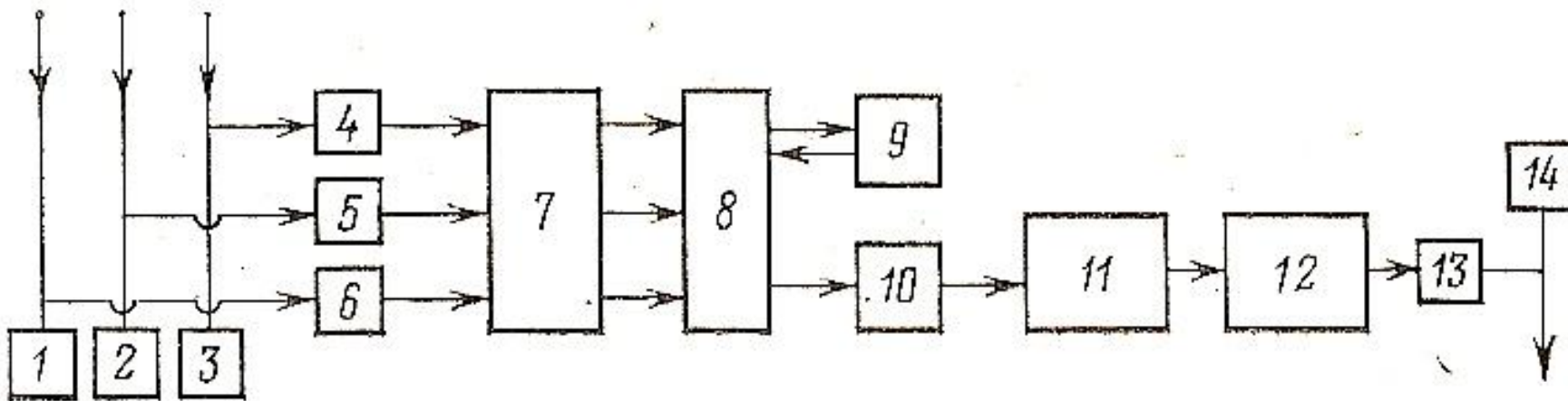


Транспорт нефти

Технологические схемы
перекачивающих станций

Головная насосная станция

- Предназначена для приёма нефти с нефтепромыслов и закачки её в трубопровод.
- Наилучшее расположение на ЦППН.
- На ГНС осуществляется: временное хранение, учёт количества и качества нефти, смешивание нефтей нескольких сортов.

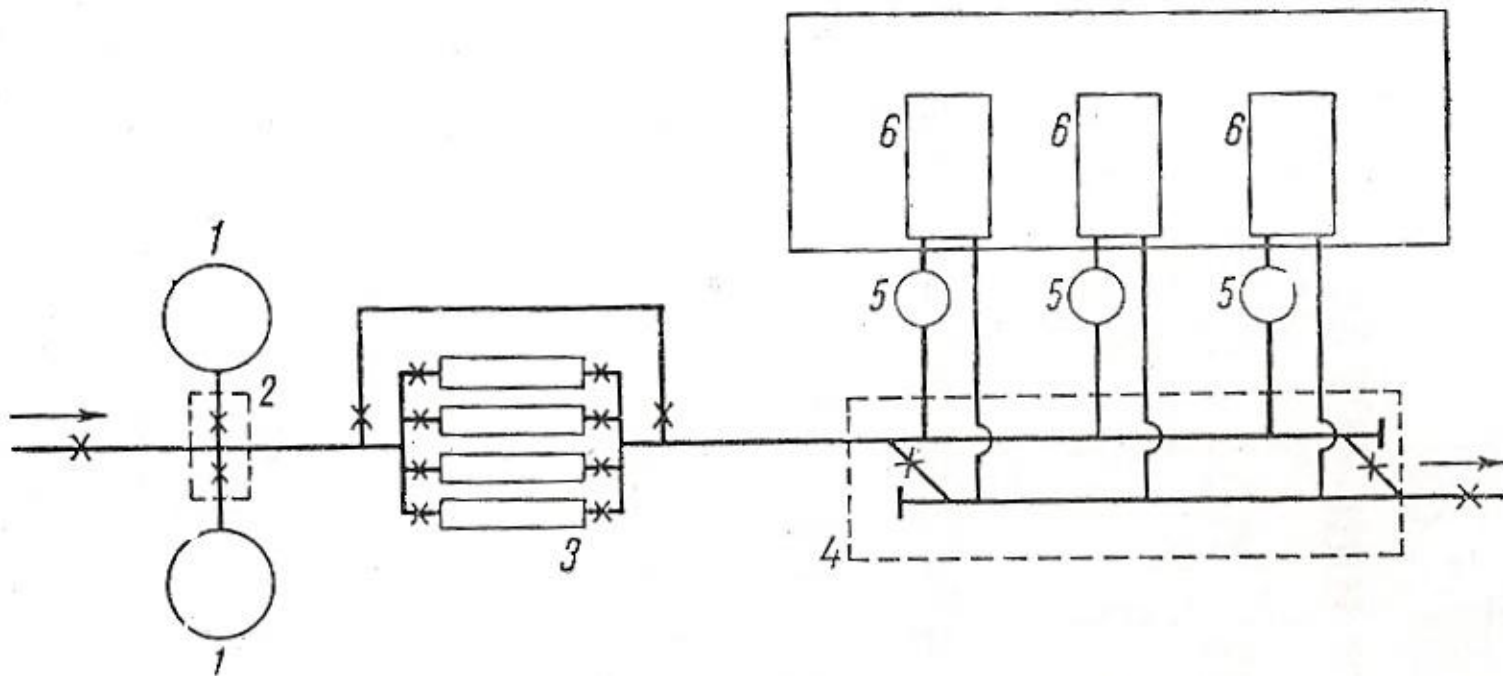


Блок-схема головной насосной станции

1-3 – камеры приёма скребков; 4-6 – фильтры грязеуловители; 7 – камера счётчиков; 8 – распределительный коллектор; 9 – резервуарный парк; 10 – фильтры; 11 – подпорные агрегаты (при недостаточной высоте всасывания основных насосов); 12 – основные агрегаты; 13 – регулятор давления; 14 – площадка пуска скребка очистителя

Технологическая схема головной насосной станции магистрального нефтепровода

1 – резервуары; 2 – малый манифольд (помещение с батареей задвижек); 3 – теплообменники; 4 – большой манифольд; 5 – фильтры; 6 – насосы.

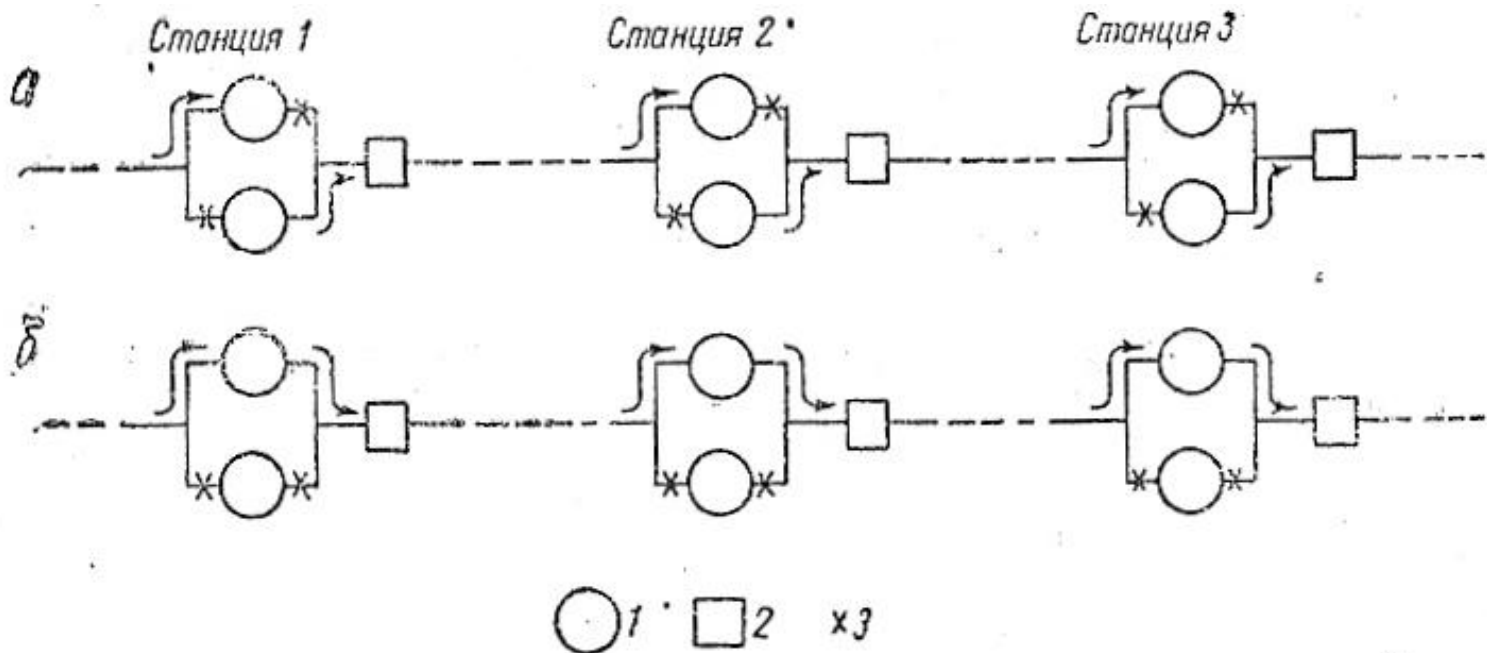


Основные схемы перекачки по магистральному нефтепроводу

а – постанционная перекачка (при наладке нефтепровода, выявлении пропускной способности отдельных перегонов, поверочном учёте перекачиваемого продукта);

б – транзитная перекачка (основной режим);

1- резервуар; 2 – насос; 3 – закрытая задвижка.



Способы включения ёмкости на промежуточных станциях нефтепроводов

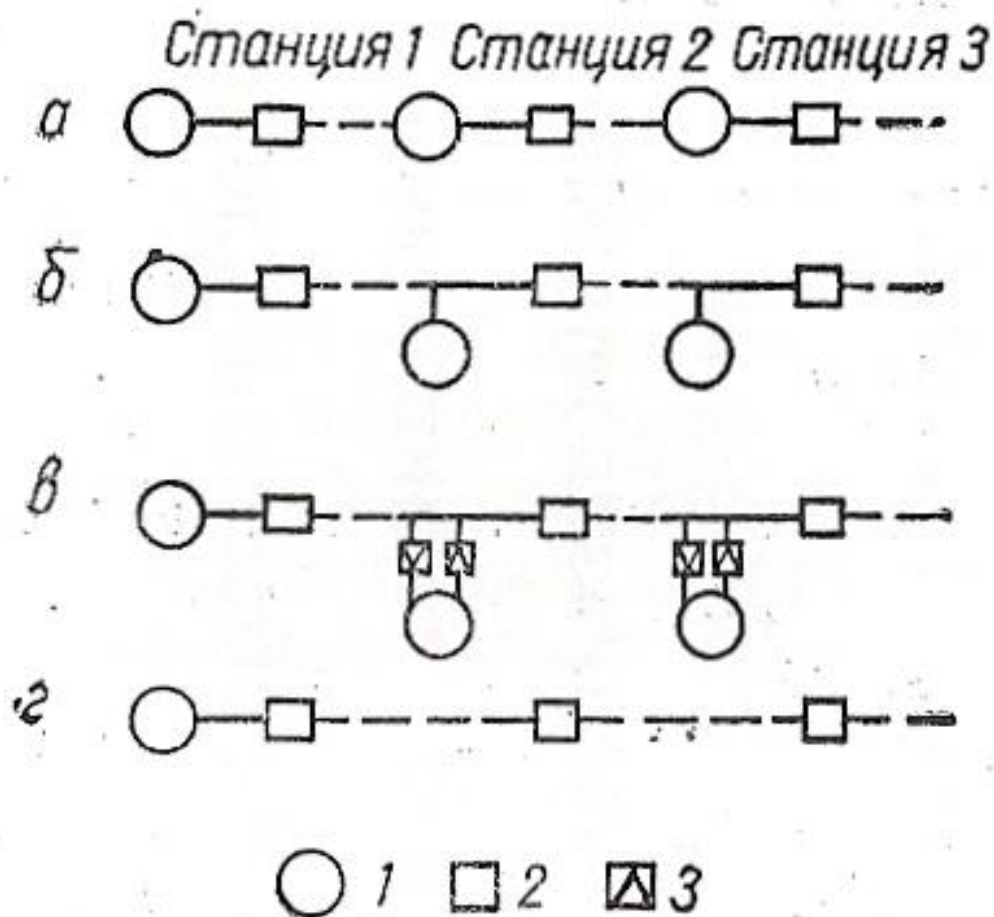
а – последовательное включение
(перекачка «через резервуар»);

б – параллельное включение
(перекачка «с подключенным
резервуаром»);

в – параллельное включение
через клапаны;

г – перекачка «из насоса в
насос».

1 – резервуар; 2 – насос; 3 –
предохранительный клапан.



Перекачка «через резервуар»

- вызывает излишние потери на испарение
- применяется в случаях необходимости освобождения нефти от воздуха, газа и воды;

Перекачка «с подключенным резервуаром»

- в резервуар или наоборот жидкость поступает лишь в периоды нарушения согласованности в работе перекачивающих станций;

Перекачка «из насоса в насос»

- при плунжерных (поршневых) насосах на их приёме и выкиде обязательна установка предохранительных клапанов, соединённых с небольшой резервуарной ёмкостью;
- в основном осуществляется при центробежных насосах.

Насосное оборудование НПС

Достоинства центробежных насосов:

- к.п.д. большой производительности достигает к.п.д. поршневых насосов;
- компактность;
- простота;
- удобство обслуживания;
- надёжность;
- стоимость.

Необходимость установки нескольких насосов на станции заключается в том, что:

- Мощностью насосов лимитируется размерами электродвигателя;
- Соображениями регулирования перекачки.

Деление мощности насосов достигается:

Последовательным соединением

(складываются напоры насосов, более высокий к. п.д.);

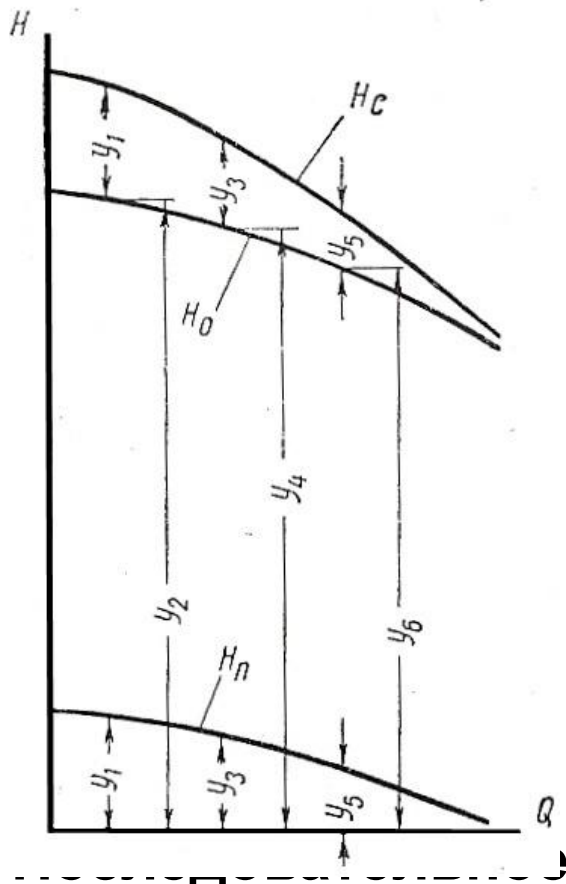
Параллельным соединением

(складывается производительность насосов).

Данные о спиральных центробежных насосах, выпускаемых для магистральных нефтепроводов

Марка насоса	Производительность Q , $m^3/час$	Число ступеней	Напор одного насоса, m	Число корпусов	Общий напор H , m	Число оборотов в минуту	Вес, $кг$	Диаметр нефтепровода $мм$
10Н-8 × 4	500	4	740	1	740	3000	3800	350
12Н-10 × 4	750	4	740	1	740	3000	5035	400
14Н-12 × 2	1100	2	370	2	740	3000	5370	500
16НД-10 × 1	2200—2500	3	230	3	690	3000	3900	600—700

Зависимость напора от расхода при различных соединениях насосов

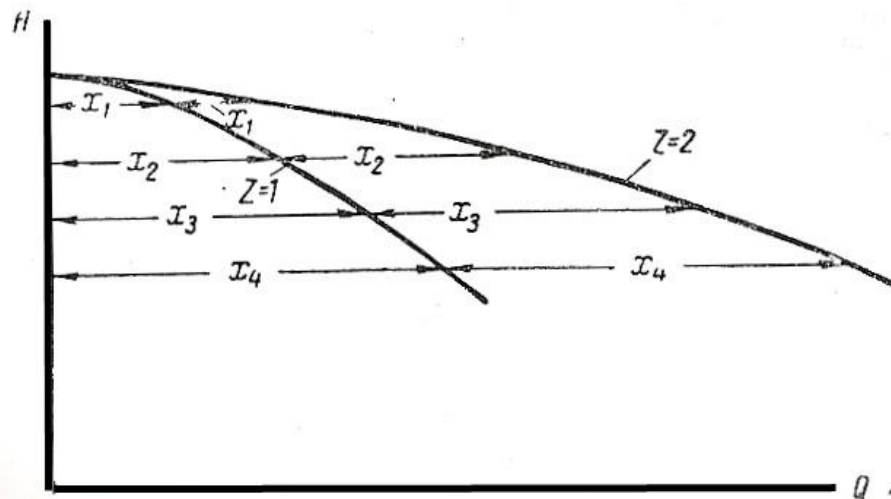


соединение

$H_{п}$ – напор подпорного насоса;

H_0 – напор основного насоса;

H_c – напор станции.



Параллельное соединение
 $Z=2$ – итоговая характеристика
станции

Правила выбора основного оборудования для перекачивающих станций:

1. Число агрегатов станции определяется по формуле:

$$Z=KQ/q,$$

где Q-заданная производительность станции;

q-производительность насоса при параллельной работе

Z агрегатов;

K-коэффициент резерва.

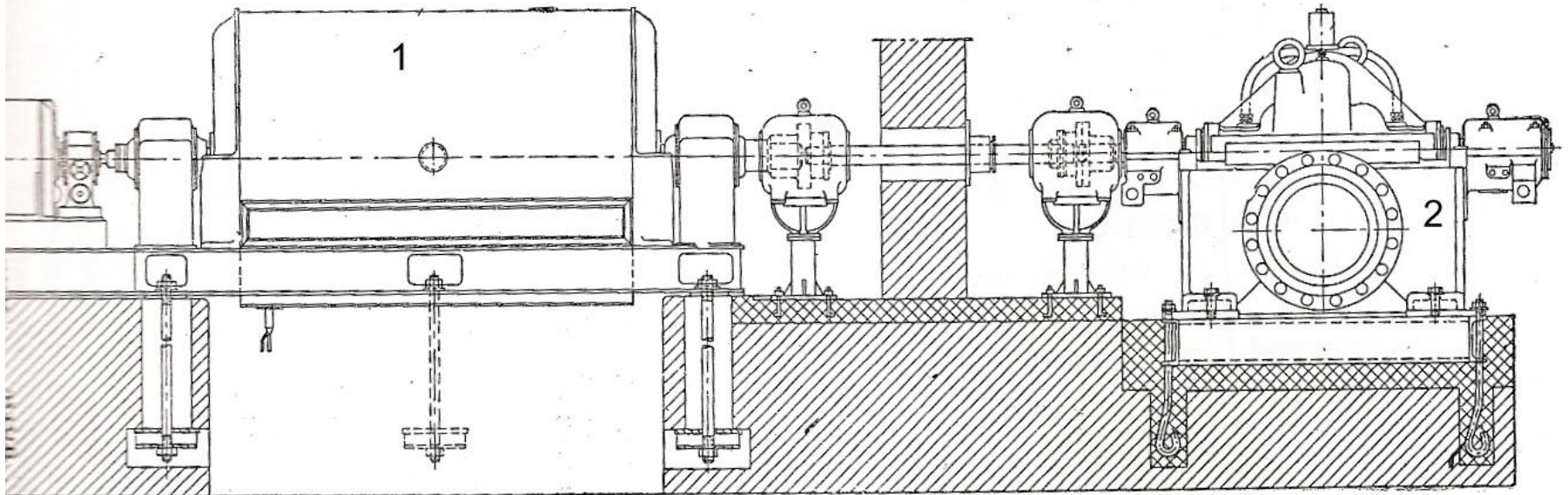
2. Все агрегаты должны быть возможно однотипными.
3. Число резервных агрегатов определяется из условия полного обеспечения планово-предупредительных ремонтов.
4. Мощность двигателей агрегатов принимается с запасом не менее 10%.

Насосный агрегат

1 – электромотор СТМ-1500; 2 – центробежный насос 14Н-12

Для предотвращения опасности взрыва нефтяных паров в здании насосной применяют: - асинхронные электромоторы с продувкой;

- разделительную стену между насосной и дизельным помещениями.



Транспорт газа

Принципы перекачки и устройство газопровода

- На магистральных газопроводах применяется только транзитная перекачка газа.
- Вследствие сжимаемости газа буферной ёмкостью на газопроводе служит сам магистральный трубопровод.
- Перед подачей в газопровод газ очищают от тех. примесей, влаги, сероводорода, углекислоты.

Газ на ГКС проходит следующий

путь:

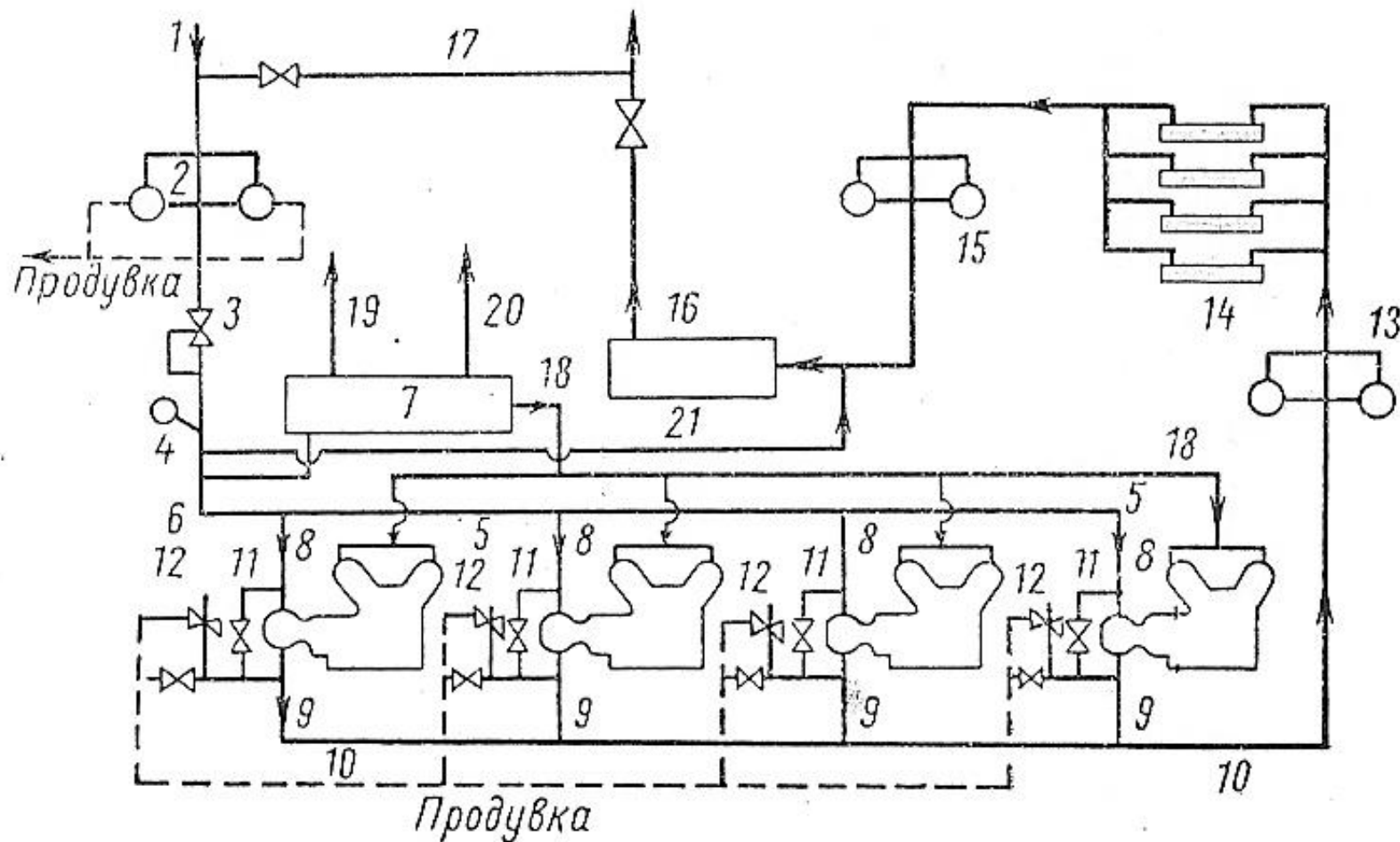
1. сепараторы;
2. регулятор давления «после себя»;
3. приёмный коллектор;
4. компрессоры;
5. выкидной коллектор;
6. маслоотделители;
7. холодильники;
8. сепараторы;
9. установку для осушки газа;
10. одоризатор;
11. диафрагмовый счётчик;
12. обводную линию для пропуска газа в обход компрессоров

В технологической схеме
**промежуточной
компрессорной
станции**

отсутствуют сепараторы и
установки для осушки и
одоризации газа

СТАНЦИИ

1 – промысловый коллектор; 2 - сепаратор; 3 – регулятор давления «после себя»; 4 – счётчик газа; 5 – приёмный коллектор; 6 – ответвление для отбора газа на собственные нужды; 7 – редукционные клапаны; 8 – приём компрессора; 9 – выкид компрессора; 10 – выкидной коллектор; 11, 17, 21 – обводы; 12 – предохранительный клапан; 13 – маслоотделитель; 14 – холодильник; 15 – сепаратор; 16 – газоосушитель; 18, 19, 20 – линии топливного газа.



Компрессорное оборудование

Для перекачки газа применяют турбокомпрессоры и поршневые компрессоры:

- Турбокомпрессоры отличаются высокой производительностью (10-30 млн.м³/сутки), но значительно меньшей степенью сжатия. Поэтому часто на станциях устанавливают до трёх последовательно включенных турбокомпрессоров, что позволяет уменьшить число компрессорных станций;
- Поршневые газомоторные компрессоры имеют высокую степень сжатия, но требуют большой объём зданий, фундаментов и сооружений по водоснабжению, эксплуатационные расходы на ремонт, заработную плату, смазочные масла, воду и т. д.

Для привода турбокомпрессора применяют электрический привод, паровые и газовые турбины:

- ❑ Электрический привод исключает возможность регулирования числа оборотов, а значит и производительности турбокомпрессора. Не всегда возможен подвод электроэнергии к КС. Высокая стоимость электроэнергии.
- ❑ Паровые турбины требуют установки крупных паровых котлов высокого давления и большого водяного хозяйства с химической очисткой воды.
- ❑ Газовая турбина не требует сложного вспомогательного оборудования, позволяет регулировать число оборотов в пределах до 50%.

Принципиальная схема ГПА

Для запуска турбины имеется электромотор. С приводом от турбины через редуктор установлен электрогенератор, для удовлетворения нужд компрессорной станции.

ОК-осевой компрессор; ТВД-турбина высокого давления; ТНД-турбина низкого давления; Н-нагнетатель; Р-регенератор; КС-камера сгорания

