**ТРАНСПОРТ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА**

**ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

К основным видам транспорта нефти и нефтепродуктов на дальние расстояния относятся железнодорожный, водный, трубопроводный и автомобильный. В ряде случаев нефтепродукты доставляются потребителям самолетами и вертолетами.

При водном транспорте (морском и речном) сырая нефть и многие нефтепродукты (бензин, керосин, дизельное топливо, мазут и др.) перевозятся в наливных судах самоходного (танкеры) и несамоходного (Лихтеры, баржи) типов.

При автомобильных перевозках нефтепродукты с крупных нефтебаз доставляются на мелкие нефтебазы и далее к потребителям. В этом случае нефтепродукты перевозятся в автоцистернах, а также в мелкой таре.

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов обеспечивает транспорт больших количеств нефти и нефтепродуктов на любые расстояния.

ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЙ ТРАНСПОРТ

Нефть и нефтепродукты перевозят по железным дорогам, как правило, в вагонах-цистернах. Только небольшая часть этой продукции (около 2%) транспортируется в мелкой таре (бочках, контейнерах, бидонах и баллонах).

Вагон-цистерна - стальная горизонтальная цилиндрическая емкость. В зависимости от грузоподъемности они бывают двухосными и четырехосными. По конструкции различают стандартные и специального назначения. В стандартных цистернах перевозят нефтепродукты, вязкость и температура которых не зависят от сливо-наливных работ. В цистернах специального назначения перевозят высоковязкие нефтепродукты.

Цистерны специального назначения теплоизолированы для замедления охлаждения находящихся в них нефтепродуктов или снабжаются подогревательными устройствами. Благодаря сохранению температуры облегчаются и ускоряются налив и слив продукции. Наиболее распространены четырехосные цистерны объемом 50 и 60 м3.

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 (объемами по 11,8 м3 каждый), 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), вываливая битум на разгрузочную площадку, а затем возвращается в первоначальное вертикальное положение.

Контейнеры - небольшие цистерны грузоподъемностью 2,5 и 5 т, размещенные на железнодорожной платформе. По прибытии к месту назначения их перегружают кранами или другими устройствами на грузовые машины. В цистернах-контейнерах перевозят главным образом, высоковязкие масла и смазки. Поэтому контейнеры снабжены устройствами для разогрева нефтепродуктов.

Слив и налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны производится с помощью железнодорожных эстакад.

Железнодорожные эстакады -- это стационарные устройства в виде мостков, расположенные вдоль железнодорожного пути.

Мостки установлены на уровне вагонов-цистерн. Железнодорожные эстакады по виду осуществляемых операций разделяются на наливные, сливные и сливо-наливные.

Основные элементы эстакад для налива и слива нефтепродуктов -- наливные стояки, устанавливаемые с одной или с обеих сторон железнодорожных путей на расстоянии от 4 до 12 м. Стояки объединяются между собой коллекторами с соответствующей арматурой для подключения и отключения стояков по мере наполнения цистерн.

Подача продукции в коллекторы эстакады осуществляется, как правило, насосами.

Процесс налива продукции в железнодорожные вагоны-цистерны связан с выполнением в определенной последовательности многих операций по подготовке цистерн к наливу, пуску насосов, и открытию запорной арматуры, контролюв процессе наполнения. После заполнения цистерны запорная арматура закрывается, измеряется количество налитого продукта, отбираются пробы, закрываются и пломбируются люки. Слив продукта из железнодорожных цистерн в резервуары может осуществляться с помощью насосов через верхнюю часть цистерн или самотеком из нижней их части.

ВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

Нефть и нефтепродукты водным транспортом перевозят в нефтеналивных судах - морских и речных танкерах и баржах (самоходных и несамоходных). Морское самоходное нефтеналивное судно называется танкером (грузоподъемность его достигает 50 тыс. т и более), несамоходное - морской баржей или лихтером.

Морское нефтеналивное судно состоит из жесткого металлического каркаса, к которому крепится металлическая обшивка: снаружи - обшивка корпуса судна и изнутри - танка судна, куда заливают нефть или нефтепродукты. Корпус судна продольными и поперечными непроницаемыми перегородками делится на ряд отсеков*,* называемых танками. Это обеспечивает непотопляемость судна, уменьшает гидравлические удары при качке, увеличивает пожарную безопасность, улучшает условия эксплуатации. Доступ в танки осуществляется через люки.

Грузовые танки в танкере от остальных судовых помещений разделены двумя непроницаемыми перегородками. В носовой части судна размещается сухогрузный трюм *,*в середине насосное отделение*,* а на корме - машинное отделение*,* котельное отделение и жилые помещения.

Насосные отделения соединены со всеми танками трубопроводами. Для налива и слива нефтепродуктов предусмотрены погрузочно-разгрузочные трубопроводы, имеющиеся в каждом танке и которые на палубе подключены к общему коллектору.

При перепускной системе налива и слива нефтепродуктов всасывающие и напорные (палубные) магистрали отсутствуют. Сливные операции осуществляются путем перетекания продукта из танка в танк, а из смежного с насосным отделением танка с помощью насоса направляется на берег или в другое судно (при выгрузке на плаву). При наливе продукт поступает в один или несколько танков, откуда самотеком направляется в остальные танки. Переток продукта из танка в танк осуществляется через отверстия, вырезанные в боковых стенках танка (переборках).

Лихтеры, выпускаемые грузоподъемностью до 10 тыс. т и более, предназначены для перевозки нефтепродуктов на большие расстояния, а также для операции по сливу и наливу танкеров, если последние не могут подойти к береговому причалу.

Сливно-наливные операции осуществляются с помощью насосов, установленных на лихтерах, либо на плавучей насосной станции.

Речные баржи - несамоходные грузовые судна, перемещаемые буксиром или толкачом, изготовляют грузоподъемностью от 100 ф до 12 тыс.т. Подобно танкеру их внутренняя емкость разделена на отдельные отсеки, число которых может достигать 50. Грузовая система в них перепускная. Над палубой имеются надстройки для обслуживающего персонала.

Для налива и разгрузки нефтеналивных судов предусмотрены гавани и причалы.

Гавань -- часть портовой акватории, прилегающая к причалам, где производят грузовые операции. Водная поверхность нефтегавани, называемая акваторией (участком водной поверхности в установленных границах района моря или порта), должна быть укрыта от волнения, иметь определенную площадь поверхности и глубину для причаливания и маневрирования судов. Для гавани выбирают естественные укрытия (бухты, заливы, затоны). Если таковых нет, сооружают искусственные - волноломы, дамбы и т. д.

Сооружение для причаливания судов и связи их с берегом называется пристанью. Если пристань значительно выдается от берега внутрь водной поверхности, ее называют пирсом. Пристань или пирс может иметь один или более причалов.

От нефтепричалов до береговых резервуаров прокладывают трубопроводы. Перекачка продукции из резервуаров в суда, а также из судов в резервуары осуществляется с помощью береговых насосных станций (если суда не имеют насосов). Соединение береговых трубопроводов с судовыми осуществляется с помощью шлангов или шарнирных элементов.

На речных пристанях для слива продукции (иногда и в морских) широко используют плавучие насосные станции. В этом случае суда причаливают к насосной станции, которая сооружается у причала. Всасывающие трубопроводы насосной станции соединяют с грузовой системой судна, а выкидные - с береговыми трубопроводами. После этого с помощью насосов продукция перекачивается из судна в береговые резервуары.

Плавучая насосная станция представляет собой судно (речное или морское), на котором смонтированы два насоса или более. Такую станцию применяют для промежуточных перегрузок нефтепродукции на плаву.

Если строительство морского нефтепричала затруднено или экономически нецелесообразно, налив танкеров осуществляется на некотором расстоянии от берега по подводному трубопроводу.

АВТОМОБИЛЬНЫЙ ТРАНСПОРТ

Автомобильный транспорт широко используется при перевозках нефтепродуктов с распределительных нефтебаз непосредственно потребителю. Этот вид транспорта наиболее эффективно используется в районах, в которые невозможно доставить нефтепродукты железнодорожным или водным путями сообщения.

Автоцистерны, в которых перевозят нефтепродукты, оснащены комплектом следующего оборудования: патрубка для налива нефтепродукта, дыхательного клапана, стержневым указателем уровня, клиновой быстродействующей задвижкой для слива топлива, двух шлангов с наконечниками и насосы 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 наливе и сливе нефтепродуктов.

В практике автотранспорта нефтегрузов широко применяют цистерны на автоприцепах, что повышает эффективность использования этого вида транспорта.

Для заправки топливом автотранспортных машин, функционирующих в отдалении от нефтебаз и заправочных станций, а также сельскохозяйственных машин и самолетов применяют специальные автоцистерны, оборудованные комплектом насосно-раздаточных устройств. Такие автоцистерны называются автотопливозаправщиками.

Оборудование топливозаправщика приводится в действие водителем из кабины управления, в которой предусмотрены рычаги включения насоса, задвижки и вентили, необходимые для выполнения операций по приемке, раздаче и перекачке топлива, а также контрольно-измерительные приборы. Автотопливозаправщики изготовляют с цистерной объемом 4-16 м3.

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

Контейнеры - металлические или эластичные резинотканевые емкости объемами 2,5 и 4 м3 (известны резинотканевые емкости объемом до 20 м3), в которых нефтепродукты доставляются потребителю без перекачки в стационарные хранилища. По прибытии к месту назначения контейнеры сгружают с машин при помощи кранов. Особенность контейнерных перевозок заключается в том, что емкости-цистерны не закрепляются за автомашиной, а попеременно могут служить транспортной емкостью и временным хранилищем. Такие перевозки весьма удобны для удаленных от транспортных магистралей районов и при организации полевых передвижных складов.

Из мелкой тары наиболее распространены бочки и бидоны.

Бочки удобны в эксплуатации и их широко применяют для доставки нефтепродуктов с нефтебаз потребителю. В отдельных случаях доставка нефтепродуктов в бочках - единственный способ удовлетворения нужд отдаленных районов, не имеющих железнодорожных и водных путей. Различают два основных типа бочек - металлические объемом 50-500 л для транспорта жидкого топлива (бензина, керосина и др.) и фанерные (штампованные) объемом 50 л, используемые в основном для перевозки консистентных смазок.

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

Для перевозки жидких нефтебитумов, а также смазок применяют металлические гофрированные барабаны или мешки из оберточной бумаги. Все большее применение находит полиэтиленовая тара.

Для налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны, бочки, бидоны и другую мелкую тару сооружают устройства налива.

Масла и смазки отпускают в расфасованном виде. Налив в автоцистерны осуществляется через автоналивные устройства - автоэстакады и автоколонки. Налив нефтепродуктов в бочки, бидоны и другую тару производится в специальных помещениях - разливочных (расфасовочных), оборудованных раздаточными устройствами.

Заправку нефтепродуктов в автотранспорт производят на автозаправочных станциях (АЗС), располагаемых у нефтебаз, или на автотранспортных магистралях. Емкости при этом заполняются с помощью трубопровода, проложенного от нефтебазы, или с помощью, автоцистерн.

В зависимости от назначения и месторасположения автозаправочные станции подразделяются на городские, дорожные, парковые, сельские, передвижные. Городские АЗС располагают на городских магистралях, площадях и в районах крупных автобаз и стоянок автотранспорта. Сельские размещают обычно в районных центрах, а дорожные -- на основных автомагистралях. Передвижные заправочные станции временно размещают на автомобильных, дорогах, в местах скопления автомобилей, на строительных площадках, в полевых станах, на туристских маршрутах, в пригородах и т. д. Катера и моторные лодки заправляют как передвижные автозаправочные станции, так и плавучие, оборудованные на катерах.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

Наиболее экономичный вид транспорта нефти и нефтепродуктов -- трубопроводный.

Преимущества этого вида транспорта:

1) низкая себестоимость транспорта продукции на значительные расстояния;

2) непрерывность подачи продукции;

3) широкая возможность для автоматизации;

4) уменьшение потерь нефти и нефтепродуктов при их транспортировании;

5) возможность прокладки трубопроводов по кратчайшему расстоянию, если это экономически целесообразно.

Трубопроводы, перекачивающие продукцию на значительные расстояния, 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. При использовании нефтепродуктопровода для транспортирования нефтепродукта одного сорта употребляется термин бензинопровод, керосинопровод, мазутопровод и т. д. (соответственно наименованию перекачиваемого продукта).

Магистральный трубопровод состоит из следующих звеньев: 1) трубопровода; 2) одной или нескольких насосных станций; 3) средств связи.

Магистральный трубопровод характеризуется следующими, показателями: длиной, диаметром, пропускной способностью и числом перекачивающих станций.

Современные магистральные трубопроводы, протяженность которых достигает более 1000 км, представляют собой самостоятельные транспортные предприятия, оборудованные комплексом головных, промежуточных перекачивающих (насосных) станций большой мощности, а также наливными станциями со всеми необходимыми производственными и вспомогательными сооружениями. Пропускная способность их достигает 50 млн. ф нефти в год и более. Сооружают такие трубопроводы преимущественно-из стальных труб условным диаметром 500, 700, 800, 1000, 1200 и 1400 мм.

При транспорте нефти и нефтепродуктов на большие расстояния приходится преодолевать значительные гидравлические сопротивления в трубопроводе. Поэтому, если одна перекачивающая насосная станция не может обеспечить нормальный режим перекачки при заданном давлении, то строят несколько· станций по длине трубопровода.

Трубопроводный транспорт, наряду с экономичностью, обеспечивает круглогодичную работу и почти не зависит от природных условий, чем выгодно отличается от других видов транспорта. В связи с этим с каждым годом увеличивается протяженность магистральных трубопроводов.

К наиболее крупным относятся системы нефтепроводов от нефтяных месторождений Западной Сибири до Уфы и Куйбышева, система нефтепроводов «Дружба» протяженностью с ответвлениями более 10 тыс. км (в том числе на территории СССР - 6,5 тыс. км), нефтепроводы Северо-Западного направления: Альметьевск – Горький – Ярославль - Кириши с ответвлением на Рязань и Москву, а также нефтепроводы Узень - Куйбышев, Куйбышев - Тихорецкая, Куйбышев - Лисичанск - Кременчуг и др.

По принципу перекачки продукции на практике применяют две системы: 1) постанционную и 2) транзитную.

Постанционная система перекачки характеризуется тем, что нефть или нефтепродукты поступают в резервуары промежуточных перекачивающих станций, заполняют их, а затем откачиваются на следующую станцию. Если на станции расположено несколько резервуаров, то перекачка продукции осуществляется беспрерывно: в один резервуар продукция поступает, а из другого откачивается в трубопровод.

Транзитная система перекачки может осуществляться через резервуар и из насоса в насос.

При перекачке через резервуар продукция из предыдущей насосной станции направляется на следующую насосную станцию через резервуар, предназначенный для отделения газа или воды от нефти.

Перекачка из насоса в насос заключается в том, что продукт с предыдущей насосной станции направляется непосредственно на следующую насосную станцию, минуя промежуточный резервуар, который подключается параллельно магистральному трубопроводу. Эта схема перекачки наиболее совершенна и экономична, так как при этом обеспечивается максимальная герметизация системы и исключаются потери от испарения в промежуточных резервуарах. Последние при этой системе могут сооружаться в минимальном объеме и то лишь для освобождения трубопровода при пуске или ремонте.

При всех видах транзитной перекачки нефти и нефтепродуктов магистральный трубопровод оснащается необходимыми средствами местной автоматики; многие трубопроводы имеют дистанционное управление.

Магистральный трубопровод подобно железнодорожному пути нуждается в специальном техническом надзоре. Вся магистраль разбивается на отдельные участки, каждый из которых закрепляется за определенной насосной станцией. Такой участок делится в свою очередь на ряд более мелких участков, и к каждому из них прикрепляют линейных обходчиков, которые осуществляют контроль за трубопроводом.

На каждой станции, кроме обслуживающего эксплуатационного персонала, имеются также ремонтные бригады. В их распоряжении все необходимые механизмы для ремонта трубопровода и ликвидации возможных аварий: тракторы-трубоклад-чики, экскаваторы, бульдозеры, сварочные агрегаты и т. п.

Головную перекачивающую станцию размещают на начальном участке трубопровода (в головной части магистрали), т. е.. в районе нефтяных промыслов или нефтеперерабатывающего завода, так как она служит для приема нефти или нефтепродуктов с последующей подачей их в трубопровод. Промежуточные станции, предназначенные для дополнительного подъема давления жидкости, располагают по длине трубопровода, по возможности на равных расстояниях с учетом равномерного-распределения давления по всем станциям трубопровода. С экономической точки зрения промежуточные станции стремятся размещать возможно ближе к населенным пунктам, железным и шоссейным дорогам, источникам электроснабжения и водоснабжения, а головные станции - на площадках нефтеперерабатывающих заводов и установок подготовки нефти, а также вблизи резервуарных парков с использованием их объема.

В состав производственно-технологических сооружений перекачивающих станций, кроме собственно перекачивающих насосных (основной и подпорной) входят: резервуарный парк (для: головных и наливных станций), устройства для пуска скребков, или разделителей, емкости для приема жидкости из предохранительных систем защиты. На конечных (наливных) станциях или на промежуточных (на которых предусматривается налив продуктов в железнодорожные цистерны) сооружают соответствующие железнодорожные наливные устройства (эстакады).

Кроме технологических сооружений на площадках размещают производственно-вспомогательные объекты водоснабжения, канализации и электроснабжения, а также административно-хозяйственные постройки.

Нефтеперекачивающие насосные станции снабжаются насосными агрегатами (насосы в комплекте с двигателями), осуществляющими перекачку нефти и нефтепродуктов по магистральному трубопроводу, и вспомогательным оборудованием, обслуживающим основные агрегаты; водяными и топливными: насосами, компрессорами и другими устройствами воздухоснабжения, установками маслоснабжения для системы смазки, вентиляторами, питательными бачками, теплообменниками.

Центробежные насосы для магистральных нефтепроводов выпускаются в следующих пределах номинальных подач и напора: подача от 1250 до 12000 м3/ч, соответственно напор от 260 до 210 м, к.п.д. насоса - от 0,84 до 0,89.

Расчеты и практика проектирования показали, что всегда целесообразнее и экономичнее работа двух или трех последовательно соединенных насосов (по сравнению с одним высоконапорным насосом). Поэтому в магистральных насосных обычно устанавливают групповой насосный агрегат из двух или трех последовательно соединенных насосов, обеспечивающих напор 400--600 м при сохранении подачи каждого насоса и минимальной мощности электродвигателей. Число рабочих насосов определяется исходя из расчетного рабочего давления, характеристики насосов и режима перекачки (с учетом автоматического регулирования параметров работы).

Центробежные насосы незаменимы при работе магистрального трубопровода по системе перекачки «из насоса в насос» (для чего не пригодны поршневые насосы). При эксплуатации нефтепроводов с неполным числом построенных насосных станций рекомендуется применять в центробежных насосах сменные роторы с рабочими колесами, обеспечивающими высокий к. п. д. при пониженных подачах.

К современным1 конструкциям центробежных насосов предъявляются требования, вытекающие из условий их работы в нефтеперекачивающих станциях; они должны обеспечивать полную герметизацию во всех узлах, быть надежными при продолжительной работе без постоянного наблюдения обслуживающего персонала, иметь необходимые устройства для дистанционного включения, автоматической защиты от аварий и гарантировать эксплуатацию с высоким к.п.д.

**Расчет магистрального трубопровода**

Расчет трубопровода ведется в следующей последовательности: по пропускной способности и вязкости определяют диаметр трубопровода и режим течения жидкости (параметр Рейнольдса), от которого зависит коэффициент гидравлического сопротивления; затем находят потерю напора и гидравлический уклон как основного трубопровода, так и лупинга (ответвления трубопровода) или вставки. По профилю трассы определяют расчетную ее длину до перевальной точки и соответствующую разность геодезических отметок. Пользуясь этими данными, определяют число насосных станций.

Под пропускной способностью магистрального трубопровода понимается максимальное количество нефти или нефтепродукта, которое может быть перекачано по трубопроводу за год при экономически оптимальном использовании принятых расчетных параметров и установившемся режиме.

Расчетная подача нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу или нефтепродуктопроводу, исходя из условия равномерной перекачки в течение года, равна отношению годовой пропускной способности к числу рабочих дней в году с учетом остановки на ремонт (350 дней или 8400 ч в году). Расчетная часовая подача (в м3/ч) определяется по формуле

где G - годовая пропускная способность трубопровода, т/год;. 350 - число рабочих дней трубопровода за год; с - плотность нефти или нефтепродукта, т/м3.

Диаметр трубопровода (в м) определяют при заданной пропускной способности трубопровода и принятой скорости течения жидкости (1,5-2,5 м/с) по формуле.

Здесь g - пропускная способность, м3/с; *х ~*скорость течения жидкости, м/с.

Рассчитанные размеры диаметра трубы округляют до ближайшего диаметра по ГОСТ. Толщина стенки трубы определяется механическим расчетом.

В некоторых случаях возникает необходимость увеличения: пропускной способности действующих трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов. Известны несколько методов: прокладка параллельно основной магистрали дополнительного участка трубопровода (лупинга, вставши), т. е. участка трубопровода увеличенного диаметра; увеличение числа насосных станций или комбинированный метод (увеличение числа насосных станций с одновременной укладкой лупингов).

Увеличение пропускной способности путем установки дополнительных насосных агрегатов в существующих насосных станциях обычно не практикуется потому, что с увеличением числа параллельно работающих насосов возрастают потери напора, в результате чего может существенно повыситься давление в трубопроводе. Редко практикуется метод установки вставок, так как в этом случае требуется полная остановка трубопровода на период врезки вставки.

Наиболее целесообразный метод увеличения пропускной способности трубопровода выбирают, исходя из особенностей данного трубопровода и технико-экономического сравнения возможных вариантов.

В ряде случаев, когда требуется транспортировать по одному трубопроводу несколько видов нефтепродуктов а сооружать для каждого вида самостоятельный трубопровод нецелесообразно, применяют метод последовательной перекачки. Этот метод состоит в том, что по одному трубопроводу перекачивают последовательно несколько видов нефтепродуктов. с соблюдением условия их минимального смешивания в трубопроводе. В этом случае стремятся по возможности транспортировать нефтепродукты с близкими физико-химическими характеристиками. Так, по одному трубопроводу целесообразно перекачивать светлые нефтепродукты - такие, как бензин, керосин, и менее желательно последовательно перекачивать светлые и темные нефтепродукты, например бензин и мазут. Перекачиваемые продукты поступают в трубопровод на головной станции из разных резервуаров и принимаются на конечном пункте отдельно друг от друга.

Механизм смесеобразования заключается в том, что в процессе движения жидкостный клин позади идущего продукта вдвигается в продукт, идущий спереди, и в результате конвективной диффузии и пульсации потока (за счет разных скоростей потока по сечению трубопровода - у стенок меньше, чем вблизи ¦его оси) происходит перемешивание жидкостей в зоне контакта.

Для уменьшения объема смеси в практике эксплуатации применяют мероприятия, которые могут быть разделены на две группы: 1) изменение режима перекачки; 2) применение различных разделителей между двумя перекачиваемыми нефтепродуктами.

Последовательную перекачку нефтепродуктов следует осуществлять с максимальной скоростью, так как в этом случае достигается высокая степень турбулентности, при которой получаются наименьшие объемы смеси (за счет малой диффузии). Кроме того, близкие по свойствам нефтепродукты рекомендуется объединять в крупные партии. В этом случае доля смеси в общем объеме перекачиваемых нефтепродуктов будет тем меньше, чем больше объем партии.

Наиболее распространена последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов с применением разделителей, при этом для их пуска и приема на станциях предусматриваются соответствующие устройства. Различают два вида разделителей - жидкостные и механические. Под жидкостным разделителем понимается жидкостная пробка из другой жидкости, закачиваемая между двумя последовательно перекачиваемыми жидкостями. Например, в качестве жидкостной пробки при последовательной перекачке бензина и дизельного топлива используют керосин или смесь перекачиваемых жидкостей. К механическим разделителям относятся различные механические устройства (поршни, шары), запускаемые в полость трубопровода в зону контакта двух нефтепродуктов. Разделители, оказавшись в потоке жидкости, уменьшают конвективное их перемешивание и распространение смеси в потоке. Наиболее распространены износостойкие шаровые разделители, представляющие собой резиновые толстостенные полые шары, заполняемые водой или антифризом (зимой). Необходимый контакт разделителя с внутренней поверхностью трубопровода обеспечивается упругими свойствами материала, из которого изготовлен разделитель, а также избыточным давлением и объемом рабочей жидкости в разделителе. Когда при последовательной перекачке нефтепродуктов применение одного механического разделителя оказывается недостаточным, запускают несколько разделителей.

Запуск нескольких эластичных шаров - разделителей осуществляется специальными устройствами.

Партию шаров помещают в камеру*,* заканчивающуюся затвором и имеющую сигнальное устройство. Для последовательного ввода шаровых разделителей в трубопровод, в камере запуска установлен отсекающий механизм*.* На обводной линии установлен сигнализатор прохождения смеси и на основном трубопроводе линейный сигнализатор, фиксирующий прохождение разделителей. Жидкость из камер запуска и приема разделителей откачивают насосом *S*в резервуар.

ЕМКОСТИ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Для сбора, хранения и учета нефти и нефтепродуктов на нефтепромыслах, нефтеперерабатывающих заводах, нефтебазах и станциях магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов служат резервуары - сосуды разнообразной формы и размеров, построенные из различных материалов.

По назначению эти сосуды подразделяются на резервуары для хранения нефти, светлых и темных нефтепродуктов.

По материалу - на металлические и неметаллические. Металлические резервуары сооружают преимущественно из стали. К неметаллическим резервуарам относятся в основном железобетонные резервуары.

Резервуары каждой группы различают по форме: вертикальные цилиндрические, горизонтальные цилиндрические, каплевидные и других форм.

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

Резервуары сооружают различных объемов от 100 м3 до 120000 м3.

Для хранения светлых нефтепродуктов применяют преимущественно стальные резервуары, а также железобетонные с внутренним покрытием - листовой стальной облицовкой или неметаллическими изоляциями, стойкими к воздействию нефтепродуктов.

Для хранения больших количеств нефти и темных нефтепродуктов рекомендуется применять в основном железобетонные резервуары. Смазочные масла, как правило, хранят в стальных резервуарах.

Группа однотипных резервуаров, объединенных трубопроводными коммуникациями, называется резервуарным парком. Каждая группа наземных резервуаров ограждается земляным валом или стенкой, высота которых принимается на 0,2 м выше расчетного уровня разлившейся жидкости, но не менее 1 м при ширине земляного вала по верху 0,5 м.

Вертикальные цилиндрические резервуары подразделяются на резервуары низкого давления, с понтонами и с плавающими крышами. Каждый резервуар снабжается лестницей, необходимой для осмотра оборудования, отбора проб и контроля за уровнем нефтепродукта. У места присоединения лестницы к крышке резервуара сооружается замерная площадка, на которой устанавливают замерные приспособления и аппаратуру.

Резервуары низкого давления со щитовым коническим или сферическим покрытием отличаются тем, что покрытие монтируется из готовых щитов, выполненных из листовой стали толщиной 2,5 мм. Пояса корпуса резервуаров имеют толщину 4-10 мм (снизу вверх).

Резервуары с коническим покрытием (рис. 119) сооружают объемом 100-5000 м3, причем в центре их (за исключением резервуаров объемом 100 и 200 м3) устанавливают центральную стойку, на которую опираются щиты покрытия. Резервуары со сферическим покрытием сооружают объемом 10000, 15000 и 20000 м3. Щиты покрытия по контуру опираются на кольцо, установленное на корпусе резервуара. Толщина листов стенки резервуаров (считая снизу вверх) 6-14 мм. Толщина листов покрытия 3 мм.

Резервуары оснащаются дыхательной арматурой и замерными устройствами. К ним относятся:

люк-лаз (в нижнем поясе резервуара) для внутреннего осмотра, ремонта и очистки резервуара;

люк световой (на крыше резервуара) для проветривания и освещения резервуара;

люк замерный для контрольного замера уровня жидкости в резервуаре и взятия проб, которые нормально осуществляются специальным уровнемером и сниженным пробоотборником;

хлопушка (корпус с наклонным срезом и плотно прилегающей к нему крышкой), предназначенная для предотвращения потерь нефтепродуктов в случае разрыва трубопроводов или выхода из строя резервуарной задвижки; сифонный водоспускной кран, устанавливаемый для выпуска подтоварной воды из резервуара; монтируется он снаружи резервуара на конце трубы с изогнутым отводом, находящимся внутри резервуара у его днища;

дыхательный клапан, предназначенный для регулирования давления паров нефтепродуктов в резервуаре в процессе закачки или выкачки нефтепродукта, а также колебаний температуры; в зависимости от условий применения и конструкций резервуаров на них устанавливают дыхательные клапаны различных модификаций и диаметров;

огневой предохранитель, служащий для защиты резервуара от проникновения в его газовое пространство огня через дыхательную аппаратуру;

предохранительные клапаны (гидравлический и мембранный) для регулирования давления паров нефтепродуктов в случае неисправности дыхательного клапана или если сечение дыхательного клапана окажется недостаточным для быстрого пропуска газов или воздуха;

пеногенератор для подачи пены при тушении пожара в резервуаре.

С целью снижения потерь легкоиспаряющихся нефтей и нефтепродуктов применяют резервуары с плавающим понтоном.

Понтон, плавающий на поверхности жидкости, уменьшает площадь испарения, благодаря чему резко снижаются (в 4- 5 раз) потери от испарения. Понтон представляет собой диск с поплавками, обеспечивающими его плавучесть. Между понтоном и стенкой резервуара оставляется зазор шириной 100- 300 мм, перекрываемый уплотняющими герметизирующими затворами. Известны несколько конструкций затворов, однако в основном применяют затворы из прорезиненной ткани, профили которой имеют форму петли с внутренним заполнением затвора (петли) упругим материалом.

Плавающие понтоны различают двух типов: металлические и из синтетических пенопластовых или пленочных материалов. В связи с тем, что понтоны сооружают в резервуарах со стационарным покрытием, которое предотвращает попадание атмосферных осадков на поверхность понтонов, это позволяет применять облегченные кострукции понтонов из синтетических пленочных материалов.

Каплевидные резервуары 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 создаются условия, при которых все элементы поверхности корпуса под действием давления жидкости растягиваются примерно с одинаковой силой, испытывая одни и те же напряжения, что обеспечивает минимальный расход стали на изготовление резервуара.

В связи с тем, что каплевидные резервуары рассчитывают на внутреннее давление в газовом пространстве 0,04-0,2 МПа и вакуум 0,005 МПа, легкоиспаряющиеся нефтепродукты хранятся почти полностью без потерь от малых «дыханий» и пары выпускают в атмосферу главным образом при наполнении резервуаров (при больших «дыханиях»).

В зависимости от характера изготовления оболочки различают два основных типа этих резервуаров: гладкие и многоторовые*.* К каплевидным относятся резервуары с гладким корпусом, не имеющим изломов. Такие резервуары сооружают объемом 5 000-6 000 м3, рассчитанные на давление до 0,075 МПа. Резервуары, корпус которых образуется пересечением нескольких оболочек двойной кривизны, называются многокупольными или многоторовыми. Резервуары этого типа сооружают объемом 5 000-20 000 м3, они рассчитаны на давление до 0,37 МПа.

Неметаллические резервуары -такие резервуары, у которых несущие конструкции выполнены из неметаллических материалов. К неметаллическим резервуарам в основном относятся железобетонные и резервуары из резинотканевых или синтетических материалов, применяемых преимущественно в качестве передвижных емкостей.

Железобетонные резервуары по виду хранимого нефтепродукта подразделяются на резервуары для: мазута, нефти, масел и светлых нефтепродуктов. Поскольку нефть и мазут практически не оказывают химического воздействия на бетон и обладают способностью за счет своих тяжелых фракций и смол тампонировать (кальматировать) мелкопористые материалы, уменьшая со временем их просачиваемость и проницаемость, при их хранении в железобетонных резервуарах не требуется специальной защиты стенок, днищ и покрытия резервуаров. При хранении смазочных масел во избежание их загрязнения внутренние поверхности резервуаров защищают различными покрытиями или облицовками. То же относится и к резервуарам для светлых легкоиспаряющихся нефтепродуктов, которые, обладая незначительной вязкостью, легко фильтруются через бетон. Кроме того, покрытие в данном случае должно обладать повышенной герметичностью (газонепроницаемостью) с целью уменьшения потерь от испарения.

Железобетонные резервуары, кроме экономии металла, обладают еще рядом технологических преимуществ. При хранении в них подогреваемых вязких нефтей и нефтепродуктов 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. Резервуары этого типа по форме в плане сооружают круглыми (вертикальные и цилиндрические) и прямоугольными. Наиболее экономичны резервуары круглой формы, однако резервуары прямоугольной формы более просты в изготовлении.

**ТРАНСПРОТ ГАЗА**

**Свойства газов, влияющие на технологию их транспорта**

Основными свойствами газов, влияющими на технологию их транспорта по трубопроводам, являются плотность, вязкость, сжимаемость и способность образовывать газовые гидраты.

Плотность газовзависит от давления и температуры. Так как при движении по газопроводу давление уменьшается, то плотность газа снижается и скорость его движения возрастает.

Вязкость газовпри увеличении температуры возрастает и наоборот.

Сжимаемость - это свойство газов уменьшать свой объем при увеличении давления. Благодаря свойству сжимаемости в специальных емкостях - газгольдерах высокого давления - можно хранить количество газа, в десятки раз превышающие геометрический объем емкости.

Если газ содержит пары воды, то при определенных сочетаниях давления и температуры он образует гидраты - белую кристаллическую массу, похожую на лед или снег. Гидраты уменьшают, а порой и полностью перекрывают сечение газопровода, образуя пробку. Чтобы избежать этого газ до закачки в газопровод подвергают осушке.

**Классификация магистральных газопроводов**

Магистральным газопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку из района добычи в районы его потребления. Движение газа по магистральным газопроводам обеспечивается компрессорными станциями, сооружаемыми по трассе через определенные расстояния.

Ответвлением называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному газопроводу, газопровода и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

Магистральные газопроводы классифицируются по величине рабочего давления и по категориям.

В зависимости от рабочего давленияв трубопроводе магистральные газопроводы подразделяются на два класса:

I класс - рабочее давление от 2,5 до 10 МПа включительно;

II класс - рабочее давление от 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Газопроводы, эксплуатируемые при давлениях ниже 1,2 МПа, не относятся к магистральным, это внутрипромысловые, внутризаводские, подводящие газопроводы, газовые сети в городах и населенных пунктах, а также другие газопроводы.

В зависимости от назначения и диаметра, с учетом требований безопасности эксплуатации магистральные газопроводы и их участки подразделяются на пять категорий: В, I, II, III и IV. Категория газопроводов определяется способом прокладки, диаметром и условиями монтажа.

**Трубопроводная арматура**

Трубопроводная арматура предназначена для управления потоками газа, транспортируемого по газопроводам. По принципу действия арматура делится на три класса: запорная, регулирующая и предохранительная.

Запорная арматура служит для полного перекрытия сечения трубопровода, регулирующая (регуляторы давления) - для изменения давления или расхода перекачиваемой газа, предохранительная (обратные и предохранительные клапаны) - для защиты трубопроводов и оборудования при превышении допустимого давления, а также предотвращения обратных токов.

**Основные объекты и сооружения магистрального газопровода**

В состав магистральных газопроводов входят следующие объекты:

- головные сооружения, состоящие из систем газосборных и подводящих газопроводов;

- компрессорные станции;

- газораспределительные станции;

- подземные хранилища газа;

- линейные сооружения.

На головных сооружениях производится подготовка добываемого газа к транспортировке (очистка, осушка и т.д.). В начальный период разработки месторождений давление газа, как правило, настолько велико, что необходимость в головной компрессорной станции нет. Ее строят позднее, уже после ввода газопровода в эксплуатацию.

Компрессорные станции предназначены для перекачки газа. Кроме того, на компрессорных станциях производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка.

Принципиальная технологическая схема компрессорных станций:

Газ из магистрального газопровода через открытый кран поступает в блок пылеуловителей. после очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами. Далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения и через обратный клапан поступает в магистральный газопровод.

Объекты компрессорных станций, где происходит очистка, компримирование и охлаждение, т.е. пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и аппараты воздушного охлаждения, называются основными. Для обеспечения их нормальной работы сооружают объекты вспомогательного назначения: системы водоснабжения, электроснабжения, вентиляции, маслоснабжения и т.д.

Газораспределительные станции сооружают в конце каждого магистрального газопровода или отвода от него.

1 - газосборные сети; 2 - промысловый пункт сбора газа; 3 -головные сооружения; 4 - компрессорная станция; 5-газораспределительная станция; 6-подземные хранилища; 7 - магистральный трубопровод; 8 - ответвления от магистрального трубопровода; 9 - линейная арматура; 10 - двухниточный проход через водную преграду.

Высоконапорный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, не может быть непосредственно подан потребителям, поскольку газовое оборудование, применяемо в промышленности и в быту, рассчитано на сравнительно низкое давление. Кроме того, газ должен быть очищен от примесей (механических частиц и конденсата), чтобы обеспечить надежную работу оборудования. Наконец, для обнаружения утечек газу должен быть придан резкий специфический запах. Операцию придания газу запаха называют одоризацией.

Понижение давления газа до требуемого уровня, его очистка, одоризация и измерение расхода осуществляются на газораспределительной станции.

Газ по входному трубопроводу поступает на газораспределительную станцию. Здесь он последовательно очищается в фильтре, нагревается в подогревателе и редуцируется в регуляторах давления. Далее расход газа измеряется расходометром и в него с помощью одоризатора вводится одорант - жидкость, придающая газу запах.

Необходимость подогрева газа перед редуцированием связана с тем, что дросселирование давления сопровождается (согласно эффекту Джоуля-Томсона) охлаждением газа, создающим опасность закупорки трубопроводов газораспределительной станции газовыми гидратами.

Подземные хранилища газа служат для компенсации неравномерности газопотребления. Использование подземных структур для хранения газа позволяет очень существенно уменьшить металлозатраты и капиталовложения в хранилища.

К линейным сооружениям магистрального газопровода относятся:

- собственно трубопровод;

- линейные шаровые краны;

- конденсатосборники, для сбора выпадающего конденсата;

- средства защиты трубопровода от коррозии (станции катодной и протекторной защиты, дренажные установки);

- переходы через естественные и искусственные препятствия (реки, дороги и т.п.;

- линии связи;

- линии электропередачи;

- дома обходчиков;

- вертолетные площадки;

- грунтовые дороги, прокладываемые вдоль трассы трубопровода.

Длина магистрального газопровода может составлять от десятков до нескольких тысяч километров, а диаметр - от 150 до 1420 м. Большая часть газопроводов имеют диаметр от 720 до 1420мм. Трубы и арматура магистральных газопроводов рассчитаны на рабочее давление до 7,5 МПа.

**Газоперекачивающие агрегаты**

В качестве газоперекачивающих агрегатов применяются поршневые газомотокомпрессоры или центробежные нагнетатели.

Поршневые газомотокомпрессоры представляют собой агрегат, в котором объединены силовая часть (привод) и компрессор для сжатия газа. Принцип работы поршневого компрессора такой же, как у поршневого насоса.

Наиболее распространенными типами газомотокомпрессоров являются 10 ГК, 10 ГКН, МК-10 и ГПА-5000, имеющие подачу от 0,8 до 10,0 млн. мі/сут и развивающие давление 5,5 МПа. Поршневые газомотокомпрессоры отличаются высокой эксплуатационной надежностью, способностью работать в широком диапазоне рабочих давлений, возможностью регулировать подачу за счет изменения «вредного» пространства и частоты вращения.

Область преимущественного применения поршневых газомотокомпрессоров - трубопроводы для перекачки нефтяного газа и станции подземного хранения газа.

На магистральных газопроводах пропускной способностью более 10 млн. мі/сут применяют центробежные нагнетатели с газотурбинным приводом или электроприводом.

Наиболее распространенным приводом нагнетателей на компрессорных станциях являются газотурбинный. В состав газотурбинной установки входят: турбодетандер, редуктор, воздушный компрессор, блок камер сгорания, турбины высокого и низкого давлений. Турбодетандер является пусковым двигателем установки, работающим на природном газе. Расчетная продолжительность пуска агрегата из холодного состояния - 15 мин. Турбодетандер через редуктор запускает в работу воздушный компрессор. Атмосферный воздух засасывается компрессором и сжимается в нем до рабочего давления. Далее сжатый воздух направляется в блок камер сгорания, где он нагревается за счет сжигания природного газа. Продукты сгорания направляются в газовую турбину (сначала высокого, а затем низкого давления), где они расширяются. Процесс расширения сопровождается падением давления и температуры, но увеличением скорости потока газа, используемого для вращения ротора турбины. Отработавший газ через выхлопной патрубок выходит в окружающую среду.

На газопроводах применяются газовые турбины мощностью от 2,5· 106 до 25·106 Вт.

Недостатком газотурбинного привода является относительно невысокий кпд (не выше 30%), а также высокое потребление газа на собственные нужды в качестве топлива.

В последние годы в качестве привода центробежных нагнетателей все шире используются электродвигатели АЗ-4500-1500, СТМ-4000-2, СТД-4000-2, СДСЗ-4500-1500. Они подключаются к нагнетателям через повышающий редуктор [4].

**Аппараты для охлаждения газа**

Необходимость охлаждения газа обусловлена следующим. При компримировании он нагревается. Это приводит к увеличению вязкости газа и, соответственно, затрат мощности на перекачку. Кроме того, увеличение температуры газа отрицательно влияет на состояние изоляции газопровода, вызывает дополнительные продольные напряжения в его стенке.

Газ охлаждают водой и воздухом. При его охлаждении водой используют различные теплообменные аппараты (кожухотрубные, оросительные, типа «труба в трубе»), которые с помощью системы трубопроводов и насоса подключены к устройствам для охлаждения воды. Данный способ охлаждения газа используется, как правило, совместно с поршневыми газомотокомпрессорами.

На магистральных газопроводах наиболее широкое распространение получил способ охлаждения газа атмосферным воздухом. Для этой цели применяют аппараты воздушного охлаждения газа различных типов.

Конструктивно он представляет собой мощный вентилятор с диаметром лопастей 2…7 м, который нагнетает воздух снизу вверх, где по пучкам параллельных труб движется охлаждаемый газ. Для интенсификации теплообмена трубы выполняют оребренными. В качестве привода вентиляторов используются электродвигатели мощностью от 10 до 100 кВт.

Достоинствами аппаратов воздушного охлаждения является простота конструкции, надежность работы, отсутствие необходимости в предварительной подготовке хладагента (воздуха) [3].

**Хранение и распределение газа**

**Неравномерность газопотребления и методы ее компенсации**

Расходование газа промышленными и особенно коммунально-бытовыми потребителями, как правило, неравномерно и колеблется в течении суток, недели и года.

В часы приготовления и потребления пищи расходование газа выше, чем в другое время суток. В выходные дни расход газа выше, чем в будни. Зимой расход газа всегда больше, чем летом, когда выключается отопительная система. Поскольку газ по газопроводу подается в одном и том же количестве, исходя из среднечасового расхода, то в одни периоды времени (днем, в выходные и воскресные дни) возможно возникновение его нехватки, а в другие (ночью, в будни) - появляется избыток газа.

Чтобы газоснабжение потребителей было надежным, избыток газа необходимо где-то аккумулировать с тем, чтобы выдавать его в газовую сеть в периоды пикового газопотребления.

Для компенсации неравномерности потребления газа в течении суток, недели широко используется метод его аккумулирования в последнем участке газопровода.В принципе газопровод представляет собой протяженную емкость большого геометрического объема. Чем больше давление, тем больше газа она вмещает. Увеличивая противодавление в конце газопровода в периоды пониженного газопотребления, можно накапливать газ в трубопроводе, не прекращая при этом его перекачки.

Для компенсации суточной неравномерности газопотребления используют также газгольдеры высокого и низкого давления - сосуды специальной конструкции.

- Для покрытия сезонной неравномерности газопотребления требуются крупные хранилища. На газгольдеры в этом случае расходуется слишком много стали и требуются значительные площади для их установки. Поэтому компенсацию сезонной неравномерности газопотребления осуществляют с помощью подземных хранилищ,удельный расход металла на сооружение которых в 20...25 раз меньше.

**Хранение газа в газгольдерах**

Газгольдерами называют сосуды большого объема, предназначенные для хранения газов под давлением. Различают газгольдеры низкого (4000 Па) и высокого (до 30 МПа) давления. В газгольдерах первого типа рабочий объем является переменным, а давление газа в процессе наполнения или опорожнения изменяется незначительно. Они бывают мокрые и сухие.

Мокрые газгольдеры состоят из двух основных частей - вертикального цилиндрического резервуара заполненного, водой и открытого снизу колокола, помещенного внутри резервуара, поднимающегося при увеличении количества газа.

Принцип работы следующий. При закачке газа в газгольдер давление под колоколом возрастает и как только превысит нагрузку, создаваемую массой колокола, он начинает подниматься, освобождая объем для нового количеств газа.

Сухие газгольдеры состоят из вертикального резервуара внутри которого находится поршень с уплотнением. Под давлением газа, подаваемого под поршень, он поднимается до определенного предела, а при отборе - опускакается, поддерживая постоянное давление.

Недостатком газгольдеров низкого давления является то, что они обладают относительно низкой аккумулирующей способностью.

Газгольдеры высокого давления имеют неизменный геометрический объем, но давление в них по мере наполнения или опорожнения изменяется. Хотя геометрический объем газгольдеров этого класса много меньше объема газгольдеров низкого давления, количество хранимого в них газа может быть значительным, благодаря высокому давлению. Так, если в мокром газгольдере объемом 100 м3под давлением 4000 Па можно хранить 104 м3 газа, то в газгольдере с давлением 1,6 МПа того же геометрического объема - 1700 м3, т.е. почти в 17 раз больше.

Газгольдеры высокого давления бывают цилиндрические и сферические. Цилиндрические газгольдеры имеют геометрический объем от 50 до 270 м3. Поскольку у всех них внутренний диаметр равен 3,2 м, то различаются они лишь длиной цилиндрической части. Цилиндрические газгольдеры рассчитаны на давление от 0,25 до 2 МПа. Толщина их стенки может достигать 30 мм.

Сферические газгольдеры в нашей стране имеют геометрический объем от 300 до 4000 м3 и толщину стенки от 12 до 34 мм. Сферическая форма сосуда для хранения газа под высоким давлением является наиболее выгодной по металлозатратам и общей стоимости [1].

**Подземные газохранилища**

Подземным газохранилищем называется хранилище газа, созданное в горных породах.

Первое в мире подземное газохранилище было сооружено на базе истощенного газового месторождения в провинции Онтарио (Канада) в 1915 г. В нашей стране первое подземное газохранилище - Башкатовское на западе Оренбургской области - было введено в эксплуатацию в 1958 г.

Различают два типа подземные газохранилища: в искусственных выработках (переоборудованные угольные шахты, в отложениях солей) и в пористых пластах. Первый тип хранилищ получил ограниченное распространение.

Широкое использование хранилищ в истощенных нефтегазовых месторождениях объясняется минимальными дополнительными затратами на оборудование подземного газохранилища, поскольку саму ловушку с проницаемым пластом природа уже «изготовила».

Давление закачиваемого в подземное хранилище газа достигает 15 МПа. Для закачки, как правило, используются газомотокомпрессоры.

Очистка газа от пыли, окалины и частиц масла перед его закачкой в хранилище имеет очень большое значение, т.к. в противном случае засоряется призабойная зона и уменьшается приемистость скважин. При отборе газа из хранилища производят очистку и осущку газа.

Оптимальная глубина, на которой создаются подземные газохранилища, составляет от 500 до 800 м. Это связано с тем, что с увеличением глубины возрастают затраты на обустройство скважин. С другой стороны, глубина не должна быть слишком малой, т.к. в хранилище создаются достаточно высокие давления.

Подземное хранилище заполняют газом несколько лет, закачивая каждый сезон несколько больший объем газа, чем тот, который отбирается.

Общий объем газа в хранилище складывается из двух составляющих: активной и буферной. Буферный объем обеспечивает минимально необходимое заполнение хранилища, а активный - это тот объем газа, которым можно оперировать [5].

**Газораспределительные сети**

Газораспределительной сетью называют систему трубопроводов и оборудования, служащую для транспорта и распределения газа в населенных пунктах.

Газ в газораспределительную сеть поступает из магистрального газопровода через газораспределительную станцию. В зависимости от давления различают следующие типы газопроводов систем газоснабжения:

- высокого давления (0,3…1,2 МПа);

- среднего давления (0,005…0,3 МПа);

- низкого давления (менее 0,005 МПа).

В зависимости от числа ступеней понижения давления в газопроводах системы газоснабжения населенных пунктов бывают одно-, двух- и трехступенчатые:

1) одноступенчатая - это система газоснабжения, при которой распределение и подача газа потребителям осуществляется по газопроводам только одного давления (как правило, низкого); она применяется в небольших населенных пунктах;

2) двухступенчатая система обеспечивает распределение и подачу газа потребителям по газопроводам двух категорий: среднего и низкого или высокого и низкого давлений; она рекомендуется для населенных пунктов с большим числом потребителей, размещенных на значительной территории;

3) трехступенчатая - это система газоснабжения, где подача и распределение газа потребителям осуществляется по газопроводам и низкого, и среднего и высокого давлений; она рекомендуется для больших городов.

При применении двух- и трехступенчатых систем газоснабжения дополнительное редуцирование газа производится на газорегуляторных пунктах.

Газопроводы низкого давления в основном используют для газоснабжения жилых домов, общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий. Газопроводы среднего и высокого (до 0,6 МПа) давлений предназначены для подачи газа в газопроводы низкого давления через городские газорегуляторные пункты, а также для газоснабжения промышленных и крупных коммунальных предприятий. По газопроводам высокого (более 0,6 МПа) давления газ подается к промышленным потребителям, для которых это условие необходимо по технологическим требованиям.

По назначению в системе газоснабжения различают распределительные газопроводы, газопроводы-вводы и внутренние газопроводы. Распределительные газопроводы обеспечивают подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов. Газопроводы-вводы соединяют распределительные газопроводы с внутренними газопроводами зданий. Внутренним называют газопровод, идущий от газопровода-ввода до места подключения газового прибора, теплоагрегата и т.п.

По расположению в населенных пунктах различают наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (внутрицеховые, внутридомовые) газопроводы.

По местоположению относительно поверхности земли различают подземные и наземные газопроводы.

По материалу труб различают газопроводы металлические (стальные, медные) и неметаллические (полиэтиленовые, асбоцементные и др.) [1].

**Газорегуляторные пункты**

Газорегуляторные пункты устанавливаются в местах соединения газопроводов различного давления. Они предназначены для снижения давления и автоматического поддержания его на заданном уровне.

Схема газорегуляторных пунктов включает входной газопровод, задвижки, фильтр, предохранительный клапан, регулятор давления, выходной и обходной газопроводы, манометры. Газ, поступающий на газорегуляторные пункты, сначала очищается в фильтре от механических примесей. Затем проходит через предохранительный клапан, который служит для автоматического перекрытия трубопровода в случае повышения выходного давления сверх заданного, что свидетельствует о неисправности регулятора давления. Контроль за работой регулятора ведется также с помощью манометров.

Некоторые ГРП оборудуются приборами для измерения количества газа