

Нефтеперекачивающая станция



Нефтеперекачивающие станции (НПС) — один из важнейших элементов трубопроводной системы. Установленные на них насосы и электродвигатели перекачивают потоки углеводородов к месту назначения. Ежегодно через них во всех направлениях транспортируются миллионы тонн нефти и нефтепродуктов.



«Транснефть» эксплуатирует 412 нефтеперекачивающих станций (НПС), что на 60 больше, чем в советское время. Их количество выросло в основном за счет новых направлений транспортировки — двух очередей Балтийской трубопроводной системы, ТС ВСТО, а также маршрутов доставки нефти с месторождений Крайнего Севера: Заполярье — Пурпе и Куюмба — Тайшет. Самая молодая станция «Транснефти» — новая НПС «Пенза-2», построенная в прошлом году для транспортировки нефти по магистрали Куйбышев — Унеча-2.

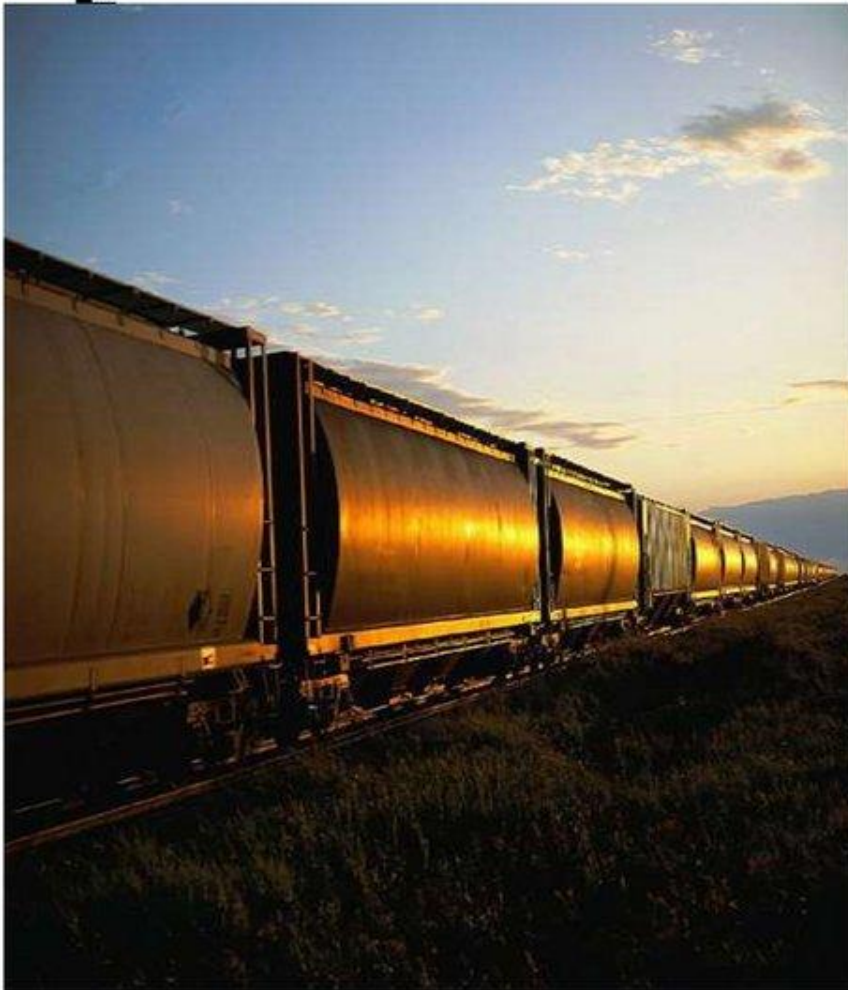
Расположение станций зависит от рельефа местности и от объемов нефти или нефтепродуктов, которые необходимо транспортировать. Если НПС находится на возвышенности, то при той же мощности насоса поток будет перекачиваться на более дальнее расстояние по сравнению с тем, если необходимо качать в гору. Например, чтобы нефть могла преодолеть уральский хребет Уреньга высотой около 700 м по трубопроводам Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск и Нижневартовск — Курган — Куйбышев, требуются усилия насосных агрегатов сразу двух станций.

На режимы перекачки влияют также свойства сырья, прежде всего вязкость. При движении высоковязкой нефти возникает сильное трение, соответственно, необходимы более мощные насосы и электродвигатели и большее количество НПС, чем при перекачке менее вязкой нефти.

Для транспортировки битуминозной нефти с Ярегского месторождения в Республике Коми с вязкостью около 3 тыс. сСт на НПС «Ухта-1» построен узел смешения с более легкими потоками тимано-печорских месторождений, а вдоль трассы оборудованы пункты подогрева. Чтобы контролировать плотность, вязкость и другие параметры, были установлены три блока измерения количества и показателей качества нефти. На трубопроводе Ухта — Ярославль для увеличения текучести используются противотурбулентные присадки.

Пункты подогрева оборудованы и для перекачки ямальской нефти на нефтепроводе Заполярье — Пурпе, однако сейчас они не используются, так как менее вязким сырье делают сами нефтяники, добавляя в поток газовый конденсат.

Транспортировка нефти



- По морю (танкерами)
- По железной дороге (цистернами)
- Трубопроводный транспорт

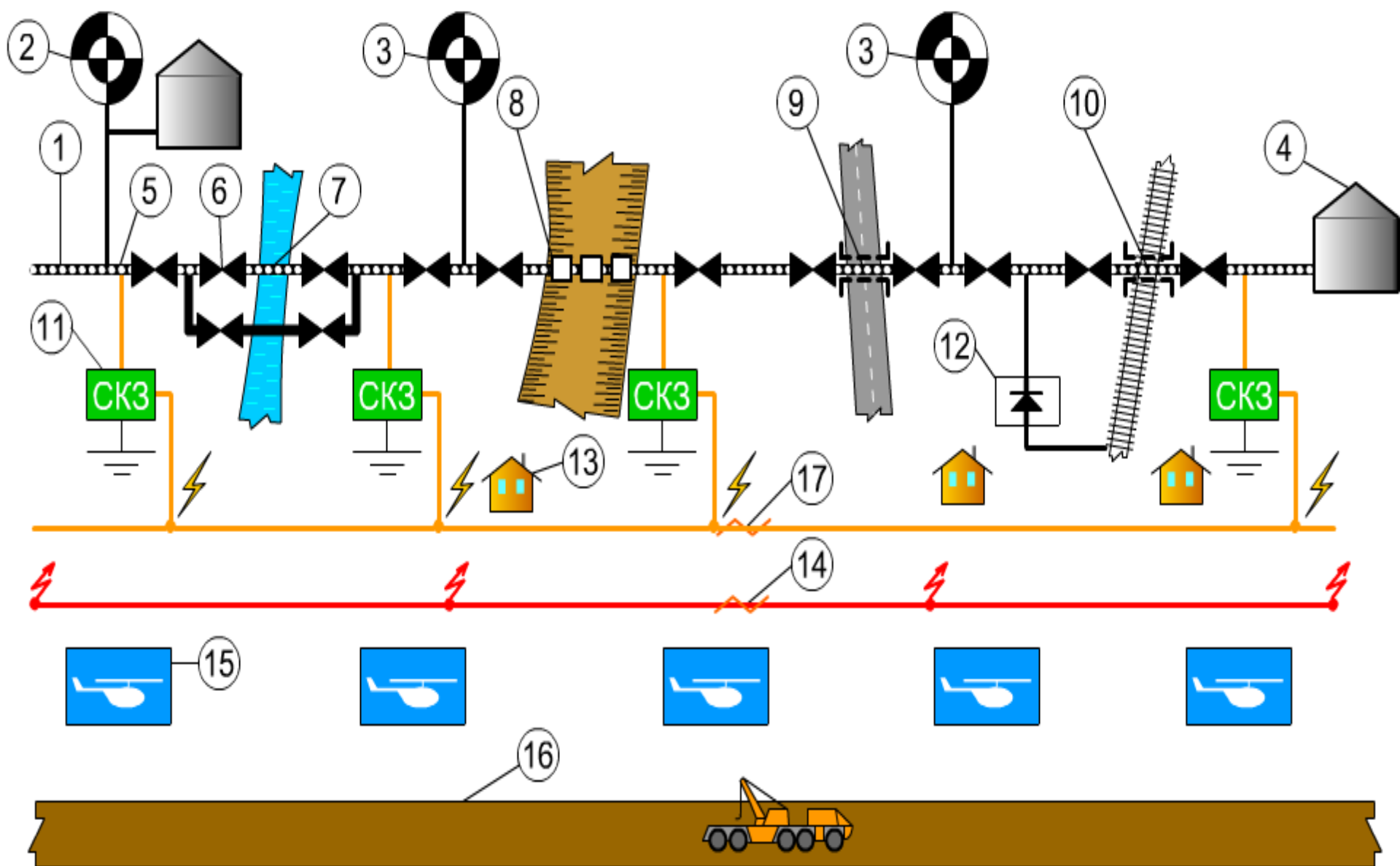
ПРЕИМУЩЕСТВА *трубопроводного транспорта:*

- трубопровод может быть проложен на земле, под водой, на болотистых местах и участках вечной мерзлоты на специальных подпорках и т.п.;
- объемы перекачки не ограничены;
- полная сохранность качества и количества грузов благодаря герметизации труб и станций;
- отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду;
- автоматизация операций по сливу, наливу (начально-конечные операции) и перекачке;
- самая низкая себестоимость и самая высокая производительность труда, что связано не в последнюю очередь с небольшим количеством людей, необходимых для выполнения перекачки;
- незначительная зависимость от климатических условий, что делает процесс перекачки непрерывным;
- меньшие, чем в другие виды транспорта, капиталовложения;
- более короткий путь по сравнению с водными видами транспорта;
- эффективность работы на любых расстояниях перевозки и др.

Магистральные нефтепроводы РФ



Схема магистрального нефтепровода



Основные функции нефтеперекачивающей станции

1. Поддержание давления.

НПС компенсирует потери давления, возникающие из-за трения нефти о стенки трубопровода и перепадов высот.

2. Транспортировка нефти на большие расстояния.

Станция обеспечивает необходимую скорость и объем перекачиваемой нефти.

3. Контроль и регулирование потока нефти.

Система управления НПС регулирует подачу нефти и перенаправляет её в случае необходимости.

4. Очистка и подготовка нефти.

Некоторые НПС оснащены фильтрами для удаления механических примесей, а также системами подогрева для снижения вязкости нефти.

5. Безопасность трубопровода.

НПС контролирует рабочие параметры нефти, такие как давление и температура, чтобы предотвратить аварийные ситуации.

Классификация нефтеперекачивающих станций

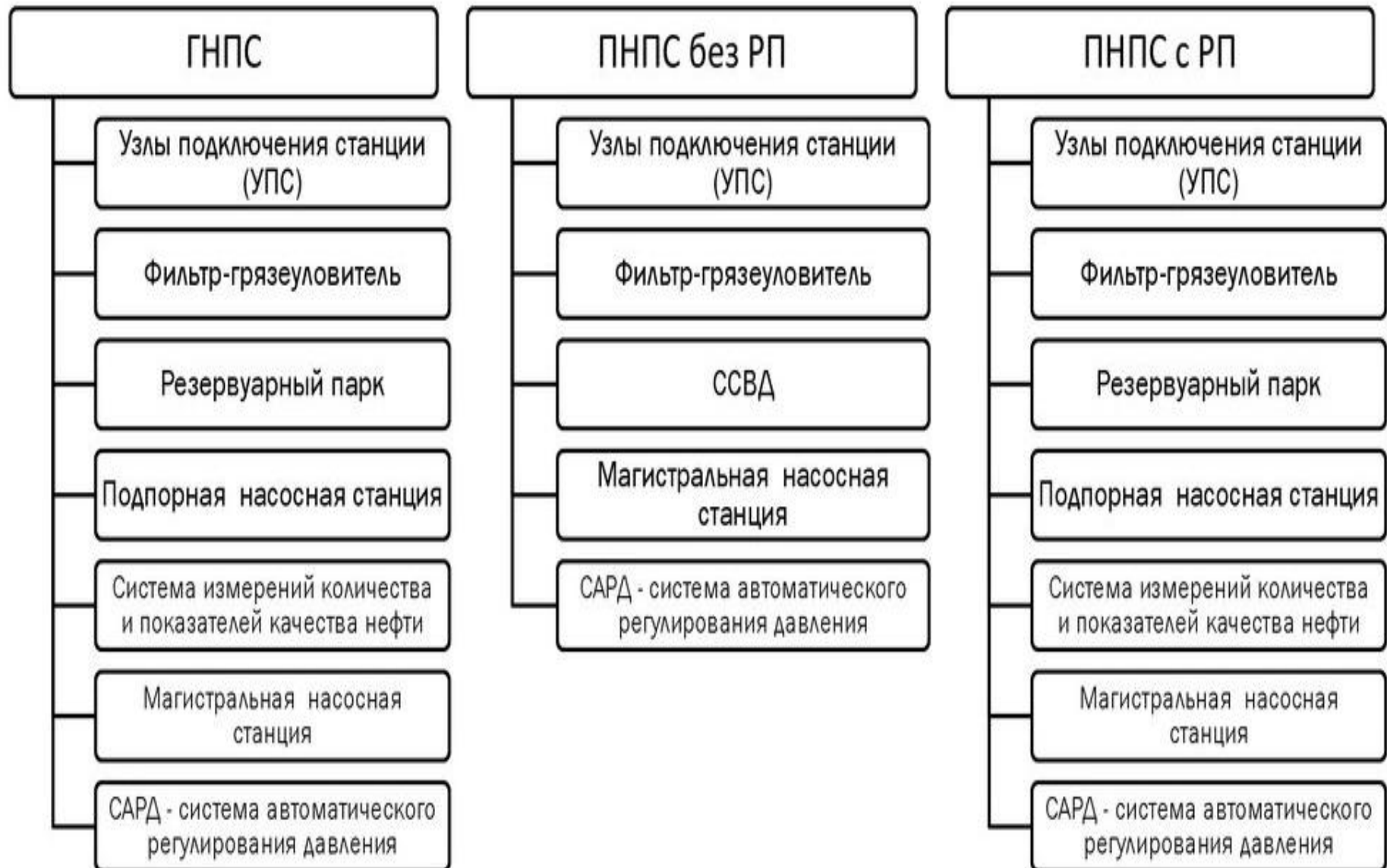
1. Головная НПС.

Располагается вблизи нефтяных сборных промыслов или нефтеперерабатывающих заводов и предназначена для приема нефти или нефтепродуктов и для обеспечения их дальнейшей перекачки по трубопроводу.

2. Промежуточная НПС.

Предназначена для повышения давления перекачиваемой жидкости в трубопроводе, и их размещают по трассе согласно гидравлическому расчету. Они имеют в своем составе в основном те же объекты, что головные перекачивающие станции, но вместимость их резервуаров значительно ниже, либо они отсутствуют (в зависимости от принятой схемы перекачки). Отсутствуют на промежуточных НПС узлы учета, подпорная насосная (при отсутствии резервуарного парка).

Состав оборудования НПС



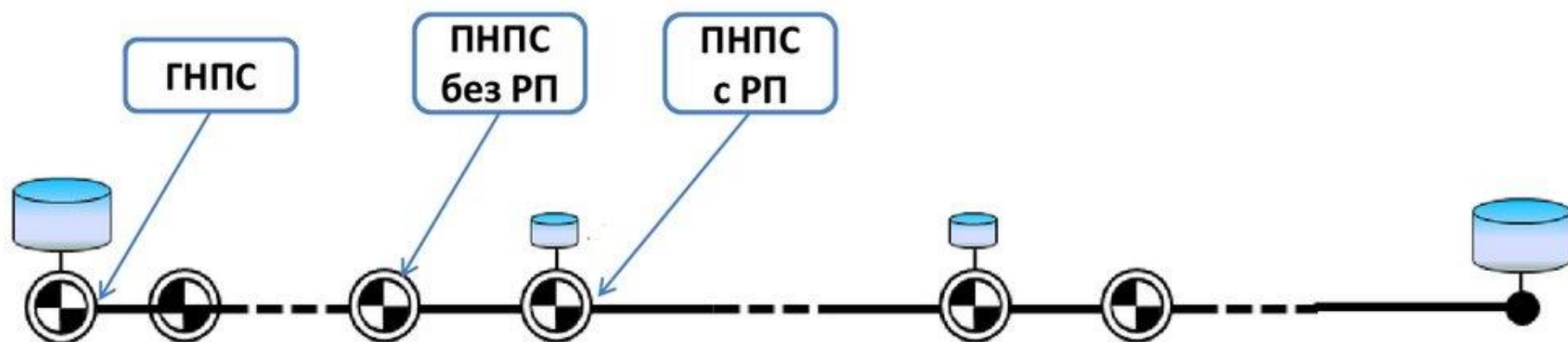
Основное направление движения нефти по коммуникациям ГНПС



Основное направление движения нефти по коммуникациям ПНПС



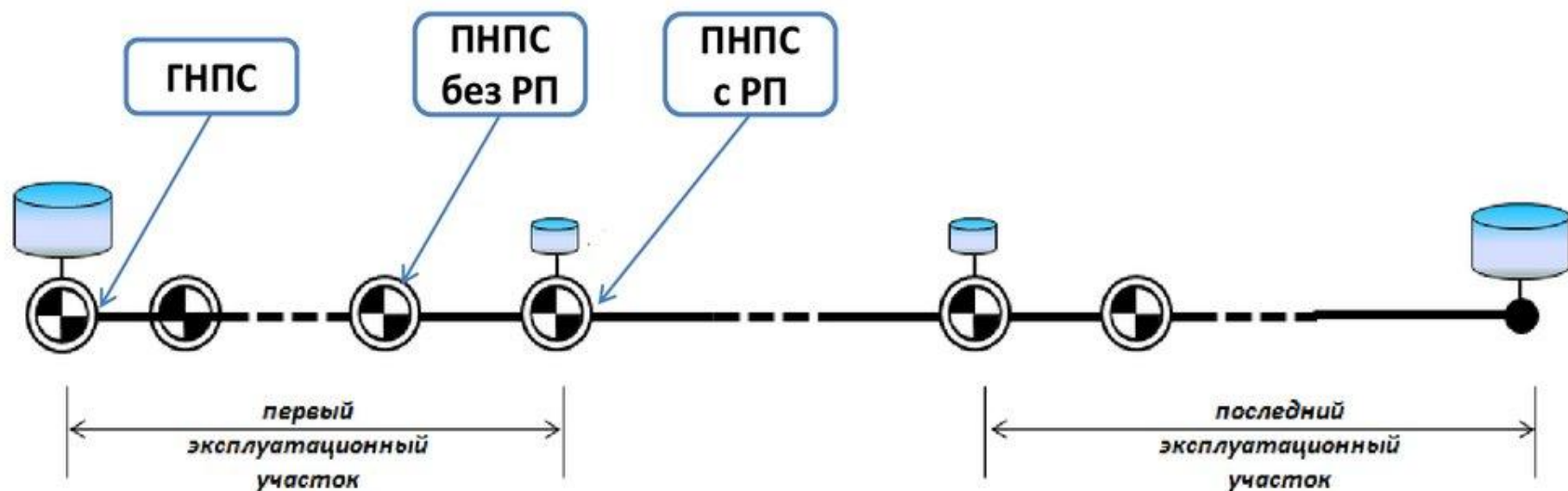
НПС на трассе магистрального нефтепровода



НПС расставляются по трассе на основании гидравлического расчёта.
Среднее расстояние между НПС составляет:

- ✓ для первой очереди 100...200 км;
- ✓ для второй очереди 50...100 км.

НПС на трассе магистрального нефтепровода

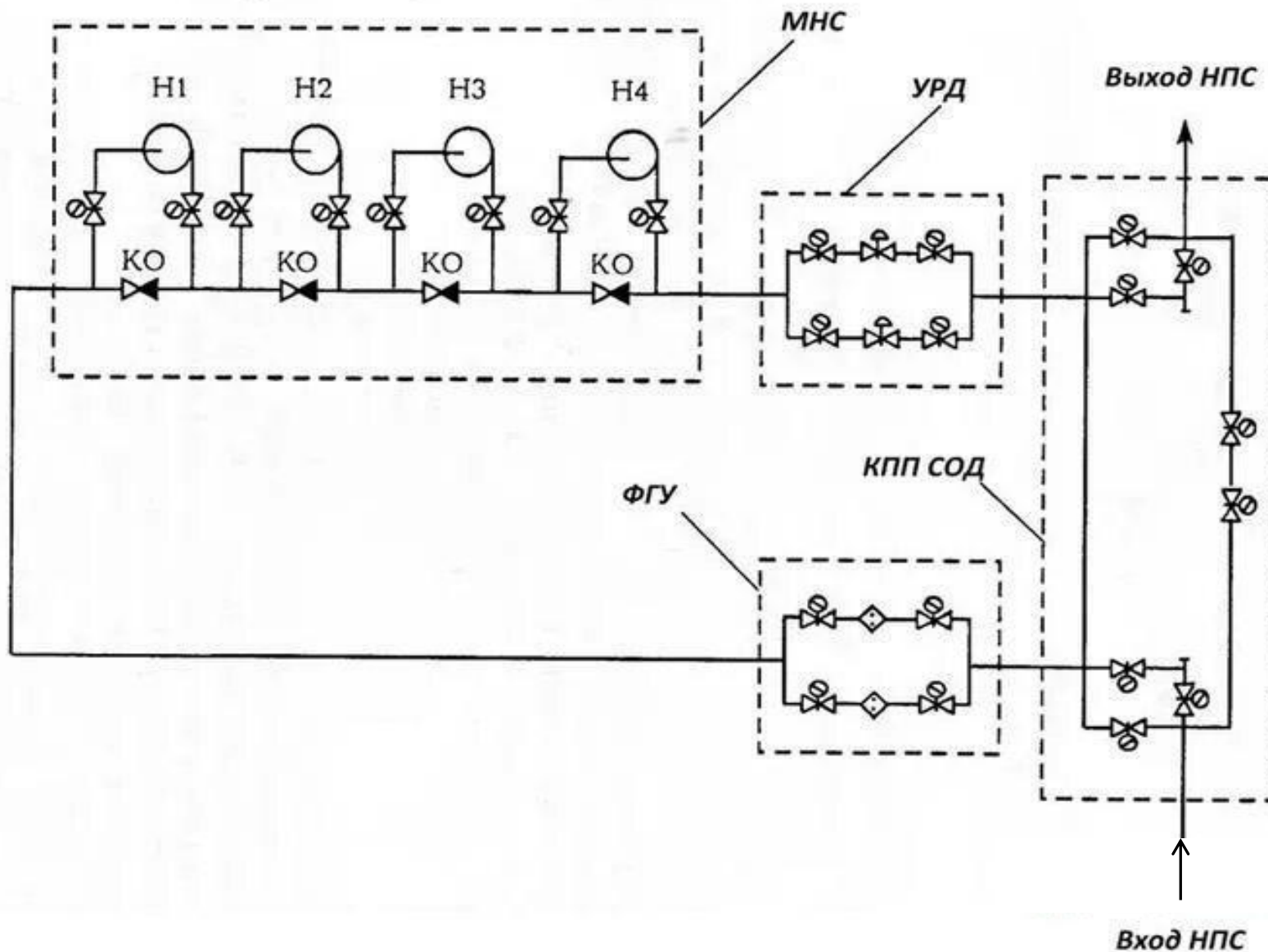


При транспорте нефти на большие расстояния предусматривается организация эксплуатационных участков, длиной 400...600 км каждый. На границах эксплуатационных участков располагаются ПНПС с РП, состав которых аналогичен ГНПС, но с резервуарным парком меньшей вместимости.

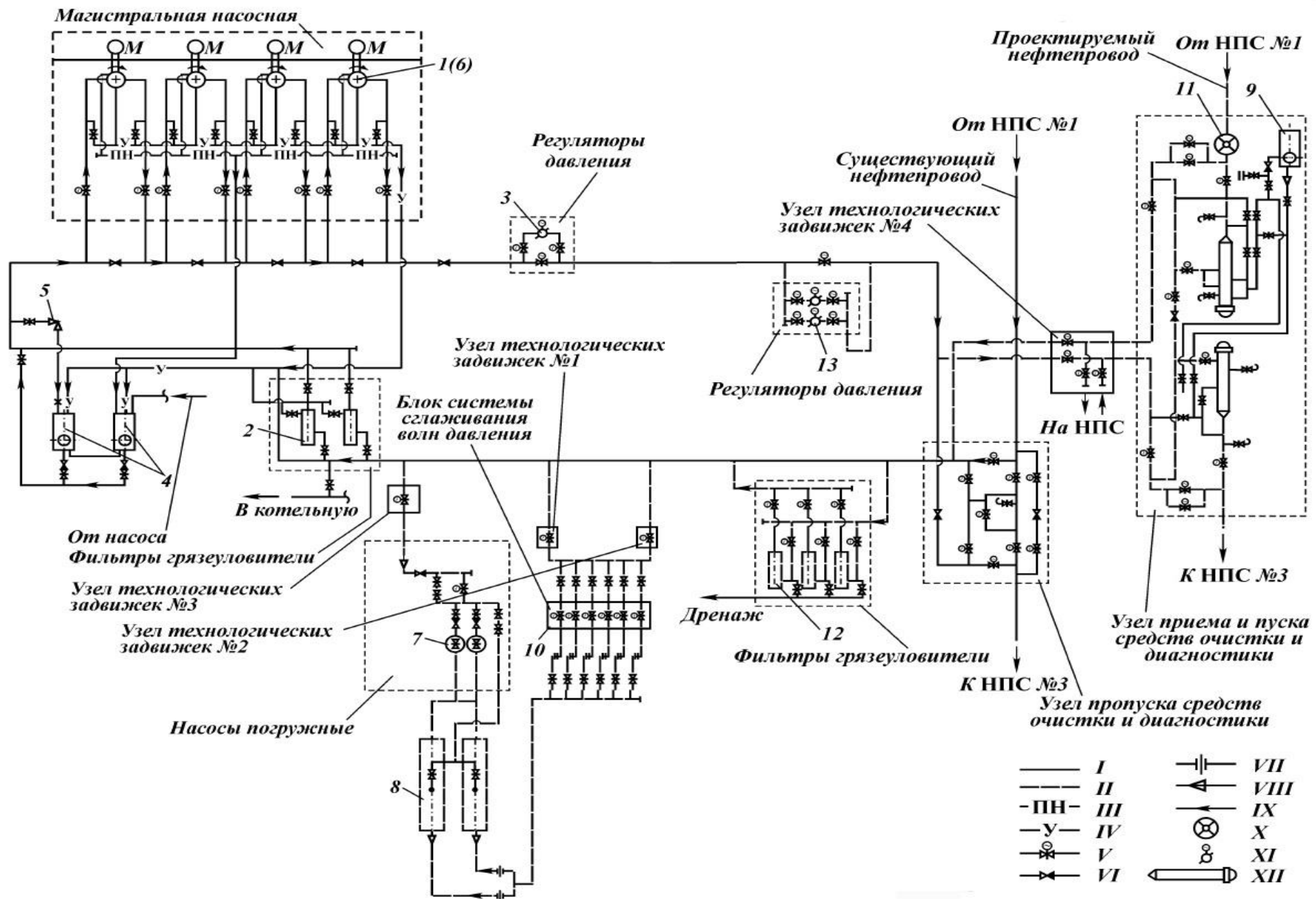
Требования к РП НПС

- Резервуарная емкость ГНПС МН - от двухсуточной до трехсуточной проектной пропускной способности нефтепровода
- Емкость РП НПС на границах эксплуатационных участков - от 0,3 до 0,5 суточной проектной пропускной способности МТ
- При выполнении приемо-сдаточных операций - в пределах от 1,0 до 1,5 суточной проектной пропускной способности нефтепровода
- Количество резервуаров в составе РП должно быть не менее 2 шт. без учета резервуаров аварийного сброса.
- Прием нефти аварийного сброса должен осуществляться в отдельные резервуары, не задействованные в операциях транспортировки нефти.

Упрощенная схема НПС



Технологическая схема нефтеперекачивающей станции

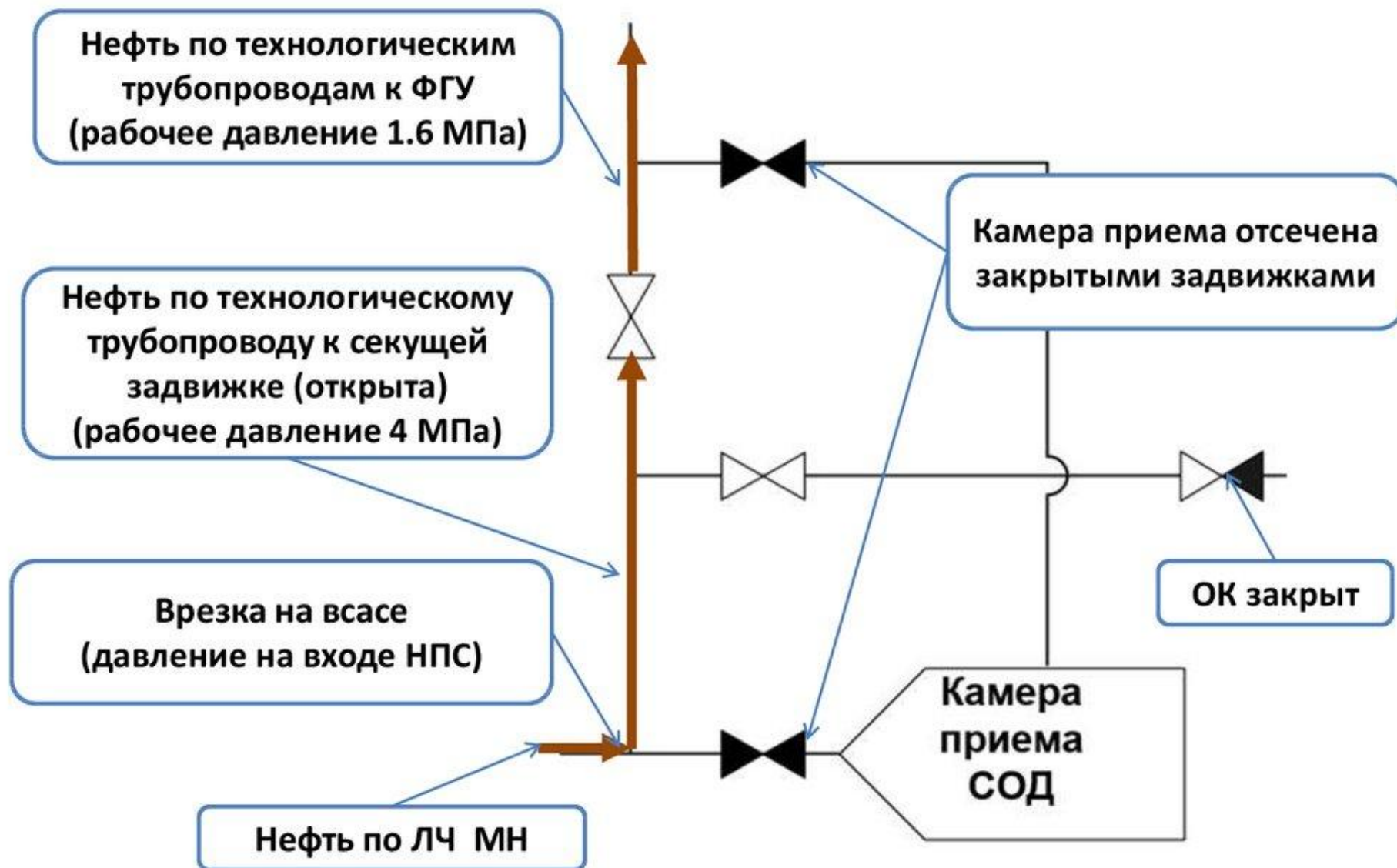


Технологическая схема промежуточной перекачивающей станции:

I - основной трубопровод; II - проектируемый трубопровод; III - трубопровод паров нефти; IV - трубопровод утечки; V - задвижка с электроприводом; VI - клапан обратный; VII - фланец-заглушка; VIII — переход на трубопроводе; IX - направление потока нефти; X - счетчик ультразвуковой; XI - заслонка; XII - камера приема (пуска) СОД;

1 - насос центробежный; 2 - фильтры-грязеуловители; 3 - регулятор давления; 4 - емкость для сбора утечек и дренажа с насосами откачки утечек; 5 - клапан предохранительный; 6 - насос центробежный с ротором с электродвигателем; 7 - агрегат электронасосный нефтяной для откачки утечек; 8 - резервуар-сборник нефти от системы сглаживания волн давления и дренажа; 9 - емкость для сбора утечек нефти и дренажа технологических трубопроводов с погружным насосом с электродвигателем; 10 - устройство сглаживания волн давления; 11 - счетчик ультразвуковой; 12 - фильтры-грязеуловители с патрубками; 13 - регулирующая заслонка

Прием нефти из трубопровода на НПС



Очистка нефти в ФГУ

Нефть в РП По технологическим трубопроводам
(рабочее давление 1.6 МПа)

6

Задвижка
на выкиде
фильтра
открыта

Задвижка
на приеме
фильтра
открыта

Дренажный кран
закрит

Нефть по технологическим трубопроводам к ФГУ
(рабочее давление 1.6 МПа)

1-3 – ФГУ

4 - дренажный трубопровод

5 – прием фильтров

6 – выкид фильтров

1

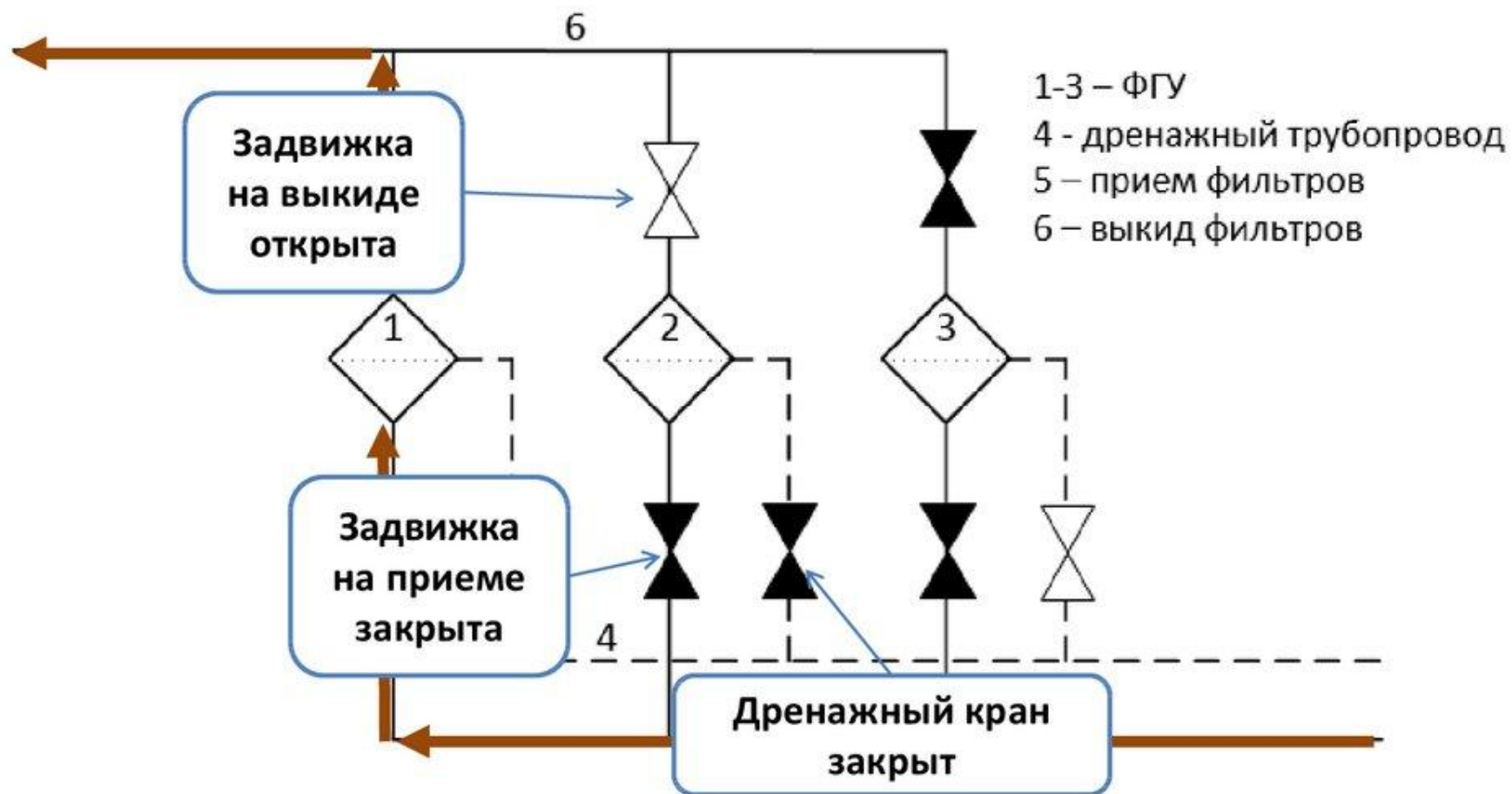
2

3

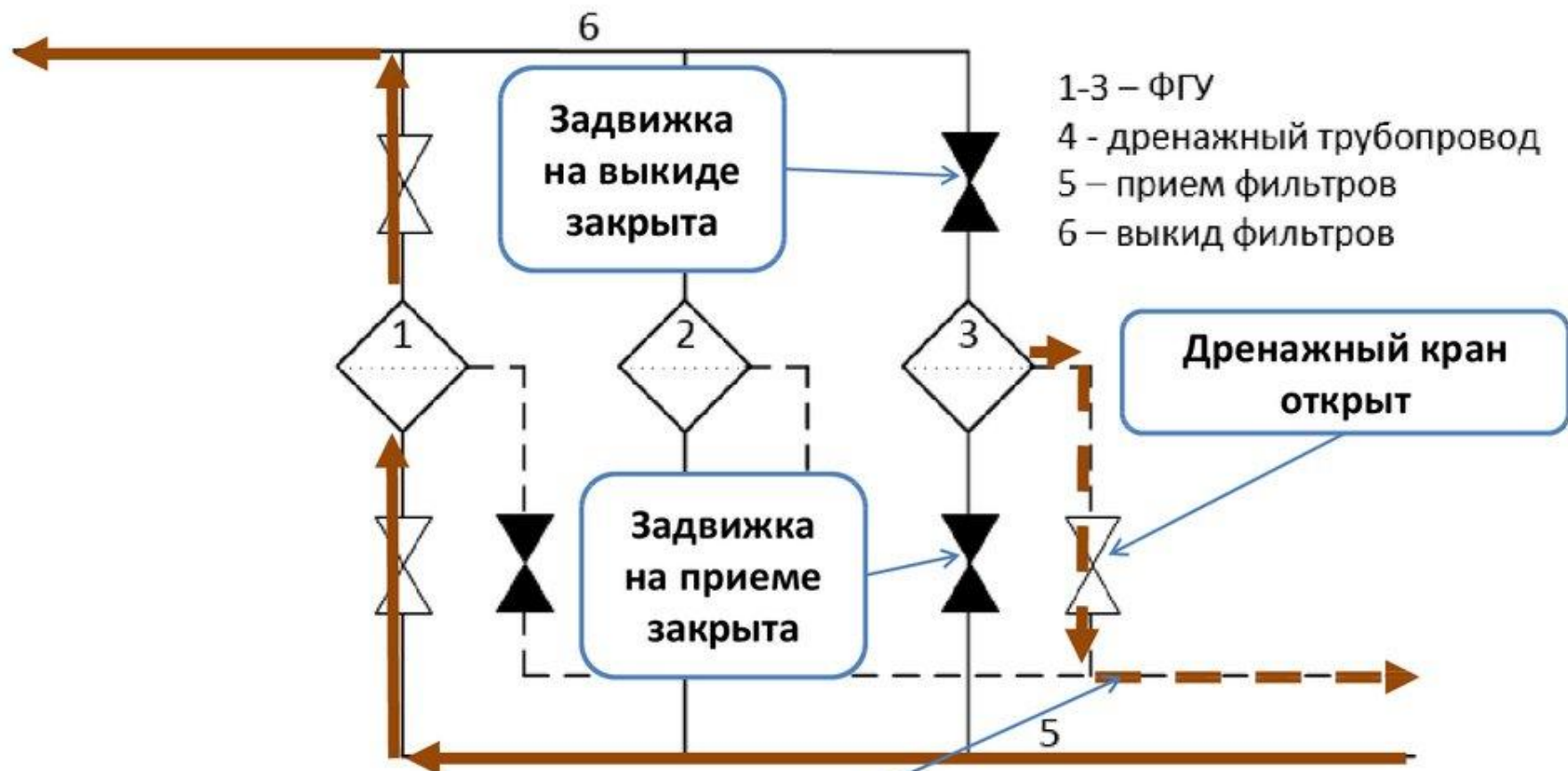
4

5

ФГУ в резерве



Дренаж ФГУ



Безнапорное (самотечное) движение нефти по дренажным трубопроводам в емкость сбора (рабочее давление 1.6 МПа)

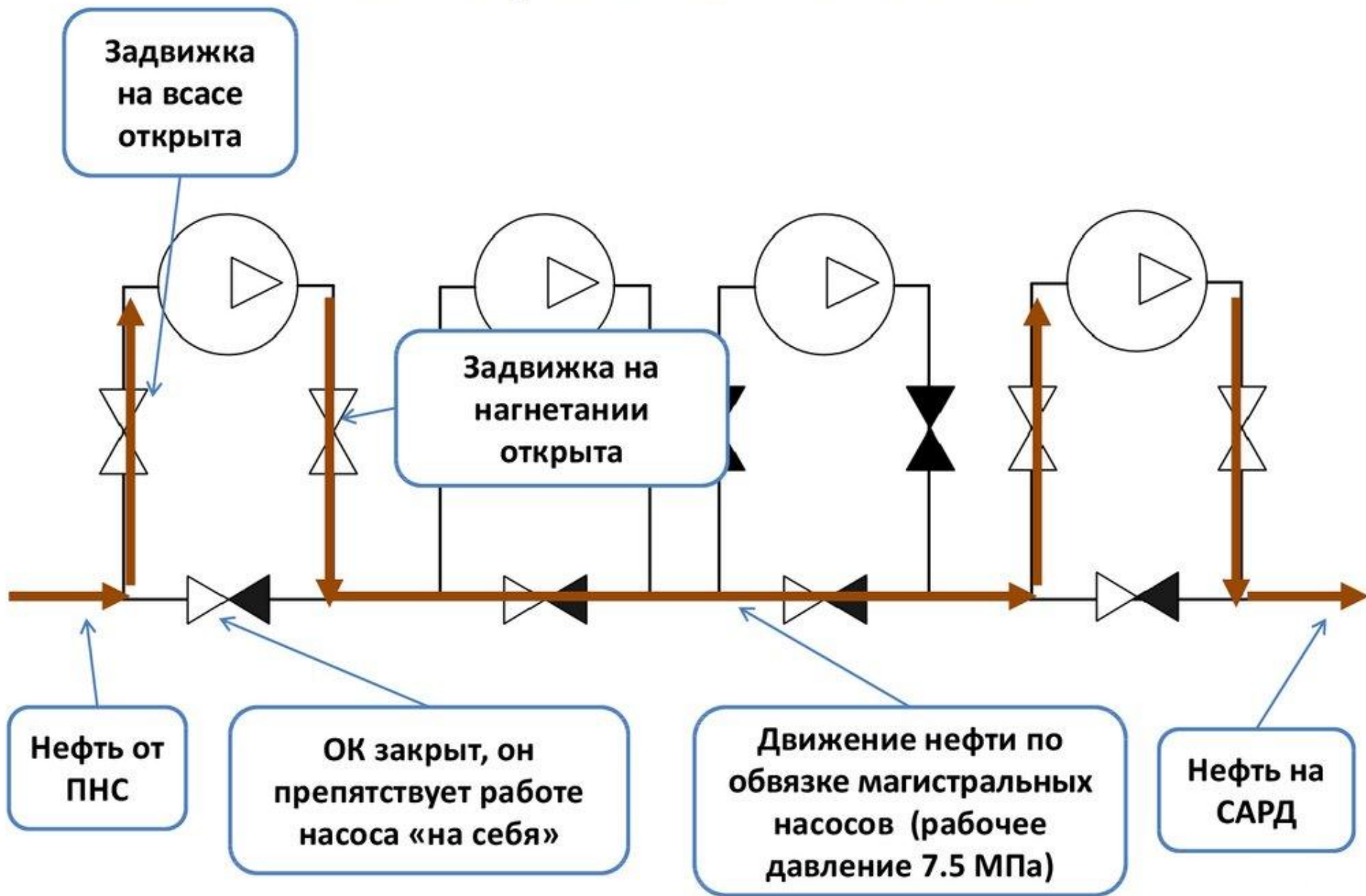
Магистральная насосная станция предназначена для перекачки нефти в магистральный нефтепровод от подпорной насосной, которая создает предварительный напор на всасывании первого по ходу нефти магистрального насоса для его бескавитационной работы.

1. Сооружение, входящее в состав НПС и предназначенное для повышения давления в трубопроводе с помощью магистральных насосных агрегатов.

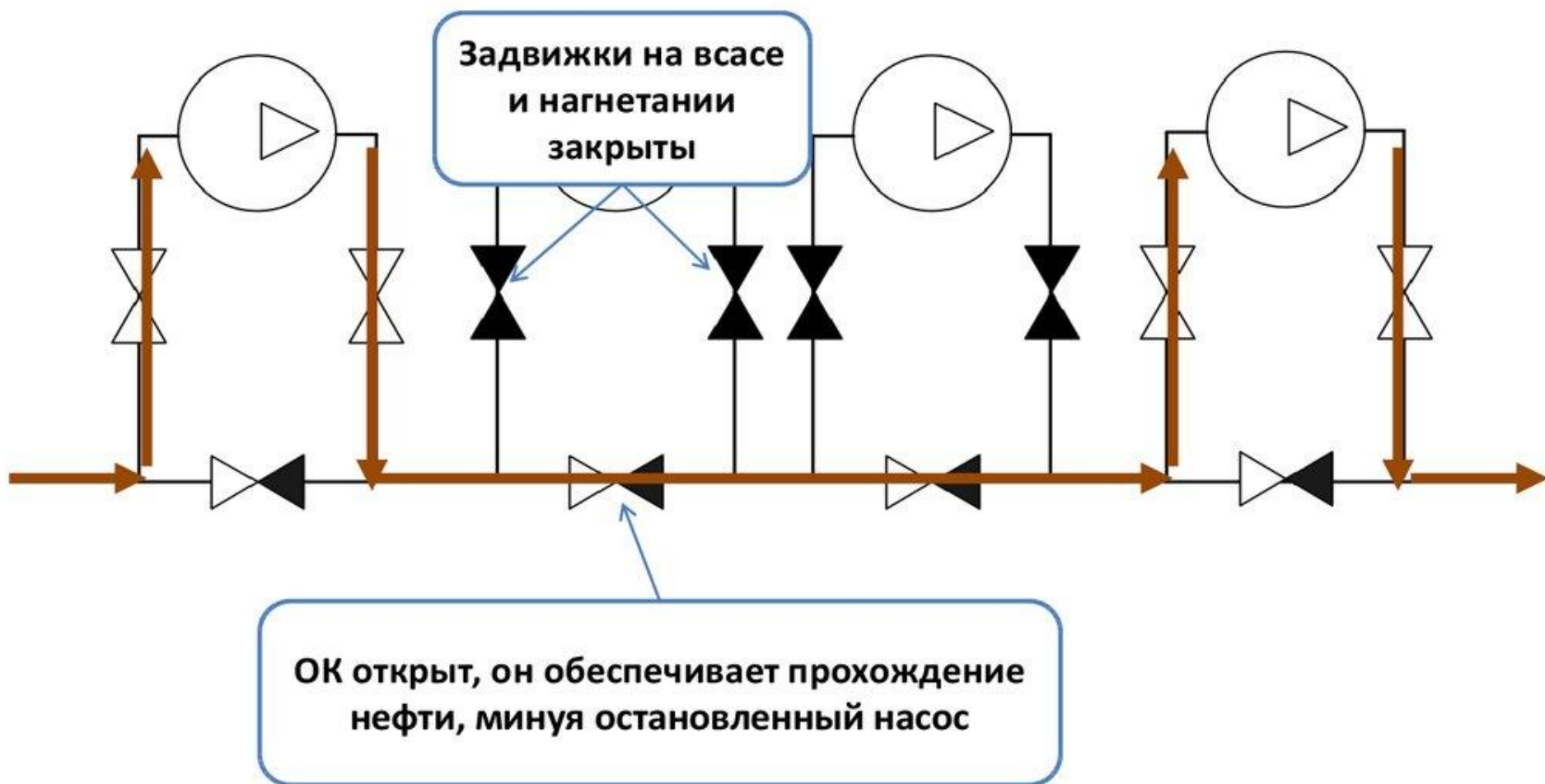
(ГОСТ Р 57512-2017).

2. Комплекс технологического оборудования, осуществляющий повышение давления в магистральном трубопроводе с помощью магистральных насосных агрегатов (РД 153-39.4-113-01).

Магистральная насосная



Магистральная насосная (неработающие насосы)



Требования к МНА

- Все НПС на участках МТ с одной и той же проектной пропускной способностью должны оснащаться однотипными МНА.
- Количество магистральных насосных агрегатов в составе магистральной насосной должно быть равно четырём. В работе – до трех агрегатов.
- Количество и характеристика роторов МНА должны обеспечивать требуемый напор без дросселирования на выходе НПС при пропускной способности нефтепровода по этапам развития, с учетом перекачки нефти с реологическими свойствами, отличающимися от проектных (для «теплого» и «холодного» времени года).

В качестве привода насосов используются электродвигатели синхронного и асинхронного типа. В зависимости от исполнения электродвигатели устанавливаются в общем зале с насосами или в помещении, отделенном от насосного зала стеной, не пропускающей паров нефти. Взрывозащищенное исполнение электродвигателей, устанавливаемых в общих залах насосных, достигается продувкой корпуса электродвигателя воздухом под избыточным давлением.

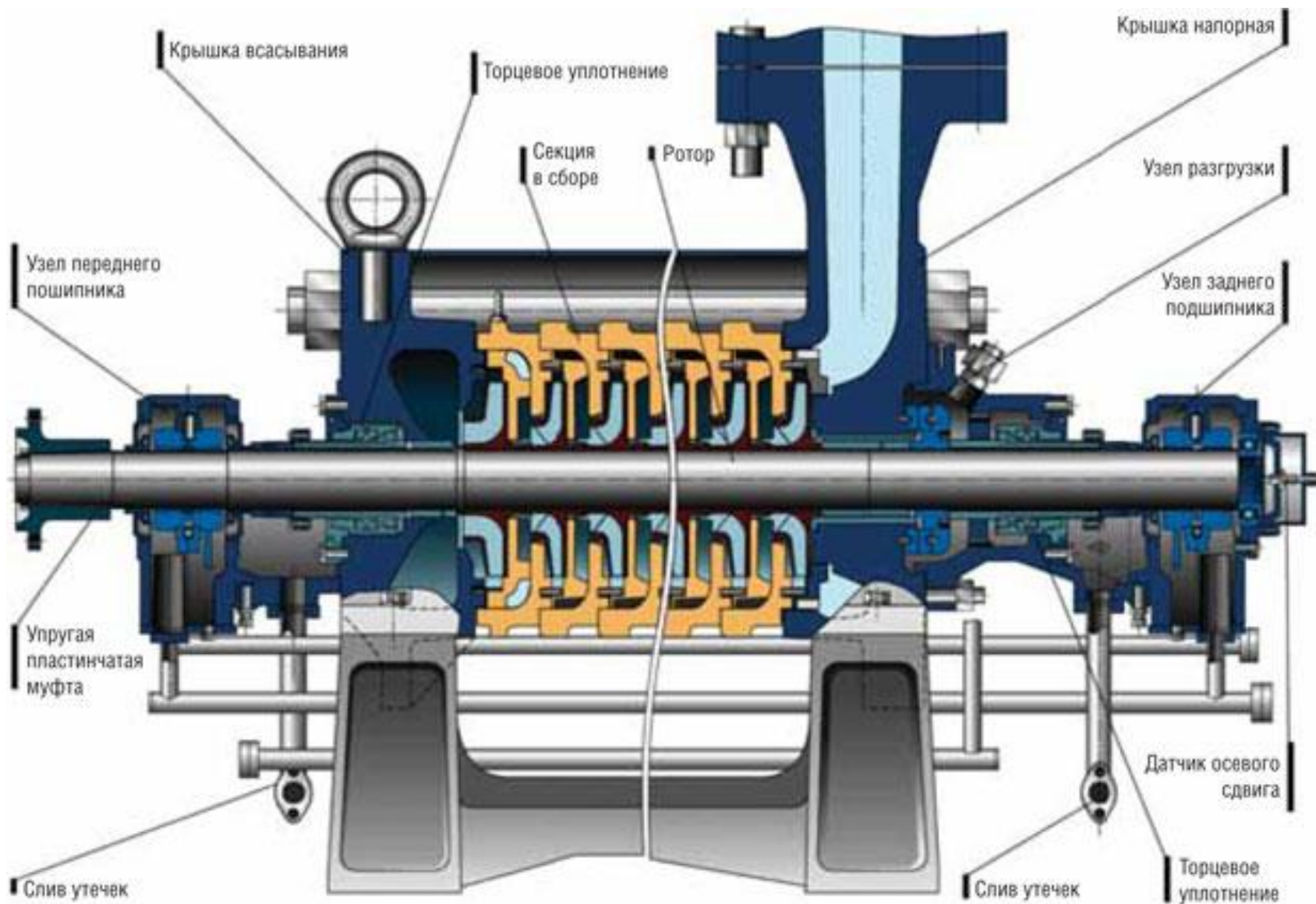
При обычном исполнении электродвигатели устанавливаются в отдельном зале, герметично изолированном от насосного зала специальной стеной. В этом случае место прохождения вала, соединяющего; электродвигатель и насос, через разделительную стену имеет конструкцию, препятствующую проникновению через него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

В качестве привода насосов используются электродвигатели взрывозащищенного исполнения серий СТДП (синхронный продуваемый с замкнутым циклом вентиляции), 2АРМП (синхронный продуваемый с разомкнутым циклом вентиляции) и 2АЗМВ1 (асинхронный во взрывонепроницаемой оболочке). По согласованию с заказчиком насосы могут быть поставлены с синхронными электродвигателями серии СТД обычного общепромышленного назначения (без продувки). В этом случае их устанавливают в отдельном от насосного зала помещении, защищенном от проникновения паров нефти и нефтепродуктов.

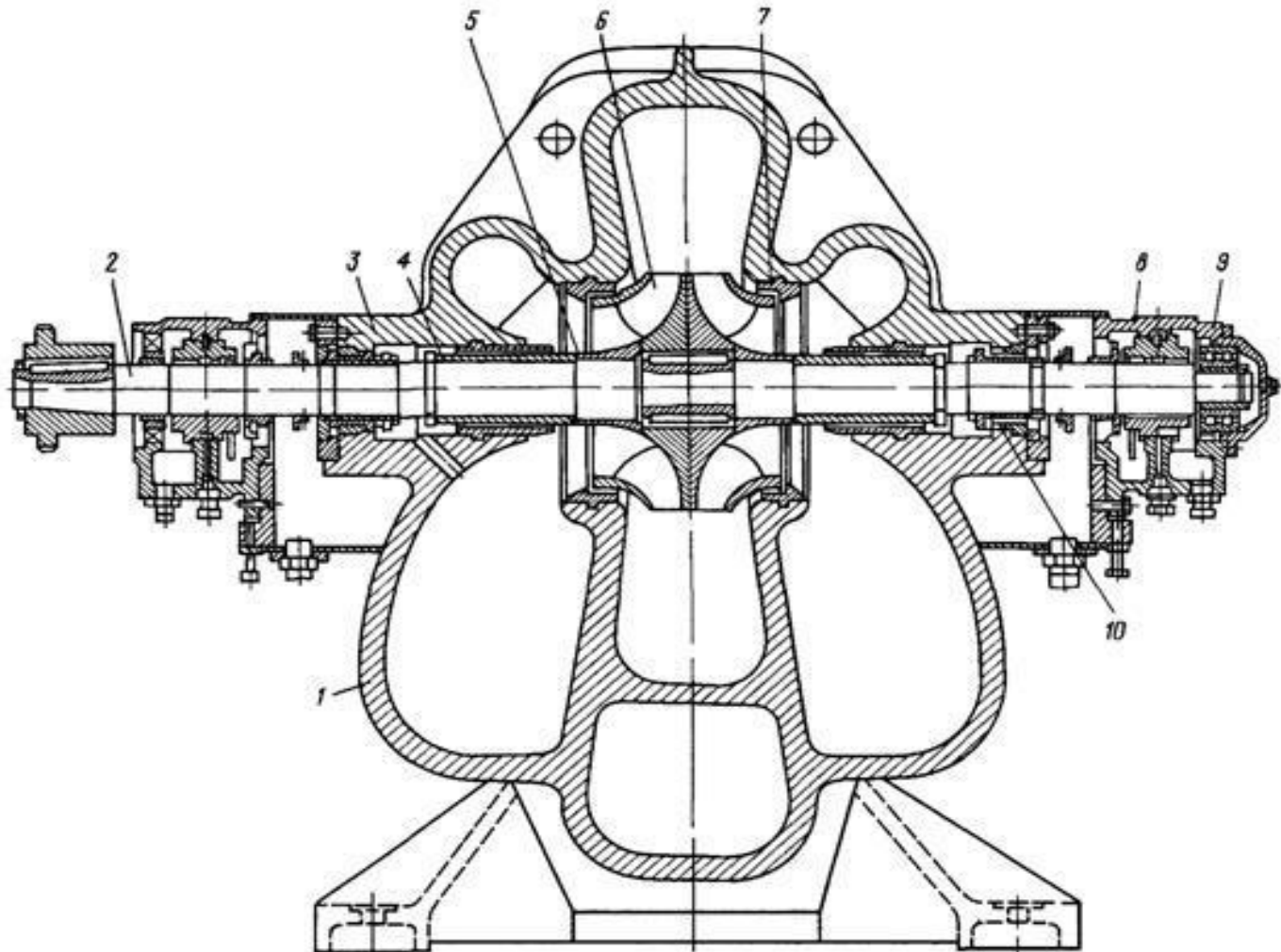




Конструкция насоса секционного типа



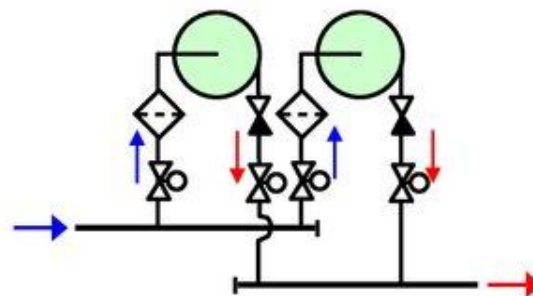
Конструкция насоса спирального типа



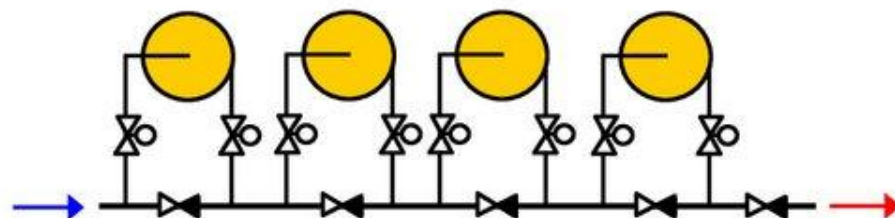
1, 3 - нижняя и верхняя части корпуса; 2 - вал; 4, 5 - втулки; 6 - рабочее колесо; 7 - уплотняющие кольца; 8 - подшипники скольжения; 9 - радиально-упорный сдвоенный шарикоподшипник; 10 - уплотнение торцового типа

Способы соединения насосов на НПС

Параллельное соединение подпорных насосов



Последовательное соединение магистральных насосных агрегатов (МНА)



На каждую группу (до трех рабочих МНА) предусматривается
один резервный агрегат

Для оптимального режима перекачки на входе в насосы должен поддерживаться определенный подпор. Его величина не должна быть меньше некоторой величины, называемой допустимым кавитационным запасом.

По величине развиваемого напора центробежные насосы магистральных нефтепроводов делятся на основные и подпорные. Назначение подпорных насосов — создание на входе в основной насос подпора, обеспечивающего устойчивую работу основного насоса. При подаче 2500 м³/ч и более применяются подпорные насосы серии НМП. При меньшей производительности используются насосы серии НД (насос с колесом двустороннего всасывания).

Маслосистема. Маслосистема предназначена для обеспечения централизованной смазки подшипников магистральных насосных агрегатов, охлаждения нагретого масла воздухом, очистки его от механических примесей и следов воды. Система работает по схеме с подключением аварийного бака на «проток» при статическом напоре и автоматическом контроле уровня масла в нем. Оборудование маслосистемы, кроме аппаратов воздушного охлаждения, располагается в помещении размером 3х12 м: насосы, маслобаки и сепаратор размещаются в прямой. Отметка прямой принимается, исходя из условия обеспечения самотечного слива масла от агрегатов в маслобаки. Аппараты воздушного охлаждения размещаются на открытом воздухе под навесом.

Рядом с помещением маслосистемы устанавливаются горизонтальные стальные резервуары емкостью 5 куб. м для хранения масла. Число резервуаров определяется расчетом из условий создания необходимого запаса масла для бесперебойной работы маслосистемы и ее опорожнения. Резервуары предназначены для хранения чистого масла, отработанного, слива масла из маслосистемы.

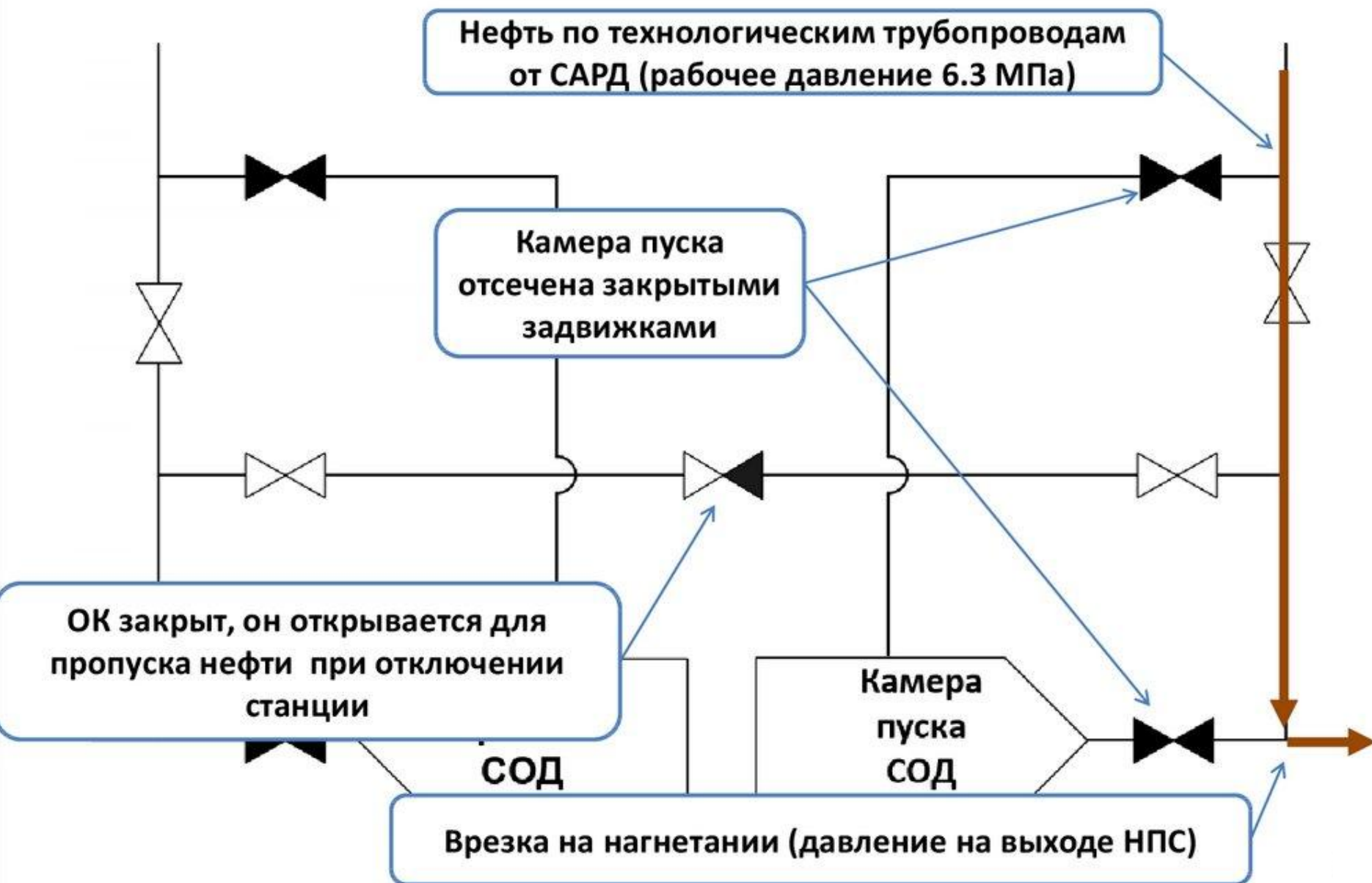
Сборники нефти. Для приема нефти от системы сглаживания волн давления, утечек от торцовых уплотнений магистральных насосов, дренажа технологических трубопроводов, а также нефтесодержащих стоков устанавливаются стальные горизонтальные резервуары — сборники нефти емкостью 100 куб. м. Сборники нефти устанавливаются подземно и оснащаются запорной арматурой, огневыми предохранителями и сигнализаторами уровня.

Для сбора нефти при аварийном разливе в магистральной насосной устанавливается стальной горизонтальный резервуар емкостью 100 куб. м. Резервуар размещается подземно и оснащается запорной арматурой, огневым предохранителем и сигнализатором уровня.

Насосы погружные. Насосы погружные вертикальные предназначены для откачки нефти из сборника нефти сброса ударной волны, утечек и дренажа технологических трубопроводов, а также из резервуара аварийного сбора нефти и закачки во всасывающий трубопровод магистральных насосов. Необходимая высота всасывания насосов обеспечивается размещением их в подземных стаканах-приямках с запорной арматурой. Насосы должны работать в диапазоне 0-100 м³/ч, Н = 400-150 м без регулировки напора при исключении опасности перегрузки электродвигателя.

Регуляторы давления. Регуляторы давления предназначены для регулирования давления методом дросселирования (изменения давления путем пропуска потока газа через сужающее или расширяющее устройство) потока нефти в целях поддержания давления — минимального на приеме и максимального на выходе насосной станции в заданных пределах. В качестве исполнительных устройств принимаются регулирующие заслонки с электрическим приводом во взрывозащищенном исполнении. Регуляторы давления устанавливаются на открытой площадке.

Подача нефти в ЛЧ МН



Магистральная насосная станция



Дизельная резервная электростанция предназначена для обеспечения электроэнергией потребителей НПС в период аварийного отключения основного источника электроснабжения. Расчетная продолжительность отключения составляет не более 3 суток в год. В остальное время дизельная электростанция находится в резерве.

Дизельная электростанция размещается в блок-контейнере. В комплект дизельной резервной электростанции входят:

- дизель-электрический агрегат;
- оборудование топливной системы;
- масляная система;
- система охлаждения;
- выхлопная система.

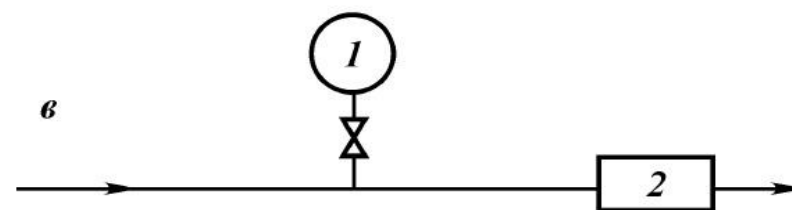
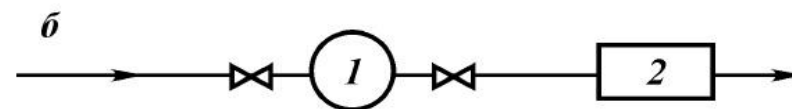
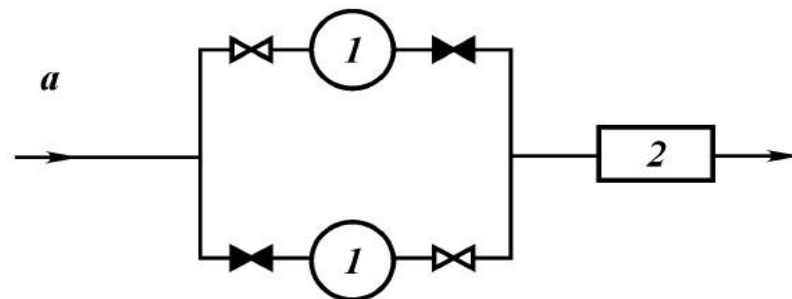
Для хранения дизельного топлива применяются стальные горизонтальные резервуары емкостью 10 куб. м каждый. Емкость резервуаров принимается из расчета не менее 4—5 суточных запасов топлива. Резервуары устанавливаются надземно и оборудуются запорной, измерительной и дыхательной арматурой. На площадке с резервуарами размещается насос для подачи топлива в расходный бак дизельной электростанции.

Насосные агрегаты типа НМ по коэффициенту полезного действия и основным техническим характеристикам имеют при номинальной подаче максимально возможный КПД (от 83 до 89 % в зависимости от типоразмера).

Применительно к основным насосам около 30 % всех отказов падают на торцовые уплотнения валов, 15 % – на подшипники, 9 % – на маслосистему. По вине обслуживающего персонала имеет место до 12 % всех отказов. Повышенная вибрация вызывает от 4 до 10 % отказов, и так объясняется различной оснащённостью НПС виброконтрольной аппаратурой. Анализ причин отказов показывает, что приведенные данные не отражают в достаточной мере надежность элементов насосных агрегатов и не позволяют разработать эффективные меры по снижению отказов.

Технология перекачки, используемая в трубопроводе, определяет способ соединения насоса с резервуаром. Существует четыре ВОЗМОЖНЫХ СХЕМЫ:

- постанционная (а);
- через резервуар (б);
- с подключением резервуара (в);
- из насоса в насос (г).



■ I ■ II

Постанционная схема

При использовании постанционной системы перекачки нефть попеременно закачивается в станционный резервуар и подается в трубопровод из другого резервуара. Преимущество постанционной системы перекачки заключается в том, что каждый участок трубопровода не соединен жесткой гидравлической арматурой, как в случае перекачки от насоса к насосу, поэтому трубопровод надежнее обеспечивает бесперебойную подачу нефти потребителям. Постанционные системы также позволяют регистрировать количество нефти, перекачиваемой из резервуара, что крайне важно для управления сохранностью продукции. Основными недостатками постанционных насосных систем являются высокая стоимость строительства и эксплуатации резервуаров и выброс паров нефти в атмосферу при заполнении резервуаров, что приводит к потере нефти при заполнении больших резервуаров. Постанционные насосные системы в основном используются на головных и эксплуатационных участках нефтепроводов.

Схема "из насоса в насос"

В системе "из насоса в насос" резервуары на промежуточных станциях (если таковые имеются) отсоединяются от сети трубопровода, и нефть с предыдущего участка направляется непосредственно в насосы на этих станциях для дальнейшей транспортировки по следующему участку. Этот метод перекачки очень прогрессивен, так как исключает промежуточные технические операции и связанные с ними неизбежные потери нефти. Кроме того, он очень дешев, так как исключает необходимость строительства дорогостоящих резервуаров. Недостатком этого метода является то, что гидравлические соединения всех секций, работающих по этому методу, являются "жесткими". Поэтому, если изменить один компонент, то изменятся и все остальные. В частности, аварийное отключение одной части приведет к отключению всех подключенных частей в режиме перекачки.

Схемы с подключением резервуаров

Существует два способа использования насосной системы, подключенной к резервуару: через резервуар или с подключенным резервуаром. В первом случае нефть из предыдущего участка перекачивается в резервуар ПНПС и из него же перекачивается далее. Такая схема делает соединение секций труб гидравлически "мягче". Кроме того, демпфируются скачки давления в резервуаре из-за изменения режима перекачки, что повышает надежность эксплуатации трубопроводов. Однако этот метод имеет недостатки постанционной схемы и сегодня практически не используется. Во втором варианте предполагается, что основной поток нефти перекачивается по трубопроводу, минуя резервуар. Однако предполагается, что дебиты нефти на восходящем и нисходящем участках могут отличаться в течение некоторого времени, и дисбаланс в дебитах компенсируется за счет сброса или закачки части нефти в соответствующий резервуар. При синхронной работе секций, т.е. перекачке с одинаковым расходом, уровень нефти в связанном резервуаре поддерживается постоянным.

Узел подключения станции

Узел подключения НПС к магистрали может иметь **4 варианта**:

- ✓ с узлом пуска СОД (на ГНПС);
- ✓ с узлом пуска-приема СОД (1 - с соосным расположением КПП; 2 - с параллельным расположением КПП);
- ✓ с узлом пропуска СОД (узлы подключения станции располагаются на промежуточных НПС);
- ✓ с узлом приема СОД (в конечном пункте МН).

Все задвижки узла подключения станции можно разбить на 4 группы.

1-ая группа: задвижки, обеспечивающие подключение НПС к нефтепроводу или отключения НПС от нефтепровода. При аварии на НПС они автоматически закрываются, поэтому называются **секущими**;

2-ая группа: задвижки, обеспечивающие транзит нефти через УПС при закрытых секущих задвижках;

3-я группа: задвижки, обеспечивающие запасовку и пуск СОД;

4-ая группа: задвижки, обеспечивающие пуск СОД и его извлечение из трубопровода.

Фильтры-грязеуловители



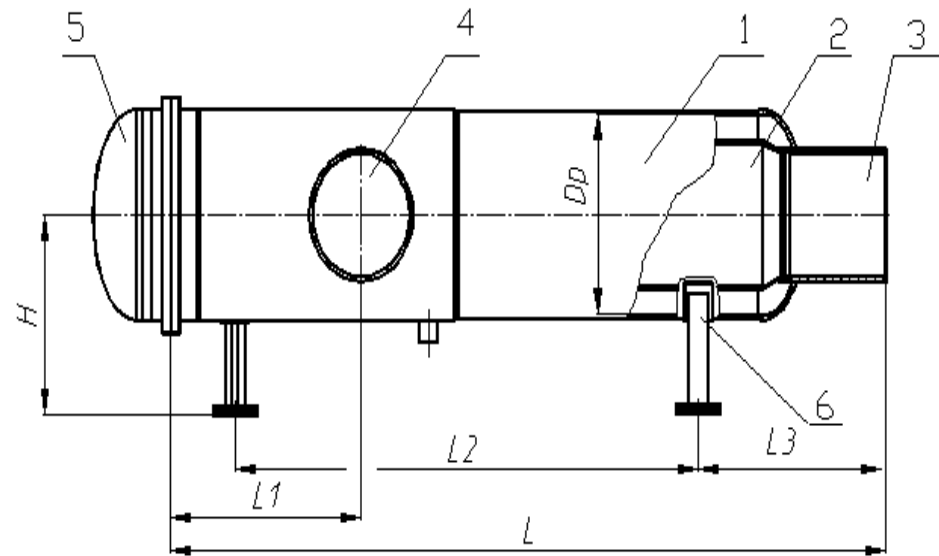
Фильтры-грязеуловители (ФГУ) предназначены для очистки перекачиваемой нефти и нефтепродуктов от механических примесей, посторонних предметов, глины, парафино-смолистых отложений и окалины, образующихся во время ремонта и эксплуатации линейной части нефтепровода, а также защиты насосов от засорения.

Фильтры-грязеуловители

Фильтр-грязеуловитель горизонтального типа (ФГГ) предназначен для очистки нефти от относительно крупных механических включений перед подачей жидкости на вход насосных агрегатов НПС.

**Типовая
предусматривает
параллельную
установку
фильтров-
грязеуловителей
на открытой площадке.**

**схема
трех
(один
из которых – резервный)**



1 – корпус; 2 – фильтрующий элемент; 3 – осевой патрубок выхода нефти; 4 – боковой патрубок входа нефти; 5 – быстроразъемный концевой затвор; 6 – опора

Схема устройства фильтра, представляющего из себя конструкцию типа «труба в трубе»

Фильтры-грязеуловители

- ✓ ФГГ представляет собой цилиндрический корпус, с одной стороны которого находится быстроразъемный концевой затвор, а с другой – патрубок соответствующего диаметра для подсоединения к трубопроводу.
- ✓ Внутри цилиндрического корпуса ФГГ должен быть установлен съемный фильтрующий элемент.
- ✓ Манометры должны быть расположены на патрубках подвода и отвода нефти.
- ✓ Конструкция ФГГ должна предусматривать боковой подвод и осевой отвод нефти.

Блок предохранительных клапанов

- ✓ Система предохранительных пружинных клапанов (СППК) предназначена для защиты технологического оборудования РП от повышенного давления.
- ✓ При повышении давления выше настроечного, клапан автоматически открывается, что вызывает процесс сброса жидкости в резервную емкость. Предохранительный клапан обеспечивает расход жидкости, гарантирующий поддержание давления на заданном уровне.
- ✓ Первый узел должен устанавливаться на приёмных технологических трубопроводах РП с точкой подключения непосредственно за ФГГ. Вторым узлом – между подпорной насосной и магистральной насосной станцией, а при наличии СИКН (БИК) между ПНС и МНС устанавливается между МНС и СИКН (БИК).
- ✓ Число предохранительных устройств: для первого узла, должно рассчитываться на максимальную расчетную пропускную способность нефтепровода, а для второго узла – на 70 % от максимальной расчетной пропускной способности нефтепровода.

При эксплуатации магистральных трубопроводов, в момент изменения режима перекачки, расхода по трубопроводу, в нем происходят сложные волновые процессы. Изменение режима перекачки может быть вызвано открытием/закрытием задвижек и/или изменением режимов работы насосных агрегатов. Наибольшее разрушающее действие оказывают на трубопровод волны повышения давления, возникающие, например, в магистральных нефтепроводах и на нефтеналивных терминалах.

Основные причины, приводящие к возникновению волн давления:

- слишком быстрое закрытие задвижек трубопроводов,
- нештатное срабатывание запорной арматуры,
- закупорка трубопровода очистными устройствами,
- запуск или остановка насосных агрегатов.

Система сглаживания волн давления ССВД



Чтобы избежать чрезмерного повышения давления, современные трубопроводы оснащаются системами сглаживания волн давления (ССВД). В состав системы входят различные устройства, обеспечивающие полноценную защиту от резких изменений скорости потока. Это могут быть регуляторы давления, перепускные устройства, предохранительные клапаны, и другие приборы, с помощью которых можно в кратчайшие сроки отвести или сбросить часть нефти или нефтепродуктов, если давление в трубопроводе неожиданно превысит максимально допустимое значение.

Возможные последствия волн повышенного давления:

- осевое разъединение фланцевых соединений трубопровода,
- усталостное разрушение труб, по которым движется нефть,
- нарушение целостности сварных швов трубопровода, образование продольных трещин в магистральных трубах,
- нарушение соосности насосов и подводящих или отводящих труб,
- серьезные повреждения трубопроводов и опорных конструкций,
- повреждение других компонентов нефтяных трубопроводов.