* 1. **Способы транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа**

В настоящее время для транспортирования энергоносителей используют железнодорожный, водный, автомобильный и трубопроводный транспорт.

* + 1. **Железнодорожный транспорт**

Транспортирование энергоносителей по железной дороге производится в специальных цистернах или в крытых вагонах в таре.

Конструктивно цистерна состоит из следующих основных частей: рамы, ходовой части, ударнотяговых устройств, тормозного оборудования, котла, внутренней и наружной лестниц, устройств крепления котла к раме, горловины и сливного прибора, предохранительной арматуры.

Различают следующие виды цистерн. **Цистерны специального назначения** в основном предназначены для перевозки высоковязких и высокопарафинистых нефти и нефтепродуктов. **Цистерны с паровой рубашкой** отличаются от обычных тем, что нижняя часть у них снабжена системой парового подогрева с площадью поверхности нагрева около 40 м2. **Цистерны-термосы** предназначены для перевозки подогретых высоковязких нефтепродуктов; они покрыты тепловой изоляцией, а внутри котла у них установлен стационарный трубчатый подогреватель с поверхностью нагрева 34 м2. **Цистерны для сжиженных газов** рассчитаны на повышенное давление (для пропана — 2 МПа, для бутана — 8 МПа).

Объем котла современных цистерн составляет от 54 до 162 куб. м, диаметр — до 3,2 м.

В качестве тары при перевозке нефтегрузов в крытых вагонах используются бочки (обычно 200-литровые) и бидоны. В бочках транспортируются светлые нефтепродукты и масла, а в бидонах — смазки.

**Достоинствами железнодорожного транспорта являются**:

1) возможность круглогодичного осуществления перевозок;

2) в одном составе (маршруте) могут одновременно перевозиться различные грузы;

3) нефть и нефтепродукты могут быть доставлены в любой пункт страны, имеющий железнодорожное сообщение;

4) скорость доставки грузов по железной дороге примерно в 2 раза выше, чем речным транспортом.

**Недостатки железнодорожного транспорта**:

1) высокая стоимость прокладки железных дорог;

2) увеличение загрузки существующих железных дорог и как следствие — возможные перебои в перевозке других массовых грузов;

3) холостой пробег цистерн от потребителей нефтегрузов к их производителям.

* + 1. **Водный транспорт**

Широкое применение водного транспорта в нашей стране предопределено тем, что по протяженности водных путей Россия занимает первое место в мире. Длина береговой морской линии России, включая острова, составляет около 100 тыс. км. В нашей стране свыше 600 крупных и средних озер, а суммарная протяженность рек составляет около 3 млн км. Каналы имени Москвы, Волго-Донской, Беломорско-Балтийский и Волго-Балтийский связывают водные пути Европейской части России и порты Балтийского, Белого, Каспийского, Азовского и Черного морей.

*Для перевозки нефтегрузов используются сухогрузные и наливные суда*. ***Сухогрузными судами*** груз перевозится непосредственно на палубе (в основном, в бочках). ***Нефтеналивные суда*** перевозят нефть и нефтепродукты в трюмах, а также в танках (баках), размещенных на палубе.

Различают следующие типы нефтеналивных судов:

1) танкеры морские и речные;

2) баржи морские (лихтеры) и речные.

**Танкер** — это самоходное судно, корпус которого системой продольных и поперечных переборок разделен на отсеки. Различают носовой (форпик), кормовой (ахтерпик) и грузовые отсеки (танки). Для предотвращения попадания паров нефти и нефтепродуктов в хозяй­ственные и машинное отделения грузовые танки отделены от носового и кормового отсеков специальными глухими отсеками (коффердамами). Для сбора продуктов испарения нефтегрузов и регулирования давления в танках на палубе танкера устроена специальная газоотводная система с дыхательными клапанами.

Все грузовые танки соединены между собой трубопроводами, проходящими от насосного отделения по днищу танка. Кроме того, они оборудуются подогревателями, установками для вентиляции и пропаривания танков, средствами пожаротушения и др.

**Речные танкеры** в отличие от морских имеют относительно небольшую грузоподъемность.

**Баржи** отличаются от танкеров тем, что не имеют собственных насосов.

**Морские баржи (лихтеры)** обычно служат для перевозок нефти и нефтепродуктов, когда танкеры не могут подойти непосредственно к причалам для погрузки-выгрузки. Их грузоподъемность составляет 10000 т и более.

**Речные баржи** служат для перевозки нефтепродуктов по внутренним водным путям. Поэтому их корпус менее прочен, чем у морских барж. Они бывают самоходными и несамоходными. Последние перемещаются буксирами.

Характеристика типов танкеров, применяемых в настоящее время для перевозки сжиженных углеводородных газов, приведена в табл. 1.1.

Транспортирование сжиженных углеводородных газов танкерами является одним из наиболее дешевых видов водного транспорта.

**Достоинствами водного транспорта являются:**

1) относительная дешевизна перевозок;

2) неограниченная пропускная способность водных путей (особенно морских);

3) возможность завоза нефтепродуктов в отдаленные районы страны, не связанные железной дорогой с НПЗ.

**Недостатки водного транспорта**:

1) сезонность перевозок по речным и частично морским путям, что вызывает необходимость создавать большие запасы нефтегрузов;

2) медленное продвижение грузов (особенно вверх по течению рек);

3) невозможность полностью использовать тоннаж судов при необходимости переброски специальных нефтепродуктов в небольших количествах;

4) порожние рейсы судов в обратном направлении.

* + 1. **Автомобильный транспорт**

Автотранспортом можно перевозить все типы углеводородных жидкостей. В нашей стране его применяют для транспортирования нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов. Автомобильный транспорт используется для завоза нефтегрузов потребителям, удаленным на небольшое расстояние от источников снабжения (наливных пунктов, складов и баз). Например, автотранспортом отгружаются нефтепродукты с нефтебаз в автохозяйства, на автозаправочные станции и сельские склады горючего.

Автоперевозки нефтегрузов осуществляются в таре (нефтепродукты — в бочках, канистрах, бидонах; сжиженные углеводородные газы — в баллонах), а также в автомобильных цистернах. Автомобильные цистерны классифицируют:

* по типу базового шасси: автомобили-цистерны, полуприцепы-цистерны, прицепы-цистерны;
* по виду транспортируемого продукта: для топлив, для масел, для мазутов, для битумов, для сжиженных газов;
* по вместимости: малой (до 2 т); средней (2...5 т); большой (5...15 т); особо большой (более 15т).

**Достоинства автомобильного транспорта нефтегрузов**:

1) большая маневренность;

2) быстрота доставки;

3) возможность завоза грузов в пункты, значительно удаленные от водных путей или железной дороги;

4) всесезонность.

**Недостатки:**

1) ограниченная вместимость цистерн;

2) относительно высокая стоимость перевозок;

3) наличие порожних обратных пробегов автоцистерн;

4) значительный расход топлива на собственные нужды.

* + 1. **Трубопроводный транспорт**

В зависимости от вида транспортируемого продукта различают следующие типы узкоспециализированных трубопроводных систем:

* нефтепроводы,
* нефтепродуктопроводы,
* газопроводы,
* трубопроводы для транспортирования нетрадиционных грузов.

Независимо оттого, что транспортируется по трубам, все узкоспециализированные системы состоят из одних и тех же элементов:

* подводящих трубопроводов;
* головной и промежуточных перекачивающих станций;
* линейных сооружений;
* конечного пункта.

**Основные достоинства трубопроводного транспорта:**

1) возможность прокладки трубопровода в любом направлении и на любое расстояние — это кратчайший путь между начальным и конечным пунктами;

2) бесперебойность работы и соответственно гарантированное снабжение потребителей, независимо от погоды, времени года и суток;

3) наибольшая степень автоматизации;

4) высокая надежность и простота в эксплуатации;

5) разгрузка традиционных видов транспорта.

**Недостатки трубопроводного транспорта:**

1) большие первоначальные затраты на сооружение магистрального трубопровода, что делает целесообразным применение трубопроводов только при больших, стабильных грузопотоках;

2) определенные ограничения на количество сортов (типов, марок) энергоносителей, транспортируемых по одному трубопроводу;

3) «жесткость» трассы трубопровода, вследствие чего для организации снабжения энергоносителями новых потребителей нужны дополнительные капиталовложения.

* 1. **Трубопроводный транспорт нефти**
		1. **Общие положения**

Современное состояние системы нефтепроводного транспорта России сложилось, с одной стороны, в ходе ее постепенного развития на протяжении последних 50 лет, а с другой, в результате разделения единой системы нефтеснабжения на национальные подсистемы при распаде СССР.

Первоначальный, достаточно длительный период, когда нефтепереработка была сосредоточена в районах добычи нефти, закончился в начале 60-х годов. Его итогами были, как правило, локальные сети нефтеснабжения Волго-Уральского региона, сформированные нефтепроводами диаметром до 500 мм и небольшой протяженности, а также первый экспортный нефтепровод «Дружба-1».

С момента открытия и начала разработки нефтяных месторождений Западной Сибири основной концепцией стало размещение нефтепереработки в местах массового потребления нефтепродуктов, отдаленных от мест добычи на тысячи километров. Такая стратегия потребовала сооружения сверхдальних нефтепроводов диаметром 1020... 1220 мм, которые в основном определяют нынешний облик нефтепроводного транспорта России и стран СНГ. После распада СССР в остальных странах оказались локальные нефтепроводы, либо транзиты, обслуживающие Россию.

Современная сеть нефтепроводов России, по которым нефть различных месторождений поступает на отечественные НПЗ и на экспорт, составлена из трубопроводов следующих основных направлений (рис. 1.1):

* северо-западного (Альметьевск - Н.Новгород – Рязань - Москва; Н.Новгород – Ярославль - Кириши);
* «Дружба» (Самара – Унеча – Мозырь - Брест; Мозырь – Броды - Ужгород; Унеча – Полоцк - Венспилс);
* западного (Усть-Балык – Курган – Уфа - Альметьевск; Нижневартовск – Курган - Самара; Сургут - Н.Новгород - Полоцк);
* восточного (Александровское - Анжеро-Судженск - Красноярск-Иркутск);
* южного (Усть-Балык – Омск - Павлодар);
* юго-западного (Самара – Лисичанск – Кременчуг - Херсон; Самара – Тихорецк - Новороссийск; Тихорецк - Туапсе).

Управление российскими нефтепроводами осуществляет акционерная компания «Транснефть».

В состав Компании входит 11 нефтепроводных предприятий, в том числе: Балтнефтепровод (г. С.-Петербург), Верхневолжскнефтепровод (г. Нижний Новгород), МН «Дружба» (г. Брянск), Центрсибнефтепровод (г. Томск), Приволжскнефтепровод (г. Самара), Северные МН (г. Ухта), Северо-Западные МН (г. Бугульма), Сибнефтепровод (г. Тюмень), Транссибнефтепровод (г. Омск), Уралсибнефтепровод (г. Уфа), Черномортранснефть (г. Новороссийск), а также Институт по проектированию магистральных трубопроводов «Гипротрубопровод», Институт «ВНИИСТ», Центр технической диагностики «Диаскан», а также предприятия: ОАО «Связьтранснефть», ОАО «Волжский подводник», ОАО ЦУП «Стройнефть», ЗАО «Центр МО», ЗАО «Страховая компания «Транснефть», ООО «Торговый дом «Транснефть», ООО «Транспресс», Негосударственный пенсионный фонд «Транснефть», «Транснефть ЮК Лимитед», ООО «Транснефтьлизинг»

Нефтепроводные предприятия большинства государств, ставших независимыми после распада СССР, фактически продолжают координировать свою деятельность с компанией

В настоящее время «Транснефть» эксплуатирует порядка 48,7 тыс. км магистральных нефтепроводов диаметром от 400 до 1220 мм, 339 нефтеперекачивающих станций, 856 резервуаров общей емкостью 13,5 млн куб. м. Магистральные трубопроводы диаметром 800... 1220 мм составляют более половины протяженности трубопроводов системы и обеспечивают транспорт 93% добываемой в России нефти. Средний диаметр нефтепроводов АК «Транснефть» составляет свыше 800 мм; средняя дальность перекачки равна 2300 км; 20% действующих нефтепроводов базируется на месторождениях нефти в Западной Сибири.

Действующие нефтепроводы имеют достаточно солидный «возраст»: до 20 лет эксплуатируются 45,7% из них, от 20 до 30 лет — 29%, свыше 30 лет — 25,3%. В связи с этим актуальными являются вопросы их обслуживания и ремонта. Практически весь комплекс профилактических и ремонтно-восстановительных работ на всех объектах магистральных нефтепроводов компания выполняет собственными силами и средствами. В состав нефтепроводных предприятий входят 190 аварийно-восстановительных пунктов, 71 ремонтно-восстановительная колонна для выполнения капитального ремонта линейной части, 9 центральных (региональных) баз производственного обслуживания и ремонта и 38 баз производственного обслуживания. С мая 1991 г. функционирует Центр технической диагностики магистральных нефтепроводов

В табл. 1.2 приведены сведения о крупнейших нефтепроводах в системе АК «Транснефть». Для сравнения в табл. 1.3 дана информация о крупнейших нефтепроводах в различных странах мира. Как видно из сравнения данных таблиц, крупнейшие нефтепроводы мира сосредоточены, в основном, в нашей стране. А сама система нефтепроводов АК «Транснефть» является уникальной и не имеет аналогов в мире.

* + 1. **Свойства нефти, влияющие на технологию ее транспорта**

На технологию транспорта и хранения нефти в той или иной мере влияют ее физические свойства (плотность, вязкость), испаряемость, пожаровзрывоопасность, электризация, токсичность.

**Плотность нефти** при 20 °С колеблется в пределах от 760 до 940 кг/м3 С увеличением температуры она уменьшается по линейному закону. От правильного определения плотности нефти в резервуарах зависит точность её учета, а в конечном счете — прибыль предприятия.

**Вязкость** — один из важнейших параметров нефти. От нее зависит выбор технологии перекачки, энергозатраты на транспортировку нефти и др. Вязкость нефти России при 20 °С в 1,3...310,3 раз превышает вязкость воды. Величина вязкости предопределяет способ транспортировки нефти по трубопроводам. Маловязкие нефти перекачивают при температуре окружающей среды без предварительной обработки, а высоковязкие нефти перекачивают одним из следующих способов: в смеси с маловязкими разбавителями, после предварительной механической или термической обработки, с предварительным подогревом и др.

Температура застывания имеет существенное значение для транспортирования нефти, так как по мере приближения к ней фактической температуры жидкости затрудняется или становится невозможным ее перемещение. Переход нефти из одного агрегатного состояния в другое совершается не при одной постоянной температуре, а в некотором интервале их значений. Поэтому температура застывания является условной величиной. Она зависит главным образом от химического состава нефти и от содержания в ней парафина и смол.

Температурой застывания нефти принято считать температуру, при которой нефть, налитая в пробирку стандартных размеров, остается неподвижной в течение одной минуты при наклоне пробирки под углом 45°. Температура застывания маловязкой нефти составляет до —25 °С и поэтому ее можно транспортировать при температуре окружающей среды. С увеличением содержания парафина температура застывания увеличивается. Для нефти полуострова Мангышлак она доходит до + 30 °С. Ее можно перекачивать только специальными методами.

**Испаряемость** — свойство нефти и нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре меньшей, чем температура кипения. Испарение углеводородных жидкостей происходит при любых температурах до тех пор, пока газовое пространство над ними не будет полностью насыщено углеводородами. Скорость испарения нефти и нефтепродуктов зависит, в основном, от содержания в них легких фракций (пропан, бутаны) и от температуры.

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

**Пожароопасность** нефти и нефтепродуктов определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

Под **температурой вспышки паров** понимают температуру, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени. Углеводородные жидкости с температурой вспышки 61 °С и ниже относятся к легковоспламеняющимся, выше 61 °С — к горючим. Под **температурой воспламенения** понимают температуру, при которой жидкость при поднесении открытого пламени горит. Обычно температура воспламенения на 10—50 °С выше температуры вспышки. Под **температурой самовоспламенения** понимают температуру нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня. В зависимости от температуры воспламенения установлено пять групп пожароопасных смесей:

**Т1** > 450 °С; **Т2** = 300—450 °С; **Т3** = 200—300 °С; **Т4** = 135—200 °С; **Т5**= 100—135 °С.

**Взрывоопасность** нефти и нефтепродуктов характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости. **Нижний предел взрываемости** — это концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении в эту смесь горящего предмета. **Верхний предел взрываемости** соответствует такой концентрации паров нефти и нефтепродуктов в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит. Значения концентрации паров между нижним и верхним пределами взрываемости называют **интервалом взрываемости.** Для нефти и нефтепродуктов интервал взрываемости составляет от 2 до 10%.

**Электризация** углеводородных жидкостей обусловлена их высоким электрическим сопротивлением, т.е. диэлектрическими свойствами. При трении их частиц между собой, о стенки трубопроводов и емкостей, а также о воздух возникают заряды статического электричества величиной до нескольких десятков киловольт. Для воспламенения же достаточно разряда с энергией 4—8 кВт. От разрядов статического электричества применяют, в основном, два метода защиты: заземление токопроводящих элементов оборудования и ограничение скоростей перекачки (не более 10 м/с).

**Токсичность** нефти и нефтепродуктов заключается в том, что их пары оказывают отравляющее действие на организм человека. При этом наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения со стороны нервной системы, изменение кровяного давления и замедление пульса.

* + 1. **Классификация нефтепроводов**

**Нефтепроводом называется трубопровод, предназначенный для перекачки нефти.** По назначению нефтепроводы делятся на три группы:

* внутренние,
* местные
* магистральные.

Внутренние нефтепроводы находятся внутри чего-либо: промыслов (внутрипромысловые), нефтебаз (внутрибазовые), нефтеперерабатывающих заводов (внутризаводские). Протяженность их невелика.

Местные нефтепроводы соединяют различные элементы транспортной цепочки: нефтепромысел и головную станцию магистрального нефтепровода, нефтепромысел и пункт налива железнодорожных цистерн, либо судов. Протяженность местных нефтепроводов больше, чем внутренних, и достигает нескольких десятков и даже сотен километров.

К магистральным нефтепроводам (МНП) относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км и диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенные для транспортировки товарной нефти из районов добычи до мест потребления или перевалки на другой вид транспорта.

* + 1. **Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода**

Магистральный нефтепровод, в общем случае, состоит из следую­щих комплексов сооружений (рис. 1.2):

* подводящие трубопроводы;
* головная и промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС);
* конечный пункт;
* линейные сооружения.

**Подводящие трубопроводы** связывают источники нефти с головными сооружениями МНП.

**Головная НПС** предназначена для приема нефти с промыслов, смешения или разделения ее по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод. Головная НПС располагается вблизи нефтепромыслов.

**Промежуточные НПС** служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти. Промежуточные НПС размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50...200 км).

**Конечным пунктом** магистрального нефтепровода обычно является нефтеперерабатывающий завод или крупная перевалочная нефтебаза.

На магистральных нефтепроводах большой протяженности организуются эксплуатационные участки длиной от 400 до 600 км. Граница между эксплуатационными участками обязательно проходит через промежуточные НПС. Промежуточная НПС, находящаяся в начале эксплуатационного участка, является для него головной НПС, а промежуточная НПС, находящаяся в конце эксплуатационного участка — конечным пунктом для него. Состав сооружений промежуточных НПС, расположенных на концах эксплуатационного участка, отличается от обычных наличием резервуарных парков. Таким образом, магистральный нефтепровод большой протяженности состоит как бы из нескольких последовательно соединенных нефтепроводов протяженностью не более 600 км каждый.

**К линейным сооружениям** магистрального нефтепровода относятся:

1) собственно трубопровод (или линейная часть);

2) линейные задвижки;

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

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

5) линии связи;

6) линии электропередачи;

7) дома обходчиков;

8) вертолетные площадки; 9) грунтовые дороги, прокладываемые вдоль трассы трубопровода.

*Трубы магистральных нефтепроводов* (а также нефтепродуктопро-водов и газопроводов) изготавливают из стали, так как это экономичный, прочный, хорошо сваривающийся и надежный материал.

По способу изготовления трубы для магистральных нефтепроводов подразделяются на бесшовные, сварные с продольным швом и сварные со спиральным швом. Бесшовные трубы применяют для трубопроводов диаметром до 529 мм, а сварные — при диаметрах 219 мм и выше.

Наружный диаметр и толщина стенки труб стандартизированы. В связи с большим разнообразием климатических условий при строительстве и эксплуатации трубопроводов трубы подразделяют на две группы: в обычном и в северном исполнении. Трубы в обычном исполнении применяют для трубопроводов, прокладываемых в средней полосе и в южных районах страны (температура эксплуатации 0 °С и выше, температура строительства -40 °С и выше). Трубы в северном исполнении применяются при строительстве трубопроводов в северных районах страны (температура эксплуатации —20... —40 °С, температура строительства — 60 °С). В соответствии с принятым исполнением труб выбирается марка стали.

Трубы для магистральных нефтепроводов изготавливают из углеродистых и низколегированных сталей.

Основными поставщиками труб большого диаметра (529... 1220 мм) для магистральных трубопроводов являются Челябинский трубопрокатный, Харцызский трубный, Новомосковский металлургический и Волжский трубный заводы.

*Трубопроводная арматура* предназначена для управления потоками нефти, транспортируемыми по трубопроводам. По принципу действия арматура делится на три класса: *запорная, регулирующая и предохранительная.*

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

**Задвижками** называются запорные устройства, в которых проходное сечение перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном направлению движения нефти. Конструктивно задвижка представляет собой цельный литой или сварной корпус, снабженный двумя патрубками для присоединения к трубопроводу (с помощью фланцев или сварки) и шпиндель, соединенный с запорным элементом и управляемый с помощью маховика или специального привода. Место выхода шпинделя из корпуса герметизируется с помощью сальникового уплотнения. По конструкции уплотнительного затвора задвижки делятся на **клиновые** и **параллельные**. На магистральных нефтепроводах задвижки оснащают электроприводом.

**Регуляторы давления** — это устройства, служащие для автоматического поддержания давления на требуемом уровне. В соответствии с тем, где поддерживается давление — до или после регулятора, — различают регуляторы типа **«до себя»** и **«после себя».**

**Предохранительными клапанами** называются устройства, предотвращающие повышение давления в трубопроводе сверх установленной величины. На нефтепроводах применяют мало- и полноподъемные предохранительные клапаны закрытого типа, работающие по принципу сброса части жидкости из места возникновения повышенного давления в специальный сборный коллектор.

**Обратным клапаном** называется устройство для предотвращения обратного движения среды в трубопроводе. При перекачке нефти применяют клапаны обратные поворотные — с затвором, вращающимся относительно горизонтальной оси. Арматура магистральных нефтепроводов рассчитана на рабочее давление 6,4 МПа.

**Средства защиты трубопроводов от коррозии.** Трубопровод, уложенный в грунт, подвергается почвенной коррозии, а проходящий над землей — атмосферной. Оба вида коррозии протекают по электрохимическому механизму, т. е. с образованием на поверхности трубы анодных и катодных зон. Между ними протекает электрический ток, в результате чего в анодных зонах металл труб разрушается.

Для защиты трубопроводов от коррозии применяются **пассивные** и **активные средства и методы**. *В качестве пассивного средства используются изоляционные покрытия, к активным методам относится электрохимическая защита.*

После ввода трубопровода в эксплуатацию производится регулировка параметров работы системы их защиты от коррозии. При необходимости с учетом фактического положения дел могут вводиться в эксплуатацию дополнительные станции катодной и дренажной защиты, а также протекторные установки.

**Насосно-силовое оборудование**. *Насосами называются гидравлические машины, которые служат для перекачки жидкостей.* При трубопроводном транспорте нефти используются в основном центробежные насосы. Конструктивно (рис. 1.3) они представляют собой улитообразный корпус (элементами которого являются спиральная камера (3), всасывающий (2) и нагнетательный (4) патрубки), внутри которого вращается закрепленное на валу рабочее колесо (8). Последнее состоит из двух дисков, между которыми находятся лопатки, загнутые в сторону, обратную направлению вращения.

Принцип работы центробежных насосов следующий. Из всасывающего трубопровода через всасывающий патрубок жидкость поступает на быстровращающиеся лопатки рабочего колеса (8), где под действием центробежных сил отбрасывается к периферии насоса. Таким образом, механическая энергия вращения вала двигателя преобразуется в кинетическую энергию жидкости. Двигаясь по спиральной камере (3), жидкость попадает в расширяющийся нагнетательный патрубок (4), где по мере уменьшения скорости увеличивается давление жидкости. Далее через напорную задвижку (5) жидкость поступает в напорный трубопровод (6). Для контроля за работой насоса измеряют давление в его всасывающем и нагнетательном патрубках с помощью мановакууметра (7) и манометра (9).

Для успешного ведения перекачки на входе в центробежные насосы должен поддерживаться определенный подпор. Его величина не должна быть меньше некоторого значения, называемого *допустимым кавитационным запасом.*

По величине развиваемого напора центробежные насосы магистральных нефтепроводов делятся на **основные** и **подпорные**.

В качестве **основных** используются нефтяные центробежные насосы серии НМ. Марка насосов расшифровывается следующим образом: Н — насос, М — магистральный, первое число после букв — подача насоса (м3/ч) при максимальном кпд, второе число — напор насоса (м) при максимальном кпд. Насосы НМ на небольшую подачу (до 710 м3/ч) — секционные, имеют три последовательно установленных рабочих колеса с односторонним входом жидкости. Остальные насосы являются одноступенчатыми и имеют рабочее колесо с двусторонним входом, обеспечивающим разгрузку ротора от осевых усилий.

Основное назначение **подпорных насосов** — создание на входе в основные насосы подпора, обеспечивающего их устойчивую работу. При подачах 2500 м3/ч и более применяются подпорные насосы серии НМП. При меньших подачах используются насосы серии НД (насос с колесом двустороннего всасывания). Цифра в марке — это диаметр всасывающего патрубка, выраженный в дюймах. Применяются также насосы марки НПВ (Н — насос; П — подпорный; В — вертикальный) . Это одноступенчатые насосы, располагаемые ниже поверхности земли в металлическом или бетонном колодце («стакане»).

В качестве привода насосов используются электродвигатели синхронного и асинхронного типа. В зависимости от исполнения электродвигатели могут быть установлены в общем зале с насосами или в помещении, отделенном от насосного зала газонепроницаемой стеной. Взрывозащищенное исполнение электродвигателей, применяемых в общих залах нефтенасосных, достигается продувкой корпуса электродвигателя воздухом под избыточным давлением.

Основные и подпорные насосы устанавливаются соответственно в основной и в подпорной насосных.

При обычном исполнении электродвигателей их устанавливают в отдельном зале, герметично изолированном от насосного зала специальной стеной. В этом случае место прохождения через разделительную стену вала, соединяющего насос и электродвигатель, имеет конструкцию, препятствующую проникновению через него паров нефти.

**Резервуары и резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов** служат:

* для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти на границах участков транспортной цепи;
* для учета нефти;
* для достижения требуемого качества нефти (отстаивание от воды и мехпримесей, смешение и др.).

В соответствии с этим резервуарные парки размещаются:

* на головной НПС;
* на границах эксплуатационных участков;
* в местах подкачки нефти с близлежащих месторождений или сброса нефти попутным потребителям.

Резервуарным парком в конце магистрального нефтепровода является либо сырьевой парк НПЗ, либо резервуары крупной перевалочной нефтебазы или пункта налива.

* + 1. **Системы перекачки нефти**

В зависимости от того как организовано прохождение нефти через нефтеперекачивающие станции, различают следующие системы перекачки (рис. 1.4):

* постанционная;
* через резервуар станции;
* с подключенными резервуарами;
* из насоса в насос.

При **постанционной системе перекачки** нефть принимается поочередно в один из резервуаров станции, а ее подача на следующую станцию осуществляется из другого резервуара. Это позволяет организовать учет перекачиваемой нефти на каждом перегоне между станциями и благодаря этому своевременно выявлять и устранять возникающие утечки. Однако при этой системе перекачки значительны потери от испарения.

**Система перекачки «через резервуар станции»** исключает учет нефти по перегонам. Зато потери нефти от испарения меньше, чем при постанционной системе перекачки. Но все равно из-за усиленного перемешивания нефти в резервуаре ее потери от испарения очень велики.

Более совершенна **система перекачки «с подключенными резервуарами»**. Резервуары здесь, как и в предыдущих системах, обеспечивают возможность перекачки на смежных перегонах с разными расходами. Но в данном случае основная масса нефти проходит, минуя резервуары, и поэтому потери от испарения меньше.

Наиболее предпочтительна с точки зрения сокращения потерь нефти **система перекачки «из насоса в насос»**. В этом случае резервуары промежуточных станций задвижками отключаются от магистрали и используются только для приема нефти во время аварии или ремонта. Однако при этой системе перекачки все станции должны вести перекачку с одинаковыми расходами. Это не страшно при нормальной работе всех станций. Однако выход из строя одной из станций (например, из-за нарушения электроснабжения) на трубопроводах большой протяженности вынуждает останавливать и часть других, что отрицательно сказывается на работе трубопровода и насосно-силового оборудования. Именно поэтому нефтепроводы большой протяженности, работающие по системе «из насоса в насос», делят на эксплуатационные участки, разделенные резервуарными парками.

*В настоящее время система перекачки «через резервуар станции» не применяется*. Постанционная система перекачки используется на коротких нефтепроводах, имеющих только одну головную нефтеперекачивающую станцию. На протяженных нефтепроводах одновременно применяются сразу несколько систем перекачки.

На рис. 1.5 показана схема прохождения нефти по эксплуатационному участку современного нефтепровода.

Из нее видно, что система перекачки «из насоса в насос» применяется только на промежуточных нефтеперекачивающих станциях, расположенных внутри эксплуатационного участка (ПНС 1 и ПНС 2). На головной нефтеперекачивающей станции (ГНС) применяется постанционная система перекачки, а на станции, расположенной в конце эксплуатационного участка, — система перекачки «с подключенными резервуарами».

* + 1. **Перекачка высоковязкой и высокозастывающей нефти**

В настоящее время добываются значительные объемы нефти, обладающей высокой вязкостью при обычных температурах или содержащей большое количество парафина и вследствие этого застывающей при высоких температурах. Перекачка такой нефти по трубопроводам обычным способом затруднена. Поэтому для ее транспортировки применяют специальные методы:

* перекачку с разбавителями;
* гидротранспорт высоковязкой нефти;
* перекачку термообработанной нефти;
* перекачку нефти с присадками;
* перекачку предварительно подогретой нефти.

**Перекачка высоковязкой и высокозастывающей нефти с разбавителями** является одним из эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей. В качестве углеводородных разбавителей используют *газовый конденсат и маловязкие нефти.*

Использование разбавителей позволяет довольно существенно снизить вязкость и температуру застывания нефти. Это связано с тем, что, во-первых, понижается концентрация парафина в смеси, так как часть его растворяется легкими фракциями разбавителя. Во-вторых, при наличии в разбавителе асфальто-смолистых веществ последние, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, препятствуют образованию прочной структурной решетки.

В общем случае выбор типа разбавителя производится с учетом эффективности его воздействия на свойства высоковязкой и высокозастывающей нефти, затрат на получение разбавителя, его доставку на головные сооружения нефтепровода и на смешение.

**Гидротранспорт высоковязкой и высокозастывающей нефти** может осуществляться несколькими способами:

* перекачка нефти внутри водяного кольца. Однако широкого распространения данный способ транспорта не получил из-за сложности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности труб. Кроме того, в результате отложения парафина нарезка засоряется и водяное кольцо у стенки не формируется, что резко ухудшает параметры перекачки;
* перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде». Сущность этого способа состоит в том, что высоковязкая нефть и вода смешиваются перед перекачкой в такой пропорции, чтобы образовалась эмульсия типа «нефть вводе». В этом случае капли нефти окружены водяной пленкой и поэтому контакта нефти со стенкой трубы не происходит. Для стабилизации эмульсий и придания стенкам трубопровода гидрофильных свойств, т. е. способности удерживать на своей поверхности воду, в них добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Устойчивость эмульсии типа «нефть в воде» зависит от типа и концентрации ПАВ, температуры, режима течения потока, соотношения воды и нефти в смеси. Недостатком данного способа гидротранспорта является опасность инверсии фаз, т. е. превращения эмульсии «нефть в воде» в эмульсию «вода в нефти» при изменении скорости или температуры перекачки. Такая эмульсия имеет вязкость даже большую, чем вязкость исходной нефти. Кроме того, при прохождении эмульсии через насосы она очень интенсивно перемешивается и впоследствии ее сложно разделить на нефть и воду;
* послойная перекачка нефти и воды. В этом случае вода, как более тяжелая жидкость, занимает положение у нижней образующей трубы, а нефть — у верхней. Поверхность раздела фаз в зависимости от скорости перекачки может быть как плоской, так и криволинейной. Уменьшение гидравлического сопротивления трубопровода в этом случае происходит в связи с тем, что часть нефти контактирует не с неподвижной стенкой, а с движущейся водой. Данный способ перекачки также не может быть применен на трубопроводах с промежуточными насосными станциями, так как это привело бы к образованию стойких водонефтяных эмульсий.

**Перекачка термообработанной нефти**, как и перекачка с разбавителями, осуществляется при температуре окружающей среды. Такой способ транспортировки возможен потому, что перед закачкой в трубопровод нефть подвергается термообработке — тепловой обработке, предусматривающей ее нагрев до температуры, превышающей температуру плавления парафинов, и последующее охлаждение с заданной скоростью, для улучшения реологических параметров. Эффективность термообработки зависит от температуры подогрева, скорости охлаждения и состояния нефти (статика или динамика) в процессе охлаждения. Оптимальная температура подогрева при термообработке находится экспериментально, наилучшие условия охлаждения — в статике.

**Перекачка с присадками** предусматривает введение в поток высокомолекулярных веществ, улучшающих реологические свойства высоковязкой нефти. Присадки вводятся в нефть при температуре 60—70 °С, когда основная масса парафинов находится в растворенном состоянии. При последующем охлаждении молекулы присадок адсорбируются на поверхности выпадающих из нефти кристаллов парафина, мешая их росту. В результате образуется текучая суспензия кристаллов парафина в нефти.

Наиболее распространенным способом трубопроводного транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти в настоящее время является их **перекачка с подогревом («горячая перекачка»)**. В этом случае резервуары оборудованы системой подогрева нефти до температуры, при которой возможна ее откачка подпорными насосами. Они прокачивают нефть через дополнительные подогреватели и подают на прием основных насосов. Ими нефть закачивается в магистральный трубопровод. По мере движения в магистральном трубопроводе нефть за счет теплообмена с окружающей средой остывает. Поэтому по трассе трубопровода через каждые 25—100 км устанавливают пункты подогрева. Промежуточные насосные станции размещают в соответствии с гидравлическим расчетом, но обязательно совмещают с пунктами подогрева, чтобы облегчить их эксплуатацию. В конце концов нефть закачивается в резервуары конечного пункта, также оборудованный системой подогрева.

В настоящее время в мире эксплуатируются более 50 «горячих» магистральных трубопроводов. Крупнейшим из них является нефтепровод «Узень — Гурьев — Самара».

* 1. **Трубопроводный транспорт нефтепродуктов**
		1. **Развитие нефтепродуктопроводного транспорта в России**

Эксплуатацию сети нефтепродуктопроводов России (рис. 1.6) осуществляет акционерная компания «Транснефтепродукт». В состав компании входит 8 производственных предприятий, производящих перекачку нефтепродуктов: Мостранснефтепродукт (г. Москва), Петербургтранснефтепродукт (г. С.-Петербург), Рязаньтранснефтепродукт (г. Рязань), Северо-Кавказский Транснефтепродукт (г. Армавир), Сибтранснефтепродукт (г. Омск), Средне-Волжский Транснефтепродукт (г. Казань), Уралтранснефтепродукт (г. Уфа), Юго-Запад Транснефтепродукт (г. Самара), а также ряд специализированных предприятий, в том числе: институт «Нефтепродуктпроект» (г. Волгоград), предприятие «Подводспецтранснефтепродукт» и предприятие производственной связи «Телекомнефтепродукт», ООО «Спецтранснефтепродукт», ОАО «Торговый Дом Транснефтепродукт», ООО «Балттранснефтепродукт». В настоящее время протяженность системы нефтепродуктопроводов АК «Транснефтепродукт» составляет 20,02 тыс. км, в том числе - магистральных нефтепродуктопроводов — 14,96 тыс. км, отводов — 5,06 тыс. км. К системе нефтепродуктопроводов подключены Омский, четыре Башкирских, три Самарских, Нижнекамский, Нижегородский, Рязанский, Московский, Киришский, Мозырьский и Полоцкий НПЗ, 10 пунктов налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, 55 пунктов налива на автомобильный транспорт, 267 нефтебаз, расположенных как на территории России, так и в странах ближнего зарубежья (Украина, Беларусь, Латвия, Казахстан), 95 штук перекачивающих насосных станций. Объем транспорта нефтепродуктов в 2003 г. составил 26,9 млн т (увеличение на 5,1% по сравнению с 2002 г. — 25,6 млн т), в том числе на экспорт 17,6 млн т (увеличение на 9,3% по сравнению с 2002 г. — 16,1 млн т).

Более 100 перекачивающих и наливных станций, оборудованных системами автоматики и телемеханики, резервуарными парками общей вместимостью 4,8 млн куб. м, обеспечивают надежное перемещение нефтепродуктов по всей системе МНПП и доставку их практически во все регионы России, а также в страны ближнего и дальнего зарубежья.

* + 1. **Свойства нефтепродуктов, влияющие на технологию их транспорта**

По нефтепродуктопроводам перекачивают следующие светлые нефтепродукты: автомобильные бензины, дизельные топлива, керосин, топливо для реактивных двигателей, топливо печное бытовое.

**Плотность** светлых нефтепродуктов при 20 °С находится в пределах от 725 до 860 кг/м3. С увеличением температуры она уменьшается.

**Вязкость** светлых нефтепродуктов при 20 °С в 8 раз может превосходить вязкость воды. Она уменьшается при увеличении температуры.

**Испаряемость** нефтепродуктов находится в прямо пропорциональной зависимости от давления насыщенных паров, под которым понимают давление, создаваемое парами нефтепродукта в газовой фазе, соответствующее моменту прекращения испарения. Наибольшей испаряемостью обладают бензины. В результате их потери от испарения в одинаковых условиях больше, чем нефти. Дизельные топлива, керосины, топливо печное бытовое относятся к малоиспаряющимся жидкостям. Это учитывают при выборе оборудования резервуаров. С целью уменьшения потерь нефтепродуктов резервуары с дизельным топливом, керосином, топливом печным бытовым достаточно оснастить дыхательной арматурой, а резервуары с бензином оборудовать понтонами или плавающими крышами.

Рассмотрим краткую характеристику нефтепродуктопроводов.

**Нефтепродуктопроводом (НПП)** называется трубопровод, предназначенный для перекачки нефтепродуктов.

Современные нефтепродуктопроводы представляют собой сложную разветвленную систему, которая в общем случае *состоит из магистральной части, подводящих и распределительных трубопроводов, сложных и простых отводов, головной и промежуточных перекачивающих станций (ПС), наливных и конечных пунктов.*

**Подводящие трубопроводы** соединяют нефтеперерабатывающие заводы с головной ПС разветвленного нефтепродуктопровода (РНПП).

**Головная перекачивающая станция** (ГПС) — это комплекс сооружений, оборудования и устройств в начальной точке разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающих прием, накопление, учет и закачку нефтепродуктов в трубопровод.

**Промежуточная перекачивающая станция** (ППС) — это комплекс сооружений, оборудования и устройств, расположенных в промежуточной точке РНПП и обеспечивающий дальнейшую перекачку нефтепродуктов.

**Наливные и конечные пункты** являются пунктами сдачи нефтепродуктов. Различают пункты налива железнодорожных и автомобильных цистерн. *Роль конечных пунктов выполняют нефтебазы*.

**Магистральная часть** НПП — это часть разветвленного нефтепродуктопровода, имеющая ГПС, в резервуары которой нефтепродукты поступают, как правило, по подводящим трубопроводам непосредственно с НПЗ. Магистральная часть отличается тем, что: 1) имеет в начале резервуарный парк, рассчитанный на полную пропускную способность РНПП; 2) работает более продолжительное время, чем другие элементы линейной части РНПП; 3) к ней подключены распределительные трубопроводы и отводы.

**Распределительные трубопроводы** предназначены для поставки нефтепродуктов от магистрали к нефтебазам или наливным пунктам. В начале их предусматривается соответствующая резервуарная емкость и собственная головная перекачивающая станция. На распределительном трубопроводе большой протяженности может быть несколько перекачивающих станций.

**Отводом** называют часть разветвленного нефтепродуктопровода, предназначенную для подачи нефтепродуктов непосредственно потребителям. На отводе перекачивающая станция отсутствует, а в его начале резервуарная емкость не предусматривается. Для отвода характерны периодичность работы и относительно небольшая протяженность.

По количеству труб различают однотрубный и многотрубный отводы, а по конфигурации — сложный и простой отводы.

**Однотрубный отвод** — это отвод, состоящий из одного трубопровода. **Многотрубный отвод** включает в себя два и более параллельных трубопроводов. **Сложный отвод** в отличие от простого имеет разветвленную структуру.

Состав сооружений линейной части нефтепродуктопроводов, их классификация по диаметру и категории отдельных участков такие же, как у нефтепроводов.

На перекачивающих станциях НПП также устанавливаются основные и подпорные центробежные насосы. Из основных насосов типа НМ на нефтепродуктопроводах наибольшее распространение получили насосы НМ 360-460, НМ 500-300, НМ 1250-260. Кроме того, находятся в эксплуатации многоступенчатые насосы НПС 200-700, консольные насосы НК 560/300, а также насосы прошлых лет выпуска: 10Н8х4, 14Н12х2. Подпорные насосы представлены типами 8НДВН, 12НДСН, 14НДСН. В качестве привода насосов используются синхронные и асинхронные электродвигатели в обычном и взрывобезопасном исполнении.

* + 1. **Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов**

Первые нефтепродуктопроводы были узкоспециализированными, т. е. служили для перекачки какого-то одного нефтепродукта (керосинопровод, бензопровод и т. д.). Поскольку объемы перекачки каждого отдельного нефтепродукта были невелики, то и диаметры нефтепродуктопроводов были относительно малы.

С развитием трубопроводного транспорта стало ясно, что строить трубопроводы большего диаметра целесообразнее — в этом случае металлозатраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы, отнесенные к 1 т перекачиваемого нефтепродукта, меньше. Тем не менее существует проблема - где взять соответствующее повышенному диаметру количество нефтепродукта? Выход был найден в организации перекачки по одному трубопроводу сразу нескольких жидкостей в виде следующих друг за другом партий.

**Метод последовательной перекачки** заключается в том, что различные по свойствам нефтепродукты отдельными партиями определенных объемов перекачиваются друг за другом по одному трубопроводу. **Периодически повторяющаяся очередность следования нефтепродуктов в трубопроводе называется циклом последовательной перекачки.**

Последовательность партий нефтепродуктов в цикле формируется с учетом их состава, свойств и качества. Рекомендуется следующая последовательность нефтепродуктов в цикле:

1. Дизельное топливо летнее.

2. Дизельное топливо экспортное.

3. Дизельное топливо летнее.

4. Топливо для реактивных двигателей.

5. Дизельное топливо зимнее.

6. Дизельное топливо летнее.

7. Керосин или топливо печное бытовое.

8. Дизельное топливо летнее.

9. Автобензин А-98.

10. Автобензин А-95.

11. Автобензин А-93.

12. Автобензин А-92.

13. Автобензин А-76.

14. Автобензин А-72.

Далее цикл повторяется. При меньшей номенклатуре нефтепродуктов в цикле следует придерживаться рекомендуемых пар контактирующих жидкостей.

В период закачки в нефтепродуктопровод очередной партии какого-либо продукта другие нефтепродукты, поступающие с НПЗ, принимаются в резервуары головной перекачивающей станции.

Особенностью последовательной перекачки является образование некоторого количества смеси в зоне контакта двух следующих друг за другом нефтепродуктов. Причиной смесеобразования является неравномерность осредненных местных скоростей по сечению трубопровода. Кроме того, некоторое количество смеси образуется при переключении задвижек на головной перекачивающей станции в период смены нефтепродукта.

*Для уменьшения объема смеси в отдельных случаях в зону контакта нефтепродуктов вводят специальные устройства — разделители (дисковые, манжетные, шаровые и др.).* Кроме того, на конечном пункте нефтепродуктопровода предусматриваются мероприятия по исправлению и реализации получающейся смеси нефтепродуктов.

Успешное осуществление технологии последовательной перекачки невозможно без четкого контроля за продвижением смеси. Методы и приборы контроля последовательной перекачки основаны на различии свойств перекачиваемых жидкостей. Контроль осуществляют по изменению плотности, вязкости, диэлектрической постоянной, скорости распространения ультразвука и др. В отдельных случаях в зону контакта нефтепродуктов вводят вещество-индикатор, которое распределяется по длине зоны смеси в соответствии с изменением концентрации. В качестве таких индикаторов могут применяться радиоактивные изотопы (кобальта, сурьмы, йода, бария), флуоресцентные красители и др.

* 1. **Трубопроводный транспорт газа**
		1. **Единая система газоснабжения**

Единая система газоснабжения (ЕСГ) России — это широко разветвленная сеть магистральных газопроводов, обеспечивающих потребителей газом с газовых месторождений Тюменской области, Республики Коми, Оренбургской и Астраханской областей (рис. 3.4.1 /см. цветную вклейку/ и 3.4.2). Протяженность газопроводов ЕГС составляет более 150 тыс. км. В нее входят 264 компрессорные станции, а общая мощность газоперекачивающих агрегатов — 43,8 млн КВт. Кроме того, сегодня в группу Газпром входит 161 газораспределительная организация. Они обслуживают 403 тыс. км (75%) распределительных газопроводов страны и обеспечивают поставку 58% потребляемого газа (около 160 млрд куб. м) в 70% населенных пунктов России.

* + 1. **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 газов** зависит от давления и температуры. Так как при движении по газопроводу давление уменьшается, то плотность газа снижается и скорость его движения возрастает. Таким образом, в отличие от нефте- и нефтепродуктопроводов транспортируемая среда в газопроводах движется с ускорением.

**Вязкость газов** в отличие от вязкости жидкостей изменяется прямо пропорционально изменению температуры, т.е. при увеличении температуры она также возрастает, и наоборот. Это свойство используют на практике: охлаждая газы после компримирования, добиваются уменьшения потерь давления на преодоление сил трения в газопроводах.

**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 превышающее 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.

Охлаждение газа при дросселировании давления называется эффектом Джоуля-Томсона. Интенсивность охлаждения характеризуется одноименным коэффициентом Д., величина которого зависит от давления и температуры газа. Например, при давлении 5,15 МПа и температуре 0 °С величина Д.= 3,8 град/МПа. Если дросселировать давление газа с 5,15 МПа до атмосферного, его температура вследствие проявления эффекта Джоуля-Томсона понизится примерно на 20 градусов.

* + 1. **Классификация магистральных газопроводов**

Магистральным газопроводом (МГ) называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку из района добычи в районы его потребления. Движение газа по магистральному газопроводу обеспечивается компрессорными станциями (КС), сооружаемыми по трассе через определенные расстояния.

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

Магистральные газопроводы классифицируются по величине рабочего давления и по категориям. Их подробная классификация приведена в главе 8.

* + 1. **Основные объекты и сооружения магистрального газопровода**

В состав МГ входят следующие основные объекты (рис. 1.8):

* головные сооружения;
* компрессорные станции;
* газораспределительные станции (ГРС);
* подземные хранилища газа;
* линейные сооружения.

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

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

Принципиальная технологическая схема компрессорной станции приведена на рис. 1.9. Газ из магистрального газопровода (1) через открытый кран (2) поступает в блок пылеуловителей (4). После очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами — ГПА (5). Далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения — АВО (7) и через обратный клапан (8) поступает в магистральный газопровод (1).

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

**Газоперекачивающие агрегаты** (ГПА) созданы на основе достижений современной техники и технологии и предназначены для сжатия и обеспечения транспортировки природного газа с заданными технологическими параметрами на линейных компрессорных станциях и станциях подземных хранилищ газа (ПХГ).

Основные типы ГПА рассмотрены в главе 10. Для подробного изучения технических характеристик газоперекачивающих агрегатов рекомендуем обратиться к специальной литературе.

Необходимость в **аппаратах для охлаждения газа** обусловлена следующим. При компримировании газ нагревается. Это приводит к увеличению его вязкости 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 (АВО) газа различных типов.

Конструктивно АВО 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 делают оребренными. В качестве привода вентиляторов используются электродвигатели мощностью от 10 до 100 кВт.

Достоинствами АВО являются простота конструкции, надежность работы, отсутствие необходимости в предварительной подготовке хладагента (воздуха).

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

Высоконапорный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, не может быть непосредственно подан потребителям, поскольку газовое оборудование, применяемое 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, одори-зация и измерение расхода осуществляются на газораспределительной станции (ГРС). Принципиальная схема ГРС приведена на рис. 1.10.

Газ по входному трубопроводу (I) поступает на ГРС. Здесь он последовательно очищается в фильтре (2), нагревается в подогревателе (3) и редуцируется в регуляторах давления (5). Далее расход газа измеряется расходомером (6) и в него с помощью одоризатора (7) 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 ГРС 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.

**Линейные сооружения** газопроводов отличаются от аналогичных сооружений нефте- и нефтепродуктопроводов тем, что вместо линейных задвижек используются линейные шаровые краны, а кроме того, для сбора выпадающего конденсата сооружаются конденсатосборники.

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

* + 1. **Особенности трубопроводного транспорта сжиженных газов**

При сжижении природного газа его объем при атмосферном давлении уменьшается более чем в 600 раз. Благодаря этому, можно значительно уменьшить диаметр трубопроводов для транспортировки больших объемов газа, получив значительную экономию капиталовложений.

Метан становится жидкостью при атмосферном давлении, если его охладить до — 162 °С. При давлении 5 МПа он останется жидкостью, если его температура не превысит —85 °С. Таким образом, трубопроводный транспорт сжиженного природного газа (СПГ) возможен только при низких температурах.

Перекачка сжиженного природного газа осуществляется следующим образом. Газ с промыслов поступает на головной завод сжижения (ГЗС), где производится его очистка, осушка, сжижение и отделение неконденсирующихся примесей.

Вблизи от ГЗС или даже непосредственно на его территории размещается головная насосная станция (ГНС). В ее состав входят приемные емкости, подпорная и основная насосные, а также узел учета.

Емкости служат для приема СПГ с завода, а также для хранения некоторого его запаса с целью обеспечения бесперебойности работы трубопровода. Как правило, на ГНС устанавливаются горизонтальные цилиндрические емкости высокого давления.

Перекачка сжиженных газов осуществляется центробежными насосами, но других типов, чем применяемые при перекачке нефти и нефтепродуктов. Благодаря малой вязкости СПГ, мощность, потребляемая насосами, в этом случае меньше, чем при работе на воде. Но давление на входе в насосы должно быть значительно выше, чтобы предотвратить регазификацию СПГ.

Перекачка сжиженного природного газа осуществляется под дав­лением 4...5 МПа и при температуре — 100...120 °С. Чтобы предотвратить нагрев газа за счет теплопритока от окружающей среды трубопроводы СПГ покрывают тепловой изоляцией, а вдоль трассы размещают промежуточные станции охлаждения. Промежуточные насосные станции (ПНС) располагаются на расстоянии 100...400 км друг от друга. Это, как правило, больше, чем при перекачке нефти и нефтепродуктов, так как СПГ имеет меньшую вязкость.

Центробежные насосы очень чувствительны к наличию газа в перекачиваемой жидкости: при его содержании более 2% происходит срыв их работы, т. е. перекачка прекращается. Чтобы предотвратить регазификацию СПГ, в трубопроводах поддерживают давление не менее чем на 0,5 МПа превышающее давление упругости его паров при температуре перекачки. Для этого на входе в промежуточные насосные станции и в конце трубопровода устанавливают регуляторы давления типа «до себя». Кроме того, для отделения газовой фазы, которая может образоваться в нештатных ситуациях (снижение давления при остановках насосов, разрывах трубопровода и т. п.), перед насосами на насосных станциях устанавливают буферные емкости. В конце трубопровода размещаются низкотемпературное хранилище и установка регазификации сжиженного газа. Низкотемпературное хранилище служит для создания запасов СПГ, в частности, для компенсации неравномерности газопотребления. На установке регазификации СПГ переводится в газообразное состояние перед его отпуском потребителям.

По сравнению с транспортировкой природного газа в обычном состоянии при перекачке СПГ общие металловложения в систему, включая головной завод сжижения, низкотемпературное хранилище, установку регазификации, в 3...4 раза меньше. Кроме того, уменьшается расход газа на перекачку, вследствие низкой температуры снижается интенсивность коррозионных процессов.

Вместе с тем, данный способ транспортировки газа имеет свои недостатки:

1. Для строительства линейной части и резервуаров применяются стали с содержанием никеля до 9%. Они сохраняют работоспособность в условиях низких температур перекачки, однако в 6 раз дороже обычной углеродистой стали.

2. Перекачка СПГ должна вестись специальными криогенными насосами.

3. При авариях потери газа значительно больше, чем в случае его транспортировки по обычной технологии.

Кроме природного, в сжиженном состоянии транспортируются и другие газы. Но наиболее широкое распространение получил трубопроводный транспорт **сжиженных углеводородных газов** (СУГ): этана, этилена, пропана, бутана и их смесей.

Основным сырьем для производства сжиженных углеводородных газов являются попутный нефтяной газ, «жирный» газ газоконденсатных месторождений и газы нефтепереработки. Название сжиженного углеводородного газа принимают по наименованию компонентов, оставляющих большую его часть.