

Курс “Транспортные системы”

Лекция 6.

Трубопроводная транспортная система (часть 1)

Автор: Кузнецов В.П.

ПЛАН ТЕМЫ

6.1. Трубопроводный транспорт и его логистические характеристики.

6.2 Магистральные газопроводы.

6.2.1. Состав магистральных газопроводов.

6.2.2. Горючие природные газы и их основные свойства.

6.1. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ И ЕГО ЛОГИСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Трубопроводный транспорт осуществляет передачу на расстояние жидкие, газообразные или твёрдые продукты (твёрдого топлива, строительных материалов, зерна и др.), под действием разности давлений (напора) в различных сечениях трубопровода.

Трубопроводный транспорт по существу не соответствует общепринятому понятию “транспорт“. У него нет подвижного состава и пути. Подвижной состав и путь – это сам трубопровод.

Характерной особенностью работы трубопроводного транспорта является непрерывность транспортного процесса.

Трубопроводы, по которым нефть, нефтепродукты, природные или искусственные газы (в газообразном или сжижённом состоянии), вода перекачиваются от мест добычи, переработки, забора (начальная точка трубопровода) к местам потребления (конечная точка), называются **магистральными**.

В зависимости от вида транспортируемого продукта трубопроводы подразделяются на:

- газопровод;
- нефтепровод;
- нефтепродуктопровод (для бензина, керосина, мазута, дизельного топлива);
- конденсатопровод;
- водопровод;
- аммиакопровод;
- трубопровод контейнерного транспорта;
- пульпопровод (для транспортировки по трубам зерна, руды, угля с водой).

Транспортные расходы на трубопроводном транспорте примерно в 2 - 3 раза ниже, чем на железнодорожном транспорте, и в 2 раза ниже, чем на речном.

Благодаря высокой герметичности перекачки трубопроводный транспорт обеспечивает сокращение потерь нефти в 1,5 раза по сравнению с железнодорожным и в 2,5 раза по сравнению с водным транспортом.


Достаточно высокая надёжность доставки продуктов благодаря наличию подземных хранилищ газа и резервуарных парков нефти и нефтепродуктов в районах потребления.

Логистические характеристики трубопроводного транспорта

Достоинства:

- низкая себестоимость доставки грузов.
- высокая производительность (пропускная способность);
- высокая сохранность груза;
- низкая капиталоемкость и металлоёмкость;

 независимость от погоды;

 непрерывность подачи транспортируемого груза, что позволяет обеспечить ритмичность работы производств;

 высокий уровень автоматизации технологических операций (залив, перекачка, слив);

 возможность быстрого строительства трубопроводов большой протяжённости в самых сложных условиях.

Недостатки:

- узкая специализация (ограниченность видов груза);
- невозможность транспортирования малых объёмов грузов;
- односторонняя транспортировка.

6.2. МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

6.2.1. СОСТАВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

В общем случае он включает в себя следующие группы сооружений, схематично показанных на рис. 1.

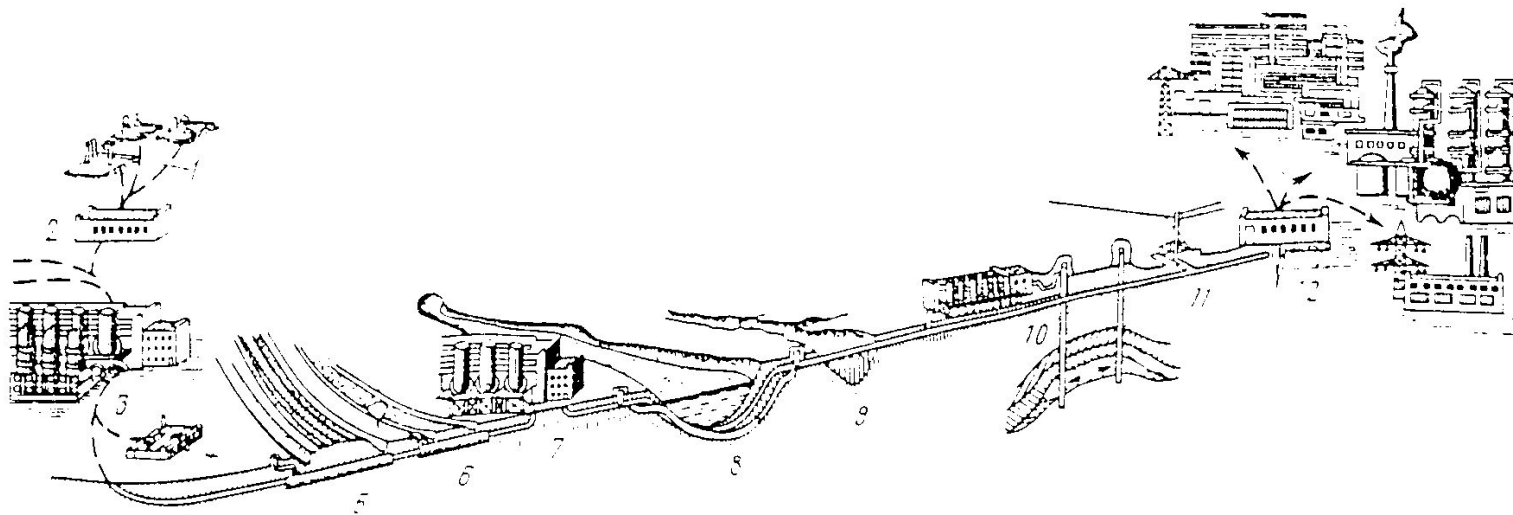



Рис. 1 Схема магистрального газопровода.

- 1 – промысел, 2 – газосборный пункт, 3 – головная КС,
- 5,6 – переход под автомобильной и железной дорогами,
- 7 – промежуточная КС, 8,9 – переходы через реку и через овраги,
- 10 – газохранилище, 11 – станция катодной защиты,
- 12 – газораспределительная станция.

- головные и линейные компрессорные станции (КС);
- газораспределительные станции (ГРС) в конце трубопровода;
- подземные хранилища газа (ПХГ);

 объекты связи, системы электрозащиты сооружений трубопровода от коррозии;

- вспомогательные сооружения, обеспечивающие бесперебойную работу газопровода (линии электропередач, водозаборные устройства и водопроводы, канализация, ремонта – эксплуатационные службы и т.д.).

Компрессорные станции представляют собой комплекс сооружений и установок для сжатия, очистки и охлаждения газа. Расстояние между компрессорными станциями составляет 110 – 120 км. Электрический ток вырабатывается турбинами с авиационным приводом мощностью около 25 тыс. квт.

Головная компрессорная станция отличается от линейной тем, что на её территории размещены все установки по подготовке газа к дальнейшей перекачке.

Газ, попадающий на головные сооружения газопровода со сборных пунктов промысла, содержит механические примеси (песок, пыль, металлическую окалину и т.д.) и жидкости (пластовую воду, конденсат, масло).

Поэтому, перед подачей в газопровод, газ очищают и осушают, так как без этих операций он будет засорять трубопровод, вызывать преждевременный износ запорной и регулирующей аппаратуры, нарушать работу контрольных измерительных приборов.

Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для снижения давления газа до уровня необходимого потребителям (от 0,3 до 1,2 $\mu\text{Па}$).

Кроме того, на ГРС осуществляется дополнительная очистка и осушка газа, а также при необходимости дополнительное введение одоранта. **Одорант** (этилмеркаптан, метил-меркаптан, пропилмеркаптан, сульфон) – вещество, обладающее резким запахом, предназначенное для обнаружения возможной утечки газа. Примерная среднегодовая норма расхода одоранта 16 грамм на 1000 м^3 .

ГРС делятся на 2 группы:

- для малых потребителей с расходом газа менее 250 тыс. $\text{м}^3/\text{час}$;
- для крупных потребителей с расходом более 250 тыс. $\text{м}^3/\text{час}$.

В течение года ГРС с производительностью $Q = 250$ тыс. $\text{м}^3/\text{час}$ без остановки распределит 2 млрд. 190 млн. м^3 газа.

- все ГРС оборудованы автоматически действующими клапанами в комплекте с регуляторами давления, расходомерами и другими приборами и системами.

Подземные хранилища газа (рис.2) обеспечивают регулирование сезонной неравномерности потребления газа. Сооружают их в выработанных нефтяных и газовых месторождениях, а также в благоприятных геологических структурах (пористые водоносные пласты). К последнему типу относится Инчукалнское газохранилище (Сигулдский район Латвии), общий объём которого составляет 4 млрд.м³.

Глубина залегания газохранилища составляет 700 метров.

Линейная часть представляет собой непрерывную нить, сваренную из отдельных труб и уложенную вдоль трассы тем или иным способом. Линейная часть прокладывается в разнообразных топографических, геологических, гидрологических и климатических условиях, в том числе на участках с грунтами малой несущей способности, болотистых и многолетнемёрзлых грунтов.

Кроме того, магистральные трубопроводы пересекают значительное число естественных и искусственных препятствий (реки, озёра, железные и шоссейные дороги), требующих соответствующих конструктивных решений, пересекаемых сооружений по их прямому назначению.

В настоящее время при сооружении магистральных трубопроводов принимают подземную, полуподземную, наземную и надземную схему.

Давление газа в магистрали предусматривается до 7,5 МПа.



Рис.2

Nord Stream протяженностью 1220 километров **проходит по дну Балтийского моря от России до Германии**. Ввод в эксплуатацию первой нитки газопровода пропускной способностью 27,5 миллиарда кубометров газа в год осуществлён в 2010 году. Строительство второй нитки "Северного потока" к 2012 году приведет к увеличению его пропускной способности до 55 миллиардов кубометров.

6.2.2. ГОРЮЧИЕ ПРИРОДНЫЕ ГАЗЫ И ИХ ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА

Горючие природные газы – это газообразные углеводороды, образующиеся в земной коре. Они состоят из смеси различных газов, основным и наиболее ценным из которых является метан.

Газовые месторождения в основном располагаются на глубине 1500 метров.

Количество метана в различных горючих природных газах составляет:

- ▣ чисто газовые месторождения – 85 - 98 %;
- ▣ газоконденсатные месторождения – 80 – 95 %;
- ▣ попутные с нефтью газы - 30 – 70 %.

В газах имеются также вредные примеси (сероводород, азот, углекислота, вода и др.). Наиболее вреден сероводород, который вызывает активную коррозию трубопровода и аппаратов. Так если по трубопроводу перекачивать неочищенный газ с сероводородом, не применяя защитных антикоррозионных мер, то трубопровод выходит из строя через 1 – 2 года.

При перекачке горючего газа по трубопроводу важно учитывать его следующие свойства:

- сжимаемость;
- повышение температуры при сжатии;
- вязкость;
- горючесть и взрывоопасность в смеси с воздухом.

Сжимаемость газа и значительное изменение его температуры при сжатии приводят к изменению режима работы газопроводов. В настоящее время, практически весь объём газов транспортируется по трубопроводам в газообразном состоянии. Сжатие газа в КС осуществляется до давления, обеспечивающего дальнейшее движение газа с заданной пропускной способностью.

Температура газа на выходе из КС поднимается до 80 – 100 град. Цельсия, что усложняет условия работы трубопроводных агрегатов и приборов, приводит к потере устойчивости и выпучиванию труб из грунта и даже их разрушению. Очень опасно повышение температуры газа для трубопроводов, сооружаемых в условиях вечномёрзлых грунтов.

Повышение температуры газа приводит также к уменьшению массовой плотности газа и повышению его вязкости, и как следствие к уменьшению пропускной способности газопровода.

Для уменьшения температурного воздействия на КС газопроводов применяют охлаждающие установки. С их помощью температура газа, поступающего в газопровод после сжатия, будет не выше – 1 град. Цельсия.

При охлаждении газа увеличивается массовая плотность и тем самым увеличивается пропускная способность газопровода.

Магистральные газопроводы сооружаются из труб диаметром 1420 мм с давлением газа до 7,5 МПа. При коэффициенте использования газопровода по времени 0,9 – 0,95 трубопровод с таким диаметром трубы обеспечивает производительность по валовому газу 28 – 32 млрд. куб. метров газа в год.

При этом расход газа на газотурбинный привод компрессорных нагнетателей (при КПД 0,27 – 0,29 и типичной длине газопровода около 3000 км.) составляет 10 – 12 % .

При транспортировке газа существенны потери газа в результате не герметичности трубопровода. В результате, общие потери и затраты на транспортировку газа, например из Тюменской области, составляет 20 %.

Дальнейшее увеличение производительности газопроводов возможно за счёт повышения рабочего давления газа (при увеличении толщины стенки трубопровода), увеличения диаметра трубы, снижения шероховатости внутренней поверхности стенок трубы и др. Так, увеличение диаметра трубы до 1620 мм повышает производительность на 30 %.

Охлаждение газа до – 30 град. Цельсия при давлении 7,5 МПа увеличивает пропускную способность газового трубопровода на 20 %.

Трубы для газопроводов применяют те же, что и при строительстве нефтепроводов.

Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления газа в них подразделяются на три класса (таблица 1).

Длительность работы газопровода составляет 25 – 30 лет. При полной загрузке он работает 15 – 20 лет. Прекращается работа в результате истощения источника.

По оценкам международных экспертов потенциальные запасы газа в Земле оцениваются в объёме около 450 – 500 трилл. м³, 45 % которых располагается в России.

Крупнейшие получатели российского газа, млрд.м³:

- Германия - 28,99,
- Украина - 22,3,
- Италия - 15,66,
- Белоруссия – 14,72,
- Литва – 2,94
- Латвия – около 1,5.

Таблица 1

Категории магистральных нефтепроводов и продуктопроводов

Нефтепроводы, нефтепродуктопроводы	Классы	Условный диаметр, мм
	1	1000 – 1200
	2	500 – 1000
	3	300 – 500
	4	< 300