



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

НЕФТИ и ГАЗА

имени И. М. ГУБКИНА

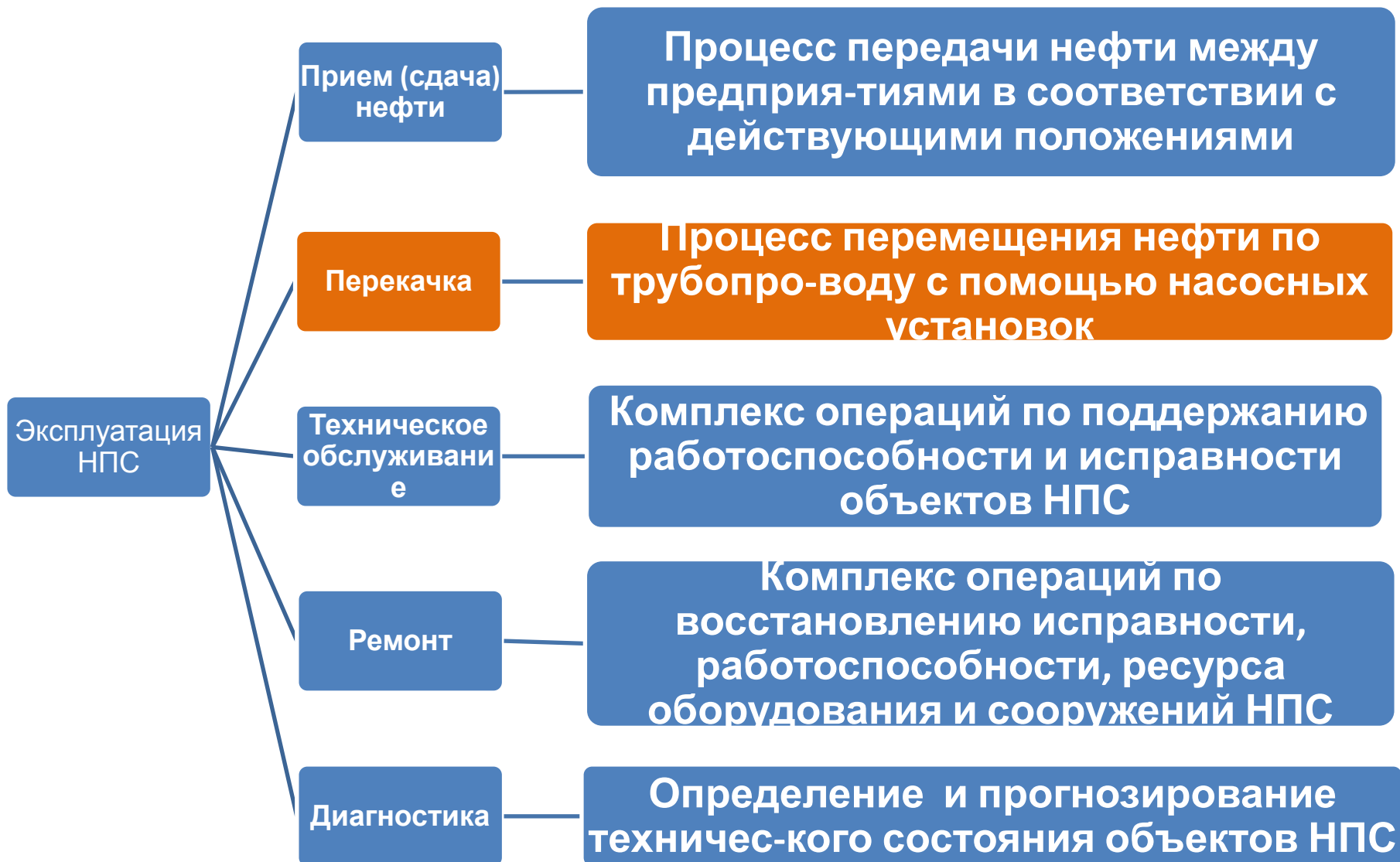
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

Факультет ПС и ЭСТТ
Кафедра П и ЭГНП

Технологические процессы и схемы нефтеперекачивающих станций магистрального нефтепровода

Лектор: доцент, к.т.н. **Осташов Андрей Валентинович**

Эксплуатационные процессы НПС



Типы нефтеперекачивающих станций

Головная

Начальная насосная станция нефтепровода с емкостью, осуществляющая операции по приёму нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки магистральному нефтепроводу

НПС

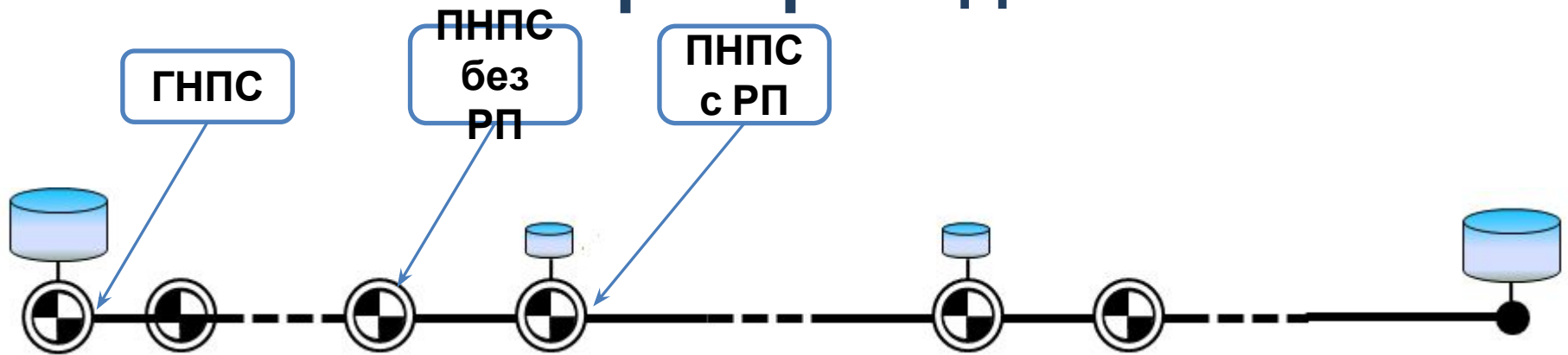
Промежуточные

Предназначены для увеличения напора перекачиваемой жидкости в трубопроводе

Промежуточные с РП

Предназначены наряду с увеличением напора нефти для гидравлического разобщения эксплуатационных участков нефтепровода

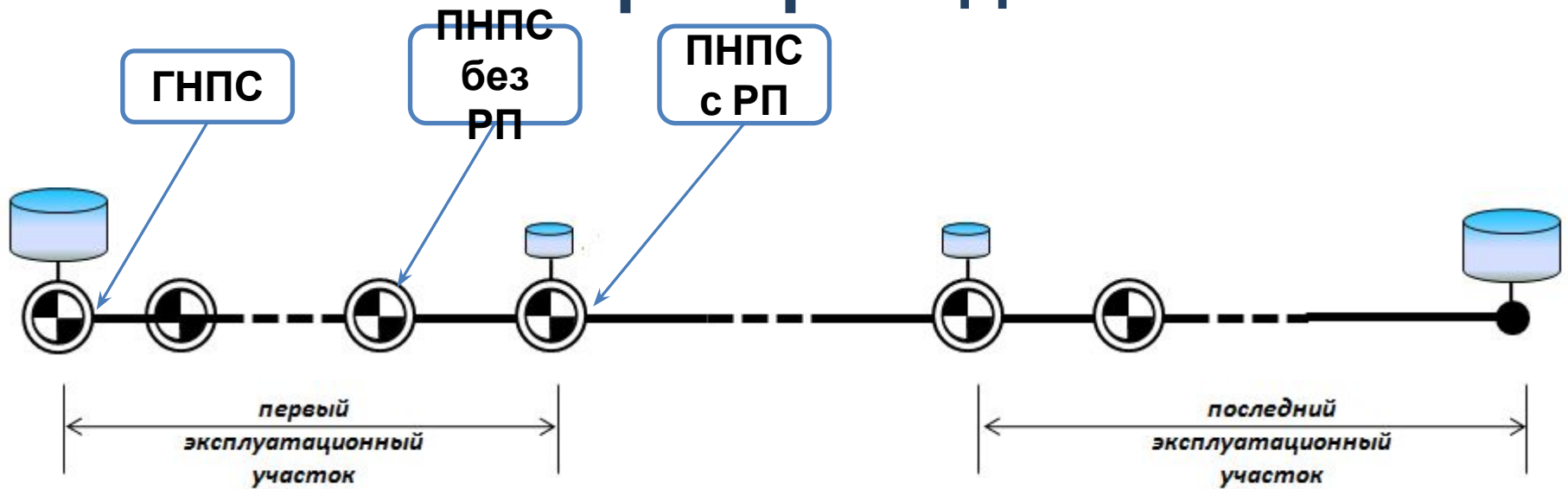
НПС на трассе магистрального нефтепровода



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.

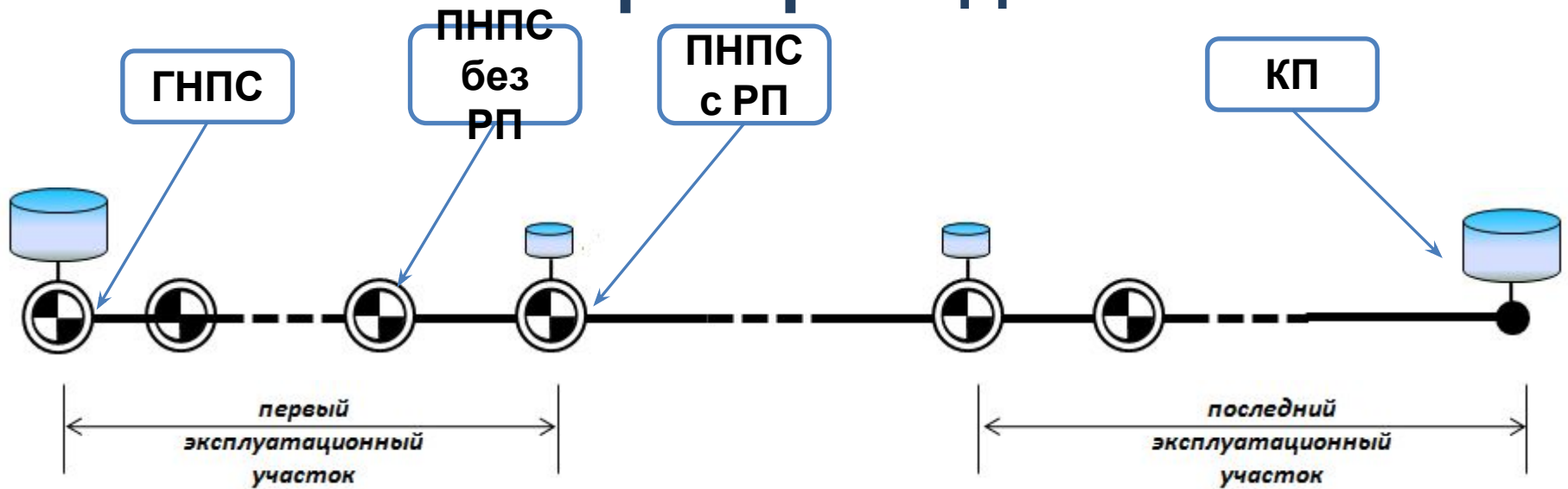
НПС на трассе магистрального нефтепровода



При транспорте нефти на большие расстояния предусматривается организация эксплуатационных участков, длиной 400...600 км каждый.

На границах эксплуатационных участков располагаются НПС с РП, состав которых аналогичен ГНПС, но с резервуарным парком меньшей вместимости.

НПС на трассе магистрального нефтепровода



В конце нефтепровода нефть поступает на конечный пункт – сырьевой резервуарный парк нефтеперерабатывающий завод или крупную перевалочную нефтебазу, из которой происходит отгрузка нефти в железнодорожные цистерны или танкера.

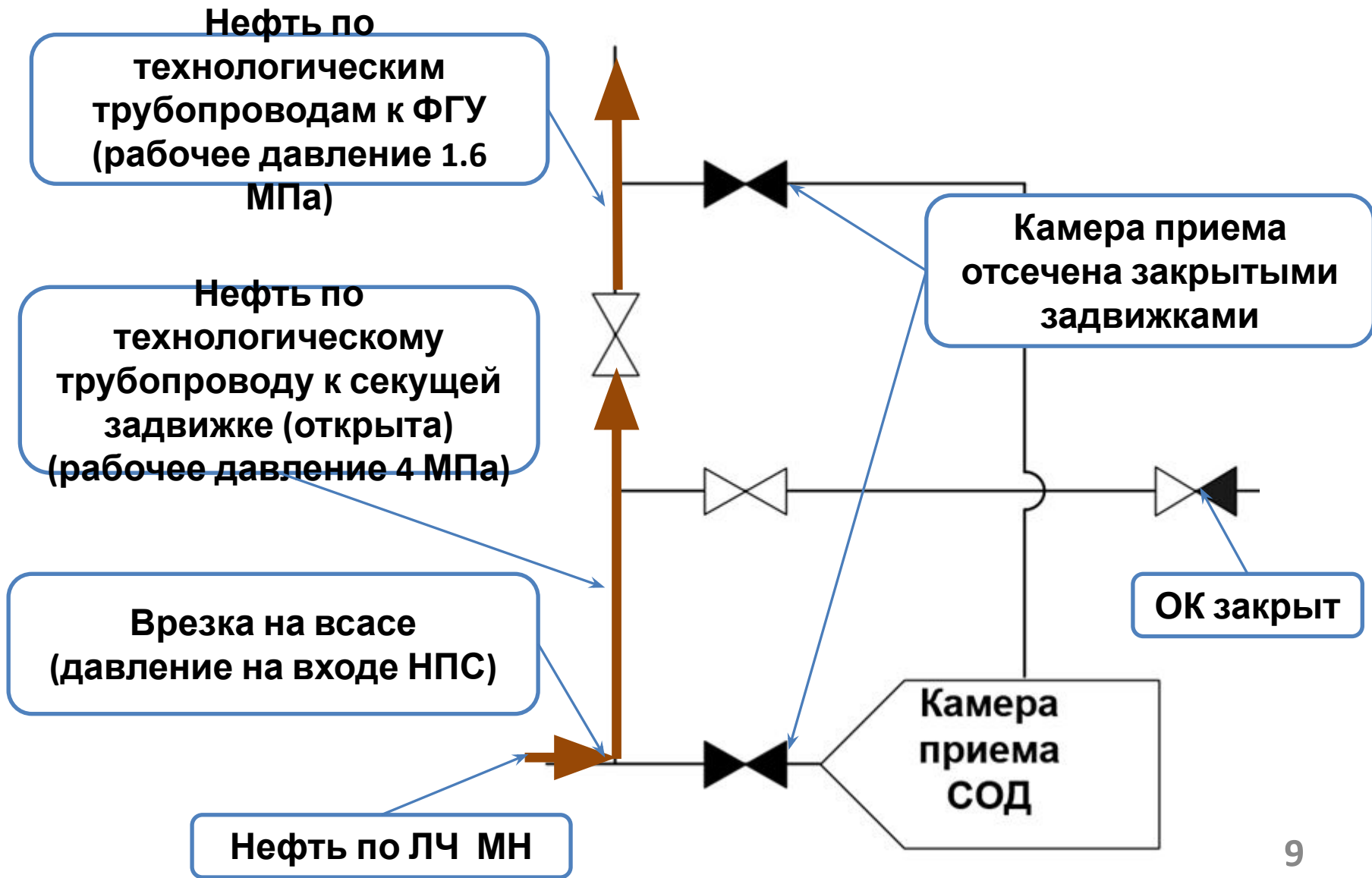
Основные технологические операции НПС с РП

- Прием на станцию поступающей от поставщиков (для ГНПС) или по магистральному трубопроводу (для ПНПС) нефти
- Очистка поступающей нефти от механических примесей, грязи и парафиновых отложений
- Кратковременное хранение нефти в резервуарном парке (товарные запасы нефти в резервуарных парках магистрального нефтепровода не хранятся)
- Откачка нефти из резервуарного парка подпорными насосами и ее подача к магистральным насосам
- Повышение напора транспортируемой нефти магистральными насосами
- Регулирование напора (при необходимости)

Общие требования к технологической схеме НПС с РП

- Для работы на один нефтепровод предусматривается последовательная схема соединения магистральных насосов.
- Для одновременной работы на два нефтепровода предусматривается параллельно-последовательная схема соединения магистральных насосов
- Не допускается работа одной МНС с последовательным соединением насосов на два и более нефтепровода
- Не допускается отбор нефти между ПНС и МНС

Прием нефти из трубопровода на НПС



Очистка нефти в ФГУ

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

6

1-3 – ФГУ

4 - дренажный трубопровод

5 – прием фильтров

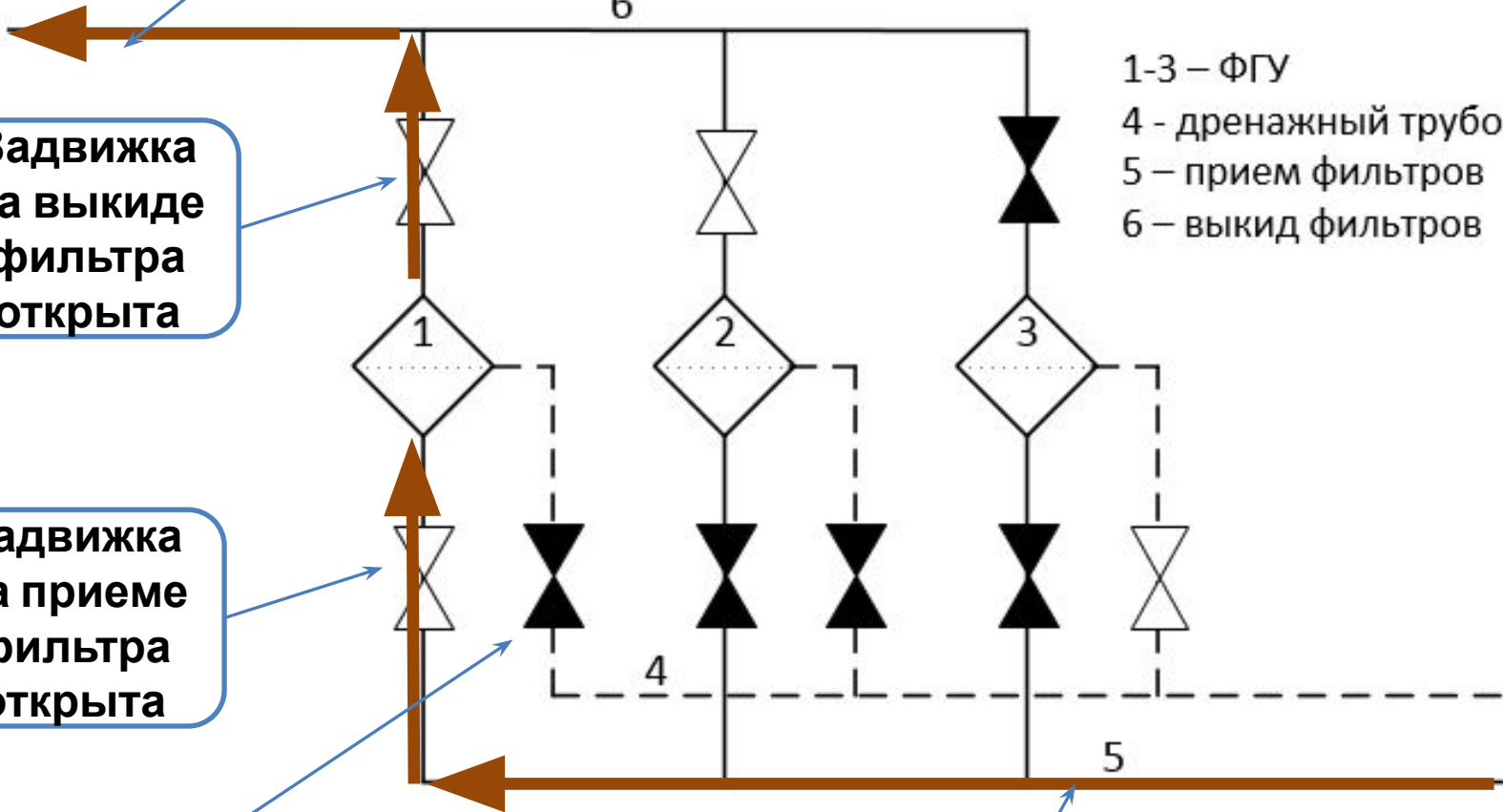
6 – выкид фильтров

Задвижка на выкиде фильтра открыта

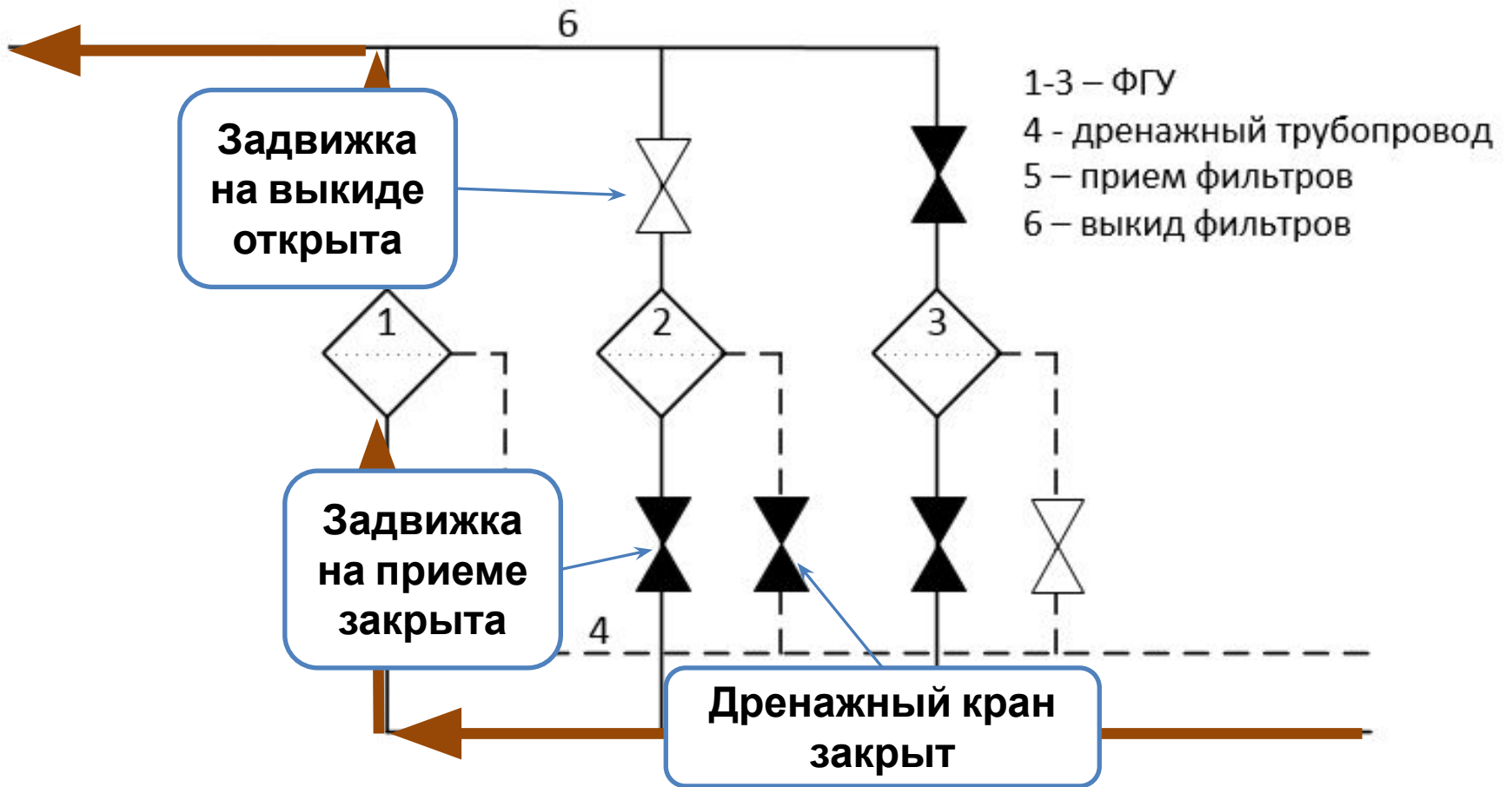
Задвижка на приеме фильтра открыта

Дренажный кран закрыт

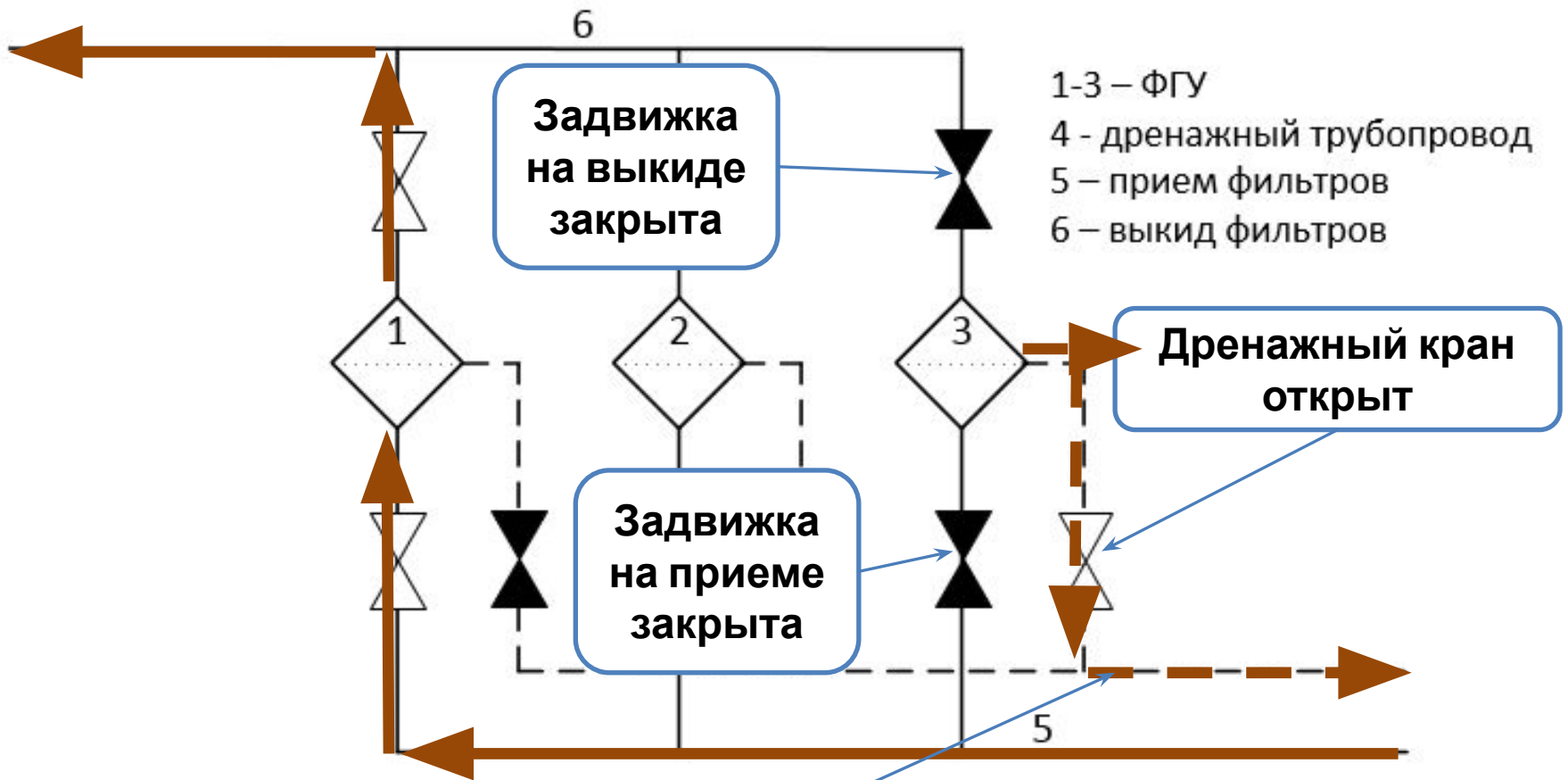
Нефть по технологическим трубопроводам к ФГУ
(рабочее давление 1.6 МПа)



ФГУ в резерве

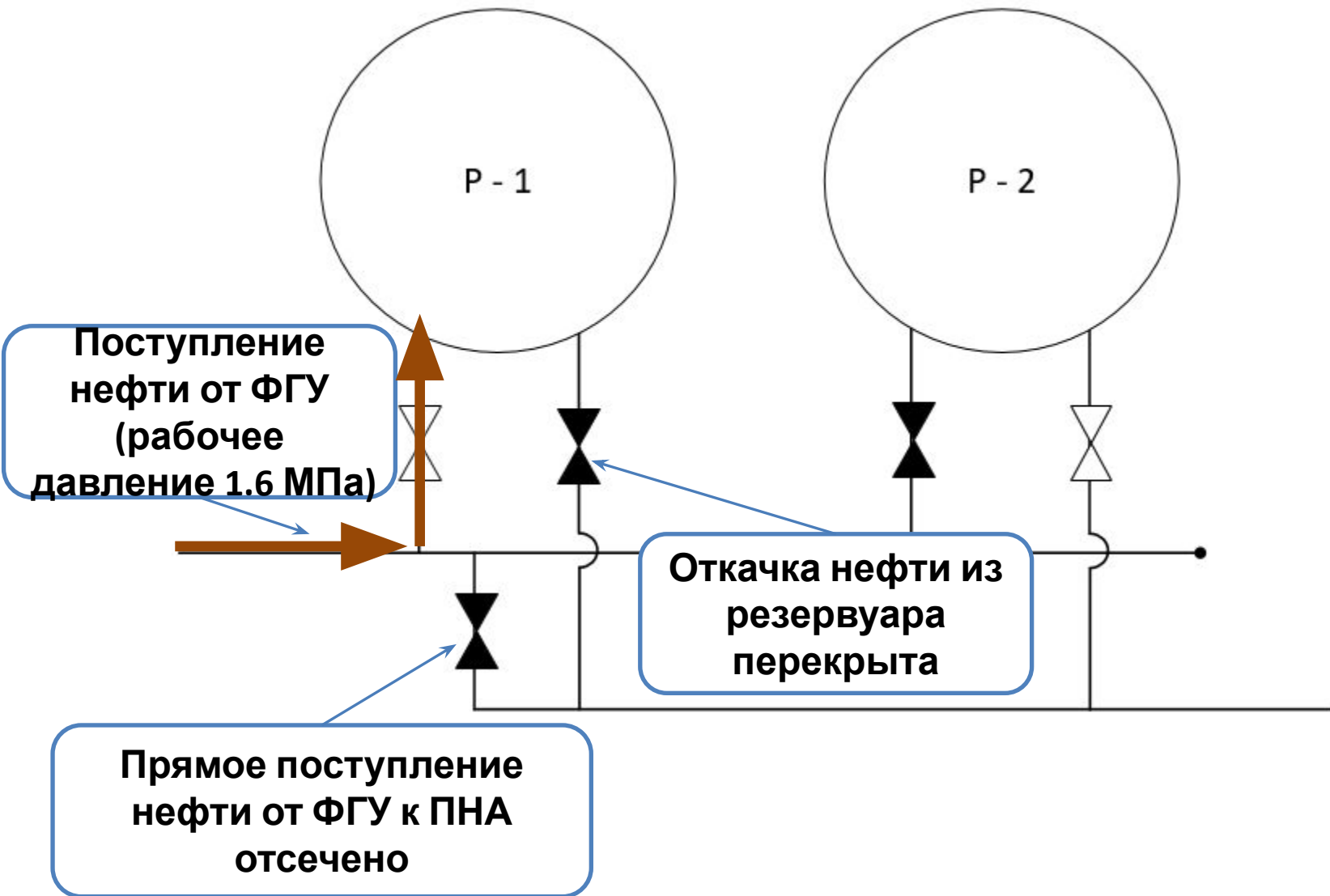


Дренаж ФГУ

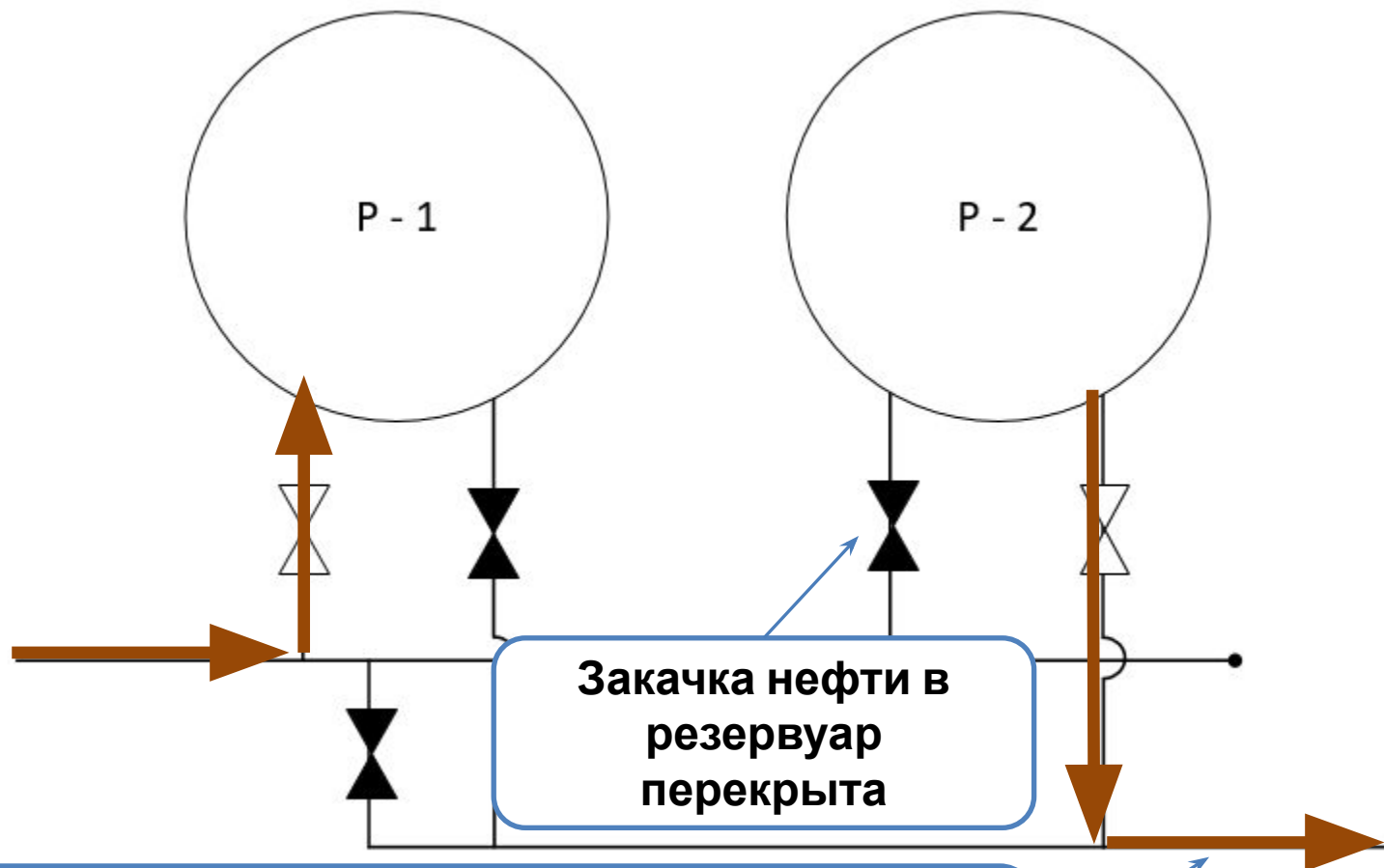


Безнапорное (самотечное) движение нефти по дренажным трубопроводам в емкость сбора (рабочее давление 1.6 МПа)

Постанционная система перекачки нефти (через резервуар)



Постанционная система перекачки нефти (через резервуар)

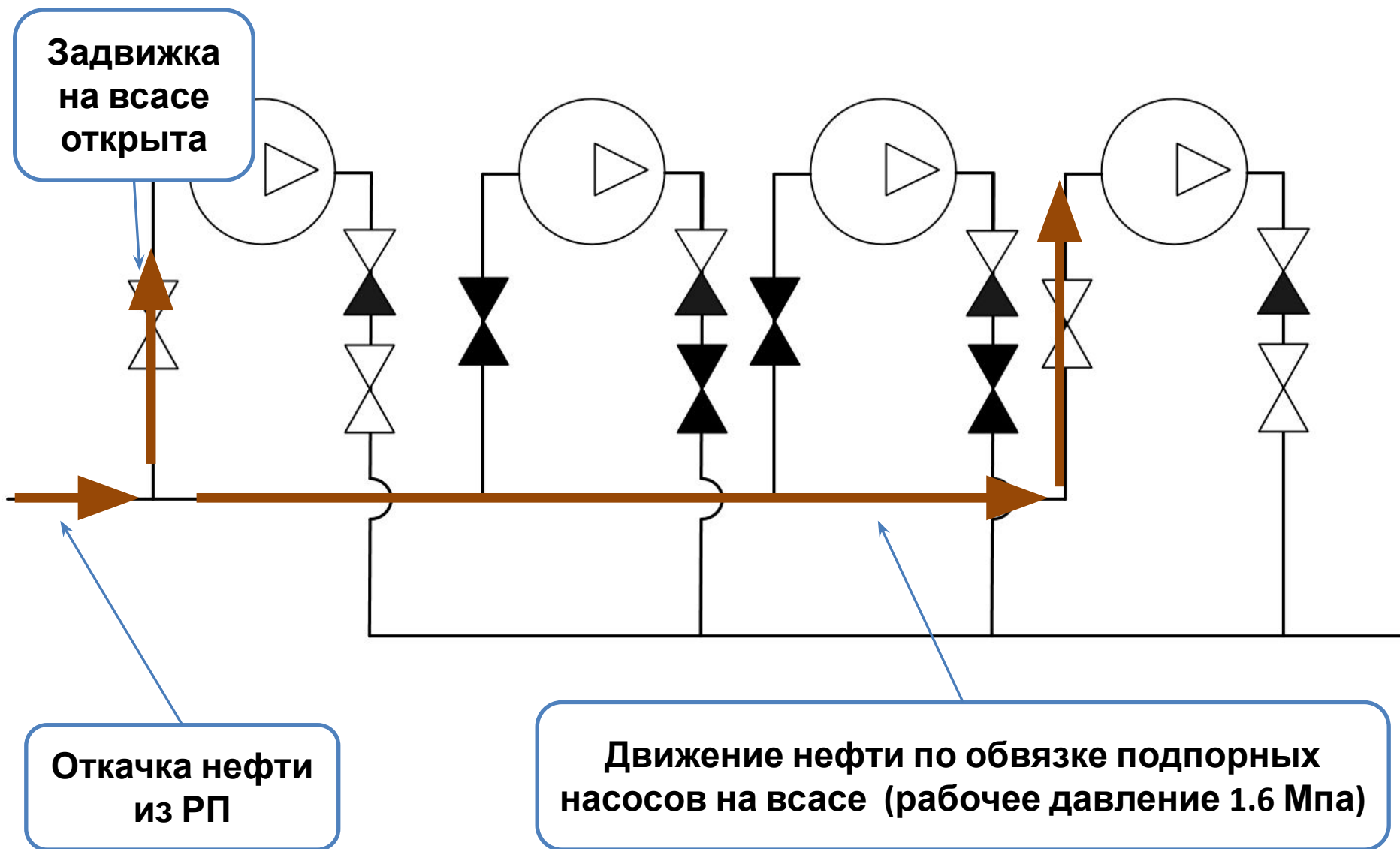


Нефть по технологическим трубопроводам к обвязке ПНА на всасе
(рабочее давление 1.6 МПа)

Требования к РП НПС

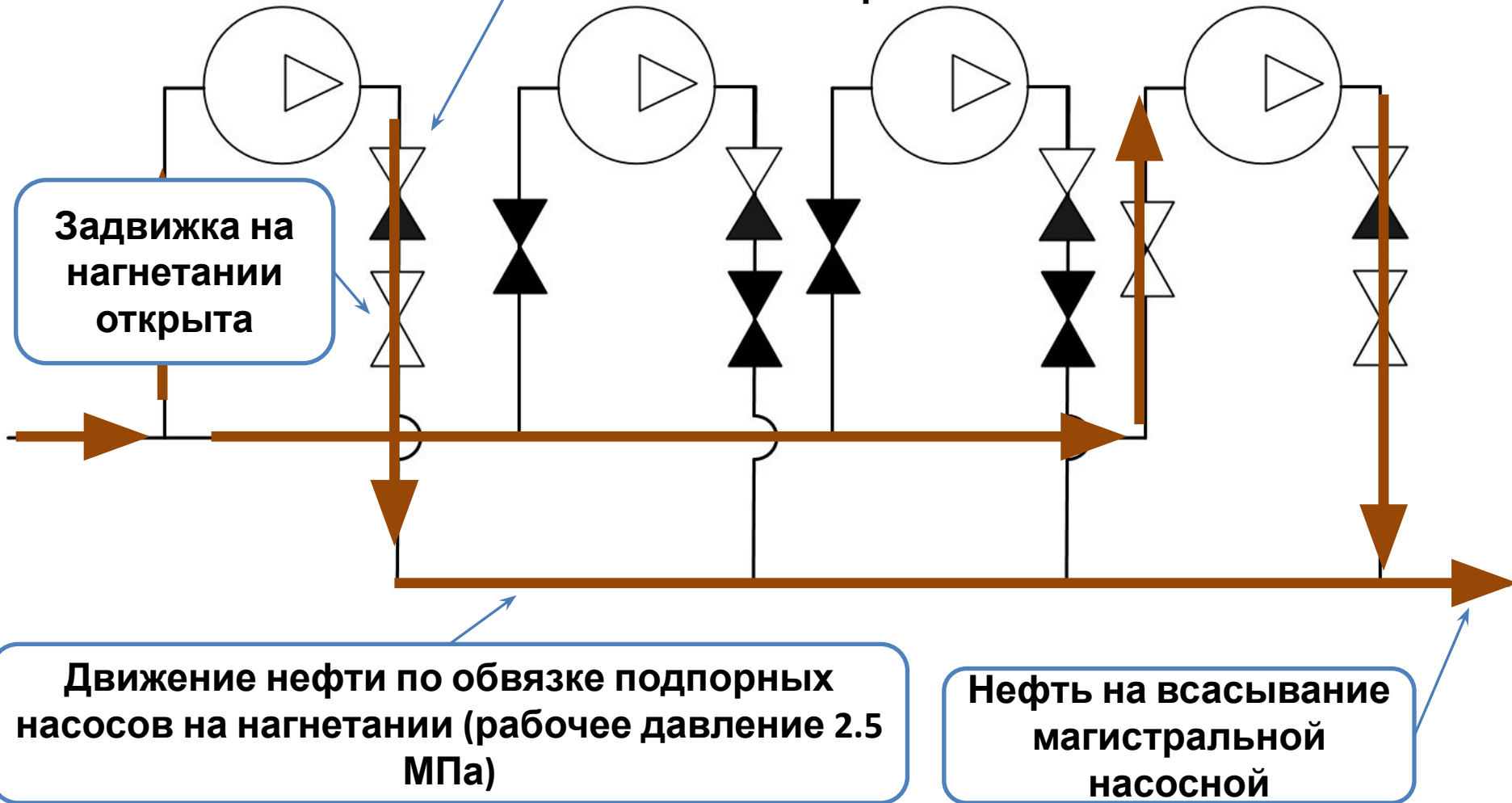
- Резервуарная емкость ГНПС МН - от двухсуточной до трехсуточной проектной пропускной способности нефтепровода
- Емкость РП НПС на границах эксплуатационных участков - от 0,3 до 0,5 суточной проектной пропускной способности МТ
- При выполнении приемо-сдаточных операций - в пределах от 1,0 до 1,5 суточной 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

Подпорная насосная (всасывание)

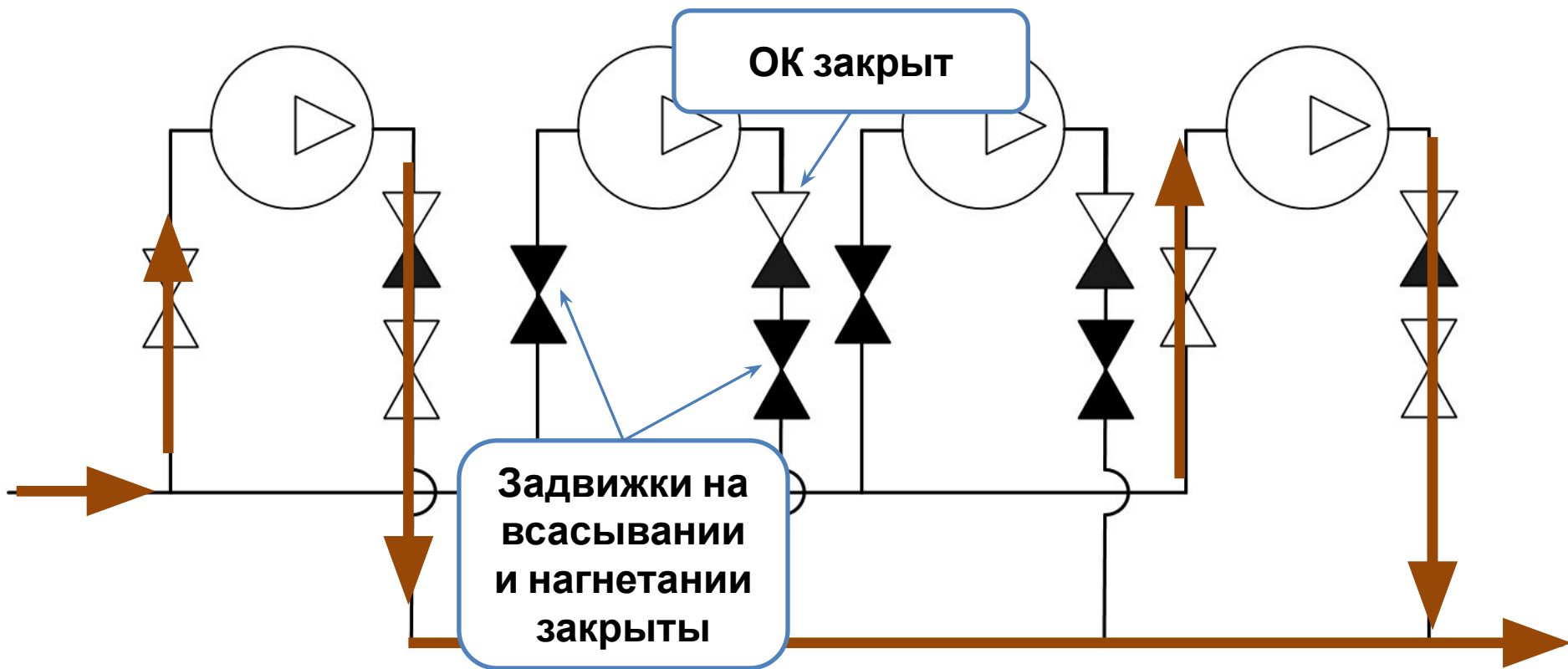


Подпорная насосная (нагнетание)

ОК открыт, он закрывается при внезапной остановке насоса и защищает от обратного хода нефти



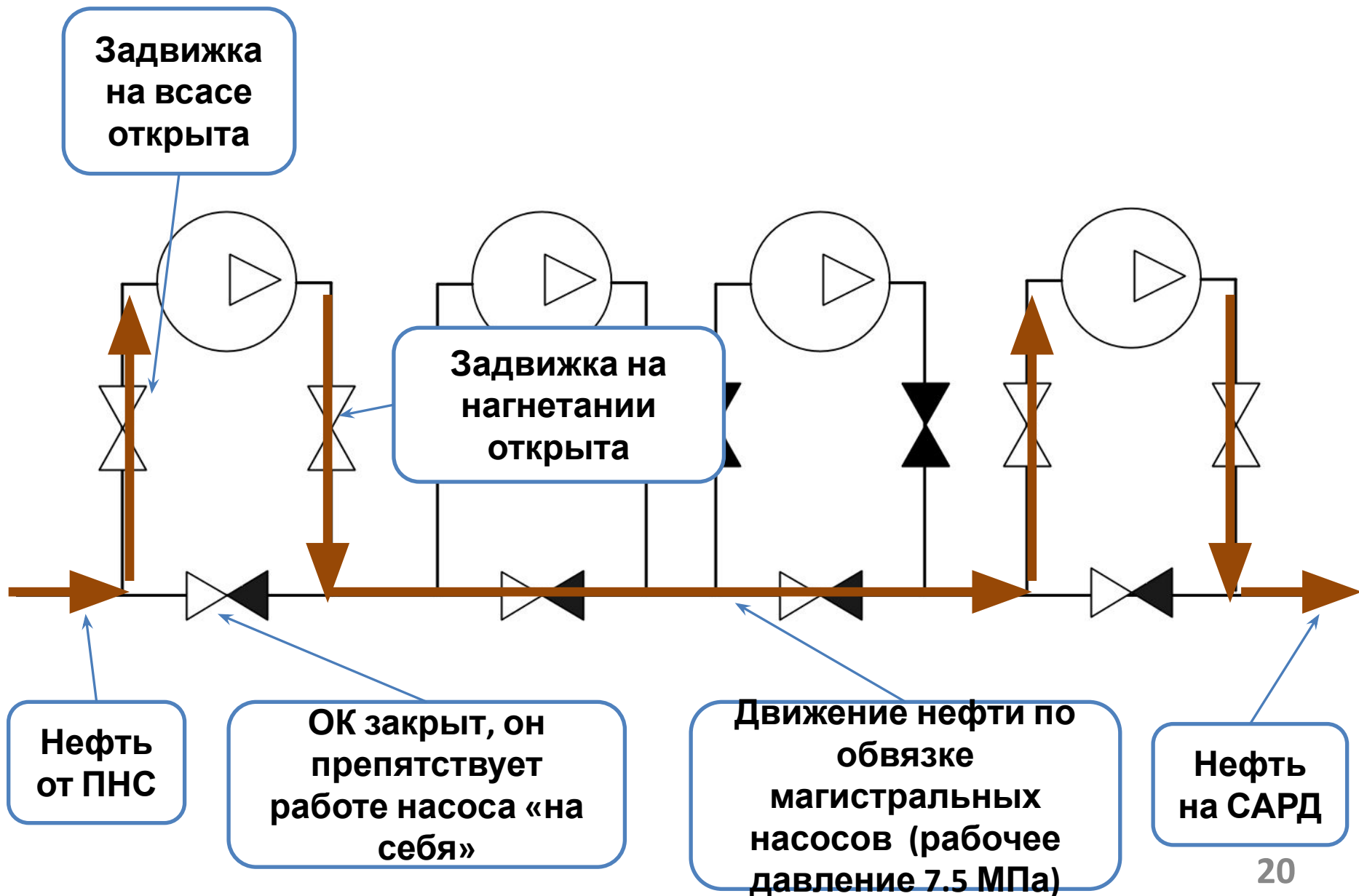
Подпорная насосная (остановленные насосы)



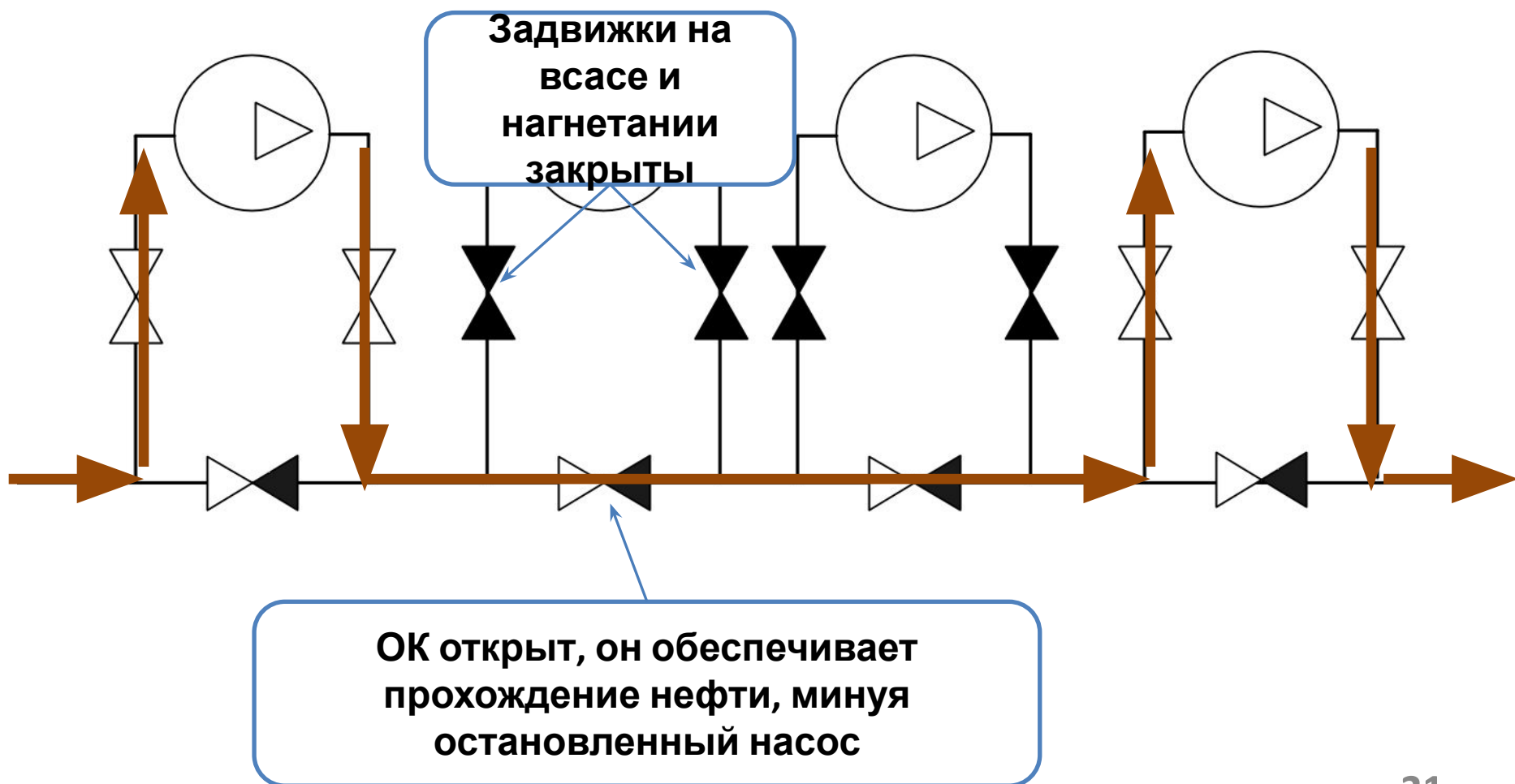
Требования к ПНА

- ПНА устанавливают на НПС с РП для подачи перекачиваемой нефти к магистральным насосам, которые не располагают необходимым кавитационным запасом.
- Подпорные насосные должны быть оборудованы вертикальными насосами. Применение горизонтальных ПНА допускается при невозможности установить вертикальные подпорные насосные агрегаты.
- Минимальное количество работающих ПНА должно быть равно двум.
- На каждую группу ПНА до четырех работающих агрегатов необходимо предусматривать установку двух резервных ПНА (один в «горячем» резерве, второй в «холодном резерве»).

Магистральная насосная



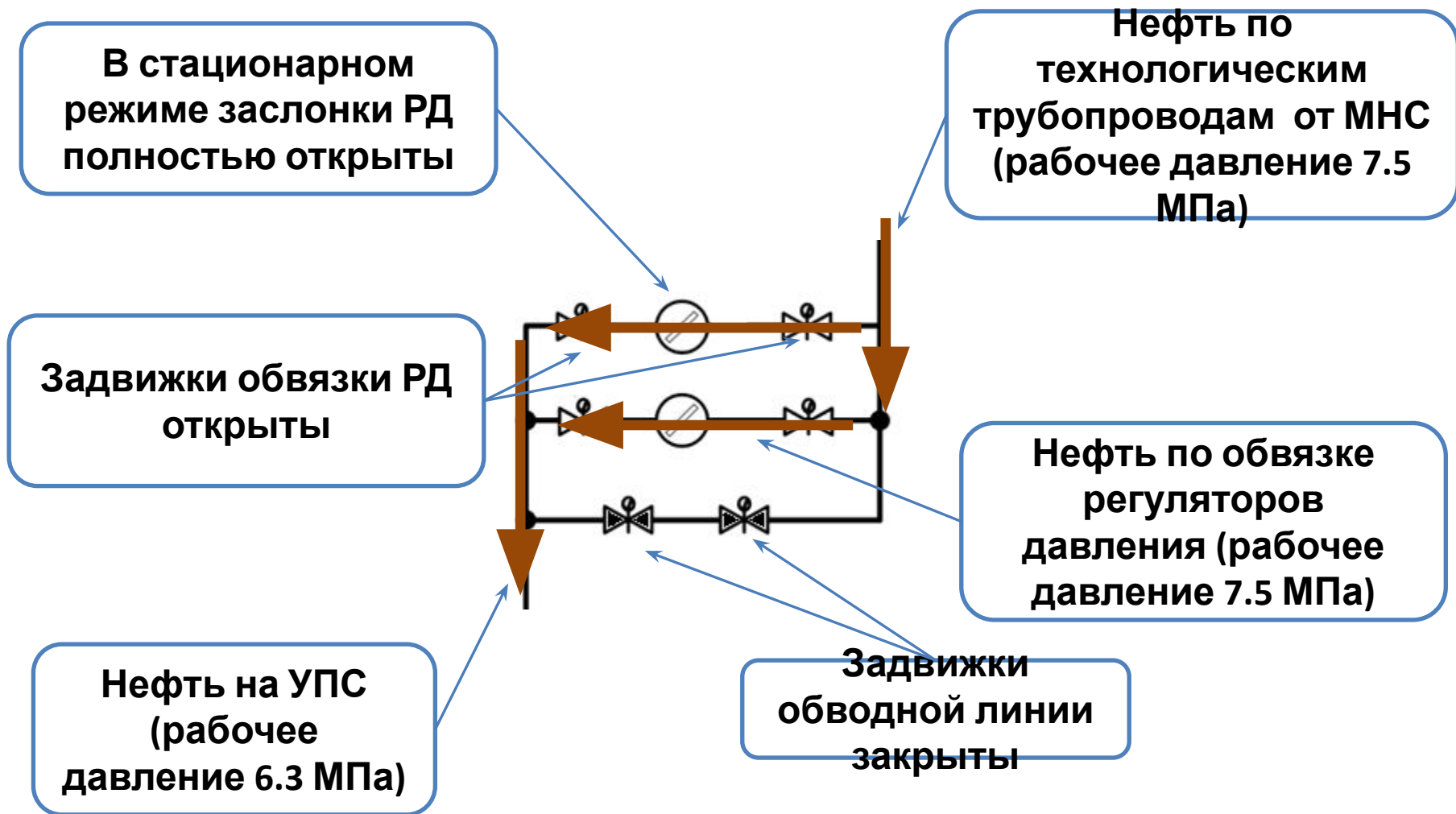
Магистральная насосная (неработающие насосы)



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).

Система регулирования давления



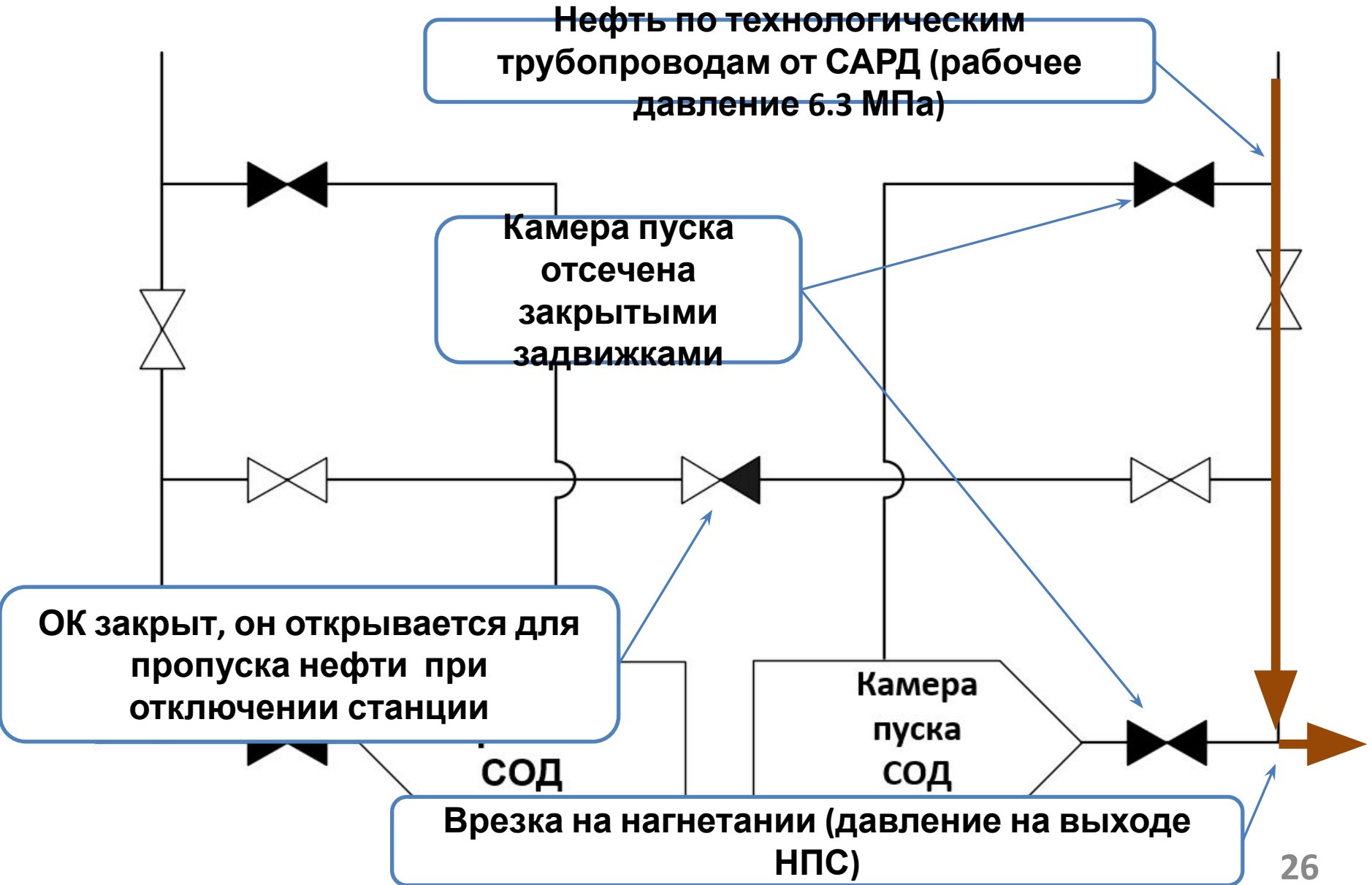
Требования к узлу РД

- Количество регулирующих линий определяется гидравлическим расчетом при проектировании, резервная линия в составе узла не предусматривается
- Перепад давления на узле РД при полностью открытых регулирующих устройствах не должен превышать 0.02 МПа, для всех проектных режимов работы МТ
- В составе узла предусматривается байпасная линия с DN, обеспечивающим пропускную способность МТ, на период ремонта узла РД
- Применение запорной арматуры (задвижек) для регулирования давления (расхода) методом дросселирования потока не допускается.

Допустимость применения дресселирования

- **в переходных процессах, связанных с пуском, отключением МНА по НПС;**
- **на режимах заполнения линейной части МТ;**
- **при проведении операций по пропуску СОД;**
- **при поверке счетчиков СИКН;**
- **при отключении лупингов линейной части МТ;**
- **на период проведения работ на линейной части МТ требующих снижения давления;**
- **при наличии в трубопроводе партии нефти с реологическими свойствами, резко отличающимися от расчетных свойств перекачиваемой нефти;**
- **при внеплановом изменении режимов транспортировки нефти, продолжительностью на срок не более 168 часов.**

Подача нефти в ЛЧ МН



Требования к технологическим трубопроводам

Прокладка технологических трубопроводов - подземная, за исключением следующих участков:

- **обвязка ФГУ;**
- **обвязка узла регулирования давления;**
- **обвязка узла с предохранительными устройствами;**
- **обвязка блока ССВД;**
- **приемо-раздаточные патрубки резервуаров;**
- **технологические трубопроводы СИКН и БИК;**
- **обвязка насосов откачки утечек;**
- **обвязка подпорных насосных агрегатов.**

Вспомогательные технологические операции НПС с РП

- Прием и запуск внутритрубных очистных и диагностических устройств
- Внутривыбросные перекачки нефти с возможным компаундированием
- Учет нефти - поступающей на потоке, порезервуарный, откачиваемой на потоке
- Зачистка резервуаров от остатков нефти
- Опорожнение трубопроводов и технологического оборудования от остатков нефти перед ревизией и ремонтом.
- Сбор и откачка утечек нефти от магистральных насосных агрегатов
- Сброс нефти в резервуары с узлов предохранительных устройств для защиты оборудования и трубопроводов от повышения