

Лекция №13 НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ И КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

НПС (нефтеперекачивающие станции) – предназначены для забора нефти из сечения трубопровода с низким напором, увеличения напора с помощью насосов, и ввода нефти в сечение трубопровода с высоким напором (рисунок 1).



Рисунок 1. – Нефтеперекачивающая станция

НПС подразделяются на Головные НПС и Промежуточные НПС.

На головной нефтеперекачивающей станции нефть из резервуаров закачивают в трубопровод. Закачку осуществляют так называемые основные насосы, установленные в насосном цехе станции, соединенные последовательно или параллельно. На рисунке 1.1 изображен поперечный разрез насосного цеха нефтеперекачивающей станции с 3-мя последовательно соединенными насосными агрегатами.

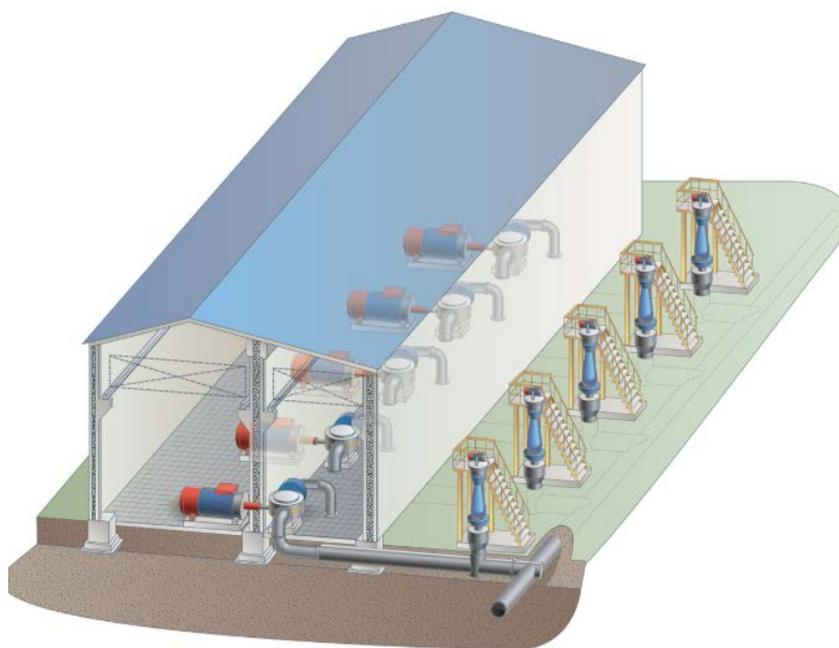


Рисунок 1.1 – Насосный цех

ПНПС обеспечивает достаточный для перекачки напор в трубопроводе.

Объекты ГНПС и ПНПС делятся на две группы – основного и вспомогательного назначения.

К основным относятся:

- резервуарный парк;
- подпорная насосная;
- магистральная насосная;
- узел учета нефти и фильтры;
- узел урегулирования давления и узлы с предохранителями;
- камеры пуска и приема очистных устройств;
- технологические трубопроводы с запорной арматурой.

К вспомогательным относятся:

- понижающая электроподстанция с распределительными устройствами;
- сооружения, обеспечивающие водоснабжение станции;
- сооружения для отвода промышленных и бытовых стоков;
- котельная с теплосетями;
- инженерно-лабораторный корпус;
- пожарное депо;
- узел связи;
- механические мастерские;
- мастерские ремонта и накладки КИП;
- гараж;
- складские помещения;
- административно-хозяйственный блок.

ГНПС располагается в начале магистрального нефтепровода или его отдельного эксплуатационного участка. Насосные станции оборудованы центробежными насосами с подачей до 12500 м³/ч. На основной станции 3-4 насоса, один резервный.

Резервуарный парк ГНПС включает железобетонные и металлические резервуары объемом до 8000 кВт. Насосы подпорной станции создают необходимое для бескавитационной работы давление на входе основных насосов.

Технологические трубопроводы ГНПС оборудованы переключающими, предохранительными и регулирующими устройствами, обеспечивающими приём нефти и нефтепродуктов, очистку их от механических примесей, замер и учёт их количества, защиту трубопроводов и резервуарного парка от повышения давления, регулирование давления на выходе станции, запуск спецустройств для очистки внутренней полости трубопровода.

ГНПС оборудована специальной лабораторией по контролю качества нефтепродуктов, определения концентрации одного нефтепродукта в другом.

ГНПС трубопровода, по которому перекачивается подогретая нефть, оборудуется подогревательными устройствами (теплообменниками, печами).

В блок-боксах размещены технологическое оборудование, аппаратура, контрольно-измерительные приборы. Блок-боксы, контейнеры и монтажные блоки собирают в заводских условиях, и в готовом виде транспортируются к

месту строительства.

На ГНПС осуществляется прием и учет нефти, краткосрочное хранение, внутростанционные перекачки, закачка нефти в магистраль, пуск диагностических и очистных устройств в трубопровод.

Технологическая схема рассматриваемых станций изображена на рисунке 1.2.

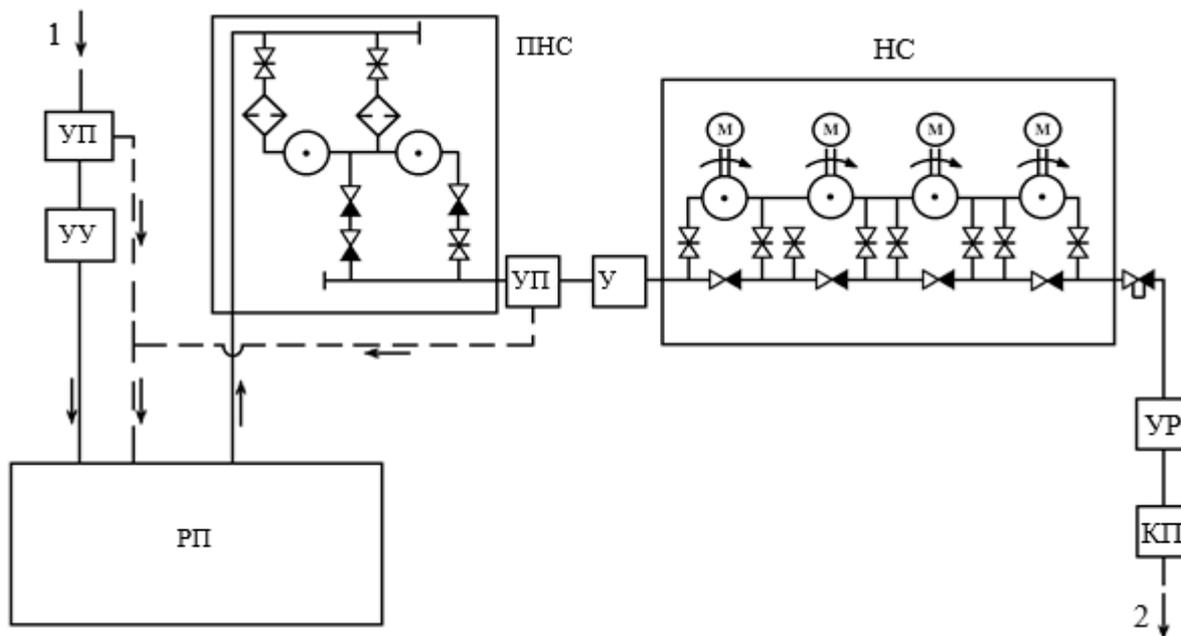


Рисунок 1.2 - Технологическая схема ГНПС нефтепровода

Основной путь прохождения нефти показан сплошными линиями и стрелками. Нефть с промыслов поступает на ГНПС и проходит последовательно узел предохранительных устройств (УП), защищающий оборудование и трубопроводы от повышенных давлений, узел учёта (УУ), измеряющий количество поступающей с промыслов нефти, и направляется в резервуарный парк (РП). Из резервуарного парка нефть отбирается насосами подпорной станции (ПНС) и *подаётся с требуемым подпором на вход насосов основной насосной станции (НС)*. Между ПНС и НС нефть проходит второй узел предохранительных устройств и второй узел учета. Второй узел учета используется для измерения количества нефти, поступающей в магистраль.

После НС нефть через узел регулирования давления (УР) и камеру пуска скребка (КП) направляется непосредственно в магистральный нефтепровод. *Узел регулирования давления* служит для изменения производительности и давления на выходе ГНПС с помощью дросселирования потока на регулирующих заслонках или в регуляторах давления, установленных на узле.

Камера пуска скребка представляет собой устройство, предназначенное для запуска в магистраль средств очистки ее от внутренних загрязнений.

ПНПС располагаются на трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету – через каждые 50-200 км.

ПНПС предназначены для восполнения энергии, затраченной потоком на

преодоление силы трения, и обеспечение дальнейшей перекачки нефти.

На ПНПС происходит нагнетание напора транспортируемой нефти для ее дальнейшей перекачки. ПНПС не имеют резервуарных парков, если конец предыдущего участка нефтепровода подключен непосредственно к линии всасывания насосов следующей НПС. В случае перекачки через резервуары такие парки на ПНПС имеются. Технологическая схема ПНПС показана на рисунке 1.3. Нефть от узла подключения НПС к магистрали (УМ) движется на вход насосной станции (НС) через площадку фильтров-грязеуловителей (ФГ) и систему сглаживания волн давления (ССВД), затем после НС вновь поступает в магистраль через узел регуляторов давления (УР) и узел подключения (УМ).

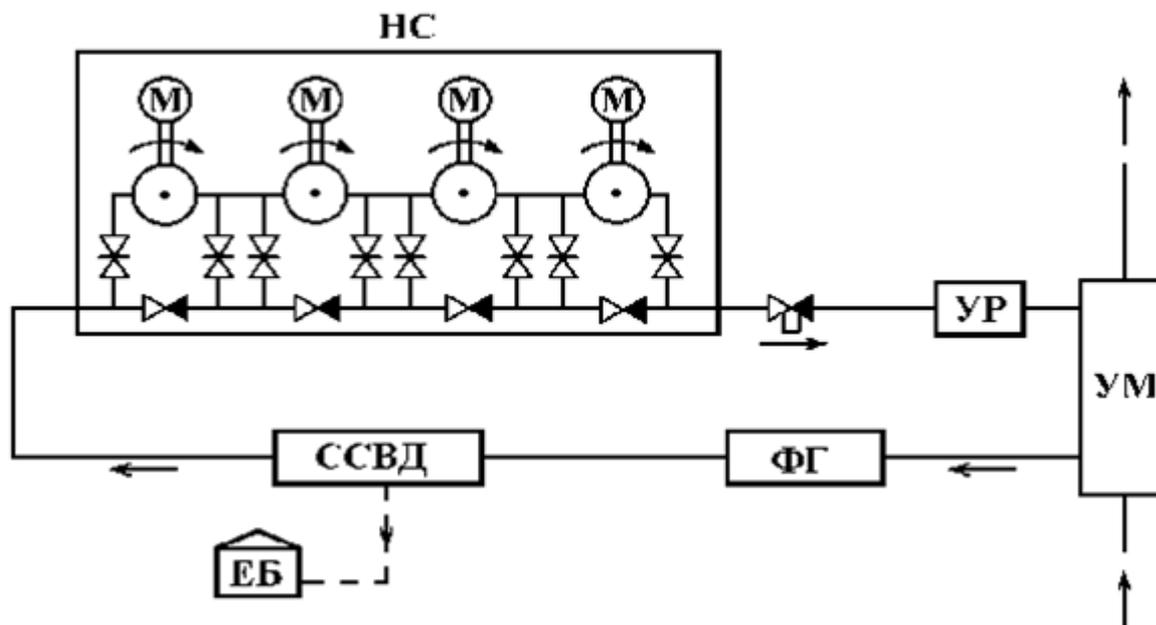


Рисунок 1.3 - Технологическая схема ПНПС

Узел подключения к магистрали УМ представляет собой объединённые в одно целое камеры приёма.

На площадке фильтров-грязеуловителей находится три параллельно соединённых фильтра представляющих собой конструкцию типа «труба в трубе». Очистка фильтров производится через люк, расположенный на одном из торцов аппарата.

Система сглаживания волн давления (ССВД) применяется на нефтепроводах диаметром 720 мм и выше для защиты линейной части магистралей и оборудования НПС от гидравлического удара – интенсивного нарастания давления при резком прикрытии задвижек, остановках насосов и т.п.

13.1 КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ ГАЗОПРОВОДА

Компрессорная станция (КС) — это комплекс сооружений и оборудования для повышения давления газа при его добыче, транспортировке и хранении.

Компрессорная станция — неотъемлемая и составная часть магистрального газопровода, обеспечивающая транспорт газа с помощью энергетического

оборудования (рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 – Компрессорная станция газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент

КС служит управляющим элементом в комплексе сооружений, входящих в систему магистрального газопровода. Именно параметры работы станции определяют режим функционирования газовой магистрали.

При движении голубого топлива по газопроводу происходит потеря давления из-за разного гидравлического сопротивления по длине трубы. Падение давления вызывает снижение пропускной способности газовой магистрали. Одновременно снижается и температура транспортируемого газа, главным образом из-за передачи тепла через стенку трубы в почву и атмосферу.

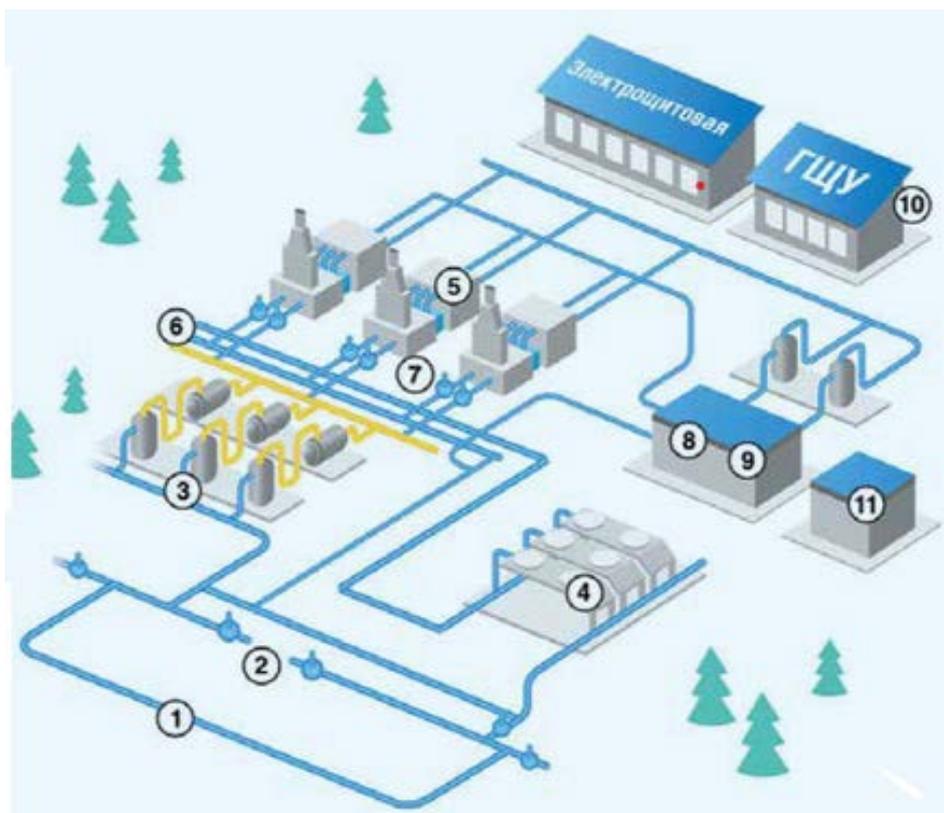
Для поддержания заданного расхода транспортируемого газа и обеспечения оптимального давления в трубе через определенные расстояния вдоль трассы газопровода устанавливаются компрессорные станции.

Компрессорные станции на магистральных газопроводах находятся, как правило, на расстоянии 100–150 километров друг от друга. Типовая схема компрессорной станции показана.

В зависимости от числа ниток газовых магистралей станция может состоять из одного, двух и более компрессорных цехов с разными типами и количеством газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

На КС имеются:

1. Один или несколько компрессорных цехов.
2. Электростанция или трансформаторная подстанция.
3. Система водоснабжения с насосными станциями, циркуляционной системой охлаждения компрессорных агрегатов, водонапорной башней, градирней и резервуаром для хранения пожарного запаса воды.
4. Узел связи.
5. Установка по регенерации масел со складом горюче-смазочных материалов.
6. Химическая лаборатория, котельная, механическая мастерская.
7. Установка масляных пылеуловителей.
8. Приёмные и нагнетательные коллекторы газа с отключающей арматурой.
9. Автотранспортный парк и материальный склад (рисунок 1.4).



1-узел подключения КС к магистральному газопроводу; 2-камеры запуска и приема очистного устройства; 3-установка очистки технического газа; 4-установка охлаждения технологического газа; 5-газоперекачивающие агрегаты; 6-технологические трубопроводы обвязки компрессорной станции; 7-запорная арматура технологических трубопроводов обвязки агрегатов; 8-установка подготовки пускового и топливного газа; 9-установка подготовки импульсного газа; 10-главный щит управления и система телемеханики; 11-оборудование электрической защиты трубопроводов обвязки КС.

Рисунок 1.4 – Устройство компрессорной станции.

На магистральных газопроводах для перекачки газа применяются два вида КС, имеющих разные технологические схемы:

1. Оборудованные газомоторными компрессорами (ГМК).
2. Оборудованные центробежными нагнетателями (ЦН) с приводом от газовых турбин (газотурбинные установки (ГТУ)) или электродвигателей.

На магистральных газопроводах в основном применяются газомоторные компрессоры типа 10ГК мощностью 736 кВт. Они устанавливаются только на газопроводах сравнительно малой производительности или же на КС, работающих на переменном режиме.

Турбокомпрессорные агрегаты имеют значительные преимущества перед газомоторными компрессорами. Так, например, если мощность газомоторного компрессора 10ГК составляет 736 кВт, то мощность газовых турбин ГТ-700-4 и ГТ-700-5, являющихся приводом ЦН, более 3700 кВт. Максимальный КПД 10ГК составляет 23 %, а КПД газотурбинных двигателей достигает до 30 % и выше.