами или в резервуарах высокого давления (каплевидных, с давлением до 0,07 МПа).

Горизонтальные резервуары (цистерны) используют для хранения большинства видов нефтепродуктов и применяют в качестве расходных хранилищ.

Основные размеры резервуаров — диаметр и высота.

Вертикальные цилиндрические резервуары. Резервуары низкого давления выполняют с коническим или сферическим покрытием. Резервуары с коническим покрытием сооружают объемом 100–5000 м³, причем в центре резервуара устанавливают центральную стойку, на которую опираются щиты покрытия.

Резервуары со сферическим покрытием сооружают объемом 10 000, 15 000 и 20 000 м³ и щиты покрытия по контуру опираются на кольцо жесткости, установленное на корпусе резервуара. Толщина листов стенки резервуара (считая снизу вверх) от 14–6 мм. Толщина листов покрытия 3 мм.

При хранении вязких подогреваемых нефтепродуктов наблюдаются значительные потери тепла в атмосферу. Для уменьшения расхода тепла на подогрев нефтепродуктов и уменьшения затрат на подогревательные устройства осуществляют теплоизоляцию наружных поверхностей резервуаров: пенопластовую, пенополиуретановую и др.

Плавающий понтон (рис. 7.1) применяется в резервуарах со стационарным покрытием с целью снижения потерь легкоиспаряющихся нефтепродуктов. Понтон, плавающий на поверхности жидкости, уменьшает площадь испарения. Потери снижаются в 4–5 раз.

Понтон представляет собой диск с поплавками, которые обеспечивают его плавучесть. Между понтоном и стенкой резервуара (рис. 7.2) оставляют зазор шириной 100–300 мм во избежание заклинивания понтона (вследствие неровностей стенки).

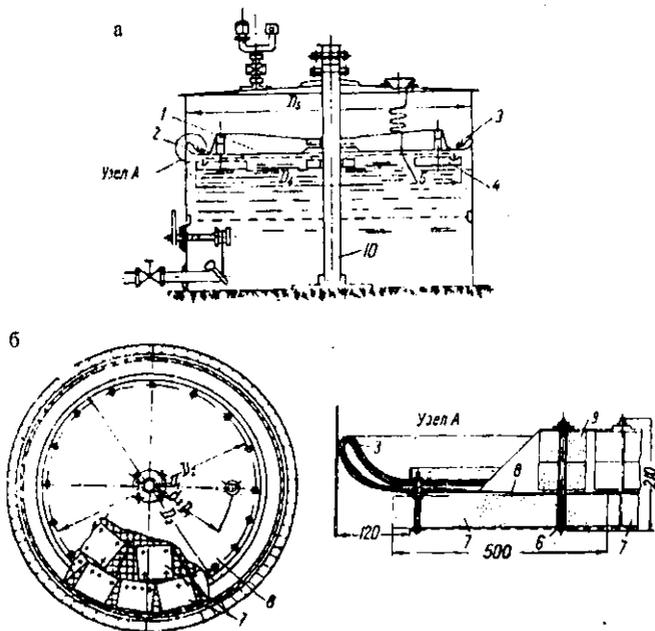


Рис. 7.1. Резервуар с герметичной крышей и пластмассовым понтоном:

а — вертикальный разрез резервуара; б — вид понтона в плане:
 1 — понтон; 2 — корпус резервуара; 3 — петлеобразный затвор,
 4 — поплавок; 5 — заземляющий провод; 6 — скоба; 7 — поплавок;
 8 — ковер понтона; 9 — боковые стойки; 10 — центральная стойка

Зазор перекрывается уплотняющим герметизирующим затвором.

Наибольшее применение имеет затвор из прорезиненной ткани, профиль которой имеет форму петли с внутренним заполнением петли упругим материалом. Затвор является неотъемлемой частью понтона. Без затвора работа понтона малоэффективна.

Различают металлические и пенопластовые понтоны. Понтон оснащен опорами, на кото-

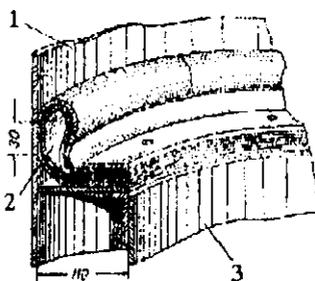


Рис. 7.2. Петлеобразный затвор

рые он опирается в нижнем положении. Понтоны сооружают в резервуарах со стационарными крышами.

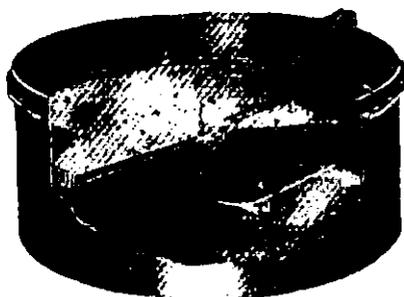


Рис. 7.3. Резервуар с плавающей понтонной крышей

Резервуары с плавающей понтонной крышей (рис. 7.3) не имеют стационарного покрытия, а роль крыши у них выполняет диск из стальных листов, плавающий на поверхности жидкости. Для создания плавучести по контуру диска располагается кольцевой понтон, разделенный радиальными переборками на герметические отсеки (коробки). Зазор между крышей и стенкой для большей гер-

метичности выполняют из прорезиненных лент (мембран), которые прижимаются к стенке рычажными устройствами.

Для осмотра и очистки плавающей крыши предусмотрена специальная катуная лестница. Она одним концом опирается через шарнир на верхнюю площадку резервуара, а вторым концом двигается горизонтально по рельсам, уложенным на плавающей крыше. Дождевая вода, попадающая на плавающую крышу, стекает к центру крыши и через отводящую трубу выводится через слой продукта и нижнюю часть резервуара наружу в канализационную сеть.

Плавающая крыша оборудована воздушным клапаном, предназначенным для выпуска воздуха во время закачки нефти в резервуар при нижнем положении крыши до ее всплытия и для проникновения воздуха под плавающую крышу в нижнем ее положении во время опорожнения резервуара.

Резервуары с плавающей крышей строят преимущественно в районах с малой снеговой нагрузкой, так как скопление снега на крышах усложняет его удаление.

Резервуар с понтоном отличается от резервуара с плавающей крышей наличием стационарной кровли и отсутствием шарнирных труб и водостоков с обратным сифоном, предназначенных для удаления воды с поверхности плавающей крыши. Резервуары с понтонами распространены в северных районах и в средней полосе; резервуары с плавающей крышей преимущественно в южных районах.

Каплевидные резервуары (рис. 7.4) применяют для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов с высокой упругостью паров. Оболочке резервуара придают очертание капли жидкости, свободно лежащей на несмачиваемой плоскости и находящейся под действием сил поверхностного натяжения. Благодаря такой форме резервуара все элементы поверхности корпуса растягиваются примерно с одинаковой силой. Это обеспечивает минимальный расход стали на изготовление резервуара.

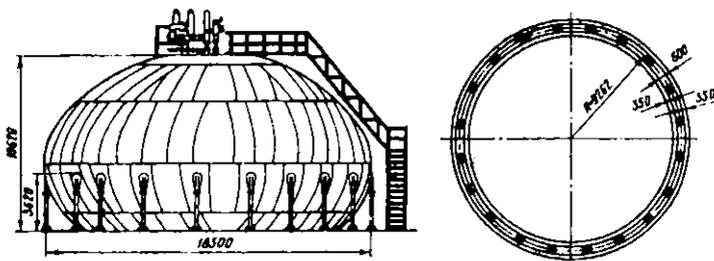


Рис. 7.4. Каплевидный резервуар с экваториальной опорой

Различают два основных типа этих резервуаров: *каплевидные гладкие* и *многоторовые (многокупольные)*.

К каплевидным гладким относятся резервуары с гладким корпусом, не имеющим изломов кривой меридионального сечения (с внутренним давлением до 0,075 МПа). Резервуары, корпус которых образуется пересечением нескольких оболочек двойной кривизны, из которых они образованы, называются многокупольными (или многоторовыми) резервуарами (до 0,37 МПа) (рис. 7.5).

Каплевидные резервуары оснащены комплектом дыхательных и предохранительных клапанов, приборами замера уровня, температуры и давления, а также устройствами для слива-налива нефтепродуктов и удаления отстоя. Но эти резервуары не получили широкого распространения из-за высокой трудоемкости их изготовления и монтажа из отдельных стальных листов двойной кривизны.

Горизонтальные резервуары (рис. 7.6) в отличие от вертикальных изготавливают, как правило, на заводах и поставляют на место установки в готовом виде. Такие резервуары применяют при транспортировке и хранении нефтепродуктов на распределительных нефтебазах и в расходных хранилищах. Резервуары рассчитаны на внутреннее давление 0,07 МПа, имеют конусное или

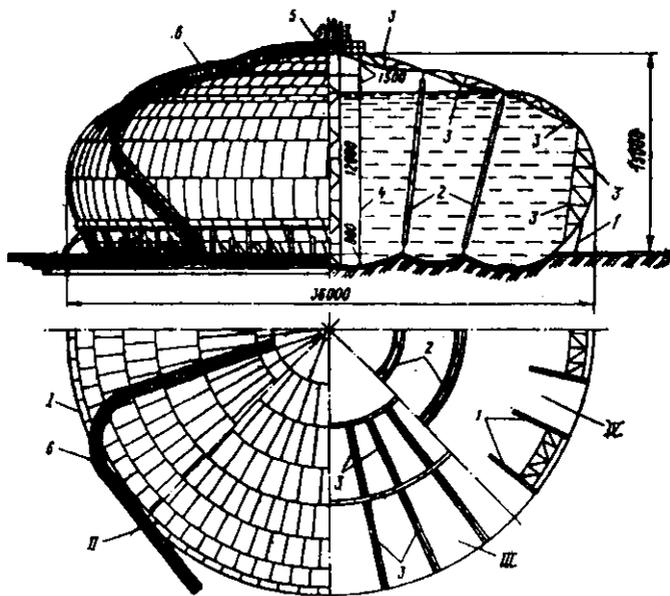


Рис. 7.5. Каплевидный резервуар с одним тор-куполом:
 I — план раскроя нижней части оболочки; II — план раскроя верхней части; III — план стропил; IV — план нижних колец жесткости; 1 — опорные кольца; 2 — стойки из труб; 3 — формы и связи каркаса; 4 — центральная стойка; 5 — площадка с арматурой; 6 — лестница

плоское днище; устанавливают над землей на опорах или под землей на глубину не более 1,2 м от поверхности земли. Область применения горизонтальных резервуаров ограничена тем, что они занимают большие площади, велика и площадь зеркала продукта.

Неметаллические резервуары

Неметаллическими называются такие резервуары, у которых несущие конструкции выполнены из неметаллических материалов. К ним относятся железобетонные и резервуары из резиноканевых или синтетических материалов, применяемых в качестве передвижных емкостей, а также подводные резервуары.

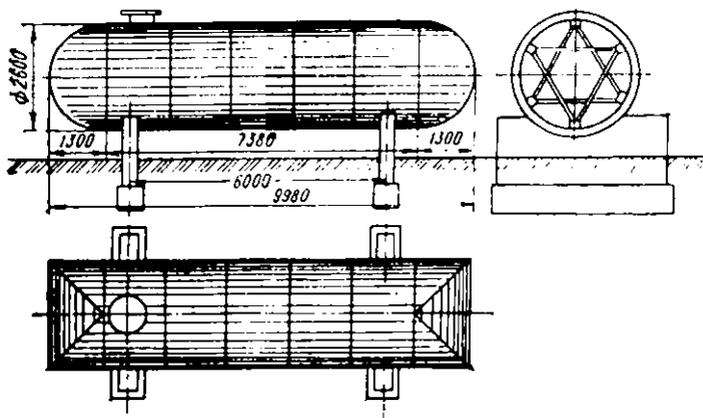


Рис. 7.6. Горизонтальный резервуар

Железобетонные резервуары (рис. 7.7) подразделяются на резервуары для мазута, нефти, масел и светлых нефтепродуктов. Нефть и мазут практически не оказывают химического воздействия на бетон и обладают способностью за счет своих тяжелых фракций и смол тампонировать мелкопористые материалы, поэтому не требуется специальная защита стенок, днищ и покрытия резервуаров.

При хранении масел во избежание их загрязнения внутренние поверхности резервуаров защищают различными облицовками. То же самое относится и к резервуарам для светлых нефтепродуктов, которые, обладая незначительной вязкостью, легко фильтруются через бетон.

Железобетонные резервуары обладают еще рядом преимуществ. При хранении в них подогреваемых вязких нефтей медленнее происходит их остывание за счет малых теплопотерь, а при хранении легкоиспаряющихся светлых нефтепродуктов уменьшаются потери от испарения, так как резервуары при подземной установке менее подвержены солнечному облучению.

Стенки железобетонного резервуара состоят из предварительно напряженных железобетонных панелей; швы между стеновыми панелями замоноличивают бетоном. Кольцевую арматуру на стенку резервуара навивают при помощи арматурно-навивочной машины. Покрытие выполняется из сборных железобетонных панелей.

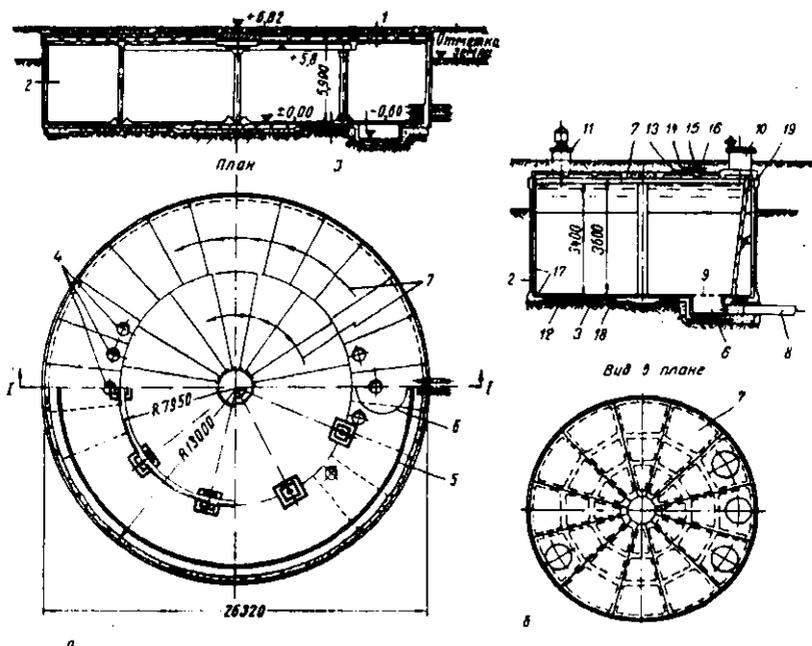


Рис. 7.7. Монолитные цилиндрические железобетонные резервуары:
 а – емкостью 3000 м³ для нефти и темных нефтепродуктов; б – емкостью 200 м³ для светлых нефтепродуктов и масел; 1 – покрытие; 2 – днище; 3 – отверстия для оборудования; 4 – днище; 5 – деформируемый шов; 6 – приямок; 7 – сборные плиты покрытия; 8 – трубопровод; 9 – металлическая решетка; 10 – люк-лаз; 11 – блок световой; 12 – подготовка из бетона марки 75, $\delta = 100$ мм; 13 – цементная стяжка, $\delta = 10$ мм; 14 – два слоя гидроизола на битуме марки V; 15 – жирная глина, $\delta = 150$ мм; 16 – растительный слой, $\delta = 240$ мм; 17 – металлическая облицовка; 18 – гидрофобный грунт, $\delta = 30$ мм; 19 – хлорвиниловая прокладка

бетонных предварительно напряженных ребристых плит, опирающихся на кольцевые балки.

Резинотканевые резервуары предназначены для хранения и транспортировки автомобильного бензина, реактивного топлива, керосина, дизельного топлива, масел. Резервуары представляют собой замкнутую оболочку в виде подушки с смонтированной в нее арматурой. Оболочка состоит из внутреннего масло-

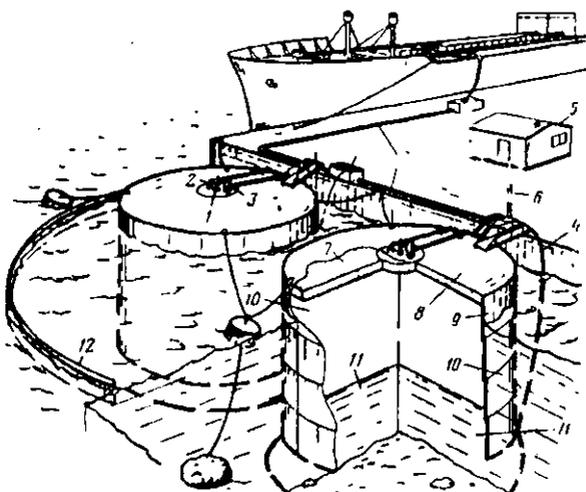


Рис. 7.8. Подводный резервуар переменной плавучести:
 1 — патрубок для отвода воздуха; 2 — трубопровод для залива нефтепродуктов; 3 — насос; 4 — шланг для подачи сжатого воздуха; 5 — насосная; 6 — нефтепродуктопровод; 7 — плавающая кровля; 8 — крыша; 9 — обечайка; 10 — нефтепродукт; 11 — водная подушка; 12 — защитный бон

бензостойкого резинового слоя, полиамидной пленки, капронового силового слоя и наружного атмосферостойкого резинового слоя.

Подводные резервуары представляют собой емкости (рис. 7.8), погруженные в воду. Принцип подводного хранения нефтепродуктов основан на том, что плотность нефтепродуктов меньше плотности воды, и они практически не смешиваются. Поэтому многие конструкции резервуаров запроектированы без днища в виде колокола. Продукт здесь хранится на водяной подушке. По мере откачивания продукта резервуар заполняется водой. В резервуар продукт закачивается под давлением насосами, а забирают его под давлением столба воды, находящейся над резервуаром.

По степени погружения в воду подводные резервуары делятся на донные — стационарные и плавающие — переменной плавучести. Подводные резервуары бывают железобетонные, из эластичных синтетических или резинотканевых материалов, а также металлические.

8. ОБОРУДОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ

Оборудование резервуаров имеет своим назначением обеспечивать правильную и безопасную эксплуатацию резервуаров, в частности:

- 1) наполнение и опорожнение резервуаров;
- 2) замер уровня нефтепродукта;
- 3) отбор проб нефтепродукта;
- 4) зачистку и ремонт резервуаров;
- 5) подогрев нефтепродуктов;
- 6) отстой нефтепродуктов;
- 7) удаление подтоварной воды;
- 8) поддержание давления.

На резервуарах устанавливают (рис. 8.1) следующее оборудование.

Люки: *люк-лаз* располагается в нижнем поясе резервуара, предназначен для внутреннего осмотра, ремонта и очистки резервуара; *люк световой* устанавливается на крыше резервуара и служит для проветривания и освещения резервуара; *люк замерный* — для контрольного замера уровня жидкости и взятия проб.

Хлопушка (рис. 8.2) устанавливается внутри резервуара на приемо-раздаточном патрубке и служит для налива и слива нефтепродукта и для дополнительной защиты от возможной утечки нефтепродукта из резервуара при неисправном трубопроводе. Хлопушка состоит из корпуса с наклонным срезом и плотно прилегающей к нему крышкой, соединенной с корпусом рычажным механизмом. При наполнении резервуара струя нефтепродукта силой давления приподнимает крышку хлопушки. При остановке перекачки крышка хлопушки под действием собственного веса опускается на свое место, закрывая трубу. При выдаче нефтепродукта из резервуара крышка хлопушки открывается принудительно при помощи вращающегося барабана с наматывающимся на него тросом. При дистанционном управлении перекачкой на резервуарах устанавливают электроприводные механизмы для открывания хлопушки.

Хлопушки большого диаметра при заполненном резервуаре открываются с трудом, так как приходится преодолевать вес столба жидкости нефтепродукта, давящего на крышку хлопушки. Чтобы облегчить открывание хлопушки, устанавливают перепускные трубы (или перепускные крышки) для выравнивания давления до и после хлопушки.

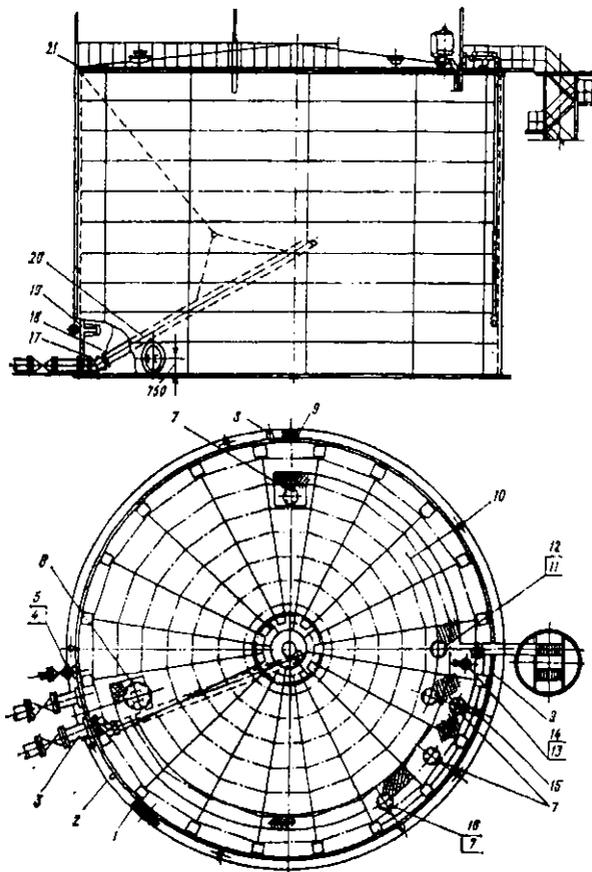


Рис. 8.1. Схема размещения оборудования на резервуарах темных нефтепродуктов:

1 — люк-лаз овальный размером 600х900 мм; 2 — ртутный термометр; 3 — патрубок приемо-раздаточный; 4 — патрубок для зачистки; 5 — задвижка; 6 — люк монтажный; 7 — люк световой ЛЩ-200; 8 — кран сифонный СК-80; 9 — люк-лаз в первом поясе стенки; 10 — молниеприемник; 11 — патрубок монтажный; 12 — патрубок вентиляционный; 13 — патрубок замерного люка; 14 — люк замерный; 15 — указатель уровня; 16 — пробоотборник сниженный; 17 — фланец; 18 — трос; 19 — лебедка; 20 — труба; 21 — шарнир

Патрубок приемо-раздаточный монтируется в нижнем поясе резервуара. С внешней стороны к нему присоединяется задвижка, а на внутреннем конце, внутри резервуара, устанавливается хлопушка. Через патрубок осуществляется прием в резервуар или выдача из него нефтепродуктов.

Сифонный водоспускной кран (рис. 8.3) предназначен для выпуска подтоварной воды из резервуара. Он состоит из трубы с изогнутым отводом 6, находящимся внутри резервуара; сальника 5, через который проходит труба, и из муфтового крана 3, смонтированного на втором конце трубы. Во избежание образования воронки во время выпуска подтоварной воды на конце сифонной трубы приваривают козырек 7. Поворот трубы осуществляется рукояткой 2. При рабочем положении отвод открытым концом обращен книзу и давлением столба нефтепродукта вода, скопившаяся на дне, будет вытесняться из резервуара. В положении промывки продуктом отвод открытым концом обращен вверх; при нерабочем положении продольная ось отвода расположена горизонтально. Для защиты сифонного крана от повреждений и атмосферных осадков предусмотрен специальный кожух 4.

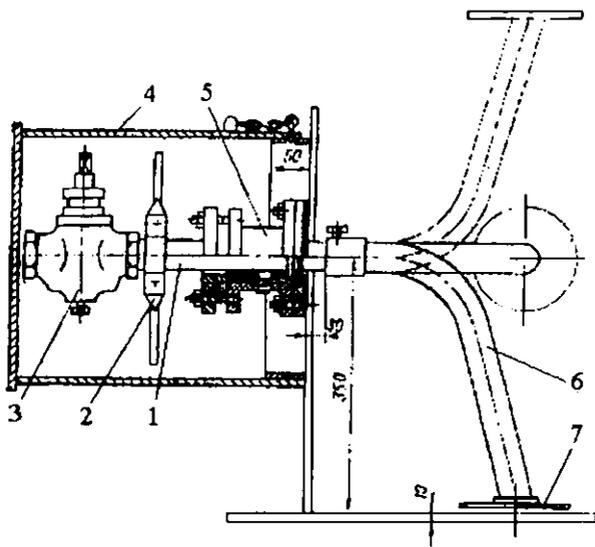


Рис. 8.3. Кран сифонный СК-80

Уровнемер. Принцип действия основан на передаче величины вертикального перемещения поплавка с помощью стальной

ленты на счетчик барабанного типа, установленного в смотровой коробке блока. Показания счетчика соответствуют уровню нефтепродукта в резервуаре. Для герметизации ленту пропускают через угловые коробки.

Пробоотборник (рис. 8.4) предназначен для полуавтоматического отбора средних проб по всей высоте резервуара через специальные клапаны.

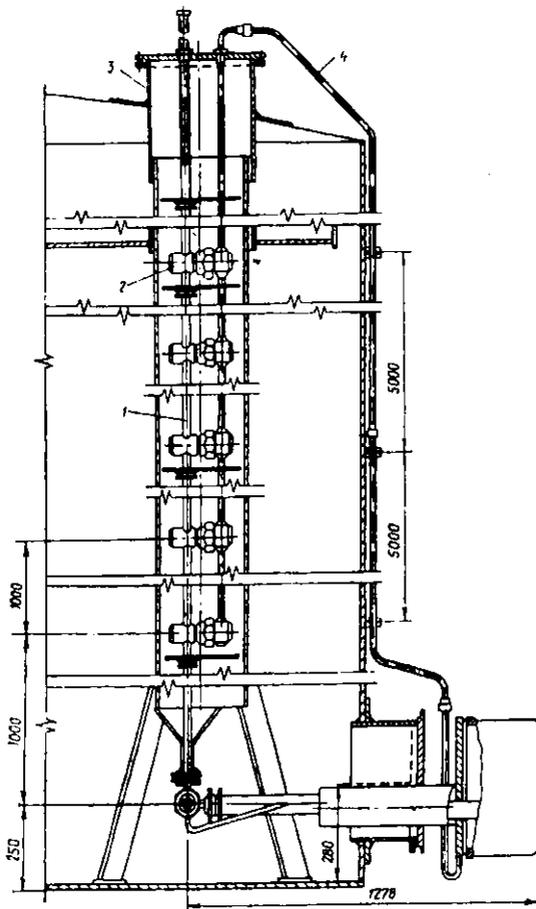


Рис. 8.4. Пробоотборник сниженный типа ПСР:
 1 — пробоотборная колонка; 2 — клапанные узлы; 3 — верхний люк; 4 — воздушная труба

Пробоотборник состоит из колонных трубок, соединенных клапанными узлами. Клапанный узел представляет собой тройник, внутри которого расположен сильфон. Внутренние полости сильфонов сообщаются между собой общей пневмолинией. В пробоотборных трубках находится столб нефтепродукта, состав которого идентичен столбу нефтепродукта в резервуаре. Этот столб представляет собой среднюю пробу нефтепродукта, хранящегося в резервуаре.

При отборе пробы в пневмолинии при помощи насоса создается давление 0,2 МПа. Под этим давлением клапаны закрываются, и внутренняя полость пробоотборных труб изолируется от нефтепродукта, находящегося в резервуаре. Открытием крана проба из пробоотборных трубок сливается в сосуды.

После отбора пробы открытием вентиля сбрасывается давление воздуха в воздушной линии, и пробоотборник снова подготовлен к отбору пробы.

Дыхательный клапан (рис. 8.5) предназначен для регулирования давления паров нефтепродуктов в резервуаре в процессе закачки или выкачки нефтепродуктов, а также при колебании температуры. При повышении давления в резервуаре (во время закачки нефтепродукта) клапан выпускает паровоздушную смесь, приподнимая тарелку давления 2, а при разрежении (в процессе откачки нефтепродукта) впускается в резервуар атмосферный воздух через тарелку вакуума 1.

Для надежной работы клапана при отрицательных температурах направляющий стержень снабжают фторопластовой оболочкой квадратного сечения, а уплотнительную поверхность та-

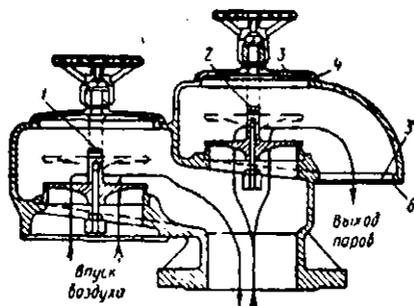


Рис. 8.5. Дыхательный (механический) клапан:

- 1 — клапан вакуума; 2 — клапан давления; 3 — крышка;
4 — прокладка; 5 — сетка; 6 — обойма сетки

релок клапана обтягивают фторопластовой пленкой, которая может деформироваться, предотвращая образование льда. Клапаны устанавливают на крыше резервуара. При повышенной пропускной способности применяют *непримерзающие мембранные дыхательные клапаны*, рассчитанные на работу при вакууме в резервуаре до 1000 Па. Непримерзаемость клапана обеспечивается за счет пленочного покрытия из фторопласта, наносимого на рабочие поверхности тарельчатого затвора и седла.

Огневой предохранитель (рис. 8.6) устанавливают между резервуаром и дыхательным или предохранительным клапаном. Он предназначен для защиты резервуара от проникновения огня (пламени или искры) в газовое пространство через дыхательную аппаратуру, предохраняя этим самым нефть от вспышки или взрыва. Принцип действия огневого предохранителя основан на задержке пламени кассетой, размещенной внутри корпуса. Кассета состоит из пакета чередующихся гофрированных и плоских пластин, образующих каналы малого диаметра. Пламя, попадая в каналы малого сечения, дробится на отдельные мелкие потоки. Поверхность соприкосновения пламени с предохранителем увеличивается, возрастает теплоотдача стенкам каналов, и пламя гаснет. Конструкция огневого предохранителя сборно-разборная, что позволяет периодически извлекать кассеты для осмотра и контроля за их состоянием.

Предохранительный клапан (рис. 8.7) устанавливают на крыше резервуара на случай, если не сработает дыхательный клапан. Применяют обычно с гидравлическим затвором. При повышении давления в резервуаре газ из него выходит через клапан в атмосферу, а при вакууме атмосферный воздух через клапан поступает в резервуар. Клапан действует следующим образом: при давлении внутри резервуара выше расчетного (для дыхательного клапана) пары нефтепродукта внутри клапана давят на поверхность масла, залитого в клапан, и постепенно, с повышением давления, вытесняют его за перегородку. Нижняя часть

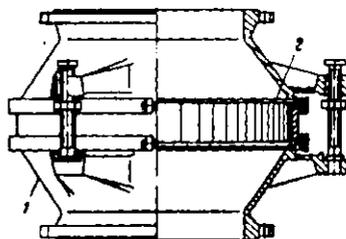


Рис. 8.6. Огневой предохранитель ОП-1:
1 — корпус; 2 — гофрированная кассета

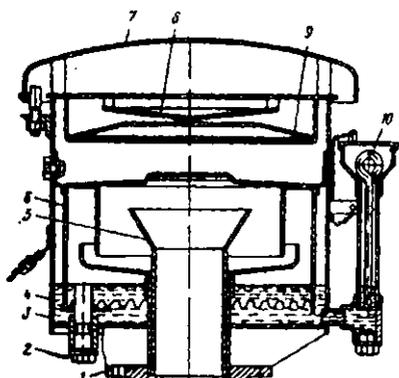


Рис. 8.7. Предохранительный гидравлический клапан типа КПС:

1 — приемный патрубок; 2 — пробка; 3 — корпус; 4 — масло; 5 — насадка; 6 — колпак; 7 — крышка; 8 — корпус; 9 — перегородка; 10 — указатель уровня масла

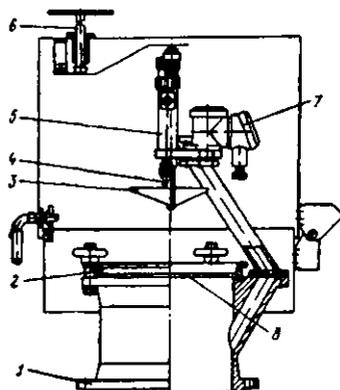


Рис. 8.8. Предохранительный клапан КПР-2:

1 — фланец корпуса; 2 — кольцо; 3 — нож; 4 — нить; 5 — блок-манометр; 6 — визуальный указатель срабатывания клапана; 7 — взрывобезопасный выключатель; 8 — мембрана

перегородки выполнена зубчатой для создания более спокойного прохода газовой смеси или воздуха, что способствует плавной работе клапана. Уровень масла в пространстве между стенкой корпуса клапана и перегородкой колпака повышается до момента достижения парами нефтепродуктов впадин зубьев на перегородке и начала прорыва их через слой масла из клапана. При вакууме внутри резервуара клапан действует в обратном направлении до начала проникновения атмосферного воздуха внутрь резервуара через впадины зубцов перегородки. Во время эксплуатации необходимо следить за уровнем масла при помощи указателя уровня (шупа). Клапан заливают низкотемпературной и слабоиспаряющейся жидкостью — соляровым маслом, водным раствором глицерина, этиленгликолем и др.

Предохранительный мембранный (разрывной) клапан (рис. 8.8) имеет то же назначение, что и гидравлический предохранительный клапан и отличается от него тем, что вместо гидравлического затвора в нем установлена мембрана. При чрезмерном повышении давления или увеличении вакуума при отказе в работе дыхательного клапана мембрана разрывается.

Пеногенератор (рис. 8.9) предназначен для подачи пены при тушении пожара в резервуаре. Пена вводится в резервуар через пенокамеры 3, монтируемые в верхнем поясе резервуара 2 (рис. 8.9, а).

Пена разрывает мембрану (хрупкий сосуд) 2 (рис. 8.9, б) из промасленного картона или листового свинца, поступает на поверхность нефтепродукта и прекращает горение. Обычно устанавливают 3–5 пеногенераторов. Пеногенератор устанавливают на стальных вертикальных резервуарах объемом 5 000 м³ и выше. Пена подается в резервуары со стационарной крышей из расчета покрытия пеной всей площади зеркала продукта, а в резервуары с плавающей крышей — из расчета кольцевого пространства между стенкой резервуара и металлической диафрагмой плавающей крыши.

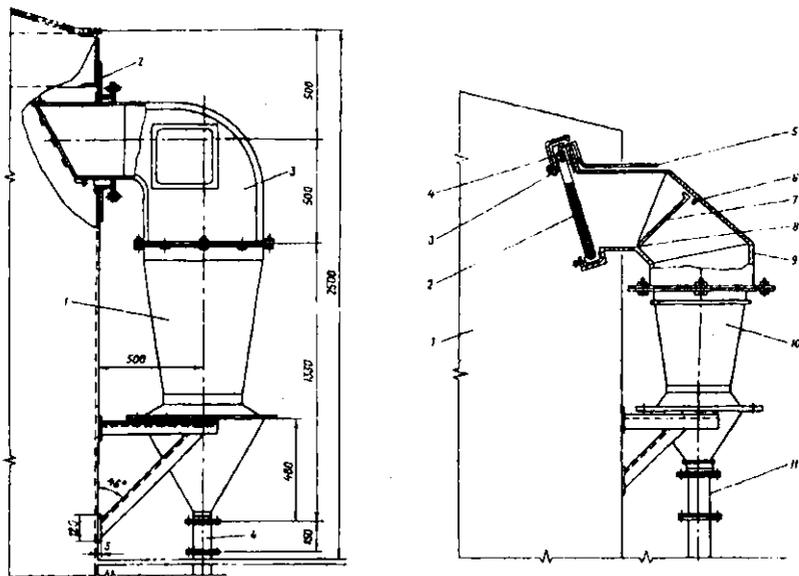


Рис. 8.9. Пеногенератор:

а — пеногенератор с пенокамерой: 1 — пеногенератор; 2 — стенка резервуара; 3 — пенокамера; 4 — пенопровод; б — устройство для подачи огнетушащего средства: 1 — резервуар; 2 — хрупкий сосуд; 3 — герметизирующая прокладка; 4 — пробка; 5 — трубка побудительного элемента; 6 — ограничитель; 7 — ударный элемент; 8 — шарнир; 9 — корпус пенокамеры; 10 — пеногенератор; 11 — пенопровод

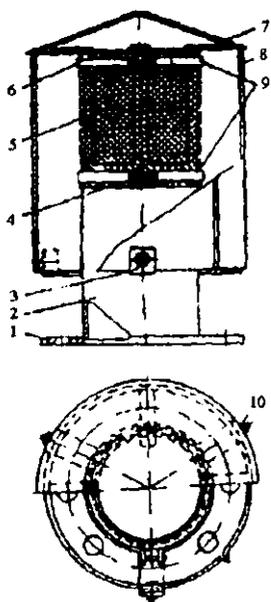


Рис. 8.10. Вентиляционный патрубок:

- 1 — опорный фланец;
- 2 — труба; 3 — лапа;
- 4, 10 — болты; 5 — сетка;
- 6 — крышка трубы;
- 7 — крышка колпака;
- 8 — обечайка колпака;
- 9 — хомуты

При хранении нефтепродуктов на отпускных трубопроводах внутри резервуара устанавливают **подъемные трубы**. Они позволяют забирать нефтепродукт из верхних слоев резервуара, где он имеет наибольшую температуру и наиболее чист (так как грязь и вода, как более тяжелые, собираются в нижних слоях). Подъемные трубы поворачиваются на шарнирах. Если поднять лебедкой конец трубы выше уровня нефтепродукта, предотвращаются утечки из резервуара (при повреждении отпускных трубопроводов), т.е. подъемная труба выполняет роль хлопушки.

В верхней точке кровли резервуара (для хранения темных нефтепродуктов или масел) устанавливается **вентиляционный патрубок** для сообщения газового пространства резервуара с атмосферой (рис. 8.10).

Поперечное сечение патрубка затянута сеткой с размером ячейки 0,5–0,7 мм. Сверху патрубок закрыт съемным колпаком. Диаметр вентиляционного патрубка 150–250 мм.

9. РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ

Определение оптимальных размеров резервуаров с учетом расхода материала, стоимости строительных и монтажных работ, величины потерь от испарения нефтепродуктов, занимаемой площади и других критериев весьма сложно. Эта задача решается сравнительно просто, если учесть только основной фактор — затрату металла на резервуар. Впервые в такой постановке задачу решил академик В.Г. Шухов.

9.1. Резервуары с постоянной толщиной стенки

Толщина боковых стенок резервуаров ограничивается минимальным значением δ_0 из условия устойчивости, т.е. недопущения самопроизвольного смятия стенок пустого резервуара. Эта минимальная толщина равна 4 мм. Если размеры резервуара таковы, что в заполненном состоянии напряжения у нижней кромки резервуара не превышают допустимых для листов металла с минимальной толщиной δ_0 , то такие резервуары сооружают с постоянной толщиной стенки.

В объем металла V_M , необходимого для строительства резервуара, входят:

— объем металла днища и кровли

$$V_{\text{д.к.}} = \pi \cdot R^2 \cdot (\delta_{\text{д}} + \delta_{\text{к}}) = \pi \cdot R^2 \cdot \lambda,$$

где $\lambda = \delta_{\text{д}} + \delta_{\text{к}}$; $\delta_{\text{д}}$ и $\delta_{\text{к}}$ — толщины листов днища и кровли;

— объем металла боковых стенок резервуара

$$V_{\text{б}} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H \cdot \delta_0.$$

Тогда $V_M = \pi \cdot R^2 \cdot \lambda + 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H \cdot \delta_0$

Так как

$$R = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H}}, \quad (9.1)$$

где $V = \pi \cdot R^2 \cdot H$, то

$$V_M = V \cdot \frac{\lambda}{H} + 2 \cdot \delta_0 \cdot \sqrt{\pi \cdot V \cdot H}. \quad (9.2)$$

Минимальный объем металла, затрачиваемого на резервуар, найдем из условия $dV_M/dH = 0$

$$-V \cdot \frac{\lambda}{H^2} + \delta_0 \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot V}{H}} = 0,$$

после преобразований получаем

$$V \cdot \frac{\lambda}{H} = \delta_0 \cdot \sqrt{\pi \cdot V \cdot H}. \quad (9.3)$$

Сопоставляя (9.3) и (9.2), видим, что левая часть уравнения — это объем металла днища и кровли, а правая — половина объема металла боковых стенок резервуара. Следовательно, резервуар с постоянной толщиной стенки имеет наименьший объем металла, когда объем металла днища и кровли в два раза меньше объема металла стенок.

Из уравнения (9.3) находим оптимальную по затрате металла высоту резервуара

$$H = \sqrt[3]{\frac{V \cdot \lambda^2}{\pi \cdot \delta_0^2}}; \quad (9.4)$$

а из (9.1) — оптимальный радиус резервуара

$$R = \sqrt[3]{\frac{V \cdot \delta_0}{\pi \cdot \lambda}}. \quad (9.5)$$

Подставим в (9.1) значения H и R из (9.4) и (9.5), получим объем металла в резервуаре с оптимальными параметрами

$$V_M = 3 \cdot \sqrt[3]{\pi \cdot \lambda \cdot \delta_0^2 \cdot V^2}.$$

Условие прочности для вертикальных тонкостенных цилиндрических сосудов на основании уравнения Лапласа

$$\delta_0 = \frac{H \cdot R \cdot \rho \cdot g}{[\sigma]} = \frac{H \cdot R}{\alpha}, \quad (9.6)$$

где $\alpha = [\sigma]/(\rho \cdot g)$; ρ — плотность продукта; g — ускорение свободного падения; $[\sigma]$ — допускаемое напряжение материала стенок.

Подставив в (9.6) значения H и R из (9.4) и (9.5), получим

$$V_{onm} = \pi \cdot \delta_0^2 \cdot \alpha \cdot \sqrt{\frac{\alpha}{\lambda}}. \quad (9.7)$$

9.2. Резервуары с переменной толщиной стенки

Если объем резервуара больше определяемого формулой (9.7), то целесообразно его выполнять из поясов с разными толщинами стенок. При этом верхние пояса общей высотой H_1 выполняются постоянной толщины δ_0 , а толщина нижних поясов возрастает по мере увеличения нагрузки.

Теоретическая эпюра толщин стенок представляет собой прямоугольный треугольник (рис. 9.1). Это работающая часть металла. В каждом поясе (h_n — принимается одинаковой) имеется неработающая часть металла (незаштрихованная).

Весь объем V_M металла резервуара с переменной толщиной стенки складывается из следующих объемов:

— объема металла днища и кровли (как для резервуара с постоянной δ)

$$V_{dx} = \pi \cdot R^2 \cdot \lambda = V \cdot \frac{\lambda}{H};$$

— объема работающего металла, воспринимающего нагрузку от гидростатического давления продукта

$$V_p = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot \frac{H \cdot \delta}{2},$$

$$\text{так как } \delta = \frac{H \cdot R}{\alpha}, \text{ то } V_p = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot \frac{H}{\alpha} = V \cdot \frac{H}{\alpha};$$

— объема неработающего металла в верхних поясах с толщиной δ_0

$$V_{HR_1} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot \frac{H_1 \cdot \delta_0}{2};$$

из уравнения (9.6)

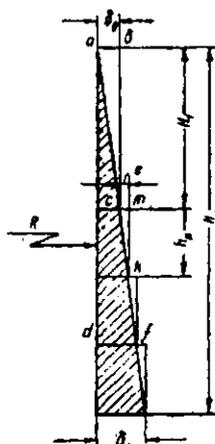


Рис. 9.1. Резервуары с переменной толщиной стенки корпуса

$$H_1 = \frac{\delta_0 \cdot \lambda}{R}, \quad (9.8)$$

следовательно,

$$V_{HP_1} = \pi \cdot \delta_0^2 \cdot \alpha;$$

— объема неработающего металла в остальных поясах резервуара (сумма объемов тел вращения с треугольным поперечным сечением *стк*)

$$V_{HP_2} = n \cdot 2 \cdot \pi \cdot R \cdot \frac{h_n \cdot e}{2}, \quad (9.9)$$

где $n = (H - H_1)/h_n$ — число поясов с переменной толщиной стенки; e — разность толщин листов двух смежных поясов ($e = \text{const}$).

Из подобия $\Delta adf \sim \Delta стк$

$$\frac{e}{\delta} = \frac{h_n}{H},$$

откуда

$$e = \delta \cdot \frac{h_n}{H} = \frac{H \cdot R}{\alpha} \cdot \frac{h_n}{H} = \frac{R \cdot h_n}{\alpha}. \quad (9.10)$$

Подставив в (9.9) значения n , H_1 и e из (9.8) и (9.10), получим

$$V_{HP_2} = \left(H - \frac{\delta_0 \cdot \alpha}{R} \right) \cdot \pi \cdot R^2 \cdot h_n \cdot \frac{1}{\alpha}.$$

Учитывая, что $\pi \cdot R^2 \cdot H = V$, получим

$$V_{PH_2} = \frac{V \cdot h_n}{\alpha} - \delta_0 \cdot h_n \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot V}{H}}.$$

Тогда полный объем металла резервуара

$$V_M = V \cdot \frac{\lambda}{H} + V \cdot \frac{H}{\alpha} + \pi \cdot \delta_0^2 \cdot \alpha + V \cdot \frac{h_n}{\alpha} - \delta_0 \cdot h_n \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot V}{H}}.$$

Оптимальную по затратам металла высоту резервуара найдем из условия $dV_M / dH = 0$

$$-V \cdot \frac{\lambda}{H^2} + V \cdot \frac{1}{\alpha} + \frac{\delta_0 \cdot h_n}{2 \cdot H} \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot V}{H}} = 0. \quad (9.11)$$

Уравнение (9.11) можно решить относительно H методом последовательных приближений. В явном виде приближенно имеем

$$V \cdot \frac{\lambda}{H} = V \cdot \frac{H}{\alpha}. \quad (9.12)$$

В левой части уравнения (9.12) — объем металла днища и кровли, в правой — объем работающего металла корпуса резервуара. Следовательно, резервуар с переменной толщиной стенок имеет наименьший объем металла, когда объем металла днища и кровли равен объему работающего металла корпуса. Из выражения (9.12) получим оптимальное значение высоты резервуара

$$H = \sqrt{\lambda \cdot \alpha}.$$

Таким образом, высота резервуара не зависит от объема резервуара, она определяется только конструктивными элементами резервуара (толщиной днища и покрытия), качеством материала (его прочностью) и свойствами продукта (его плотностью).

10. ПОДОГРЕВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

10.1. Назначение, способы подогрева и теплоносители

Если светлые нефтепродукты (бензин, керосин) легко транспортируются по трубопроводам в любое время года и операции с ними не вызывают особых затруднений, то операции с темными нефтепродуктами (мазутом, смазочными маслами) вызывают значительные трудности. Объясняется это тем, что темные нефтепродукты при понижении температуры воздуха становятся более вязкими и транспортирование их без подогрева становится невозможным. Подогрев осуществляется как при хранении, так и при транспортировке, приемо-раздаточных операциях.

Для подогрева применяют различные теплоносители: водяной пар, горячую воду, горячие газы и нефтепродукты, электроэнергию. Наибольшее применение имеет водяной пар, обладающий высоким теплосодержанием и теплоотдачей, легко транспортируемый и не представляющий пожарной опасности. Обычно используют насыщенный пар давлением 0,3–0,4 МПа, обеспечивая нагрев нефтепродукта до 80–100 °С.

Горячую воду применяют в тех случаях, когда ее имеется большое количество, так как теплосодержание воды в 5–6 раз меньше теплосодержания насыщенного пара.

Горячие газы имеют ограниченное применение, так как они отличаются малой теплоемкостью, низким коэффициентом теплоотдачи, а также трудно организовать их сбор; используются лишь при разогреве нефтепродуктов в автоцистернах и в трубчатых подогревателях на НПЗ.

Горячие масла в качестве теплоносителей также применяют редко, в случаях, когда требуется разогреть тугоплавкие нефтепродукты теплоносителем с высокой температурой вспышки, для которых невозможен разогрев горячей водой и паром.

Электроэнергия – один из эффективных теплоносителей, однако при использовании электронагревательных устройств необходимо соблюдать противопожарные требования. Обнаженная электрическая грелка с накаленной проволокой способна вызвать воспламенение паров нефтепродуктов. В связи с этим электроподогрев применяется для нефтепродуктов с высокой температурой коксования и вспышки, и главным образом, для масел перед сливом их из вагонов-цистерн. Электронагревательные устройства (рис. 10.1) отличаются компактностью, удобством в обслуживании и рентабельны при наличии дешевой электроэнергии.

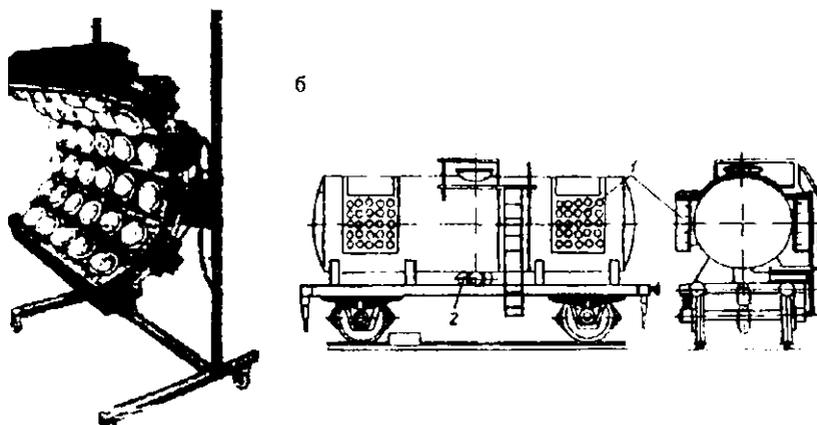


Рис. 10.1. Ламповый нагреватель инфракрасного излучения криволинейной формы (а) и его установка на цистерне (б):

- 1 — излучатели светло-красного накала;
2 — излучатели темно-красного накала

Существует несколько способов подогрева водяным паром: разогрев острым паром, трубчатыми подогревателями и циркуляционный подогрев.

Подогрев острым (открытым) паром заключается в подаче насыщенного пара непосредственно в нефтепродукт, где он конденсируется, сообщая нефтепродукту необходимое тепло. Этот способ применяют главным образом для разогрева топочного мазута при сливе из железнодорожных цистерн. Недостаток данного способа — необходимость удаления в дальнейшем воды из обводненного нефтепродукта.

Подогрев трубчатыми подогревателями заключается в передаче тепла от пара к нагреваемому продукту через стенки подогревателя. Здесь исключается непосредственный контакт теплоносителя с нефтепродуктом. Пар, поступая в трубчатый подогреватель, отдает тепло нефтепродукту через стенку подогревателя, а сконденсировавшийся пар отводится наружу, благодаря чему исключается обводнение нефтепродукта.

Циркуляционный подогрев основан на разогреве нефтепродукта тем же нефтепродуктом, но предварительно подогретым в теплообменниках. Циркуляционный подогрев применяют в

основном при обслуживании крупных резервуарных парков, а также железнодорожных цистерн.

10.2. Конструкции и расчет подогревателей

По конструкции подогреватели в зависимости от назначения делятся на подогреватели при *сливе* нефтепродуктов из емкостей, подогреватели при *хранении* в резервуарах и подогреватели *трубопроводов*.

Подогреватели при сливе нефтепродуктов различаются по способу подогрева и типу транспортной емкости.

Для подогрева в железнодорожных цистернах применяют следующие подогреватели:

1) Подогреватели *острым паром* по конструкции представляют собой перфорированные трубчатые штанги, помещенные в толщу жидкости, пар поступает через отверстия в штангах. Используются только для разогрева мазута, допускающего частичное обводнение.

2) Подогреватели *глухим паром* подразделяются на переносные и стационарные. Переносные помещают в цистерну только на время разогрева, а по окончании их извлекают (рис. 10.2). Стационарные находятся внутри цистерны постоянно. Подогреватели изготавливают из дюралюминиевых труб; состоят из трех секций, помещаемых в цистерну поочередно.

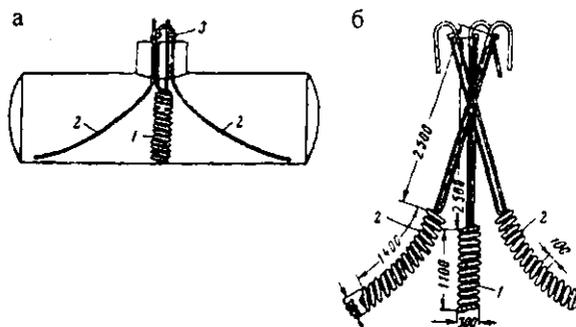


Рис. 10.2. Переносные подогреватели для разогрева нефтепродуктов:

а — установка змеевика в железнодорожной цистерне; б — змеевик в сборе; 1 — центральный змеевик; 2 — боковые змеевики; 3 — трубы для подвода пара и отвода конденсата

3) Подогреватель *циркуляционного подогрева* (рис. 10.3) применяется при сливе нефтепродукта из вагонов-цистерн. При этом способе продукт греется вне цистерны в теплообменном аппарате до высокой температуры и затем насосом под высоким давлением подается в вагон-цистерну. Горячая струя подаваемого насосом нефтепродукта размывает застывший продукт в вагон-цистерне, перемешивается с ним и нагревает его. Подогретый нефтепродукт из вагона-цистерны откачивается насосом, часть его сливается в хранилище, а другая часть направляется в теплообменник для подогрева и последующего размыва. Этот вид подогрева широкого распространения не получил, так как горячая струя в вязкой жидкости быстро гаснет, не успевая отдать свое тепло размываемой холодной среде.

На основе циркуляционного подогрева разработана установка с эффективным использованием энергии затопленной струи.

4) Подогреватели «*паровые рубашки*» представляют собой неотъемлемую часть железнодорожных цистерн (рис. 10.3) и являются наиболее эффективными, так как сокращают расход пара, исключают обводнение топлива.

Пар под давлением (0,3 МПа) подается в паровую рубашку цистерны, и через стенку котла нагревает тонкий слой нефтепро-

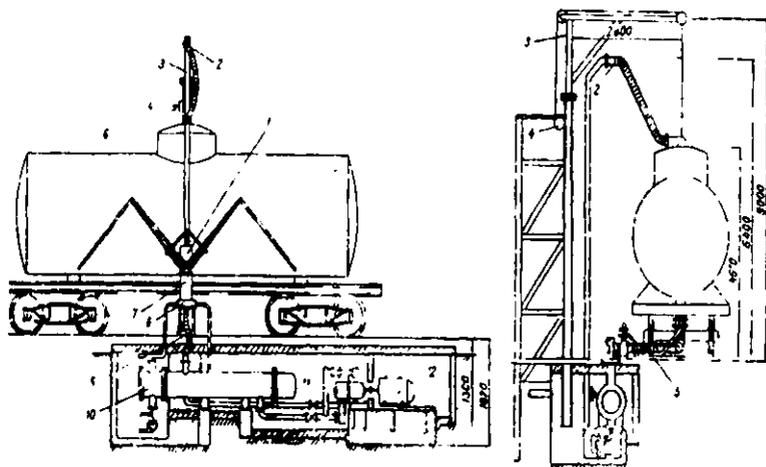


Рис. 10.3. Установка для разогрева высоковязких нефтей и нефтепродуктов в железнодорожных цистернах методом циркуляционного размыва

дукта, граничащий со стенкой. В результате нагрева происходит скольжение нефтепродукта по горячей поверхности стенки к сливному прибору и истечение в сливной желоб (рис. 10.4).

Однако у вагонов-цистерн с паровыми рубашками есть существенный недостаток: увеличение веса тары и в связи с этим непроизводительные грузоперевозки.

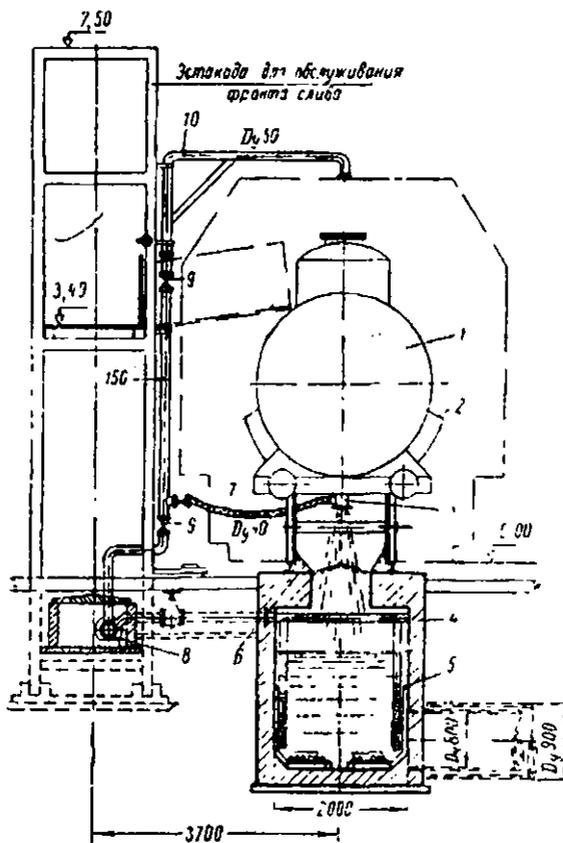


Рис. 10.4. Межрельсовый сливной желоб со стационарными змеевиковыми подогревателями:

1 — четырехосная цистерна емкостью 50 м^3 ; 2 — паровая рубашка цистерны; 3 — сливной прибор; 4 — межрельсовый железобетонный сливной желоб; 5 — змеевиковые подогреватели желоба; 6 — металлические крышки желоба; 7 — паровой шланг $D_y = 32$; 8 — паропровод; 9 — запорный вентиль $D_y = 32$; 10 — поворотная колонка $D_y = 50$ для присоединения шланга при разогреве мазута острым паром

Электроподогреватели представляют собой погружные фарфоровые цилиндры с намотанным на них проводником. Фарфоровые цилиндры нанизываются на стальные прутья, скрепленные с каркасом. Концы проводников выводятся к контактам на панели.

Мощность электрогрелок 50–70 кВт. Применяют их для подогрева вязких нефтепродуктов.

Для безопасного обслуживания аппаратуры и оборудование (распределительные щиты, котел цистерны, железнодорожные пути) надежно заземляют. Электроэнергия включается только после полного погружения электрогрелки в жидкость. Слив производят после окончания подогрева, выключения электроэнергии и удаления грелки из цистерны, так как при включенной электрогрелке может воспламениться нефтепродукт.

Подогреватели для нефтеналивных судов различны по конструкции. Змеевиковые и секционные подогреватели с продольным или поперечным расположением греющих элементов применяют для танкеров, выгрузка которых происходит из каждого танка самостоятельно. Здесь в каждом танке имеется свой индивидуальный подогреватель (секционный или змеевиковый). Обычно в качестве источника энергии (тепла) для подогрева нефтепродуктов используется водяной пар.

Типичная схема змеевикового подогревателя состоит из двух магистралей (рис.10.5): *паровой* — для подвода пара к змее-

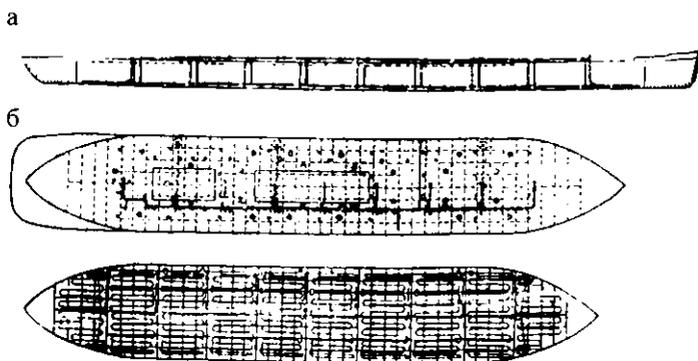


Рис. 10.5. Схема наливной баржи для перевозки вязких нефтепродуктов:
а — продольный разрез; б — палуба (план)

викам и *конденсатной* — для отвода его. Свежий пар поступает в подогревательную систему из котла, а отработанный пар и конденсат через контрольный бак поступают в котел. Назначение контрольного бака — предотвращение попадания нефти в конденсат. Греющие элементы подогревателя обычно изготавливают из алюминиево-медных сплавов, обладающих хорошей теплопроводностью и коррозионной стойкостью.

Подогреватели в резервуарах выполняются в виде различных конструктивных форм — змеевиковые и секционные (рис. 10.6) из трубчатых элементов. Для лучшего подогрева их размещают по всему поперечному сечению резервуара. Наибольшее применение имеют подогреватели, собираемые из отдельных унифицированных секций.

Наряду с общим подогревом всего нефтепродукта применяют и так называемый *местный подогрев*. Местные подогреватели следует располагать поблизости от приемо-раздаточных устройств.

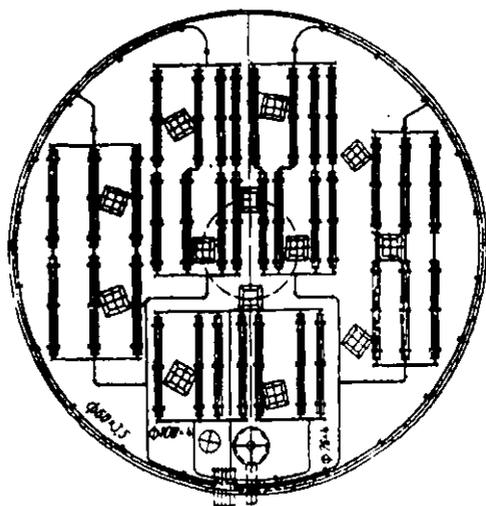


Рис. 10.6. Компоновка секционных подогревателей в резервуаре объемом 5000 м³

При циркуляционном методе подогрева нефтепродукт собирается из нижней части резервуара и насосом прокачивается через внешний подогреватель-теплообменник. В этом случае внутри резервуара устанавливается кольцевой подающий трубо-

провод и местный подогреватель у заборной трубы. Теплообменники устанавливают индивидуально у каждого резервуара.

Основными из подогревателей трубопроводов являются паровые подогреватели и электрические. Паровые (рис. 10.7) выполняются в виде паровых спутников-паропроводов, прокладываемых вместе и параллельно с нагреваемым трубопроводом. Существуют два способа прокладки паровых спутников — внутренний и наружный. При внутреннем обогреве спутник прокладывается внутри нефтепровода. Этот способ отличается сложностью монтажа и поэтому находит ограниченное применение. При наружном обогреве спутники прокладываются параллельно с трубопроводом и заключаются в общую с ним изоляцию или прокладываются в канале.

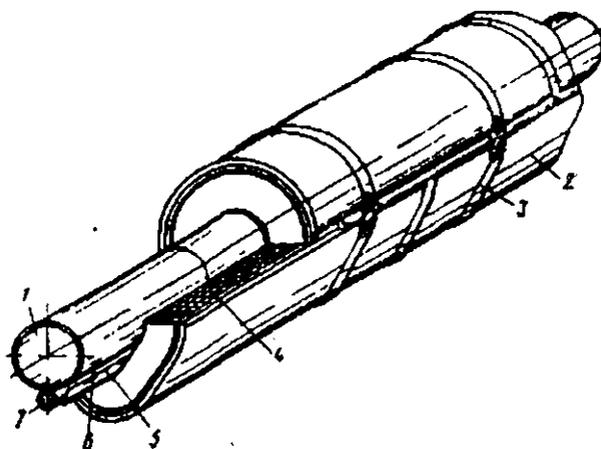


Рис. 10.7. Теплоизоляция нефтепродуктопровода со спутником: 1 — нефтепродуктопровод; 2 — минераловатные скорлупы; 3 — бандаж из полосовой стали; 4 — плетеная сетка; 5 — подкладка под спутник; 6 — крепление подкладки из проволоки; 7 — паровой спутник

Монтаж изоляции трубопроводов со спутниками выполняют с применением формованных изделий (пенопластиков), мастик или минераловатных скорлуп с покрытием штукатуркой или металлическими кожухами.

В качестве электрических подогревателей применяют гибкие нагревательные элементы (ГНЭ). Они представляют собой (рис. 10.8) узкую эластичную ленту, состоящую из медных и ни-

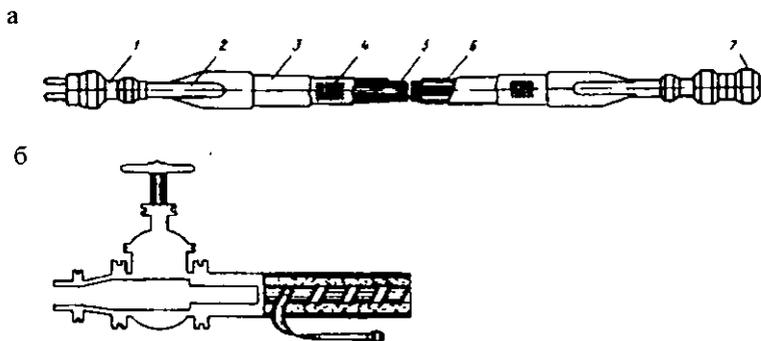


Рис. 10.8. Гибкая электронагревательная лента:
 а — схема; б — присоединение ленты к арматуре;
 1 — штепсельный разъем; 2 — заливка; 3 — герметизирующее покрытие; 4 — тканевая основа; 5 — подогревательные провода; 6 — токонесящие провода; 7 — концевая заглушка

нихромовых проволок, сплетенных стеклонитью. Для придания влагостойкости ленту покрывают кремнеорганической резиной, которая служит также защитной электроизоляционной оболочкой. В таком виде ленту наматывают на трубопровод и покрывают снаружи слоем тепловой изоляции. Лента снабжена штепсельным разъемом для быстрого подключения к сети.

Известны и другие способы электроподогрева, например, при помощи электрокабелей, прокладываемых внутри трубопровода или привариваемых снаружи.

При расчете подогревателей определяют поверхность теплообмена, расход теплоносителя и конструктивные размеры подогревателей. Для этого необходимо знать начальную и конечную температуру подогрева нефтепродукта.

Когда неизвестна начальная температура (т.е. температура остывания продукта), ее определяют специальным расчетом в зависимости от температуры окружающей среды, продолжительности хранения, температуры первоначально залитого продукта и др. Начальная температура определяется по формуле В.Г. Шухова

$$t_n = t_0 + (t_3 - t_0) \cdot e^{-x}; \text{ при } x = 3,6 \cdot \frac{K \cdot F \cdot \tau}{G \cdot C_p},$$

где t_n — вероятная температура нефтепродукта в конце хранения, °С; t_0 — температура окружающей среды, °С; t_3 — температура заливки в емкость, °С; x — скрытая теплота плавления парафина; K — полный коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду, Вт/(м²·°С); F — полная поверхность охлаждаемой емкости, м²; τ — время хранения, ч; G — масса нефтепродукта, т; C_p — массовая теплоемкость нефтепродукта, Дж/(кг·°С);

Конечная температура подогрева должна соответствовать оптимальной температуре, т.е. такой температуре, когда при минимальном расходе тепла и, следовательно, затрат обеспечивается операция по сливу и наливу нефтепродукта. При этом имеется в виду обеспечение нормальных условий всасывания, перекачки по трубопроводам или самотечной выдачи в транспортные емкости.

Оптимальная температура нефтепродукта должна находиться между температурой застывания и температурой вспышки и отвечать условиям наименьшего расхода энергии на подогрев.

Общее количество тепла, необходимое для разогрева нефтепродукта, определяют по формуле

$$Q = q_1 + q_2 + q_3,$$

где $q_1 = G \cdot c \cdot (t_k - t_n)$ — тепло, необходимое для разогрева всей массы нефтепродукта G от начальной t_n до конечной t_k температуры. Здесь c — удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С); $q_2 = G_n \cdot x$ — тепло, необходимое на расплавление застывшего нефтепродукта в количестве G_n . Здесь x — скрытая теплота плавления парафина; $q_3 = K \cdot F \cdot \tau \cdot (t_{cp} - t_0)$ — тепловые потери в окружающую среду. Здесь K — полный коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду, Вт/(м²·°С); F — поверхность охлаждения, м²; τ — время разогрева, ч; t_{cp} — средняя температура нефтепродукта в резервуаре за время разогрева, °С; t_0 — температура окружающей среды, °С.

Коэффициент теплопередачи K рассчитывают в зависимости от типа емкости, а также принимают по опытным или справочным данным. При уточненных расчетах коэффициент K определяют из уравнения

$$K = \frac{K_c \cdot F_c + K_d \cdot F_d + K_k \cdot F_k}{F_c + F_d + F_k},$$

где K_c , K_d , K_k — коэффициенты теплопередачи соответственно стенок, днища и крыши, принимаемые $K_c = 5-7$ Вт/(м²·°С); $K_d = 0,3$ Вт/(м²·°С); $K_k = 1$ Вт/(м²·°С); F_c , F_d , F_k — площади стенок, днища и крышки резервуара.

Среднюю расчетную температуру нефтепродукта t_{cp} определяют по формуле

$$t_{cp} = 0,5 \cdot (t_n + t_k) \text{ при } \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} \leq 2,$$

или

$$t_{cp} = t_0 + \frac{t_n - t_k}{2,3 \cdot \lg \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0}} \text{ при } \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} \geq 2,$$

где t_n и t_k — начальная и конечная температура нефтепродукта, °С; t_0 — температура окружающей среды, °С.

Температура окружающей среды для наземных и полуподземных резервуаров

$$t_0 = \frac{t_2 \cdot F_2 + t_\theta \cdot F_\theta}{F_2 + F_\theta},$$

где t_2 и t_θ — температура грунта и воздуха, окружающих резервуар; F_2 и F_θ — поверхности резервуара, соприкасающиеся с грунтом и воздухом.

Часовой расход тепла на разогрев всей массы нефтепродукта

$$q = \frac{q_1}{\tau} + \frac{q_2}{\tau} + q_3^y,$$

где q_3^y — часовой расход тепла, затрачиваемый на потери тепла в окружающую среду.

Требуемый часовой расход тепла, начальную и конечную температуру подогрева, поверхность нагрева трубчатых подогревателей (в м²) определяют по формуле

$$f = \frac{q}{K_T \cdot Q_{ТН}},$$

или

$$f = \frac{q}{K_T \cdot \left(\frac{t_n + t_k}{2} - t_{cp} \right)},$$

где f — поверхность нагрева подогревателя; q — часовой расход тепла (теплопроводность подогревателя) ккал/ч; K_T — коэффициент теплопередачи от пара (или другого теплоносителя) к нефтепродукту, ккал/(м²·ч·°С); $Q_{ТН}$ — средняя разность температур между теплоносителем и нефтепродуктом, °С; τ — время разогрева нефтепродукта; t_n и t_k — температура пара и конденсата, °С.

Общую длину L трубы подогревателя при принятом диаметре d находим из выражения

$$L = \frac{f}{\pi \cdot d}$$

и соответственно число секций n при длине труб в секции l

$$n = \frac{L}{l}.$$

Массовый расход G_n пара (в кг/ч) на подогрев нефтепродукта

$$G_n = \frac{q}{i_n - i_k},$$

где i_n и i_k — соответственно теплосодержание (энтальпия) пара и конденсата, ккал/кг.

11. ПОТЕРИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОТЕРЬ

Потери нефтепродуктов наносят большой вред народному хозяйству, поэтому борьба с потерями – актуальная задача. Потери происходят (рис. 11.1) от утечек, испарения, смешения различных сортов нефтепродуктов. Примерно 75 % потерь происходит от испарения.

Потери *от утечек* происходят через неплотности резервуаров, трубопроводов, задвижек, при случайном разливе и т.д. и предотвращаются проведением профилактических ремонтов и специальных мероприятий.

Потери *от смешения* происходят при последовательной перекачке нескольких нефтепродуктов и при случайном их смешении в резервуарах.

Потери *от испарения*. В резервуаре, имеющем некоторое количество продукта, газовое пространство заполнено паровоз-

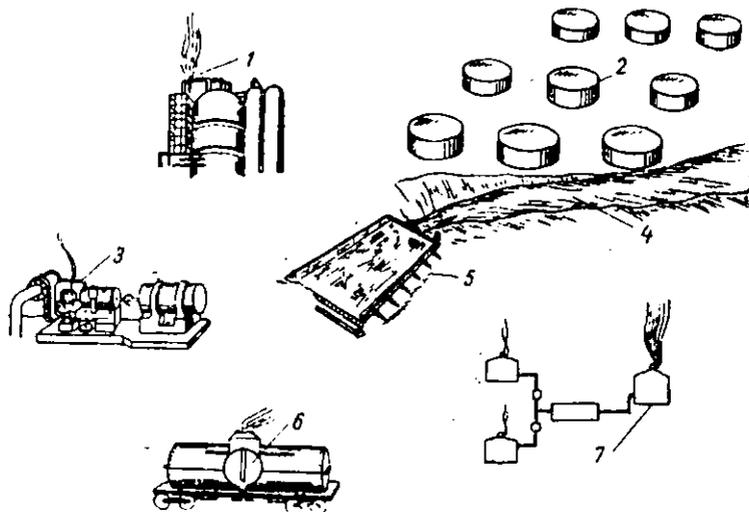


Рис. 11.1. Типичные источники потерь
на нефтеперерабатывающем заводе:

1 — сгорание газа в факелах; 2 — испарение из резервуаров; 3 — утечки в задвижках, линиях, насосах и т.д.; 4 — потери нефти в стоке нефтеперерабатывающего завода; 5 — испарения в ловушке-водоотделителе; 6 — потери при погрузке железнодорожных цистерн и автоцистерн; 7 — смешение бензина

душной смесью. Количество нефтепродукта в этой паровоздушной смеси

$$G = c \cdot \rho \cdot V,$$

где c — объемная концентрация паров нефтепродукта в паровоздушной смеси; ρ — плотность паров продукта; V — объем газового пространства.

Всякое выталкивание паровоздушной смеси из газового пространства резервуара в атмосферу сопровождается потерями нефтепродукта — это и есть потери от испарения. Они происходят по следующим причинам:

1) **Потери от вентиляции газового пространства.** Если в крыше резервуара имеются в двух местах отверстия, расположенные на некотором расстоянии H по вертикали, то более тяжелые бензиновые пары будут выходить через нижнее отверстие, а атмосферный воздух будет входить через верхнее отверстие; установится естественная циркуляция воздуха и бензиновых паров в резервуаре, образуются так называемые *газовые сифоны*. Объемная потеря газа в единицу времени работы газового сифона определяется по уравнению

$$Q = \mu \cdot F \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{P}{\rho_c}},$$

где μ — коэффициент расхода отверстия; F — площадь отверстия; P — давление, под которым происходит истечение; оно равно разности весов столбов высотой H паровоздушной смеси плотностью ρ_c и воздуха плотностью ρ_a :

$$P = H \cdot (\rho_c - \rho_a) \cdot g.$$

Потери от вентиляции могут происходить через открытые люки резервуаров путем простого выдувания бензиновых паров ветром. Поэтому люки необходимо тщательно герметизировать.

2) **Потери от больших дыханий** — от вытеснения паров нефтепродуктов из газового пространства закачиваемым нефтепродуктом. Нефтепродукт, поступаая в резервуар, сжимает паровоздушную смесь до давления, на которое установлена арматура. Как только давление станет равным расчетному давлению дыхательного клапана, из резервуара будут выходить пары нефтепродукта, начнется «большое дыхание» («выдох»).

При откачке нефтепродукта из резервуара происходит обратное явление: как только вакуум в резервуаре станет равным вакууму, на который установлен дыхательный клапан, в газовое

пространство начнет входить атмосферный воздух — происходит «вдох» резервуара.

3) Потери от «обратного выдоха». Вошедший в резервуар воздух начнет насыщаться парами нефтепродукта; количество газов в резервуаре будет увеличиваться; поэтому по окончании «вдоха», спустя некоторое время из резервуара может произойти «обратный выдох» – выход насыщающейся газовой смеси.

4) Потери от насыщения газового пространства. Если в пустой резервуар, содержащий только воздух, залить небольшое количество нефтепродукта, последний начнет испаряться и насыщать газовое пространство. Паровоздушная смесь будет увеличиваться в объеме, и часть ее может уйти из резервуара – произойдут потери от насыщения.

5) Потери от малых дыханий происходят в результате следующих причин:

а) из-за повышения температуры газового пространства в дневное время (при нагреве солнечными лучами). Паровоздушная смесь стремится расшириться, концентрация паров нефтепродукта повышается, давление растет. Когда давление в резервуаре станет равным давлению, на которое установлен дыхательный клапан, он открывается и из резервуара начинает выходить паровоздушная смесь — происходит «выдох». В ночное время из-за снижения температуры часть паров конденсируется, паровоздушная смесь сжимается, в газовом пространстве создается вакуум, дыхательный клапан открывается и в резервуар входит атмосферный воздух — происходит «вдох»;

б) из-за снижения атмосферного давления. При этом разность давлений в газовом пространстве резервуара и атмосферного может превысить перепад давлений, на который установлен дыхательный клапан, он откроется и произойдет «выдох» (барометрические малые дыхания). При повышении атмосферного давления может произойти «вдох».

12. ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

В настоящее время у нас и за рубежом добывают нефти, обладающие высокой вязкостью (при обычных температурах) или содержащие большое количество парафина. Перекачка таких нефтей по трубопроводам обычным способом затруднена. Для осуществления их транспортировки применяют следующие способы повышения текучести нефтей: смешение вязких с маловязкими и совместная их перекачка; смешение и перекачка с водой; термообработка вязких нефтей и последующая их перекачка; перекачка предварительно нагретых нефтей; добавление присадок – депрессаторов в нефти.

В настоящее время транспорт таких нефтей по трубопроводам осуществляется всеми перечисленными способами. Однако выбор способа перекачки должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

12.1. Перекачка с разбавителями

Улучшения реологических свойств вязких нефтей (вязкости, температуры застывания, напряжения сдвига) можно добиться путем смешения их с разбавителями. В качестве разбавителей могут применяться конденсаты, бензины, керосины, маловязкие нефти. Если на месторождении добываются нефти различных сортов – вязкие и маловязкие, то, смешивая их, можно добиться резкого снижения вязкости и температуры застывания.

Для некоторых вязких нефтей требуется добавлять очень большое количество разбавителя (до 70 %). Необходимое количество разбавителя для каждого сорта нефти определяется лабораторными исследованиями.

Разбавление нефтей конденсатами, бензинами и керосинами практически не осуществляется, за исключением нефтепровода в Канаде (Ллойдминстер-Хардисти). Подача светлого разбавителя на месторождение, как правило, осуществляется по параллельному трубопроводу, сооружение и эксплуатация которого требует дополнительных затрат.

12.2. Гидротранспорт вязких нефтей

Совместная перекачка вязких нефтей с водой является одним из эффективных способов транспорта. Существует несколько вариантов гидротранспорта.

Первый способ. В трубопровод одновременно закачивают воду и вязкий нефтепродукт таким образом, чтобы нефтепродукт двигался внутри водяного кольца. Чтобы не происходило всплытия нефти в водяном кольце, потоку придают вращение применением «спиральных» труб. Такие трубы на внутренней поверхности имеют винтовую нарезку заводского изготовления или приваренные металлические полосы (проволоку) необходимых размеров. Спиральная нарезка вызывает вращение движущегося потока, в результате чего возникают центробежные силы, отбрасывающие более тяжелую воду к стенкам трубы. Так как поток в основной своей части состоит из нефти, то резко возрастает расход жидкости при малых затратах энергии по сравнению с перекачкой одной холодной вязкой нефти. Таким способом могут перекачиваться нефти, имеющие плотность ниже, чем вода. Разделение воды и нефти на конечном пункте производится любым известным методом (химическим способом, термическим, отстаем и др.).

Широкого распространения этот способ не получил из-за сложности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности трубы.

Второй способ заключается в образовании смеси нефти с водой. Когда образуется смесь типа нефть в воде (Н/В), частицы нефти окружены водяной пленкой и контакта нефти с внутренней поверхностью трубы не происходит. Образуется водяное кольцо, внутри которого скользит водонефтяная смесь. Это приводит к снижению потерь на трение при перекачке.

При резком уменьшении скорости перекачки и температуры эмульсия типа Н/В может перейти в обратную – типа «вода в нефти» (В/Н). Такая эмульсия имеет вязкость даже большую, чем исходная нефть. Устойчивость эмульсии типа Н/В зависит от многих факторов. В результате экспериментальных исследований было установлено, что минимальное количество воды должно быть около 30 % общего объема транспортируемой смеси. Гидротранспорт применяется на магистральном нефтепроводе в Индонезии.

12.3. Перекачка термообработанных нефтей

Тепловая обработка (нагрев) с целью изменения реологических свойств нефти называется термообработкой. Она заключается в следующем. Нефть нагревают до некоторой температуры, а затем охлаждают с заданной скоростью. Температуру нагрева и скорость охлаждения подбирают лабораторным путем для каждого нефтепродукта. В результате этого резко снижаются вязкость и

температура застывания термообработанной нефти. Если эти параметры сохраняются низкими значительное время (одни нефти восстанавливают свои свойства за 3 суток, другие — за 20 суток), то нефть можно перекачивать по трубопроводу как обычную маловязкую жидкость.

Предварительная термообработка нефти применяется на магистральном нефтепроводе в Индии.

12.4. Перекачка нефтей с присадками

У нас в стране и за рубежом для улучшения реологических свойств нефтей перед их перекачкой по трубопроводам применяют добавление специальных нефтерастворимых присадок. Это беззольные сополимеры этилена и присадки на основе сложных эфиров метакриловой кислоты. Механизм действия присадок еще не совсем ясен. Предполагается, что молекулы присадок адсорбируются на поверхности кристаллов парафина, мешая их росту. Образуется суспензия парафина с большим количеством мелких кристаллов и высокой степенью дисперсности.

Перед добавлением присадок нефть следует нагревать до полного расплавления парафина. В дальнейшем, при движении нефти с присадками по трубопроводу, она не нуждается в подогреве на промежуточных станциях.

12.5. Перекачка предварительно подогретых нефтей

Наиболее распространенный способ трубопроводного транспорта вязких нефтей — перекачка предварительно нагретых нефтей — так называемая *горячая перекачка*. При этом способе нефть нагревается на головном пункте трубопровода и насосами закачивается в магистраль. Через каждые 25–100 км по длине трассы устанавливаются промежуточные тепловые станции, где остывшая нефть вновь подогревается.

Нефть с промысла (рис. 12.1) по трубопроводу 1 подается в резервуарный парк 2 головной перекачивающей станции. Резервуары оборудуются подогревательными устройствами, с помощью которых поддерживается температура нефти. Насосы 3 прокачивают нефть через дополнительные подогреватели 4.

В резервуарах применяют, как правило, паровые подогреватели змеевикового или секционного типа. Подогреватели для потока нефти бывают паровыми или огневыми и устанавливаются до насосов или после них.

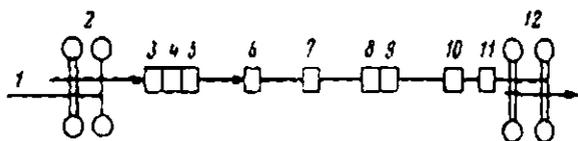


Рис. 12.1. Принципиальная схема горячего магистрального трубопровода

Через подогреватели можно пропускать всю перекачиваемую нефть, повышая ее температуру до заданной. Иногда через подогреватели перекачивают только часть нефти, нагревают ее до более высокой температуры, чем расчетная, а на выходе из станции смешивают с холодным потоком, получая заданную температуру подогрева.

После теплообменных аппаратов 4 нефть поступает в основные насосы 5 и закачивается в магистраль. По мере движения по трубе она остывает. Чтобы можно было транспортировать нефть на значительные расстояния, ее по пути подогревают на промежуточных станциях 6 и 7. Если нефть транспортируется на большое расстояние, то, кроме тепловых, сооружаются и промежуточные насосные станции 8, как правило, совмещенные с тепловыми станциями 9. На схеме 10 и 11 — еще две промежуточные тепловые станции и сырьевой парк 12 нефтеперерабатывающего завода. В мире эксплуатируется свыше 60 магистральных трубопроводов, по которым перекачивается подогретая нефть.

13. ТРАНСПОРТ ГАЗА

13.1. Классификация и состав природных и искусственных газов

По способу получения и физико-химическим свойствам газы подразделяют на природные и искусственные. К природным (добываемым из недр земли) относятся: газы чисто газовых месторождений (сухой газ), газы газоконденсатных месторождений (смесь сухого газа и конденсата) и попутные газы, добываемые вместе с нефтью из нефтяных месторождений (сухой газ с пропанобутановой фракцией и газовым бензином).

Природные газы представляют химическую смесь отдельных газов (компонентов), химически инертных между собой (т.е. не действующих друг на друга) и состоят преимущественно из предельных углеводородов (алканов). Основная часть природного газа **метан** ($\approx 98\%$), остальная часть смеси состоит из предельных углеводородов, этана C_2H_4 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} и пентана C_5H_{12} . Кроме того в состав природных газов в небольших количествах входит азот N_2 , углекислый газ CO_2 , иногда сероводород H_2S , водород H_2 и др. В зависимости от содержания тяжелых углеводородов (от пропана и выше) природные газы делятся на сухие газы (тощие), промежуточной категории и жирные. Сухие содержат тяжелые углеводороды в количестве менее 50 г/м^3 ; газы промежуточной категории $50\text{--}150 \text{ г/м}^3$ и жирные — более 150 г/м^3 .

Искусственные горючие газы подразделяются на две группы. К первой относятся газы, получаемые в результате нагревания твердого или жидкого топлива без доступа воздуха, при температуре перегонки $500\text{--}1000^\circ\text{C}$, например, на коксохимических заводах (в виде смеси водорода, метана и углерода) и на НПЗ (в виде смеси алканов, олефинов и диолефинов). Ко второй группе относятся газы без остаточной газификации, получаемые при частичном сжигании топлива в токе воздуха, кислорода или их смесей с водяным паром, а также путем подземной газификации углей. Эти газы состоят преимущественно из окиси углерода, водорода и азота.

Сжиженные углеводородные газы представляют собой смесь углеводородов — пропана, пропилена, бутана, бутилена и небольших количеств метана, этана, этилена и пентана. Эта смесь при нормальных атмосферных условиях ($0,1 \text{ МПа} \approx 760 \text{ мм рт. ст.}$

и 0 °С) находится в газообразном состоянии, а при повышенном давлении и пониженной температуре превращается в жидкость. Свойства газов зависят от свойств отдельных компонентов, входящих в данный газ.

Физико-химические свойства углеводородных газов

К основным параметрам газа относятся: молекулярная масса, плотность, сжимаемость, вязкость, а также упругость насыщенных паров.

Газ является наиболее совершенным видом топлива. Он обладает высокой теплотой сгорания. Устройство топок для сжигания газа сравнительно простое. Воздух не загрязняется дымом и копотью.

Молекулярная масса газа представляет собой сумму молекулярных масс атомов, входящих в молекулу газов. Масса газа в граммах, численно равная его молекулярной массе, называется моле́м. Если известен мольный, т.е. объемный, состав смеси газа в процентах, то средняя молекулярная масса его

$$M_{cp} = \frac{V_1 \cdot M_1 + V_2 \cdot M_2 + \dots + V_n \cdot M_n}{100},$$

где V_1, \dots, V_n — мольные (объемные) концентрации компонентов, %; M_1, \dots, M_n — молекулярные массы компонентов.

Плотность газа (кг/м^3) определяется отношением массы к объему:

$$\rho = \frac{m}{V},$$

где m — масса газа, кг; V — объем данной массы газа, м^3 .

Большинство горючих газов (водород, метан и др.) легче воздуха, а некоторые газы (пропан, бутан и др.) тяжелее. Этот показатель характеризуется понятием относительной плотности. **Относительной плотностью** газа называется отношение массовой единицы объема газа к массе такой же единицы объема сухого воздуха при одинаковых условиях (t и p)

$$\Delta = \frac{\rho}{1,293} = 0,773 \cdot \rho,$$

где $1,293 \text{ кг/м}^3$ — плотность сухого воздуха.

Поскольку плотность ρ зависит от давления, температуры и сжимаемости газа, плотность ρ_1 соответствует давлению P_1 и

температуре T_1 , то пересчет ее на другие давления P_2 и температуру T_2 производится по формуле

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \frac{P_2 \cdot T_1 \cdot z_1}{P_1 \cdot T_2 \cdot z_2},$$

где T_1, T_2 — температура; z_1 и z_2 — коэффициенты сжимаемости газа соответственно при P_1 и T_1 , а также при P_2 и T_2 . Так как объем одного моля газа при данных значениях температуры и давления является величиной постоянной для всех газов (закон Авогадро), то плотности их прямо пропорциональны молекулярным массам

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{M_1}{M_2}.$$

Плотность газа при 0°C и данном значении молекулярной массы определяют из выражения

$$\rho_0 = \frac{M}{22,414} = 0,0446 \cdot M,$$

где $22,414 \text{ м}^3$ — объем 1 кмолья любого газа (0°C и 760 мм рт. ст.).

Смеси газов. Плотность газовых смесей определяют по правилу смешения, согласно которому свойства смеси складываются пропорционально из свойств компонентов, входящих в смесь

$$\rho_{см} = a_1 \cdot \rho_1 + a_2 \cdot \rho_2 + \dots + a_n \cdot \rho_n,$$

где $\rho_{см}$ — плотность смеси газов, кг/м^3 ; a_1, \dots, a_n — объемные концентрации (в долях единицы) компонентов смеси; ρ_1, \dots, ρ_n — плотность компонентов.

Сжимаемость газов характеризуется коэффициентом, учитывающим отклонение реальных газов от законов идеального газа. Коэффициент сжимаемости z газов определяют экспериментально, а при отсутствии этих данных — по номограммам.

Критической температурой называют температуру, выше которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы ни повысили его давление (бутан — 152°C , воздух — 142°C , метан — 82°C).

Критическим давлением называют такое давление, ниже которого газ не переходит в жидкое состояние, как бы ни понизили его температуру (воздух — $3,8 \text{ МПа}$, бутан — $3,5 \text{ МПа}$).

Среднекритические параметры газовой смеси определяют по правилам смешения:

— для среднекритической температуры (в К)

$$T_{кр.см} = a_1 \cdot T_{кр1} + a_2 \cdot T_{кр2} + \dots + a_n \cdot T_{кр.n};$$

— для среднекритического давления (в Па)

$$P_{кр.см} = a_1 \cdot P_{кр1} + a_2 \cdot P_{кр2} + \dots + a_n \cdot P_{кр.n}$$

Вязкость газа характеризует свойство газа оказывать сопротивление сдвигающим усилиям, возникающим в результате сил трения между слоями движущегося газа. Коэффициент, учитывающий это свойство реальных газов и характеризующий пропорциональное отношение действующей силы сдвига, отнесенной к единице поверхности соприкасающихся слоев, называется **коэффициентом динамической вязкости** (Па·с)

$$\mu = \tau \cdot \frac{dn}{dw},$$

где τ — напряжение внутреннего трения, Па; n — расстояние по нормам к направлению линейной скорости газа, м; w — линейная скорость газа, м/с.

При гидравлических расчетах пользуются понятием **кинематической вязкости** ($\text{м}^2/\text{с}$)

$$\nu = \frac{\mu}{\rho},$$

где ρ — плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Вязкость газа не подчиняется правилу смешения, ее определяют по эмпирическим формулам (при $t = 20^\circ\text{C}$):

— для динамической вязкости

$$\mu_T = \frac{a_1 \cdot \mu_1 \cdot \sqrt{M_1 \cdot T_{кр1}} + \dots + a_n \cdot \mu_n \cdot \sqrt{M_n \cdot T_{кр.n}}}{a_1 \cdot \sqrt{M_1 \cdot T_{кр1}} + \dots + a_n \cdot \sqrt{M_n \cdot T_{кр.n}}};$$

— для кинематической вязкости

$$\frac{1}{\nu} = \frac{a_1}{\nu_{1t}} + \frac{a_2}{\nu_{2t}} + \dots + \frac{a_n}{\nu_{nt}}.$$

При температуре, отличающейся от $+20^\circ\text{C}$ (-10 до $+40^\circ\text{C}$) кинематическая вязкость определяется из выражения

$$\nu_t = \nu_{20} \cdot [1 + 0,006 \cdot (t - 20)],$$

где ν_{20} и ν_t — кинематические вязкости газовых смесей соответственно при 20°C и $0,1$ МПа и при температуре газа t .

Теплоемкость. Теплоемкостью называется количество тепла, необходимого для нагревания на 1 К газа, взятого в количестве одной весовой или объемной единицы. Различают весовую и объемную теплоемкости газов. Весовая измеряется в килоджоулях на килограмм-градус Кельвина $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$, объемная — в килоджоулях на кубический метр-градус Кельвина $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$.

В зависимости от условий нагревания газа различают теплоемкость C_p при постоянном давлении (газ при нагревании в свободно расширяющемся сосуде расширяется, сохраняя постоянное давление) и теплоемкость C_v при постоянном объеме (газ нагревается в сосуде постоянного объема). Эти две величины связаны между собой следующим соотношением

$$C_p - C_v = A \cdot R,$$

где $A = 1/427$ — тепловой эквивалент работы; $R = 8,4$ Дж/(моль·К) — газовая постоянная; $C_p > C_v$ на величину внешней работы, которую совершает нагреваемый газ при расширении.

Теплота сгорания оценивает газ как топливо. Она равна количеству тепла, выделяющегося при сжигании единицы веса или единицы объема газа.

Упругость насыщенных паров определяется по закону Дальтона — Рауля. Давление, при котором жидкость при данной температуре находится в равновесном состоянии со своими парами, называется упругостью насыщенных паров жидкости. Каждой жидкости соответствует своя упругость паров. Кривая изменения давления от температуры называется кривой испарения. По закону Дальтона (закону парциальных давлений) давление газовой смеси равно сумме давлений компонентов, входящих в смесь:

$$P = P_1 + P_2 + \dots + P_n = \sum_{i=1}^n P_i.$$

Каждый компонент, обладая собственной упругостью (давлением), по объему равен объему смеси и приводится к общему давлению по закону Бойля–Мариотта

$$v_i \cdot P = V \cdot p_i,$$

где v_i — парциальный объем компонента; P — общее давление газовой смеси; V — общий объем газовой смеси; p_i — парциальное давление компонента.

Парциальным называется давление каждого газа в смеси нескольких газов, которое он имел бы, если бы один занимал весь объем смеси.

$$P_i = x_i \cdot P_{yi},$$

где $\frac{v}{V} = y$ — объемная или молекулярная концентрация.

13.2. Основные законы газового состояния

Физическое состояние газа зависит от основных параметров: давления, объема и температуры, которые в процессе транспортировки и хранения газа могут изменяться. Эти параметры взаимосвязаны следующими газовыми законами. При постоянной температуре произведение объема на давление есть величина постоянная (закон Бойля–Мариотта)

$$P_1 \cdot V_1 = P_2 \cdot V_2 = \text{const},$$

где P_1 и P_2 — давление газа до и после изменения; V_1 и V_2 — объем газа до и после изменения.

Так как при сжатии или расширении газа изменяется только его плотность и объем, а масса остается постоянной:

$$\rho_1 = \frac{m}{V_1}; \quad \rho_2 = \frac{m}{V_2},$$

то соответственно

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{V_2}{V_1} = \frac{P_1}{P_2},$$

т.е. объемы газа при постоянной температуре обратно пропорциональны, а плотность газа прямо пропорциональна его давлению.

По закону Гей–Люссака объем газа при постоянном давлении пропорционален его абсолютной температуре, а плотности газа обратно пропорциональны

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2}; \quad \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{T_2}{T_1}.$$

Обобщение законов Бойля–Мариотта и Гей–Люссака дает общее математическое уравнение состояния идеального газа (уравнение Клапейрона–Менделеева)

$$P \cdot V = R \cdot T,$$

где P — абсолютное давление идеального газа, Па; V — объем идеального газа, м³; R — газовая постоянная (характеризует работу расширения единицы количества газа (1 кг) при нагревании на 1 К при постоянном давлении); для газовой смеси $R = 8314 / M_{cp}$, Дж/(кг·К); T — абсолютная температура газа, К.

Для газов высокого давления (при транспорте по магистральным трубопроводам) вводится коэффициент сжимаемости газа z

$$P \cdot V = z \cdot R \cdot T.$$

В практике хранения и транспорта газа различают рабочие, нормальные и стандартные условия состояния газа в момент измерения газа при давлении P и температуре t (°C).

Нормальными называют условия состояния газа при $t = 0$ °C и 760 мм рт. ст., стандартными называют условия состояния газа при 20 °C и 760 мм рт. ст.

Объем газа к *нормальным* условиям приводят по уравнению

$$V_0 = V_p \cdot \frac{P}{760} \cdot \frac{273,16}{T} = 0,359 \cdot V_p \cdot \frac{P}{T};$$

к *стандартным* условиям

$$V_{20} = V_p \cdot \frac{P}{760} \cdot \frac{293,16}{T} = 0,383 \cdot V_p \cdot \frac{P}{T},$$

где V_0 — объем газа при 0 °C и 760 мм рт. ст, м³; V_{20} — при 20 °C, м³; V_p — объем газа в рабочих условиях, м³; P — абсолютное давление газа в рабочих условиях, мм рт. ст.; T — абсолютная температура газа в рабочих условиях, К.

Пересчет объемов газа, приведенных к нормальным и стандартным условиям, в объемы при других (рабочих) условиях производят по формулам

$$V_p = V_0 \cdot \frac{760}{P} \cdot \frac{T}{273,16} = 2,782 \cdot V_0 \cdot \frac{T}{P};$$

$$V_p = V_{20} \cdot \frac{760}{P} \cdot \frac{T}{293,16} = 2,593 \cdot V_{20}.$$

13.3. Общие сведения о транспорте газа

В общее понятие «транспорт газа» входит транспорт газа в сжиженном и газообразном состоянии. Способы транспорта этих газов существенно отличаются друг от друга. Сжиженные углеводородные газы (смесь пропана, бутана, изобутана) отличаются тем, что при небольшом давлении и нормальной температуре их можно транспортировать и хранить в жидком виде. Сжиженный газ занимает объем примерно 1/250 своего первоначального объема, поэтому его можно транспортировать всеми видами транспорта: железнодорожным, водным, автомобильным, трубопроводным (в баллонах и съемных емкостях). На месте доставки емкости подключают к разводящим сетям.

В отличие от сжиженного *природный* газ сохраняет свои свойства при положительных температурах и различных давле-

ниях и транспортируется исключительно по магистральным газопроводам и разводящей газовой сети.

Однако при отрицательных температурах и давлении ≈ 5 МПа (занимая при этом значительно меньший объем) технически возможно и экономически выгодно транспортировать сжиженный природный газ по магистральным трубопроводам. Для этого требуется сооружение заводов сжижения газов и применение специальных трубных сталей для низкотемпературных жидкостных газопроводов, а также сооружение низкотемпературных хранилищ.

Магистральный газопровод во многом тождествен магистральному нефтепроводу. Конструкции трубопроводов почти одинаковы. Что касается перекачивающих станций, то *компрессорные* станции газопровода во многом аналогичны *насосным* станциям нефтепровода. Диаметры газопроводов больше, чем нефтепроводов.

Особенностью магистрального газопровода является поддержание значительного давления в конце перегона. Если на нефтепроводе начальное давление нефти 5 МПа снижается к концу перегона практически до нуля, то на газопроводе давление в конце поддерживается на уровне ≈ 2 МПа.

К особенностям магистральных газопроводов относится также необходимость специальных мер по предотвращению образования гидратных пробок и мероприятий, связанных со взрывоопасностью газа, а также высокие требования к бесперебойности перекачки, так как длительная остановка газопровода вызывает немедленную остановку добычи в начальном пункте.

13.4. Компрессорные станции газопроводов

На головной станции газопровода газ, поступающий с промысла, проходит обычно следующий путь:

1) сепараторы, в которых он очищается от жидкости, песка и других загрязнений;

2) регулятор давления «после себя», который поддерживает на всасывании компрессора расчетное давление, и счетчик для замера количества поступающего газа;

3) приемный коллектор;

4) компрессоры, которые сжимают газ до давления, необходимого для перекачки его до следующей станции; каждый компрессор снабжен предохранительным клапаном, обводом, отводом для продувки и обратным клапаном на выкиде;

5) выкидной коллектор;

- 6) маслоотделители, удаляющие из него смазочное масло, увлеченное газом из компрессора;
- 7) холодильники, охлаждающие газ, нагретый в компрессорах при сжатии;
- 8) сепараторы для удаления из газа жидкости, сконденсировавшейся в холодильниках;
- 9) установка для сушки газа, где с помощью определенного поглотителя из газа удаляется оставшаяся после сепаратора влага;
- 10) одоризатор, в котором сильно пахнущими веществами (одорантами) газу сообщается резкий запах, облегчающий его обнаружение;
- 11) диафрагмовый счетчик для учета перекачиваемого газа;
- 12) обводная линия для пропуска газа в обход компрессоров.

13.5. Удаление примесей из газа

Перед поступлением в магистральный газопровод газ должен быть осушен и очищен от вредных примесей.

Природный и искусственный газы содержат различные примеси, находящиеся в газообразном, жидком и твердом состояниях. Состав этих примесей неодинаков для разных газовых месторождений и разных скважин одного месторождения.

К примесям относятся: *влага*, содержащаяся в газе в виде воды или водяного пара, *конденсат* и *частицы рыхлых пород* (в виде песка и пыли). Влага представляет большую опасность в отношении закупорки трубопровода ледяными и гидратными пробками или сужения живого сечения трубопровода из-за замерзания на его стенках льда.

Ядовитой примесью является *сероводород*, который вызывает отравление человека и является активным агентом внутренней коррозии труб. *Углекислота* в газе также является коррозионным агентом для труб, особенно в присутствии кислорода.

Очистка газа от жидких и твердых примесей. Очистка осуществляется для предотвращения загрязнений и эрозии линейной части газопроводов и оборудования компрессорных (КС) и газораспределительных (ГРС) станций. Для очистки природного газа от жидких (вода, конденсат) и распыленных твердых веществ (песка, глины) применяют сепараторы. Попадая в сепаратор, газ изменяет направление своего движения с горизонтального на вертикальное и резко уменьшает скорость вследствие того, что площадь поперечного сечения сепаратора в несколько раз

больше, чем трубопровода. В результате уменьшения скорости частицы жидкости и твердых пород выпадают и собираются в нижней части сепаратора, откуда они периодически удаляются путем продувки.

Для улучшения очистки газа применяют *батарею* из нескольких сепараторов, соединяемых между собой последовательно и параллельно.

Кроме этого применяются *вертикальные* (рис. 13.1), *горизонтальные* и *сферические жидкостные* пылеуловители. В них используется барботажный принцип промывки газа.

В центробежном циклонном пылеуловителе (рис. 13.2) очистка газа происходит за счет отбрасывания центробежной силой к периферии капельной влаги и твердых частиц. Отсепарированная влага и твердые частицы оса-

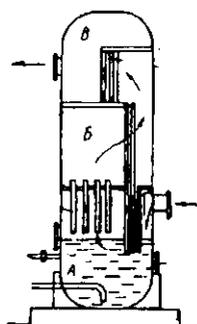


Рис. 13.1. Вертикальный масляный пылеуловитель

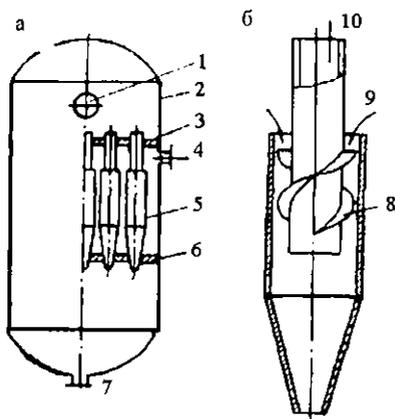


Рис. 13.2. Циклонный пылеуловитель:

а — схема циклонного пылеуловителя; б — элемент циклонного пылеуловителя; 1 — патрубок для выхода газа; 2 — корпус; 3 — верхняя решетка; 4 — патрубок для входа газа; 5 — элемент циклонного пылеуловителя; 6 — нижняя решетка; 7 — дренажный штуцер; 8 — наружные винтовые лопасти; 9 — вход газа; 10 — выход газа

ждаются по дренажному конусу циклона в нижнюю часть аппарата, откуда автоматически удаляются через дренажный штуцер.

Очистка газа от газообразных примесей

Осушка газа. Полностью освободить газ от влаги при помощи сепараторов нельзя, так как весь водяной пар, содержащийся в газе, проходит через сепаратор, не задерживаясь в нем. В результате содержание влаги после сепараторов может оказаться достаточным для образования в трубопроводе гидратов и даже обычного льда. Поэтому газ подвергают специальной осушке или путем конденсации водяных паров (содержащихся в газе), или путем поглощения их специальными поглотителями.

Конденсация осуществляется путем охлаждения газа или комбинации охлаждения со сжатием. Газ охлаждается на холодильных установках, снижающих температуру до $\approx -30^\circ\text{C}$.

При осушке газа поглотителями применяют твердые и жидкие вещества, называемые *сорбентами*. Из твердых поглотителей наиболее распространены активная окись алюминия, активированный уральский боксит, хлористый кальций в твердом виде и цеолиты. В качестве жидкого поглотителя применяют диэтиленгликоль.

Очистка газа от сероводорода и углекислоты

От сероводорода газ очищают, пропуская его через различные поглотители, которые делятся на «сухие» (твердые) и «мокрые» (жидкие). Некоторые из них просто поглощают сероводород, а другие вступают с ними в химические соединения, выпадающие из газа.

Сухие способы позволяют очистить газ от сероводорода практически полностью, но из-за периодичности циклов очистки и низких скоростей газа они требуют громоздкой дорогостоящей аппаратуры, что повышает себестоимость очистки газа.

После очистки газа мокрыми способами в нем остается от 1 до 20 % сероводорода, но вследствие непрерывности процесса и высоких скоростей газа такие очистные установки получаются компактными и более дешевыми.

При сухих способах очистки применяют болотную руду (гидрат окиси железа), гашеную известь, активированный уголь. Болотная руда и известь очищают газ, вступая с сероводородом в химические соединения. Активированный уголь очищает газ путем адсорбции сероводорода.

При мокрых способах очистки применяют раствор кальцинированной соды (концентрацией 1...3 %) или поташа (концентрацией 15...20 %) и другие реагенты.

Очистка газа от углекислоты проводится водой под давлением, которая абсорбирует углекислоту. Процесс абсорбции осуществляется в колоннах (скрубберах), заполненных керамическими кольцами, при давлении 1,5...2 МПа и температуре 20...30 °С. При выходе из скрубберов газ проходит сепаратор для отделения воды.

13.6. Одоризация газа

Природный газ, очищенный от сероводорода, не имеет ни запаха, ни цвета, поэтому обнаружить утечку его довольно трудно. Чтобы обеспечить безопасность транспорта и использования газа, его одорируют, т.е. придают ему неприятный запах. Для этой цели в газ вводят специальные компоненты — одоранты. Реагенты, используемые для одоризации горючих газов, должны обладать следующими свойствами:

- сильным резким, характерным неприятным запахом;
- физиологической безвредностью;
- не должны агрессивно действовать на металлы газовых сетей;
- возможно меньшей растворимостью в воде и других веществах, способных конденсироваться в газопроводе;
- не должны слишком сильно поглощаться почвой, а в помещениях не должны создавать стойкий, медленно исчезающий запах;
- продукты сгорания одоранта не должны заметно ухудшать санитарно-гигиенические условия в кухнях и других помещениях, где газ сжигается открытым пламенем;
- не должны быть слишком дорогими.

Изложенным требованиям удовлетворяют следующие вещества: этилмеркаптан, сульфан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, колододант, каптан, пенталарм. Все эти вещества в обычных условиях являются жидкими. Наибольшее распространение получил этилмеркаптан (C_2H_5SH). Средняя норма этилмеркаптана ≈ 16 г на 1000 м³ газа для получения необходимого резкого запаха. Одорант в газ вводят на одоризационных установках двух видов: прямого действия и параллельно включенных. В первом случае одорант подается в газопровод непосредственно, а во втором случае он вводится в параллельную ветвь газопровода, по

которой течет часть газового потока. По способу действия одоризаторы разделяются на капельные, фитильные и барботажные.

Капельный одоризатор подает жидкий одорант каплями или тонкой струей в газопровод, где он и испаряется, смешиваясь с газом.

Фитильный одоризатор снабжен фитилями из фланели, частично погруженными в жидкий одорант. Поднимаясь по фитилю, одорант испаряется с наружной его части и в виде паров смешивается в одоризаторе с газом.

В **барботажных** одоризаторах газ проходит сквозь слой жидкого одоранта, что ведет к испарению последнего и к насыщению газа его парами. В одоризаторах всех трех типов предусматривается автоматическое регулирование подачи одоранта в газ в целях точной дозировки смеси.

14. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое «магистральный нефтепровод», какие элементы входят в его состав?
2. Назвать способы изготовления труб.
3. Типы соединений трубопроводов; преимущества и недостатки соединений.
4. Цель гидравлического расчета трубопровода. Привести основные расчетные параметры трубопровода.
5. Назвать основные элементы трубопроводных сетей.
6. Что такое трасса трубопровода и ее профиль? Как определяется полный напор, гидравлический уклон?
7. С какой целью применяют компенсаторы в трубопроводах? Преимущества и недостатки применяемых конструкций компенсаторов.
8. Какие напряжения возникают в теле трубы при перекачке нефтепродуктов, чем обусловлены напряжения? Какие напряжения наиболее опасны? Привести формулы расчета трубопроводов на прочность.
9. Способы укладки трубопроводов.
10. Виды опор трубопроводов. Расчет нагрузок на опоры.
11. Назначение и классификация трубопроводной арматуры.
12. Назначение, классификация и принцип действия запорной арматуры.
13. Назначение, классификация и принцип действия регулирующей и предохранительной арматуры.
14. Причины коррозии трубопроводов. Как осуществляется защита трубопроводов от коррозии?
15. Какие существуют способы перекачки нефтепродуктов по трубопроводу?
16. Перечислить способы транспортировки высоковязких и высокозастиывающих нефтей.
17. Что такое «метод последовательной перекачки»?
18. Какие теплоносители применяют для нефтепродуктов? Назначение подогрева, способы подогрева.
19. Перечислить системы слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн. Что такое «эстакада»?
20. Что такое «нефтегавань», «причал», «пирс»?
21. Назвать основные типы подземных хранилищ нефтепродуктов.
22. Что входит в понятие «нефтебаза»?

23. Привести классификацию резервуаров по форме, по схеме установки, по типу покрытия, по материалам, из которых они изготавливаются.

24. Что такое «большие дыхания» и «малые дыхания» резервуаров? Какие существуют меры сокращения потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий?

25. С какой целью в резервуарах применяется хлопушка, сифонный кран? Описать принцип их действия.

26. Назначение, устройство и принцип действия дыхательного клапана и огневого предохранителя.

27. Как определить объем металла, необходимого для постройки резервуара?

28. Что такое «магистральный газопровод», «газораспределительная сеть»?

29. Как осуществляется очистка газа от жидких и твердых примесей, осушка газа, очистка от сероводорода и углекислого газа?

30. Какова цель одоризации газа? Какими свойствами должны обладать одоранты?

31. Привести классификацию и состав природных и искусственных газов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бунчук В.А.* Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа: Учебник. — М.: Недра, 1977. — 366 с.
2. *Гуревич Д.Ф.* Справочник конструктора трубопроводной арматуры. — Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1988. — 518 с.
3. *Лурье М.В.* Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. — М.: ГАНГ, 1995. — 267 с.
4. *Оленев Н.М.* Хранение нефти и нефтепродуктов. — Л.: Недра, Ленингр. отд-ние, 1964. — 428 с.
5. *Попов С.С.* Транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. — М.: Недра, 1960. — 246 с.
6. *Тавастшерна Р.И.* и др. Технологические трубопроводы промышленных предприятий / *Р.И. Тавастшерна, А.И. Бесман, В.С. Позднышев*; Под ред. *Р.И. Тавастшерна*. — М.: Стройиздат, 1991. — 665 с.
7. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учеб. пособие для вузов / *П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов*. — 2-е изд., перераб. — Уфа: ООО «Дизайн-Полиграф Сервис», 2002. — 656 с.
8. *Юфин В.А.* Трубопроводный транспорт нефти и газа. — М.: Недра, 1978. — 324 с.

Оглавление

Введение.....	3
1. Транспорт нефти и нефтепродуктов	4
1.1. Общие сведения о транспорте и нефтепродуктах	4
1.2. Железнодорожный транспорт. Общая характеристика ..	5
1.3. Водный транспорт перевозит нефть, нефтепродукты и сжиженные газы.....	6
1.4. Автомобильный транспорт	10
1.5. Трубопроводный транспорт	12
2. Гидравлические расчеты магистральных нефтепроводов. Основные факторы, влияющие на перекачку жидкостей	15
2.1. Трасса трубопровода и ее профиль.....	16
2.2. Гидравлический уклон	18
2.3. Гидравлический расчет трубопроводов.....	19
2.4. Характеристика трубопровода	22
2.5. Совмещенная характеристика насосных станций и трубопровода	23
2.6. Расчет сложных трубопроводов	24
3. Сортамент и элементы трубопроводных коммуникаций	26
3.1. Рукава	28
3.2. Соединения труб	29
3.3. Прокладка для фланцевых соединений	30
4. Арматура трубопроводов	31
4.1. Регулирующая арматура	36
4.2. Предохранительная арматура	39
4.3. Приводы для управления трубопроводной арматурой.....	42
5. Прокладка трубопроводов	47
5.1. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов	50
5.2. Компенсаторы.....	51
6. Опоры трубопроводов	54
6.1. Расчет трубопроводов на прочность	58
6.2. Защита трубопроводов от коррозии.....	61
7. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов.....	66
8. Оборудование резервуаров.....	75
9. Расчет вертикальных цилиндрических резервуаров	85
9.1. Резервуары с постоянной толщиной стенки	85
9.2. Резервуары с переменной толщиной стенки	87

10. Подогрев нефти и нефтепродуктов. Назначение, способ подогрева и теплоносители	90
10.1. Назначение, способы подогрева и теплоносители.....	90
10.2. Конструкции и расчет подогревателей.....	92
11. Потери нефти и нефтепродуктов. Классификация потерь	102
12. Основные способы перекачки высоковязких и высоkozастывающих нефтей и нефтепродуктов	105
12.1. Перекачка с разбавителями.....	105
12.2. Гидротранспорт вязких нефтей	105
12.3. Перекачка термообработанных нефтей	106
12.4. Перекачка нефтей с присадками.....	107
12.5. Перекачка предварительно подогретых нефтей	107
13. Транспорт газа.....	109
13.1. Классификация и состав природных и искусственных газов	109
13.2. Основные законы газового состояния	114
13.3. Общие сведения о транспорте газа	115
13.4. Компрессорные станции газопроводов	116
13.5. Удаление примесей из газа	117
13.6. Одоризация газа.....	120
14. Вопросы для самопроверки	122
Литература.....	124

Высшее образование

Галина Витальевна Коннова

**ОБОРУДОВАНИЕ ТРАНСПОРТА
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА**

Учебное пособие

Ответственный редактор *Александр Михайленко*
Корректор *Н. Казакова*
Верстка *Маринэ Курузьян*

Сдано в набор 10.06.2006. Подписано
в печать 30.10.2006. Формат 84х108 1/32.
Бумага тип № 2. Гарнитура Таймс.
Тираж 3 000 экз. Заказ № 3580.

Издательство «Феникс»
344082, г. Ростов-на-Дону, пер. Халтуринский, 80

Отпечатано с готовых диалозитивов в ОАО «ИПП «Курск»
305007, г. Курск, ул. Энгельса, 109.

E-mail: kursk-2005@yandex.ru
www.petit.ru

Качество печати соответствует качеству
предоставленных заказчиком диалозитивов.



Торговый Дом

ЕНИКС

По вопросам издания книг:

тел.: 8-863-2618950

e-mail:

office@phoenixrostov.ru

ДЛЯ КРУПНООПТОВЫХ ПОКУПАТЕЛЕЙ

Представительства в
г. Москва

ул. Космонавта Волкова,

д. 25/2, 3-й подъезд,

район метро «Войковское»

Директор —

Моисеевко Сергей Николаевич

Тел.: (095) 156-05-68, 450-08-35

e-mail: fenix-m@ultranet.ru

Шоссе Фрэнгер, д. 17,
метро «Авиамоторная»

Тел.: (095) 517-32-95,

107-44-98, 711-79-81

тел./факс 8-501-413-75-78

Директор —

Мячин Виталий Васильевич

e-mail: mosfen@bk.ru,

mosfen@pochta.ru

Издательский

Торговый Дом «КноРус»

ул. Б. Переяславская, 46,

метро «Рижская»,

«Проспект Мира»

Тел.: (095) 280-02-07,

280-72-54, 280-91-06

e-mail: phoenix@knorus.ru

Представительство в

г. Санкт-Петербург

ул. Кронштадтская, 11

Директор —

Нарзиева Анжела Рустамовна

Тел.: (812) 183-24-56

e-mail: anjeln@yandex.ru

Представительство в

г. Владивосток

ул. Фадеева, 45 «А»

Директор —

Калин Олег Викторович

Тел.: (4232) 23-73-18

e-mail: oleg38@mail.primorye.ru

Представительство в

г. Новосибирск

ООО «ТОП-Книга»

ул. Арбузова, 1/1

Вяльцева Ирина

Тел.: (3832) 361028, доб. 165

e-mail: phoenix@top-kniga.ru

Представительство

в Украине, г. Донецк

ООО «Кредо»

пр. Ватутина, 2 оф. 401

тел.: +38 062 – 345-63-08,

339-60-85

e-mail: moiseenko@skif.net

344082, г. Ростов-на-Дону, пер. Халтуринский, 80

Тел.: (863) 261-89-53, 261-89-54, 261-89-55,

261-89-56, 261-89-57, факс: 261-89-58

e-mail: torg@phoenixrostov.ru

<http://www.phoenixrostov.ru>