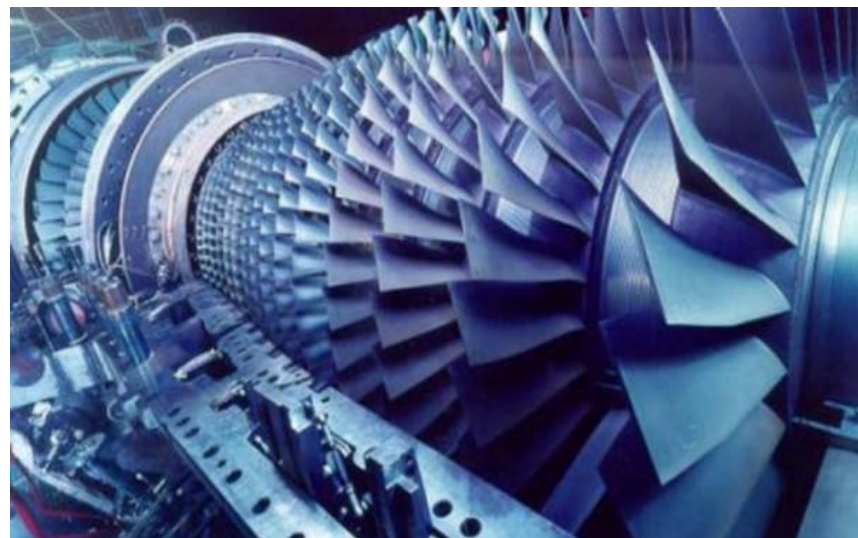




КАЗАНСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



Компрессорные установки газоперекачивающих агрегатов



Тема 1: Газотранспортная система

России

В структуре производства первичных энергоносителей России доля природного газа составляет порядка 50%. Страна располагает разведанными запасами природного газа в объеме 47,8 трл. куб м., потенциальные ресурсы оцениваются в размере 236,1 трл. куб м. Из общего объема добываемого природного газа 94% приходится на ПАО «Газпром» (на момент 2007г).

Единая система газоснабжения России (ЕСГ) — технологический комплекс, включающий в себя объекты **добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа** в европейской части России и Западной сиббири.

ЕСГ обеспечивает непрерывный цикл поставки газа от скважины до конечного потребителя. В основном была создана в советское время. Является крупнейшей в мире системой транспортировки и балансирования поставок природного газа. Собственником российского сегмента ЕСГ является ПАО «Газпром». «Газпрому» также принадлежат газотранспортные сети на территории Армении, Кыргызстана, Белоруссии.

В 2017 году общий объём транспортировки через ЕСГ составил 672,1 млрд куб. м газа, в том числе 20,8 млрд куб. м из Центральной Азии. Поставка за пределы России составила 232,4 млрд куб. м.

«Газпром» предоставляет доступ к газопроводам независимым компаниям. В 2017 году услуги по транспортировке газа по газотранспортной системе «Газпрома» на территории Российской Федерации были оказаны 24 компаниям. Объём транспортировки составил 137,9 млрд куб. м газа.

Проект создания ЕСГ был подготовлен Министерством газовой промышленности СССР под руководством А. К. Картунова.

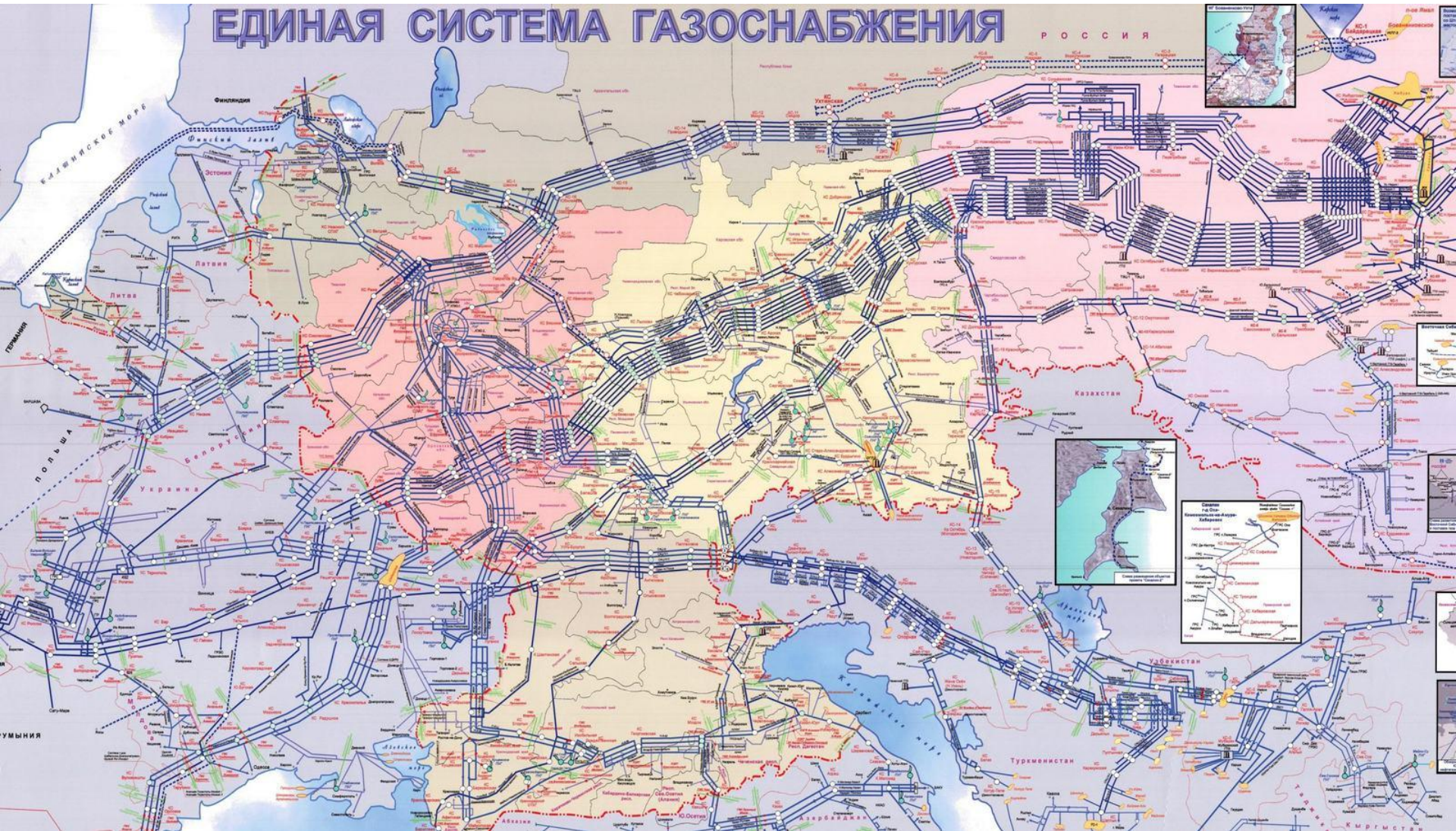
Задачи газификации страны были определены Постановлением ЦК КПСС и Совета министров СССР от 15 августа 1958 года «О дальнейшем развитии газовой промышленности и газоснабжения предприятий и городов». Реализуя это постановление, по добыче газа Советский Союз догнал США, доведя ее до 209 млрд куб. м в начале IX пятилетки (1971-1975).

Общая протяжённость [газотранспортной системы на территории России](#) составляет 172,1 тыс. км. В транспортировке газа используются 254 компрессорные станции с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов 46,7 тыс. МВт.

Один из создателей нефтегазотранспортной системы СССР Геннадий Иосифович Шмаль утверждал, что газопровод диаметром 56 дюймов (1420 мм) по своему энергетическому потенциалу равен вместе взятым Красноярской ГЭС, Братской ГЭС, Иркутской ГЭС, Саяно-Шушенская ГЭС. А таких газопроводов из Западной Сибири проложен двадцать один.

254 компрессорные станции содержат 729 компрессорных цехов, в которых установлено 4100 ГПА. Также Газпром имеет 25 ПХГ с объемом 100 млрд.м³ газа, 6 газоперерабатывающих заводов, 3800 ГРС.

Основные газовые месторождения сосредоточены в северной части Западной Сибири, здесь находятся крупнейшие месторождения: Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Заполярное. Также крупные месторождения есть в районе Оренбурга и Астрахани. Идет освоение месторождений на полуострове Ямал, а также Штокмановского месторождения в Баренцевом море.



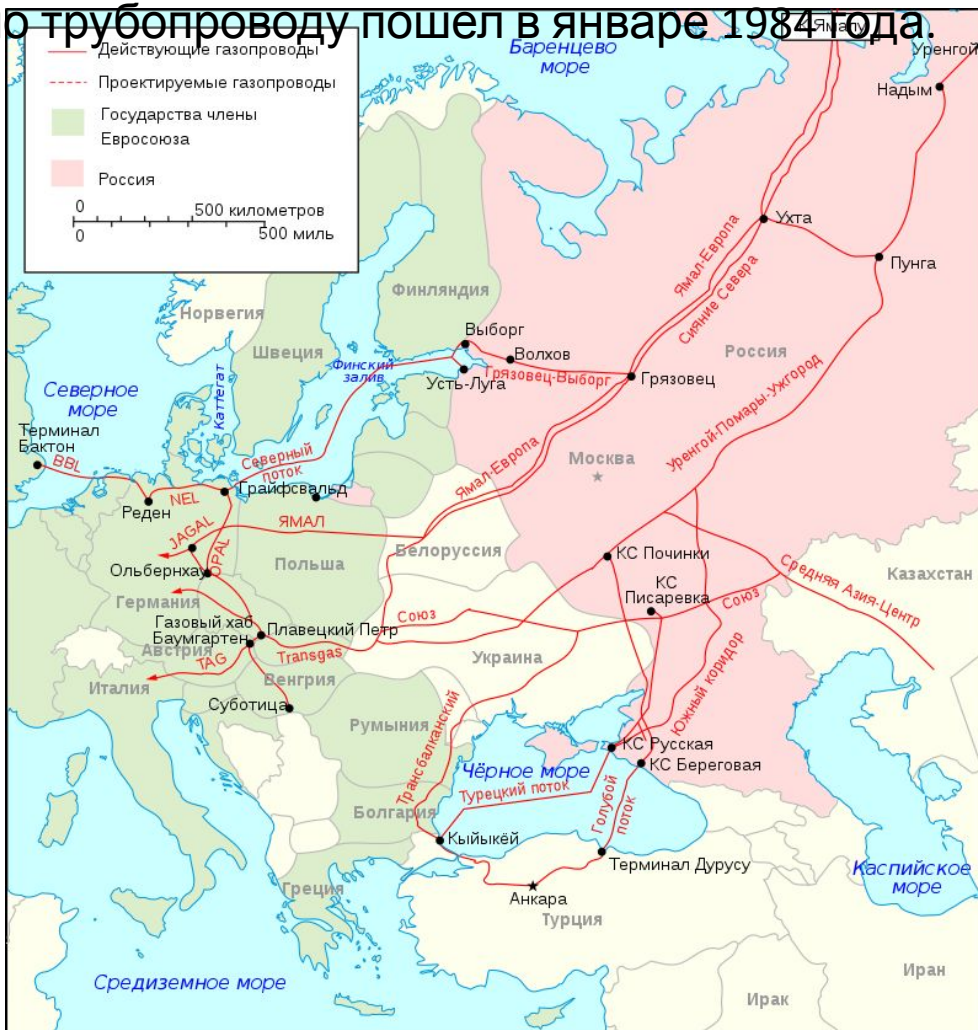
«Ямал — Европа» — транснациональный магистральный экспортный [газопровод](#), введённый в действие в 1999 году (построен предприятием [Ленгазспецстрой](#)). Соединяет газовые месторождения севера [Западной Сибири](#) с потребителями в Европе. Газопровод стал дополнительным экспортным коридором, повысившим гибкость и надёжность поставок российского газа в Западную Европу



Количество компрессорных станций на газопроводе — 15 (4 — в России, 5 — в Белоруссии, 5 — в Польше и одна — в Германии). Протяжённость российского участка составляет 402 км с 4-я компрессорными станциями: «Торжокская», «Ржевская», «Холм-Жирковская» и «Смоленская». По Белоруссии проходит 575 км газопровода, здесь построены 5 компрессорных станций: «Несвижская», «Крупская», «Слонимская», «Минская» и «Оршанская». «Газпром»

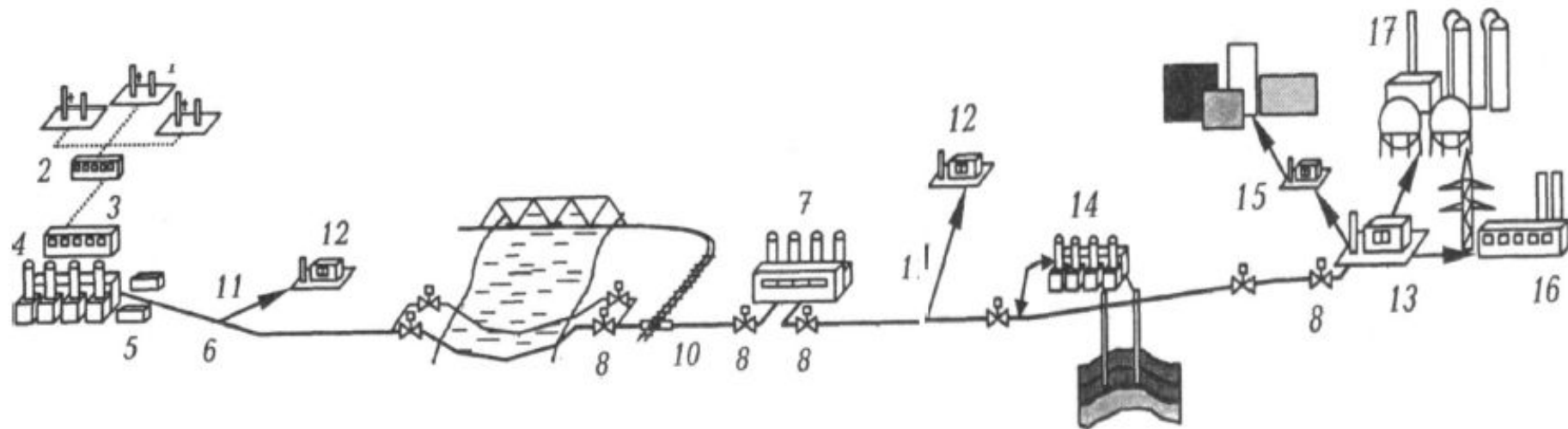
Уренгой — Помары — Ужгород — магистральный экспортный [газопровод](#) (МГ), построенный [СССР](#) в 1983 году для поставки [природного газа](#) с месторождений севера Западной Сибири ([РСФСР](#)) потребителям в [Республиках Союза](#) и странах [Центральной](#) и [Западной Европы](#). МГ Уренгой — Помары — Ужгород был построен на [кредиты](#) западноевропейских ([ФРГ](#)) и японских банков, выданные под выручку от последующих поставок природного газа ([сделка «газ — трубы»](#)). Официальная церемония пуска газопровода состоялась во Франции. Первый газ

по трубопроводу пошел в январе 1984 года.



Трубопровод пересекает [Уральский хребет](#) и более шестисот рек, включая [Обь](#), [Волгу](#), [Дон](#) и [Днепр](#). Общая длина газопровода — 4451 км, протяжённость по территории [Украины](#) — 1160 км. На трассе газопровода расположены 42 компрессорные станции. На данный момент газопровод пересекает российско-украинскую границу в районе ГИС «Суджа» (Курская область). На украинском участке МГ находятся девять компрессорных станций.

Состав сооружений магистрального газопровода



1 - промыслы; 2 - газосборный пункт; 3 - промысловый коллектор; 4 - установка подготовки газа; 5 - головная компрессорная станция (КС); 6 - магистральный трубопровод; 7- промежуточная КС; 8- в-линейные запорные устройства; 9 - подводный переход с резервной ниткой; 10 - переход под железной дорогой; 11 - отвод от магистрального газопровода; 12 - газораспределительная станция (ГРС); 13 - конечная ГРС; 14 - станция подземного хранения газа (СПХГ); 15 - газорегуляторный пункт (ГРП); 16 - тепловая электростанция; 17 - газо-2 перерабатывающий завод (ГПЗ)

Основные термины

- **Компрессорная станция (КС)** – совокупность компрессорных агрегатов, установок, вспомогательных инженерных сооружений, общих или индивидуальных укрытий, создающих нормальные условия эксплуатации КА, КУ.
- **Газоперекачивающий агрегат (ГПА)** – компрессорная установка, предназначенная для дожатия и транспортировки углеводородных газов в системах добычи, транспортировки и хранения газа;
- **Компрессорная установка (КУ)** – это компрессорный агрегат с дополнительными системами, обеспечивающими его работу;
- **Компрессорный агрегат (КА)** – это компрессор с приводом;
- **Компрессор** – это энергетическая машина или устройство для повышения давления и перемещения газа или их смесей (рабочей среды);
- **Газотурбинный двигатель (ГТД)** – тепловой двигатель, основными элементами которого являются осевой или центробежный компрессор, камера сгорания, газовые турбины, скомпонованные в виде одновальной или многовальной машины;

Общий вид КС



КС «Минская»



Компрессорная станция – комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа, включающий в себя одну или более компрессорных установок, здание, в котором они размещены, шасси, кузов, платформу, навес, систему управления и необходимое вспомогательное оборудование.

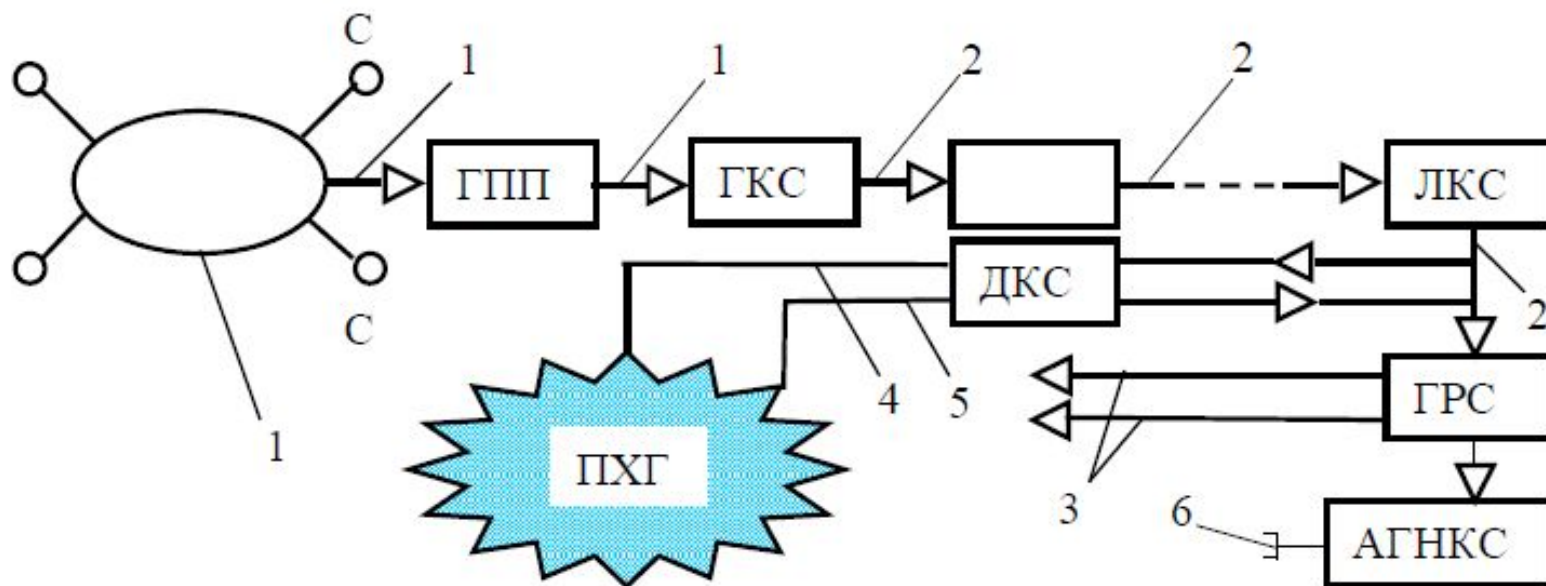
(ГОСТ 28567-90 – Компрессоры; СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов)

Газопроводы, рассчитанные на давление свыше 1,2 МПа и транспортирующие газ на значительные расстояния называются **магистральными**, а используемые для этих целей КС- КС магистральных газопроводов. Они подразделяются на дожимные, головные, **линейные**, береговые КС и КС подземных хранилищ газа.

Дожимные и головные предназначены для очистки, осушки и повышения давления газа до проектного значения в трубопроводе, линейные и береговые – для компенсации путевых потерь давления. Линейные КС располагаются через каждые 100 ... 150 км. Они работают в относительно стабильных условиях по давлению, поддерживая постоянное давление в трубопроводе на уровне порядка 6,5...7,5 МПа.

ДКС повышает давление от промыслового до уровня ГКС, давление на входе в ДКС меняется по мере выработки месторождения. По устройству все КС подобны. Береговые КС создают повышенное давление газа (20...30 МПа) для его транспортировки по морскому участку трубопровода от берега до берега.

Принципиальная схема дальнего транспортирования природного газа



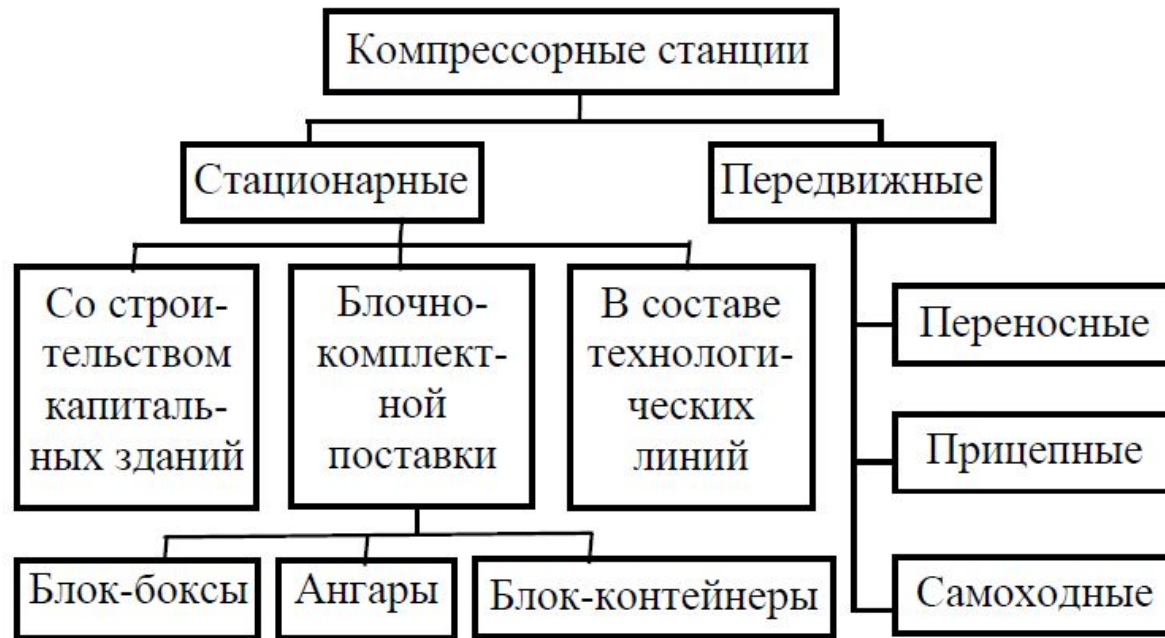
С – газовые скважины, ГПП – газоприемный пункт, ГКС – головная компрессорная станция, ЛКС – линейные (промежуточные) компрессорные станции, ДКС – дожимающая компрессорная станция, ПХГ – подземное хранилище газа, ГРС – газораспределительная станция, АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция, 1 – промысловые газопроводы, 2 – магистральные газопроводы, 3 – распределительные газопроводы, 4 – подача газа в ПХГ, 5 – отбор газа из ПХГ, 6 – заправочные колонки

КС для транспортировки газа обеспечивают передачу природного и попутного нефтяного газа до перерабатывающих заводов, до потребителей, находящихся на средних, дальних и сверхдальних (~ 10000 км) расстояниях от источника добычи. Последние называются КС магистральных газопроводов. Они подразделяются на головные и линейные (промежуточные).

Головные КС предназначены для приемки, очистки, осушки, одоризации газа и снабжены соответствующими сооружениями, **линейные станции** – для компенсации путевых потерь давления. Линейные станции располагаются на расстоянии примерно через каждые 100 – 150 км.

КС для заправки газом различных объектов используется в основном для заправки различных баллонов и транспортных средств. Наиболее широкое применение находят автомобильные кислородные заправочные станции (АКЗС), автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС). Причем АГНКС является предприятием, производящим моторное топливо. Заправка баллонов автомобилей газовым топливом осуществляется до давления 20 МПа. Имеются также КС для закачки газа в подземные хранилища газа, для заправки баллонов и т. д.

Классификация КС



Стационарные КС со строительством капитальных зданий располагаются вблизи крупных населенных пунктов. Преимуществом этих станций является улучшение условий обслуживания компрессоров и бытовых условий для обслуживаемого персонала. Недостатки: значительные капитальные затраты и сроки строительства.

Блочно-комплектная поставка позволяет резко сократить затраты и сроки строительства. Она может осуществляться в виде **блок-боксов**, т.е. легких транспортабельных зданий, **ангаров**, или **блок-контейнеров**.

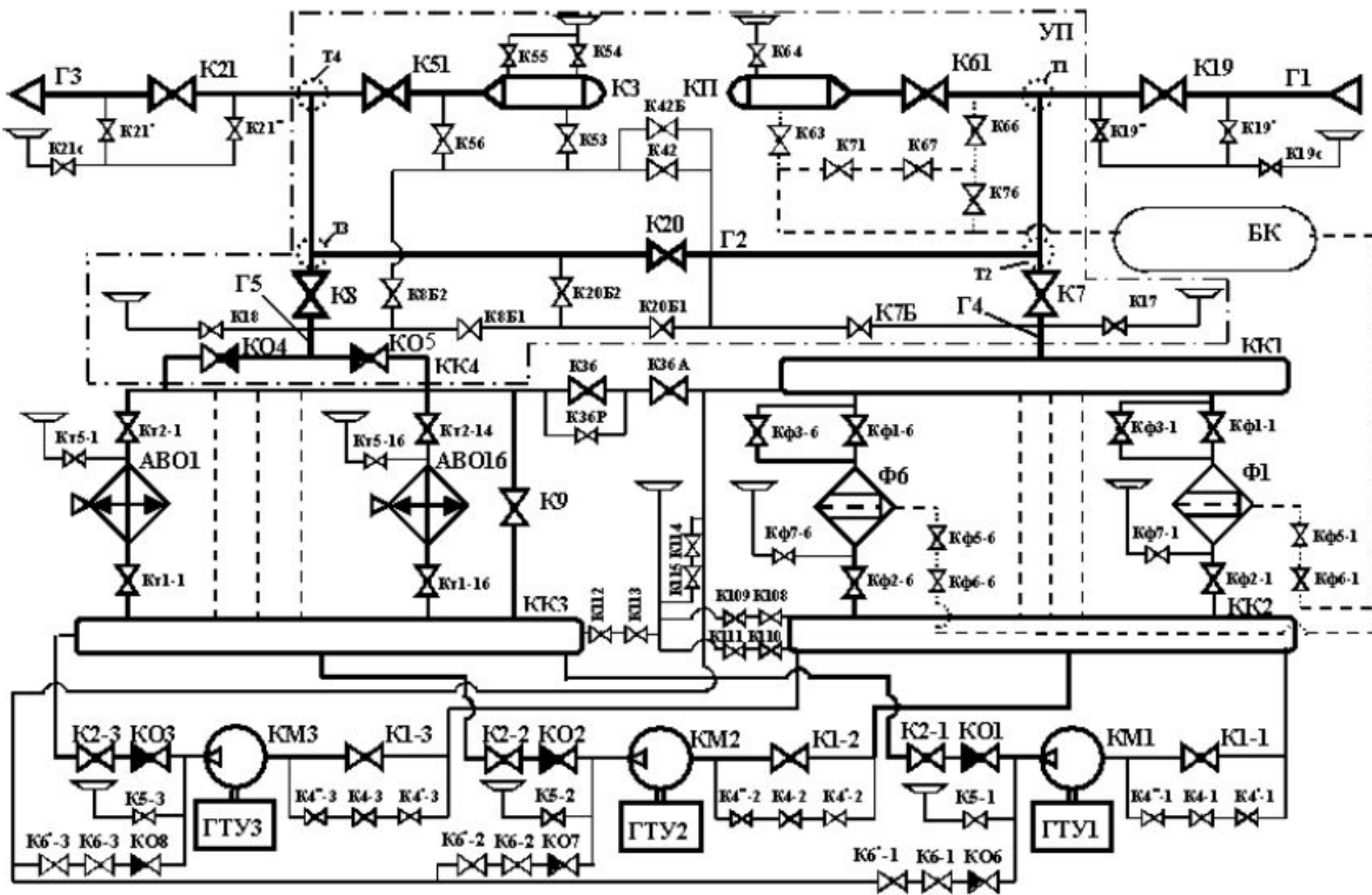
Технологические схемы КС

Технологические схемы КС являются одними из основных документов, позволяющих выяснить принципы совместной работы всего комплекса оборудования. Виды и типы схем, а также требования к их выполнению определяются **ГОСТ 2.701-2008**.

Принципиальную (полную) схему и схему соединений (монтажную) часто называют технологической. Принципиальная схема определяет полный состав элементов, связи между ними и дает детальное представление о принципах работы КС. Схема выполняется без соблюдения масштаба. Она должна быть ясной, легко читаемой, отражать основные элементы и связи между ними.

Технологическая схема линейной КС магистральных газопроводов начинается с узла подключения (УП). Газ по магистральному газопроводу Г1 подводится к компрессорной станции и через охранный кран К19 входит в УП. Охранный кран К19 служит для аварийного отключения магистрального газопровода от КС и имеет обводную линию с кранами К19' и К19'', предназначенными для уменьшения перепада давления на основном кране. Обводная линия снабжена также краном К19с для её освобождения от газа с направлением его на свечу.

Технологическая схема линейной КС магистральных газопроводов



В узле подключения газопровод с помощью тройника Т1 разветвляется. Прямой участок газопровода продолжается до крана К61 и после него заканчивается соединением с приемной камерой КП. Камера КП предназначена для приема

очистных и диагностических поршней, а краны К61, К63, К64, К66, К67, К71, К76 для управления процессами приема газа в устройства очистки, диагностики газопровода, слива конденсата и освобождения системы от газа направлением на свечу. После тройника вторая ветвь газопровода через входной кран К7 соединяется с приемным кольцевым коллектором КК1 компрессорной станции. Перед краном К7 установлен тройник Т2, с которым соединен газопровод Г2, содержащий кран К20 для пропуска газа при остановке КС.

Газопровод Г2 с выходным газопроводом КС соединяется с помощью тройника Т3, установленного после выходного крана К8.

Выходной газопровод КС с выходным магистральным газопроводом Г3 соединен также с помощью тройника Т4. К одной из сторон этого тройника, являющегося продолжением газопровода Г3, через кран К51 с помощью труб соединена камера запуска (КЗ) устройств для очистки и диагностики газопровода. На выходном магистральном газопроводе Г3 установлен охранный кран К21, который предназначен для аварийного отключения магистрального газопровода от КС и имеет обводную линию с кранами К21' и К21'',

предназначенными для уменьшения перепада давления на основном кране. Газ после крана К7 через входной газопровод Г4 и кольцевой коллектор КК1 поступает в блок очистки, где происходит отделение от газа жидкости и

механических частиц. **Блок очистки** содержит фильтры Ф1–Ф6

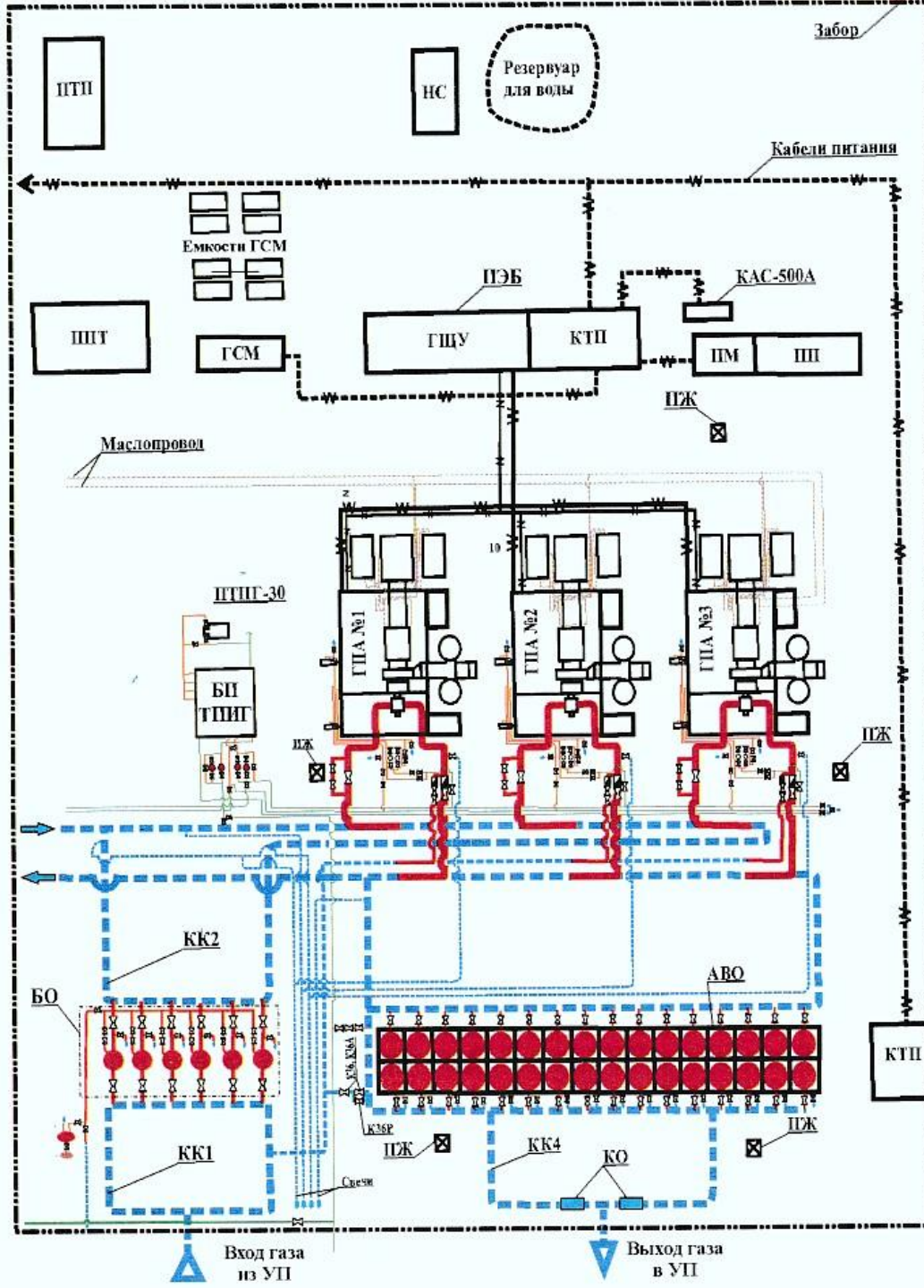
После выхода из блока очистки чистый газ через кольцевой коллектор КК2 поступает в группу **газоперекачивающих агрегатов (ГПА)** через входные краны К1-1...К1-3. К кранам К1-1...К1-3 параллельно подключены краны дистанционного управления К4-1...К4-3 для продувки и заполнения компрессора перед пуском. Основными частями ГПА являются компрессоры КМ1...КМ3. Они предназначены для сжатия технологического газа. Привод компрессоров осуществляется от газотурбинных установок ГТУ 1...ГТУ 3.

Компрессоры КМ1...КМ3 соединены параллельно: два из них являются рабочими, а один – резервным. В компрессорах газ сжимается до конечного давления, позволяющего компенсировать путевые потери на участке от предыдущей станции и в инженерных коммуникациях самой станции. Из линии нагнетания газ через обратные клапаны КО1...КО3 и выходные краны К2-1...К2-3 поступает в кольцевой коллектор КК3.

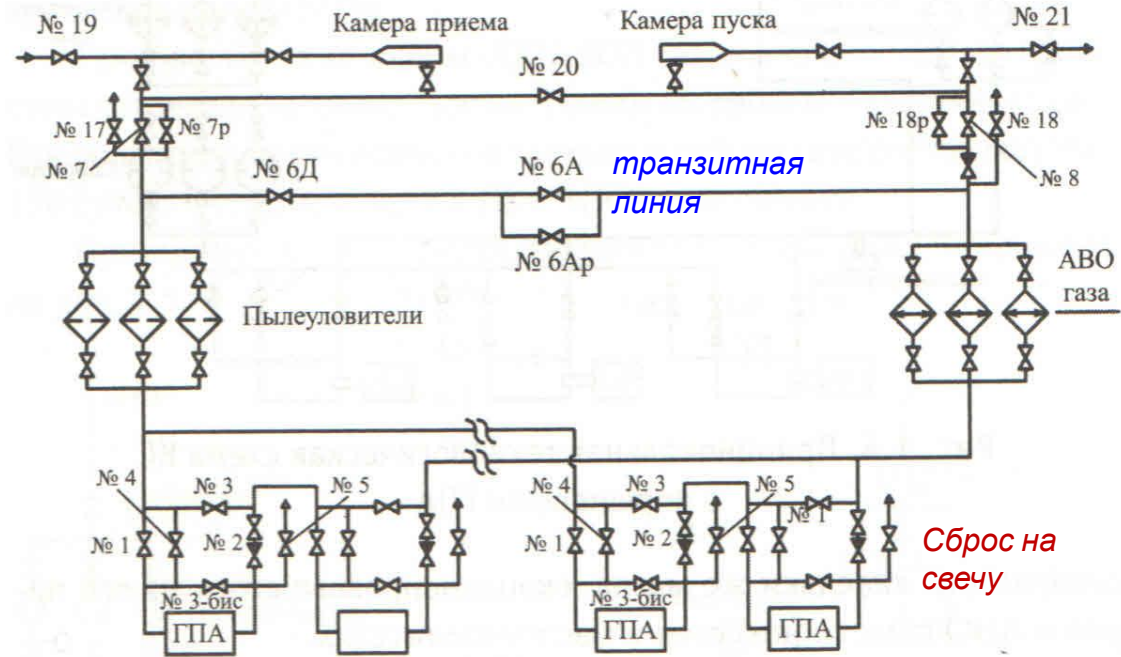
Линии нагнетания через обратные клапаны КО6...КО8, байпасные клапаны К6-1...К6-3

соединены также со входным коллектором КК1. Из коллектора КК3 газ поступает в блок аппаратов воздушного охлаждения АВО. Они предназначены для охлаждения сжатого газа перед подачей его в магистральный газопровод, что предохраняет слой гидроизоляции труб от чрезмерно высокой температуры. Кроме того, при снижении температуры происходит уменьшение вероятности оттаивания вечной мерзлоты в северных районах, увеличение плотности газа и, следовательно, обеспечение требуемой пропускной способности магистрального газопровода. В зимнее время года имеется возможность обвода газа через кран К9

Планировка Компрессорно й станции



Принципиальная схема
КС
на центробежных ГПА



Принципиальная схема
КС
на поршневых ГПА

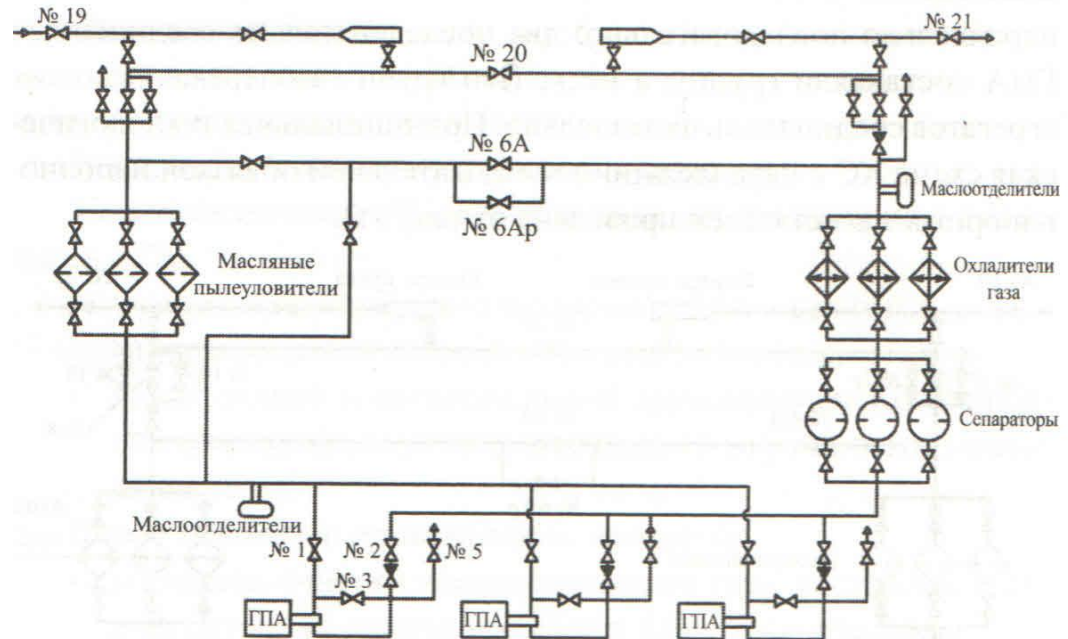




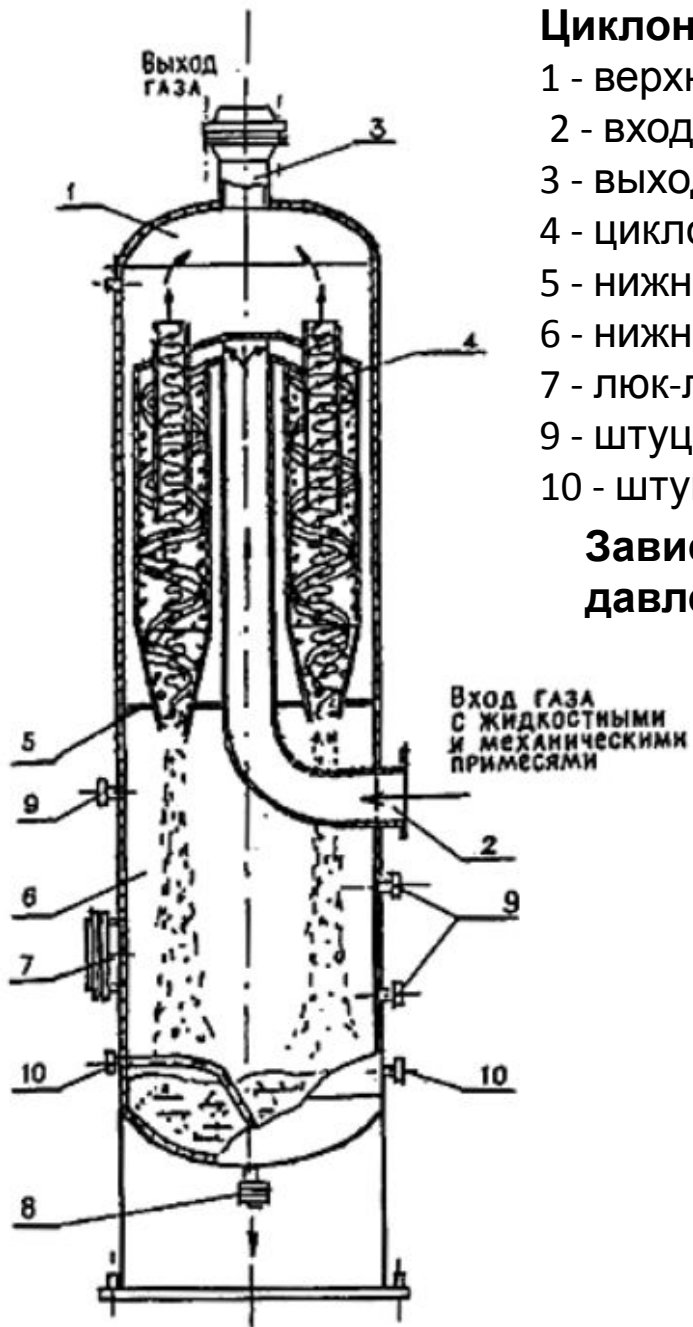
Рис.2.3. Узел подключения КС к магистральному газопроводу: видны камеры запуска и приема очистных и диагностических поршней



Рис. 2.5. Блок очистки газа с циклонными пылеуловителями



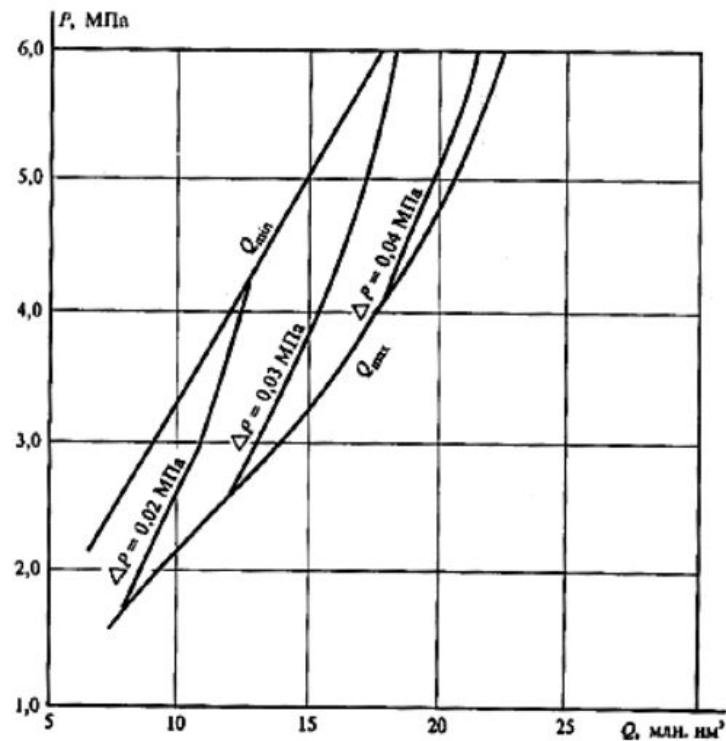
Рис. 2.6. Блок очистки газа с комбинированными фильтрами: 1 – циклон, 2 – механический фильтр



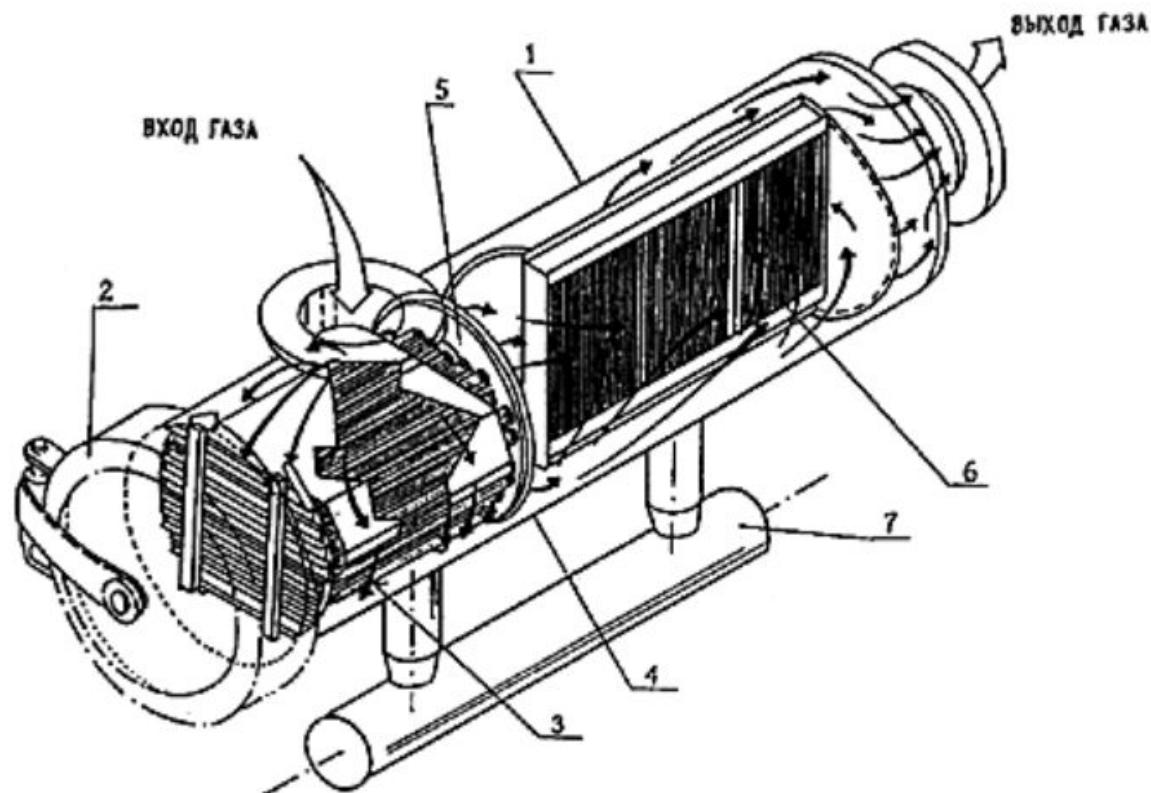
Циклонный пылеуловитель:

- 1 - верхняя секция (осадительная);
- 2 - входной патрубок;
- 3 - выходной патрубок;
- 4 - циклоны;
- 5 - нижняя решетка;
- 6 - нижняя секция (отбойная);
- 7 - люк-лаз; 8 - дренажный штуцер;
- 9 - штуцеры контролирующих приборов;
- 10 - штуцеры слива конденсата

Зависимость производительности пылеуловителя от давления



В связи с невозможностью достичь высокой степени очистки газа в циклонных пылеуловителях появляется необходимость выполнять вторую ступень очистки, в качестве которой используют **фильтр-сепараторы**, устанавливаемые последовательно после циклонных пылеуловителей



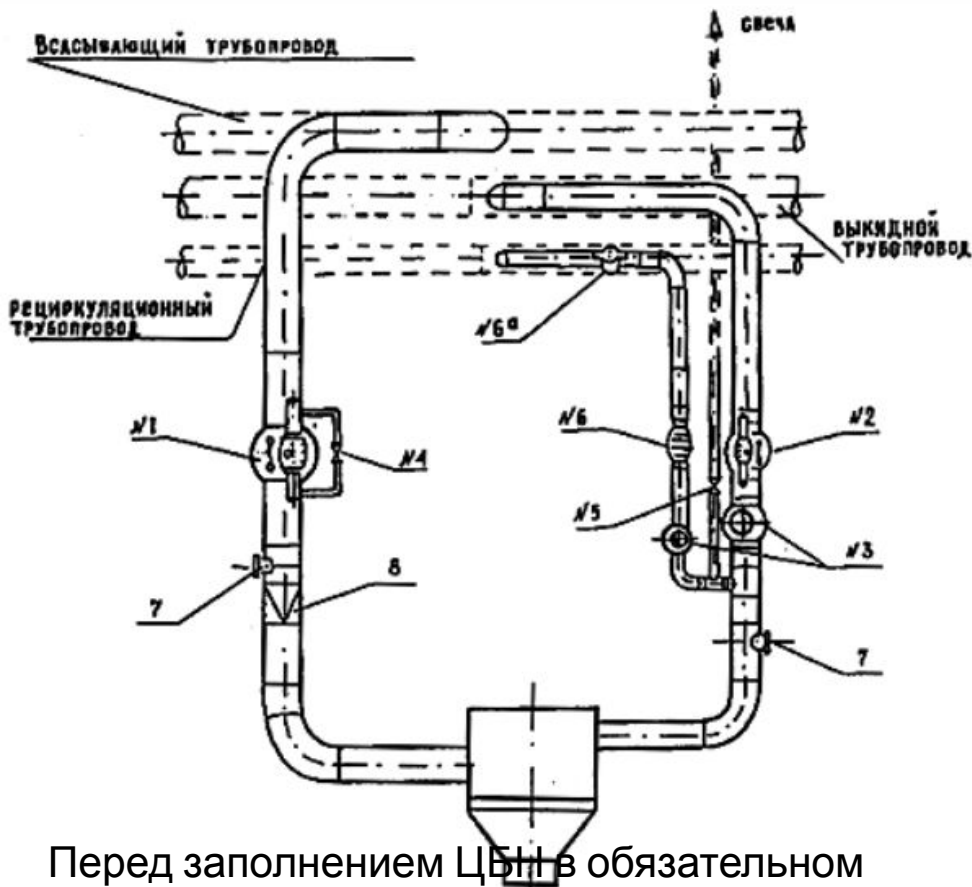
Фильтр-сепаратор:

1 - корпус фильтр-сепаратора; 2 - быстрооткрывающийся затвор;
3 - фильтрующие элементы; 4 - направляющая фильтрующего элемента;
5 - трубная доска камеры фильтров; 6 - каплеотбойник; 7 - конденсатосборник

Технологическая схема обвязки полнонапорного нагнетателя

№ 1, 2, 4, 5, 6, 6а - технологические краны обвязки нагнетателя;

№ 3 - обратные клапаны; 7 - люк-лазы; 8 - защитная решетка



Перед заполнением ЦБН в обязательном порядке через краны № 4 и 5 проводят его продувку примерно 15-40 секунд в зависимости от типа ГПА. После этого закрывается свечной кран № 5 и давление в контуре начнет расти. При достижении перепада на кране №1, равного 0,08-0,1 МПа,

Один обратный клапан №3 на линии нагнетания - перед краном № 2, и один на линии пускового контура - перед краном №6. Назначение этих клапанов - исключить попадание газа в ЦБН на неработающем ГПА и не допустить подачу газа высокого давления на колесо нагнетателя в момент пуска и остановки для предотвращения обратной раскрутки. Кран №6 в обвязке ГПА выполняет функцию дросселя для обеспечения необходимой степени сжатия в момент пуска и остановки. Работа с открытым № 6 краном должна быть минимальной, т.к. через этот кран идет большой расход газа, что может вызвать вибрацию этой линии рециркуляции. В последнее время на линии крана № 6 (вместо него) устанавливают противопомпажный регулирующийся клапан, предназначенный для защиты агрегата от помпажа, когда такие условия возникают. Это обеспечивается путем перепуска части газа на вход в нагнетатель.



Рис.2.7. Подземные кольцевые коллекторы КК2 и КК3

Схема установки опор в обвязке ГПА

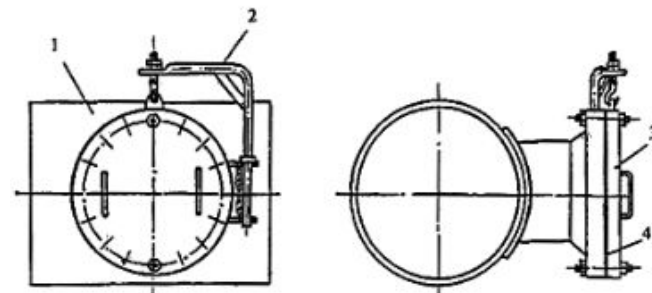
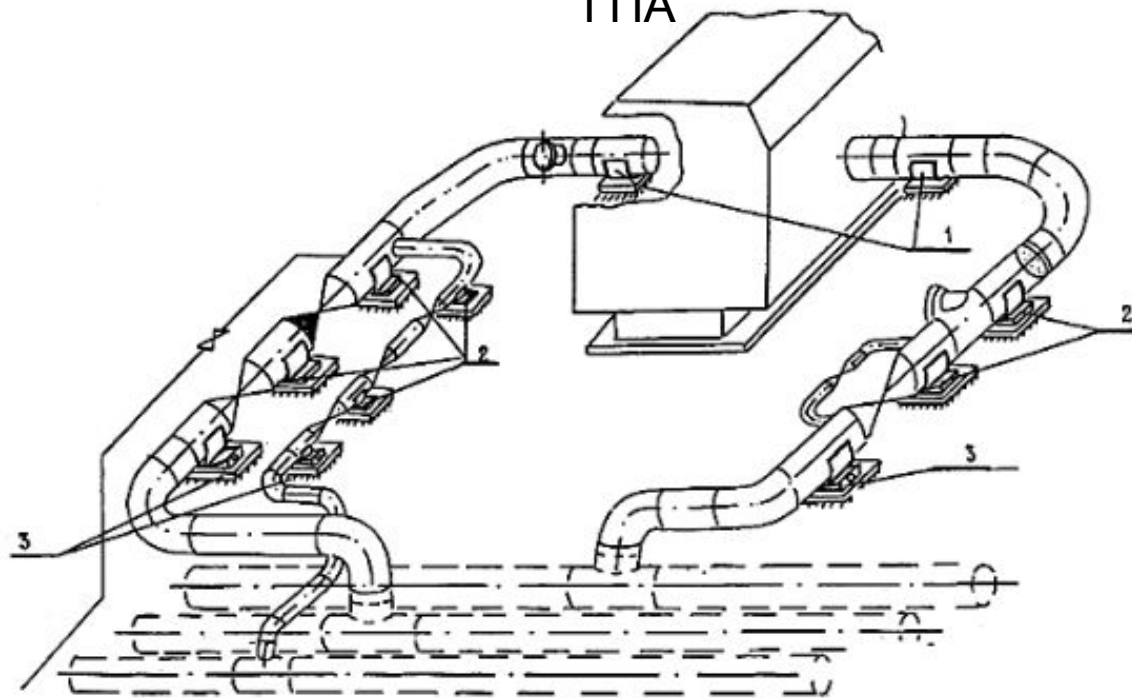


Рис. 3.11. Лук-лаз:

1 - опора упорная разгрузочная; 2 - опора скользящая; 3 - опора регулируемая

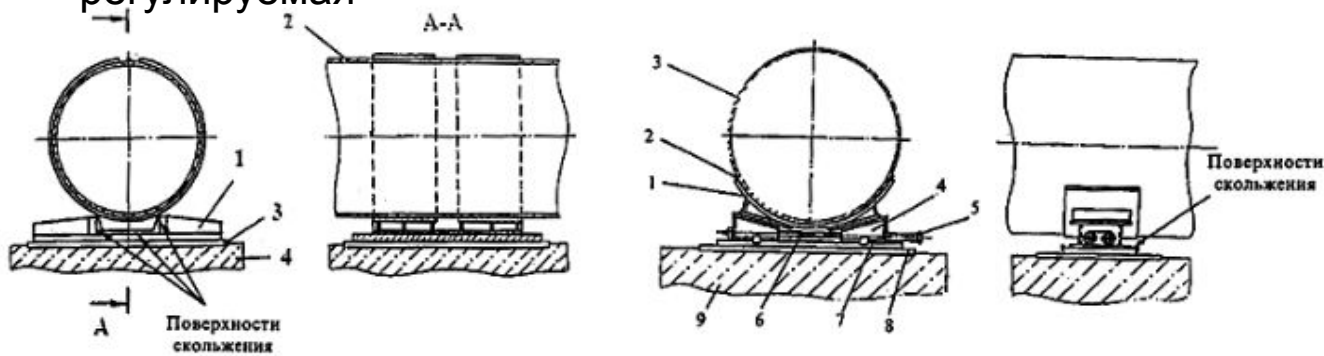
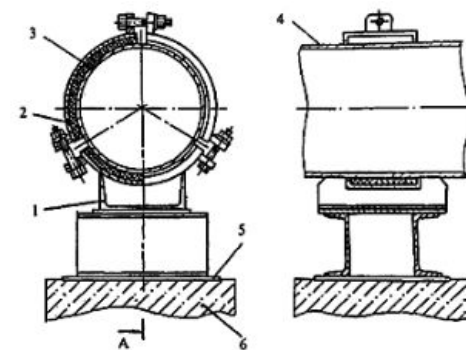


Рис. 3.9а. Опора регулируемая:



3.10. Опора с виброгасителем из металлорезины:

Тема 2: ГПА компрессорных станций

ГПА - энергетическая установка, предназначенная для повышения давления газа, поступающего на КС по магистральному трубопроводу. Единичная мощность энергетической установки выбирается из ряда: 2,5–4 –6,3 – (8) - 10 – (12,5) – 16 – 25-32МВт.

ГПА включает в себя следующие блоки:

1. Центробежный компрессор со вспомогательным оборудованием;
2. Газотурбинный двигатель со вспомогательным оборудованием;
3. Кожухом газотурбинного блока, предназначенным для защиты от шума, вентиляции тепловыделений и обеспечения работы противопожарной системы ;
4. Входным трактом с воздухозаборными камерами, фильтрами и шумоглушителем, противообледенительной системой и системой очистки компрессора;
5. Выходным трактом с шумоглушителем, выхлопной трубой и автоматизированным теплообменником утилизатором тепла выхлопных газов;
6. Системой охлаждения масла с устройствами маслосистемы и уплотнений;
7. Агрегатной системой контрольно - измерительных приборов (КИП), ручного и автоматического управления и защиты;
8. Агрегатной системой подготовки топливного и пускового газа с блоками входных кранов и фильтрами;
9. Установкой пожаротушения;
10. Укрытием в виде индивидуального легкосборного здания или контейнера с системами отопления, освещения, вентиляции, пожаротушения,

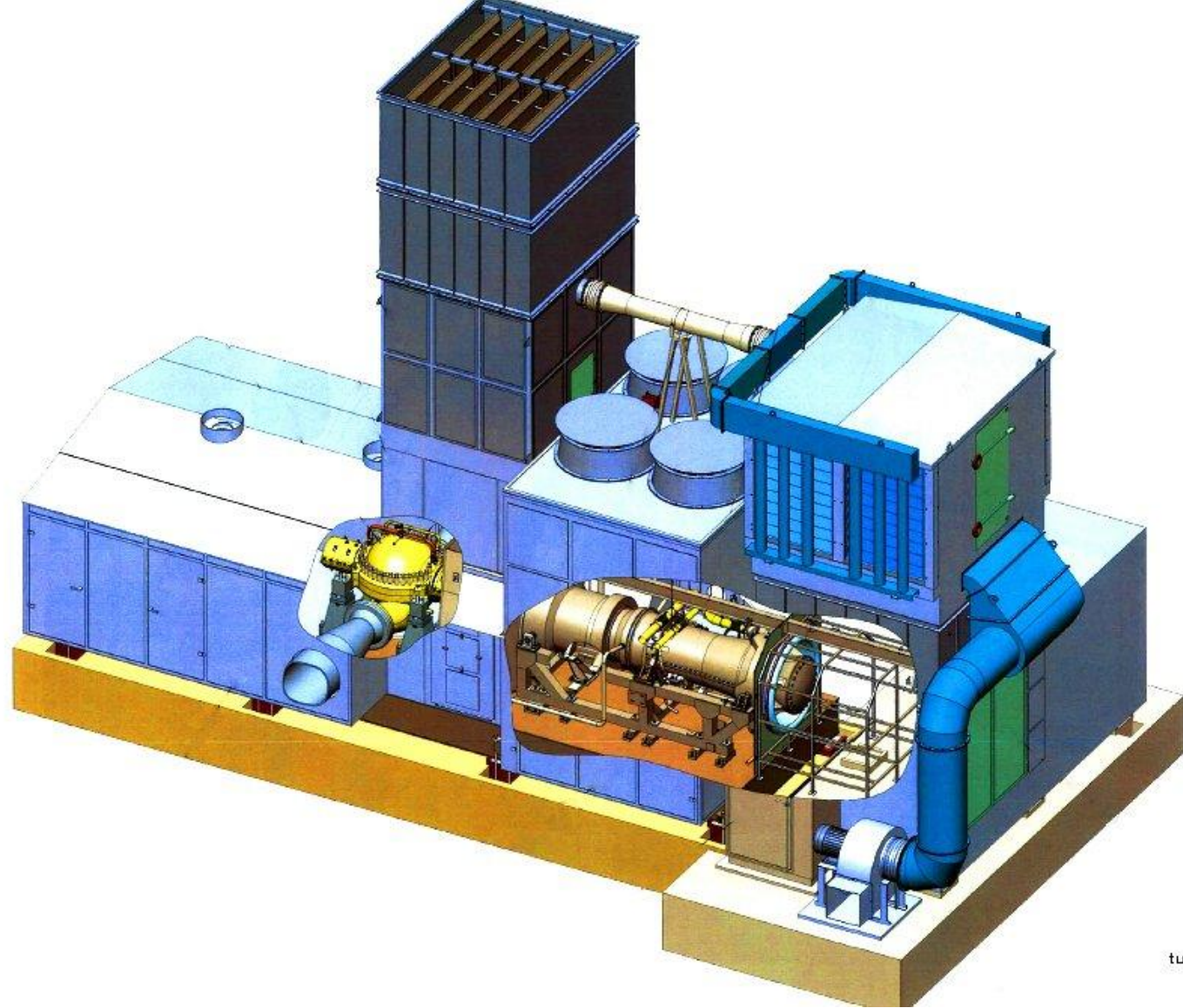
История оснащения газовой промышленности газоперекачивающими агрегатами

Первые советские газопроводы имели диаметр **720 мм и 1020 мм**. Они оснащались агрегатами ГТ-700-4, ГТ-700-5, ГТ-700-6, ГТК-5 и ГТК-10-2, ГТК-10-4, ГТН-10 производства Невского завода им. Ленина (НЗЛ) и ГТ-750-6 производства Уральского турбомоторного завода (УЗТМ г. Екатеринбург). Агрегаты оснащались центробежными нагнетателями на конечное давление 5,49 МПа и обеспечивали отношение давлений 1,22.

В связи с возникшей необходимостью резкого повышения поставок газа в 1975-1985 г. и перемещением главной сырьевой базы на север Тюменской области новые магистральные газопроводы стали иметь диаметр трубы 1420 мм. Также были разработаны новые агрегаты ГПА-Ц-6.3 и ГПУ-10 оснащенные конверсионными авиационными либо судовыми газотурбинными двигателями, отработавшими свой гарантийный летный период.

Таким образом на смену стационарным ГТУ пришли компактные авиационные газотурбинные двигатели.

Серия агрегатов ГПА-Ц-6,3



Газоперекачивающий агрегат (ГПА) ГПА-Ц-6,3 нагнетатель для него был изготовлен **Казанским компрессорным заводом** в 1972 года и был предъявлен на межведомственные испытания, которые были завершены в апреле 1974 года на газопроводе Оренбург-Куйбышев. Так началась эра использования конвертированных авиационных ГТД в газовой промышленности. К 1980 году в эксплуатации находилось уже более 300 агрегатов ГПА-Ц-6,3, а всего их было выпущено и установлено на компрессорных станциях России, стран СНГ, Болгарии, Польши, Аргентины 860 штук.

ГПА- Ц-6,3

Примеры записи обозначения ГПА-Ц-6,3 (в дальнейшем именуется «агрегат») в зависимости от конечного давления;

- на 76 кгс/см² — ГПА-Ц-6,3/76,
- на 56 кгс/см² — ГПА-Ц-6,3/56М,
- на 41 кгс/см² — ГПА-Ц-6,3/41,

где ГПА — газоперекачивающий агрегат; Ц — центробежный; 6,3 — мощность в мегаваттах;

41, 56, 76 — давление конечное в кгс/см², абсолютное;

М — модернизированный.

Агрегат обеспечивает нормальную работоспособность на открытом воздухе при температуре от 233К (минус -40С) до 318К (+45С).

Рабочий агент природный газ, некоррозионный, взрывоопасный.

Максимальная влажность газа на всасывании состояние насыщения (отсутствие капельной влаги).

Запыленность газа, поступающего в нагнетатель, не должна превышать 5 мг/м³, размер механических частиц не более 40 мкм.

Фото ГПА-Ц-6,3 на компрессорной станции



ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ ГПА-Ц-6,3/56

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

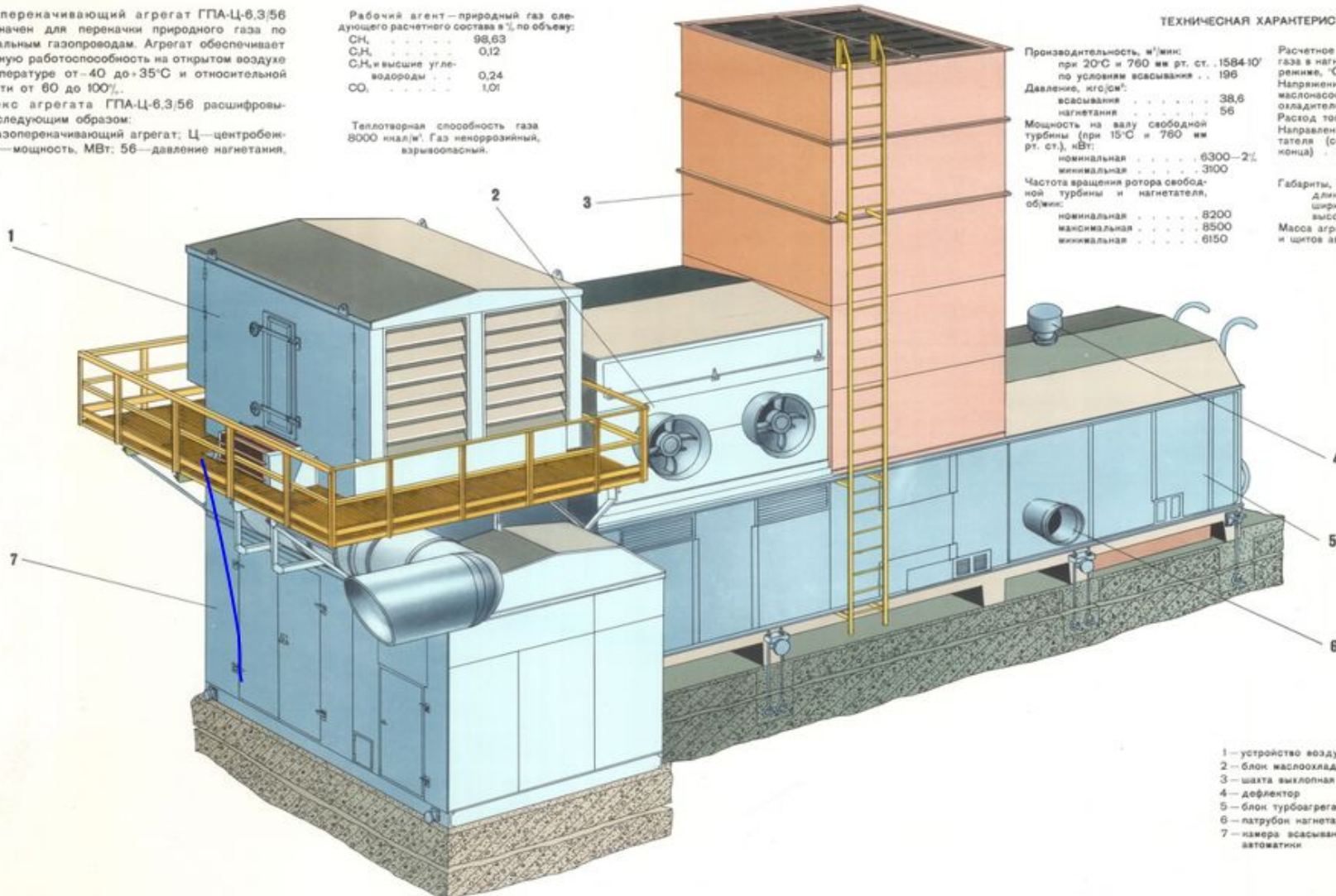
Производительность, м ³ /мин:	Расчетное повышение температуры газа в нагнетателе при номинальном режиме, °С
при 20°С и 760 мм рт. ст. 1584-10' 35
по условиям всасывания 196	Напряжение на клеммах двигателей маслонасосов и вентиляторов маслоохлаждаителей, В
Давление, кг/см ² : 380
всасывания 38,6	Расход топливного газа, кг/ч
нагнетания 56 2210
Мощность на валу свободной турбины (при 15°С и 760 мм рт. ст.), кВт:	Направление вращения ротора нагнетателя (со стороны свободного конца)
номинальная 6300-2% право
минимальная 3100	
Частота вращения ротора свободной турбины и нагнетателя, об/мин:	
номинальная 8200	
максимальная 8500	
минимальная 6150	

Габариты, м:	
длина 12,35	
ширина 5,0	
высота 8,755	
Масса агрегата, запасных частей и щитов автоматики, кг	70000

Рабочий агент — природный газ следующего расчетного состава в %, по объему:

СН ₄	98,63
С ₂ Н ₆	0,12
С ₃ Н ₈ и высшие углеводороды	0,24
СО ₂	1,01

Теплотворная способность газа 8000 ккал/м³. Газ некоррозионный, взрывоопасный.



- 1 — устройство воздухоочистительное
- 2 — блок маслоохладителей
- 3 — шахта выхлопная
- 4 — дефлектор
- 5 — блок турбоагрегата
- 6 — патрубок нагнетательный
- 7 — камера всасывающая с контейнером автоматики

Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-6,3/56 предназначен для перекачки природного газа по магистральным газопроводам. Агрегат обеспечивает нормальную работоспособность на открытом воздухе при температуре от -40 до +35°С и относительной влажности от 80 до 100%.

Индекс агрегата ГПА-Ц-6,3/56 расшифровывается следующим образом: ГПА — газоперекачивающий агрегат; Ц — центробежный; 6,3 — мощность, МВт; 56 — давление нагнетания, кг/см².

Техническая и конструктивная характеристика ГПА-Ц-6,3

Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-6,3 и приводом от газотурбинного двигателя авиационного типа НК-12С разрабатывался с учетом следующих основных принципов.

1. Блочность конструкции должна предусматривать возможность доставки непосредственно на место монтажа железнодорожным, автомобильным и воздушным транспортом готовых блоков.
2. Габариты и масса блоков должны обеспечивать возможность их монтажа и демонтажа передвижными подъемными средствами на компрессорной станции.
3. Блоки должны проходить на заводах - изготовителях контрольные проверки, испытания и доставляться на монтаж в полной заводской готовности (окончательно собранными и испытанными).
4. Использование электроэнергии агрегатом должно быть минимальным, только для вспомогательных нужд.
4. Для возможности использования агрегата в различных климатических зонах и при любых погодных условиях применение воды для охлаждения узлов агрегата и масла исключено; должна быть разработана конструкция воздушного охлаждения.
5. Автоматизация агрегата должна осуществлять автоматический поэтапный пуск (останов) агрегата «от кнопки» и защиту агрегата при аварийных ситуациях, вести непрерывный контроль параметров двигателя и нагнетателя.
6. Учитывая полевые условия эксплуатации, должна быть предусмотрена максимальная ремонтпригодность ГПА методом замены блоков.

Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-6,3 состоит из пяти блоков:

турбоагрегата, воздухоочистительного устройства, всасывающей камеры с блоком автоматики, выхлопной шахты и маслоохладителей.

Блок турбоагрегата включает нагнетатель и двигатель с вспомогательными механизмами и устройствами, смонтированными на общей раме. Блок заключен в тепло- и звукоизолирующий контейнер. Он является основой агрегата ГПА-Ц-6,3 и дает возможность отказаться от строительства громоздких корпусов и других фундаментальных сооружений.

Полнонапорный нагнетатель агрегата ГПА-Ц-6,3 представляет однокорпусную двухступенчатую машину центробежного типа. Две ступени сжатия позволяют реализовать полную степень повышения давления, равную 1,45, и отказаться от последовательного- соединения нагнетателей на станциях, принятого при использовании консольных одноступенчатых нагнетателей старого типа. Корпус нагнетателя стальной с горизонтальным фланцевым разъемом. Четырьмя лапами корпус крепится

Всасывающий и нагнетательный патрубки расположены соосно, что исключает возникновение момента от растягивающих сил при температурных деформациях газопровода. Ротор имеет два рабочих колеса диаметром 545 мм, выполненных с целью повышения надежности прогрессивным методом диффузионной пайки в вакууме.

Детали статорной части аэродинамического узла (диффузоры, улитки и т. д.) являются съемными и взаимозаменяемыми.

Радиальные и осевые нагрузки воспринимаются опорным и упорным многоклиновыми подшипниками скольжения прогрессивной конструкции с межремонтным ресурсом работы, равным 25 - 30 тыс.ч. Подшипники усовершенствованы таким образом, что они обеспечивают реверсивность «хода» нагнетателя па случай раскрутки агрегата обратным потоком газа.

В качестве концевых уплотнений в нагнетателе применяют щелевые масляные уплотнения с плавающими кольцами. Эти уплотнения работают на принципе автоматического поддержания постоянного избытка давления масла над давлением уплотняемого газа.

Для повышения ресурса уплотнений вместо пары графит-сталь стали использовать пару баббит-твердый сплав, довели тонкость фильтрации масла, подаваемого на уплотнения, до 10--15 мкм. Воздухоочистительное устройство предназначено для очистки воздуха, подаваемого в двигатель с целью предохранения лопаток компрессора от износа. Всасывающая камера служит для подвода воздуха от ВОУ к двигателю. Выхлопное устройство шахты шумоглушения предназначено для отвода выхлопных газов. Маслоохладители служат для охлаждения масла системы смазки турбоагрегата. Запуск агрегата производится автоматически по программе, обеспечивающей последовательное выполнение операций по контролю предпусковой готовности, включение вспомогательного оборудования, включение агрегатов двигателя и загрузке нагнетателя.

Весь процесс запуска условно можно разбить на этапы, выполнение каждого из которых контролируется по определяющим параметрам (давлению, частоте вращения, температуре и др.) и в случае невыполнения одного из них дальнейшие операции блокируются или двигатель останавливается.

Весь ход запуска, положение основных элементов агрегата и крановой обвязки демонстрируется мнемо-схемой и контрольными световыми транспарантами, вынесенными на панель управления.

Для облегчения условий эксплуатации систему смазки ГПА изготавливают объединенной, т. е. создают единство масел для двигателя и нагнетателя с общим маслобаком, пусковым насосом, маслокоммуникациями и др. Единство применяемых масел упрощает транспортировку масла на компрессорные станции и маслокоммуникации, облегчает условия его хранения.

Система

смазки

Система смазки двигателя — циркуляционная под давлением с воздушным охлаждением.

Марка масла — турбинное Тп-22 ГОСТ 997274, Тп-22С ТУ38.101821-83. Емкость маслобака двигателя, рабочая, м³ (л) — 0,27 (270).

Расход масла по двигателю, кг/с (кг/ч), не более — $3,34 \times 10^{-4}$ (1,2).

Система смазки и уплотнения нагнетателя:

1) система смазки — циркуляционная под давлением с воздушным охлаждением;

2) система уплотнения — гидравлическая масляная с плавающими кольцами.

Марка масла — турбинное Тп-22 ГОСТ 9972-74, Тп-22С ТУ38,101821-83.

Емкость маслобака нагнетателя, рабочая, м³ (л) — 2,6 (2600).

Расход масла в системе смазки и уплотнения нагнетателя, кг/с (кг/ч) — $0,69 \times 10^{-4}$ (0,25).

Емкость системы смазки и уплотнения агрегата с маслобаками, м³ (л) — 4,0 (4000).

№ п/п	Наименование параметра и размера	ГПА-Ц-6,3/56-1,45	ГПА-Ц-6,3 В/29-1,65
1.	Производительность, приведенная к температуре 288 К (+15°С и давлению 0,101 МПа(1,033 атм), млн. м3/сут, не менее	10,52	7,405
2.	Производительность, приведенная к температуре 293 К (+20°С) и давлению 0,101 МПа (1,033 атм.), млн. м3/сут, не менее	10,7	7,535
3.	Производительность по условиям всасывания, м3/мин, не менее	196,0	298,25
4.	Давление начальное, МПа (кгс/см2) номинальное, минимальное	3,79 (38,6) 1,96 (20,0)	1,724 (17,57) 1,550 (15,80)
5.	Давление конечное, МПа (кгс/см2) номинальное максимальное	5,49 (56,0) 6,18 (63,0)	2,845 (29,0) --
6.	Отношения давлений (расчетное)	1,45	1,65
7.	Политропный К.П.Д. нагнетателя, %, не менее	82	79
8.	Эффективный К.П.Д. двигателя в составе ГПА с учетом потерь на входе через ВОУ и выходе выхлопного устройства %, не менее	24	24
9.	Мощность на вале силовой турбины, кВт	6300-20/0	6300-20/0
10.	Частота вращения роторов свободной турбины и нагнетателя, С-1 (об/мин) номинальное максимальное минимальное	8200 8500 6150	8200 8500 6150
11.	Расчетная температура газа на входе в нагнетатель, К (°С)	288 (+15)	288 (+15)
12.	Расход топливного газа на номинальном режиме, КГС/с (КГ/ч), не более	0,58 (2100)	0,512 (1844)
13.	Давление топливного газа на входе в двигатель, МПа (кгс/см2)	2,35+0,1 (24+1)	2,35+0,1 (24+0,1)
14.	Расход пускового газа при температуре на входе от 218К до 323 К (от -500С до +500С) КГ/с	1,8:3,5	1,8:3,5
15.	Расход пускового газа на один пуск. кг	216:420	216:420
16.	Давление пускового газа МПа (КГ/см2)	0,29:0,49(3:5)	0,29:0,49(3:5)
17.	Габаритные размеры агрегата, М, не более, длина ширина высота	13,775 7,65 10,02	14,2 10,3 9,5
18.	Масса агрегата (сухая) в объеме кг, не более	72502	73500

Агрегат поставлялся в блочно-контейнерном исполнении, в полной заводской готовности, имел сравнительно хорошие массо-габаритные показатели, обладал высокой транспортабельностью, высокой автоматизацией, ремонтпригодностью.

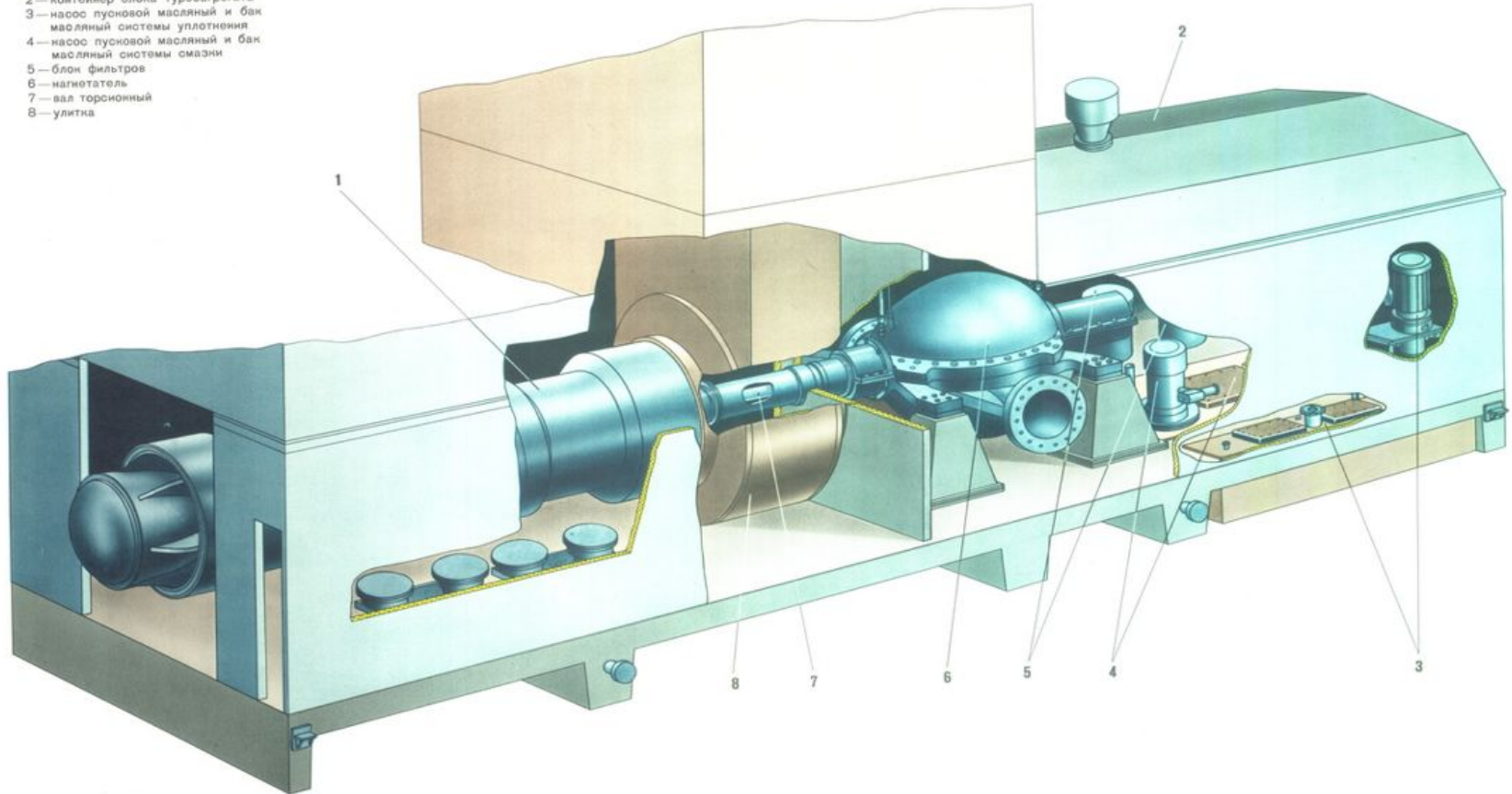
Эти качества предопределили его широкое использование в газовой промышленности. Агрегат комплектовался нагнетателями типа **Н-196** на давление 7,45; 5,49; 4,02; 2,84 МПа. Привод – газотурбинный двигатель **НК-12СТ**

Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-6,3/56

БЛОК ТУРБОАГРЕГАТА

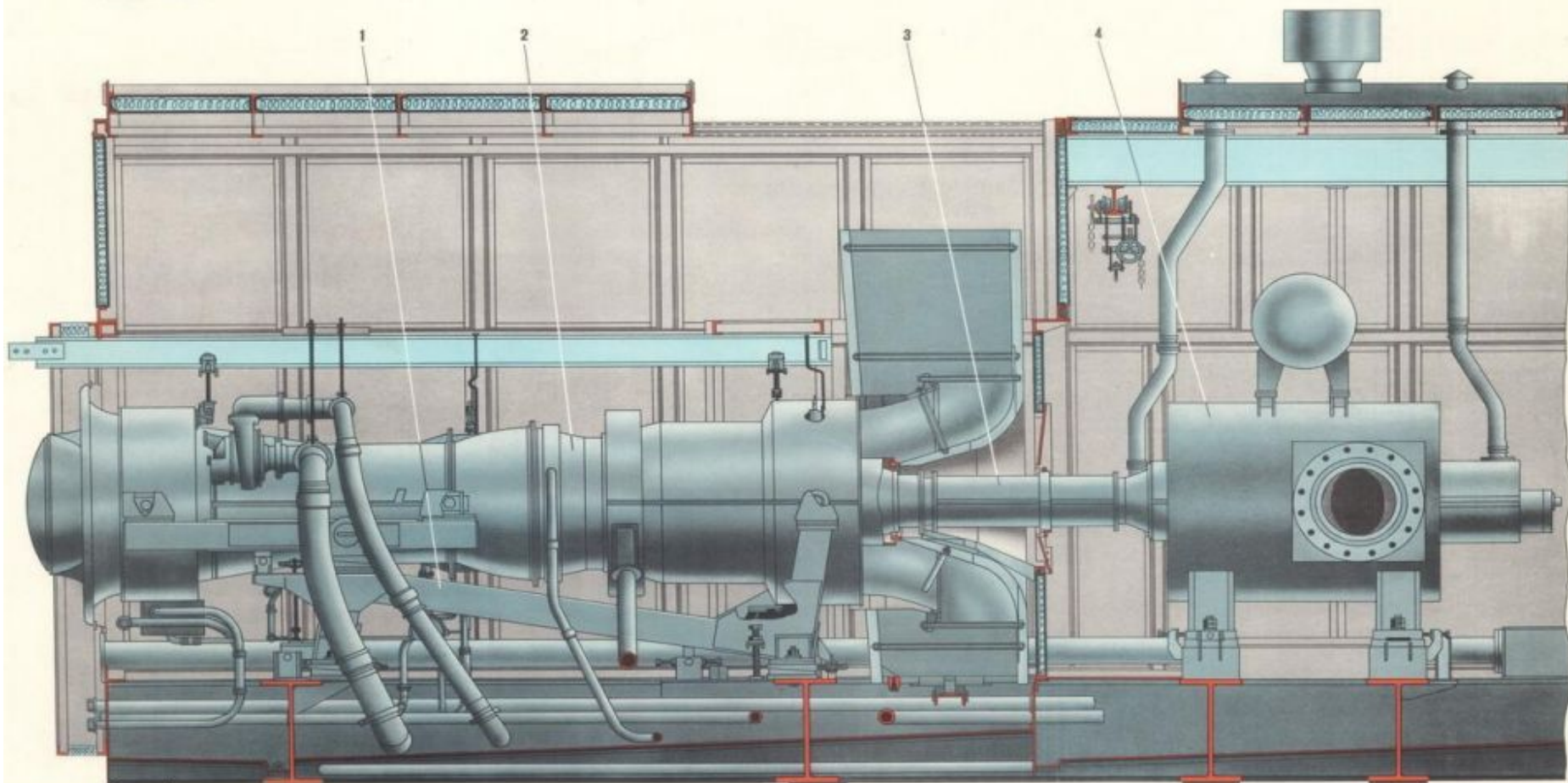
СЕРИЯ
ИЗ 13 ПЛАНОВ

- 1—двигатель НК-12СТ
- 2—контейнер блока турбоагрегата
- 3—насос пусковой масляный и бак масляный системы уплотнения
- 4—насос пусковой масляный и бак масляный системы смазки
- 5—блок фильтров
- 6—нагнетатель
- 7—вал торсионный
- 8—улитка



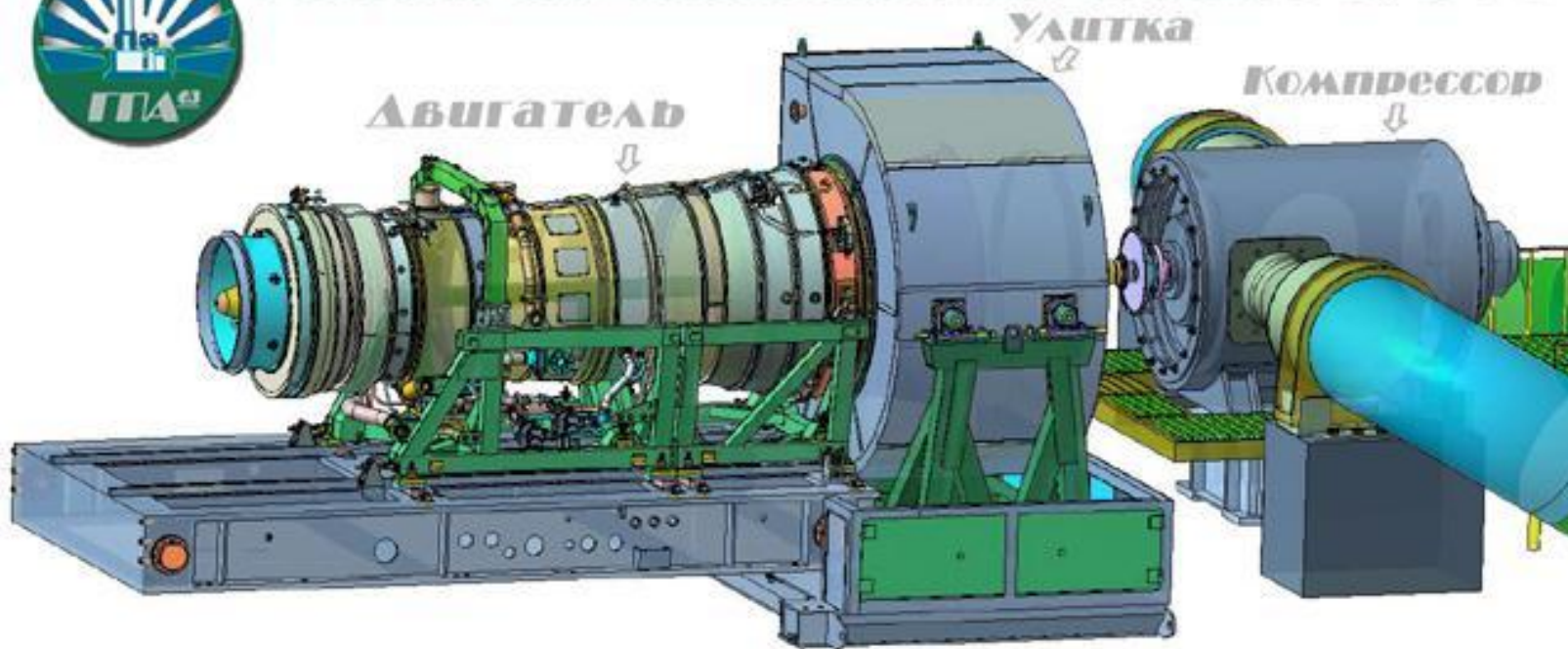
БЛОК ТУРБОАГРЕГАТА

- 1 — подмоторная рама
- 2 — двигатель НН-12СТ
- 3 — горизонтальный вал
- 4 — нагнетатели



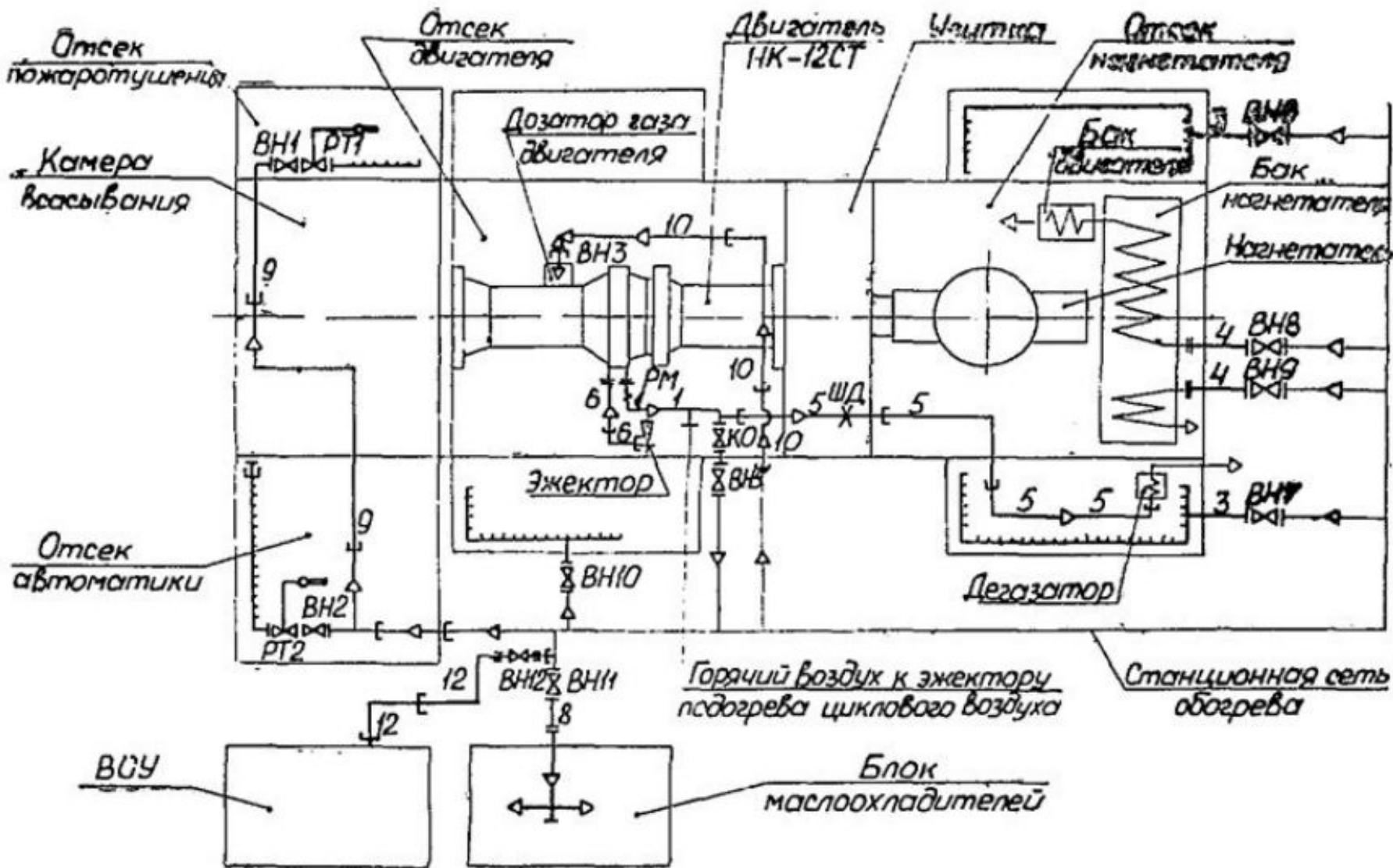


Газоперекачивающие агрегаты ГПА-63

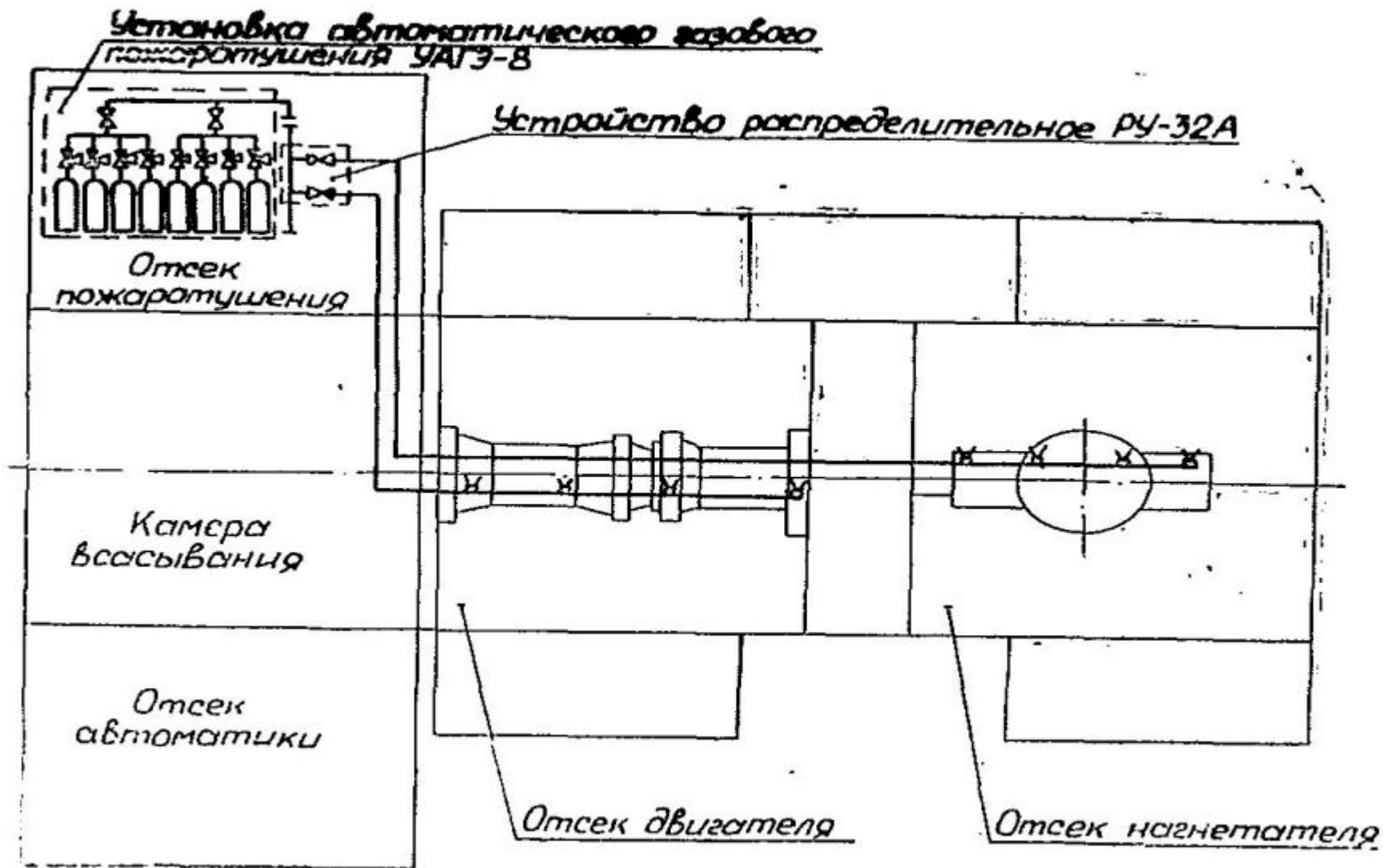


Двигатель НК-12СТ располагается на раме, выхлопная улитка имеет собственную раму, нагнетатель располагается на некотором удалении от двигателя на собственных опорах. Двигатель не имеет собственного тепло-шумоглушающего кожуха.

Схема масляных и газовых вспомогательных линий



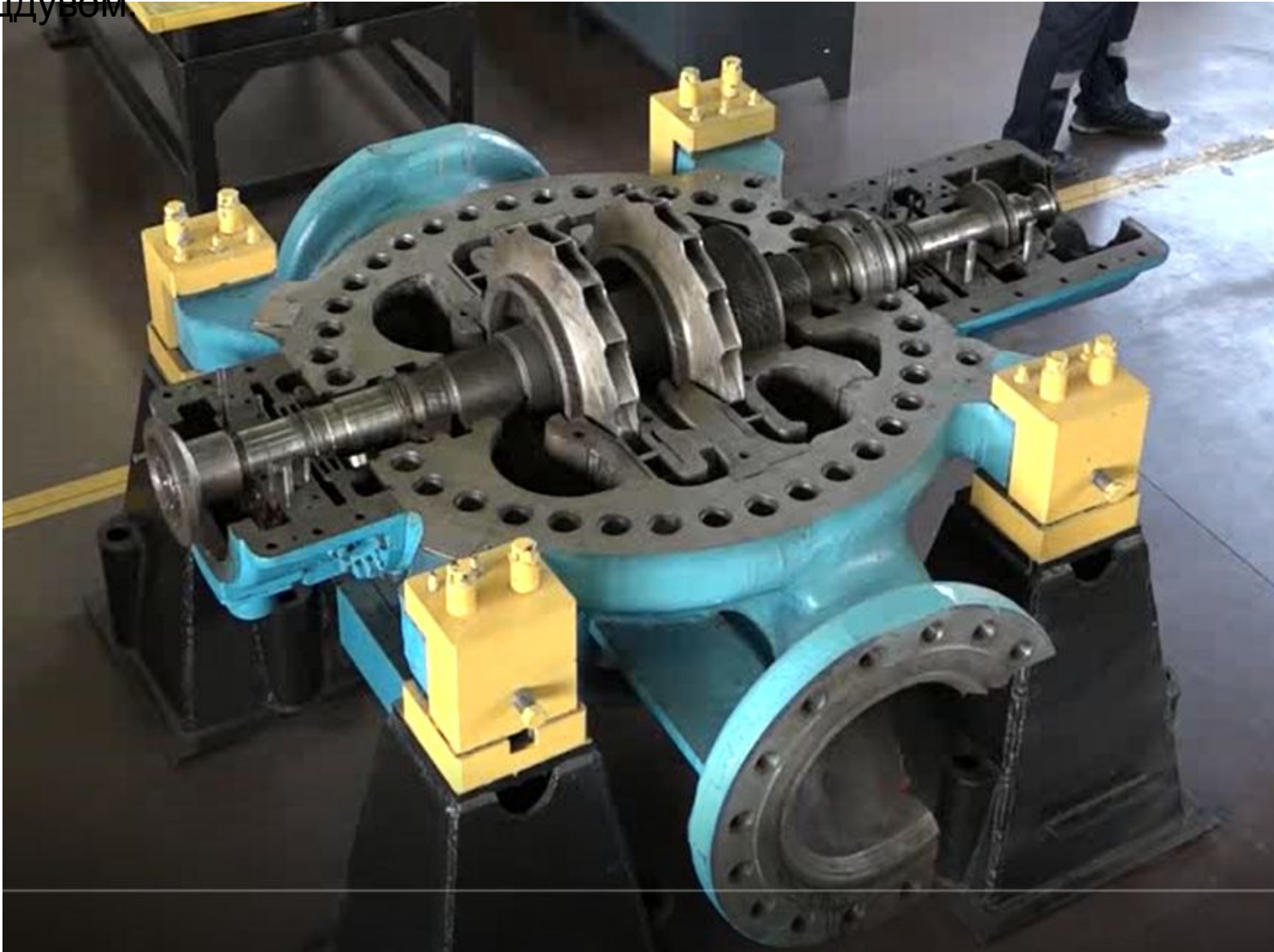
Система пожаротушения

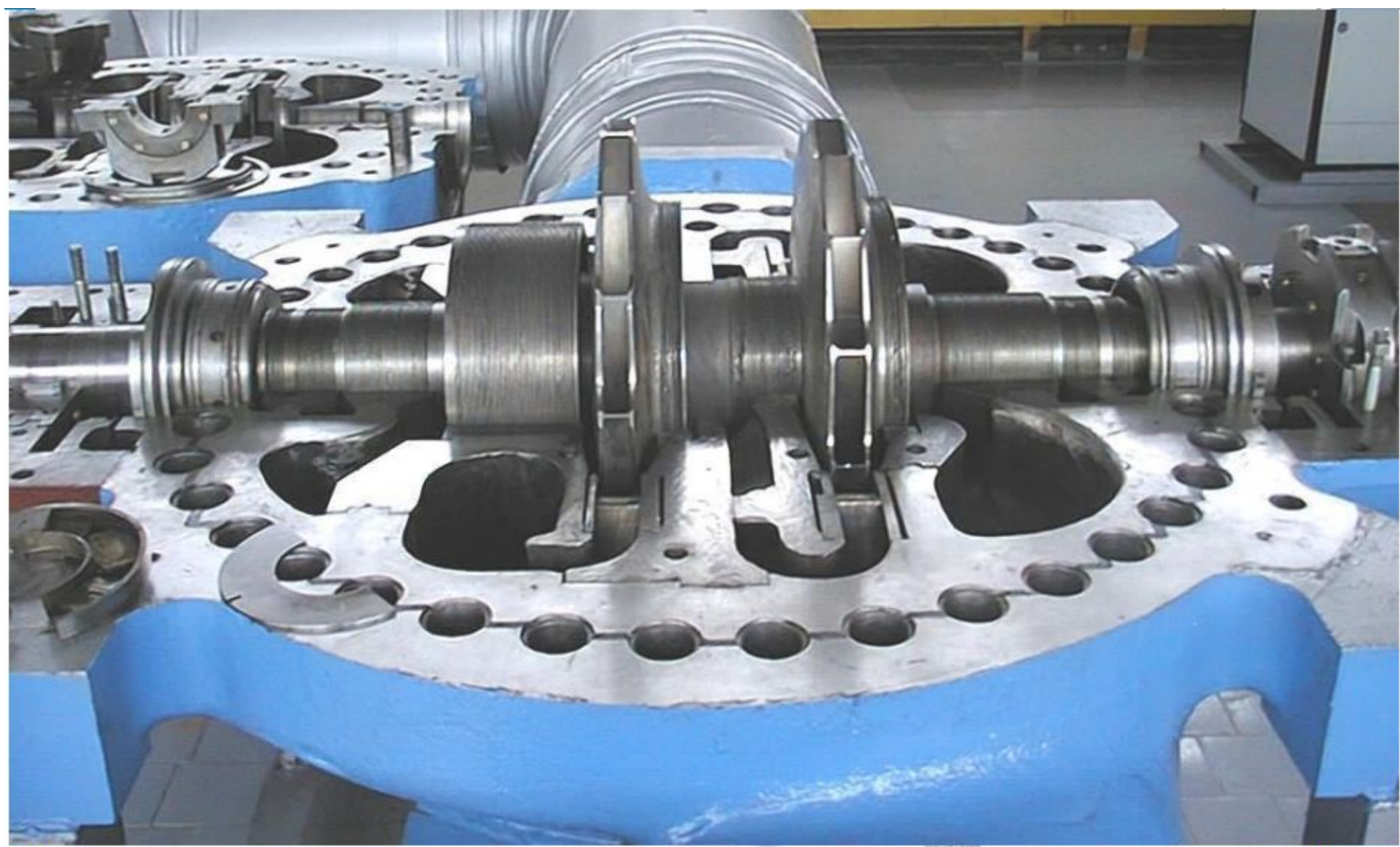


Нагнетатель

Н 196

Корпус литой, имеет горизонтальный разъем, выполнен в виде сферы, патрубки всаса и нагнетания расположены на нижней половине корпуса на одной поперечной ротору оси. Опоры – масляные, уплотнения - лабиринтные и с наддувом.





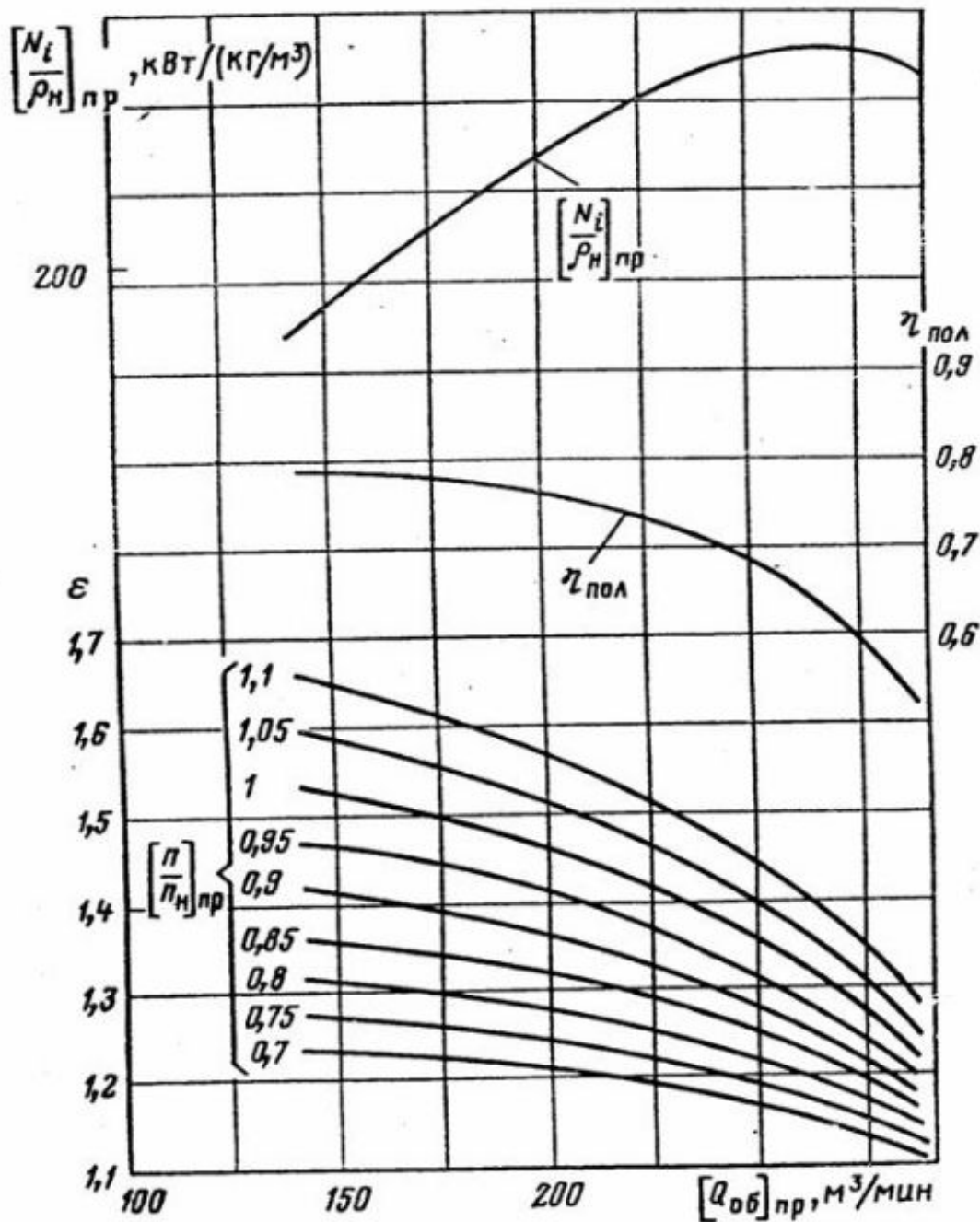


Приведенная характеристика нагнетателя ГПА-Ц-6,3

при $T_{пр} = 288\text{K}$

$Z_{пр} = 0,90$

$R_{пр} = 490 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$



Газотурбинные установки ГПА

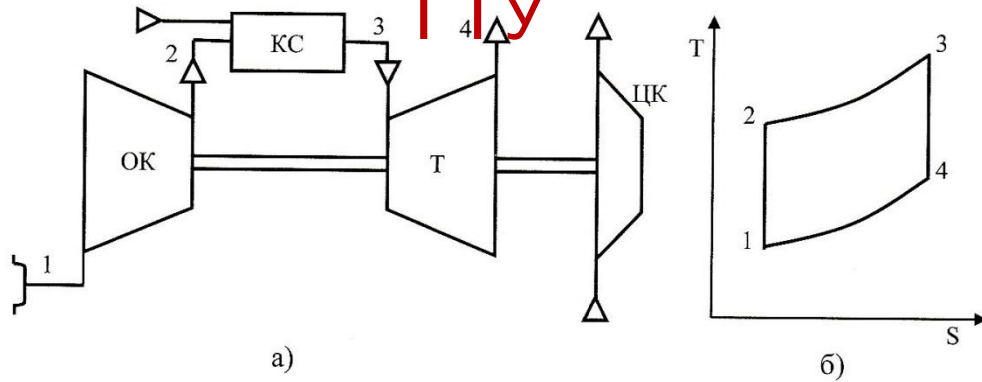
Газотурбинные установки – основной вид привода центробежных нагнетателей на магистральных КС. Их можно рассматривать как агрегаты, вырабатывающие два типа энергии: механическую для привода нагнетателя и тепловую в форме теплоты отходящих газов, подлежащих утилизации.

ГТУ – это двигатель в котором в качестве рабочего тела используется воздушно-газовая смесь, сжигаемая в камерах сгорания, высокотемпературные продукты сгорания которой, совершают работу в турбинах.

В ГТУ процессы сжатия, подвода теплоты и расширения непрерывно осуществляются в трех различных элементах системы, расположенных по ходу рабочего тела (компрессор, камера сгорания, турбина).

Принципиальные схемы

ГТУ



1-2 – сжатие в осевом компрессоре
2-3 – подвод теплоты в камере сгорания
3-4- расширение в турбине с совершенством работы
4-1 – отвод теплоты в окружающую среду

Рис.4.28. Схема (а) и цикл в T-S диаграмме (б) одновальной ГТУ

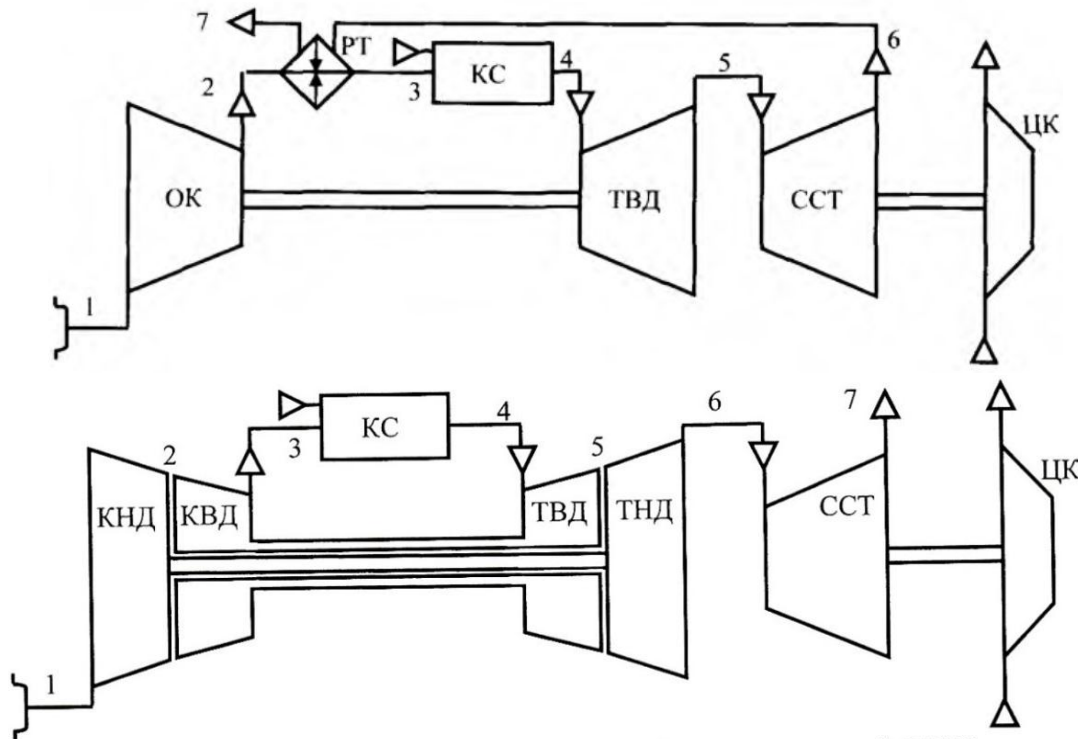
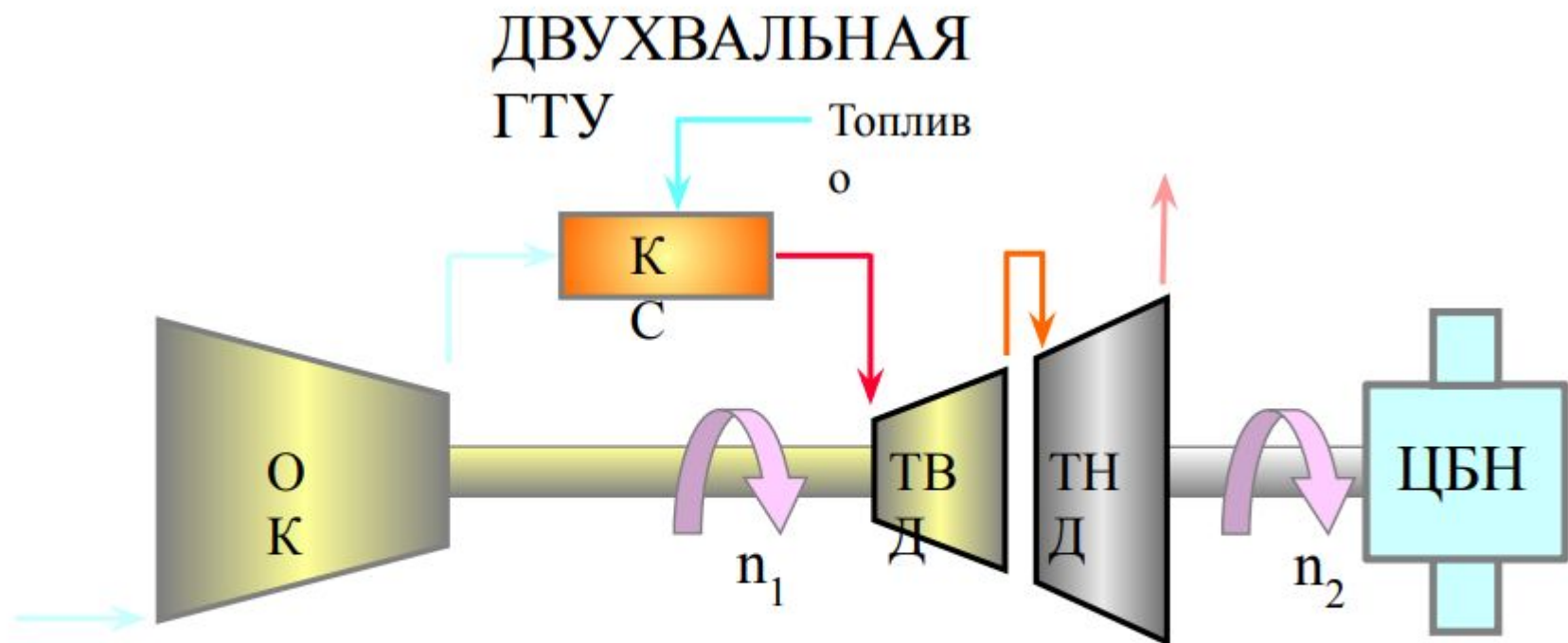
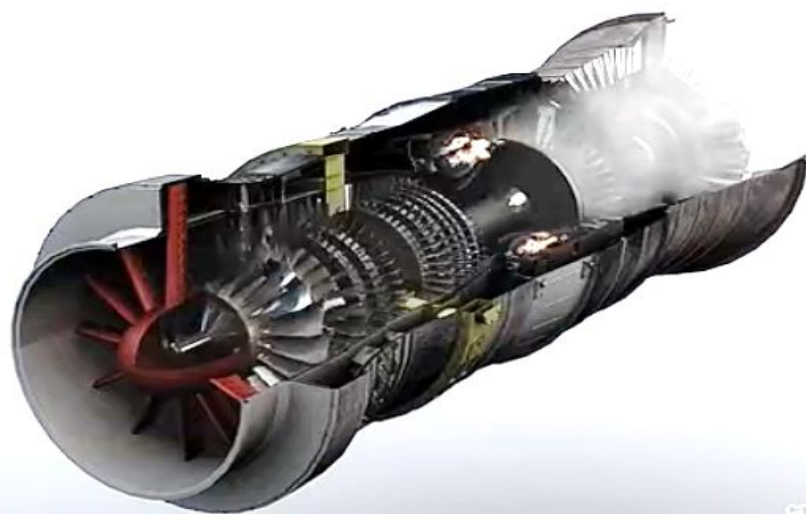
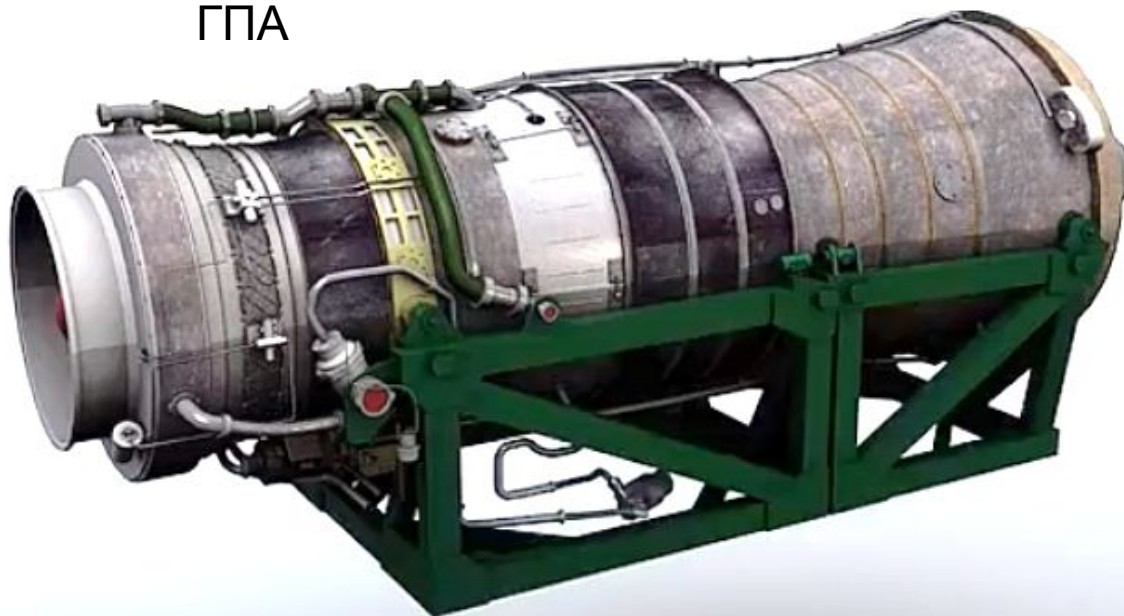


Рис.4.31. Схема двухкаскадной трехвальной ГТУ

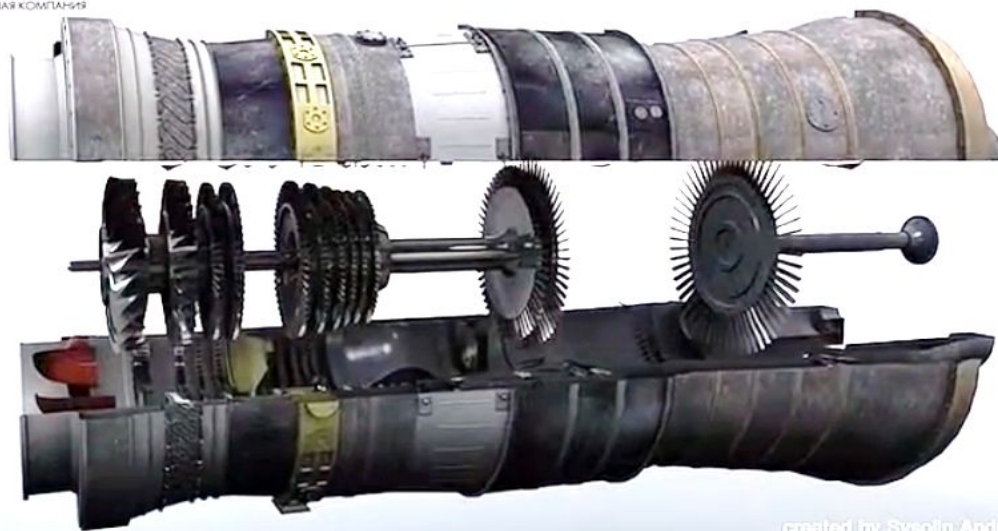


Механическая связь между ТВД и ТНД отсутствует. Это допускает широкий диапазон изменения частоты вращения ротора нагнетателя при сохранении оптимальных оборотов вала турбокомпрессорной части (ОК + ТВД).

Фото газотурбинных двигателей ГПА



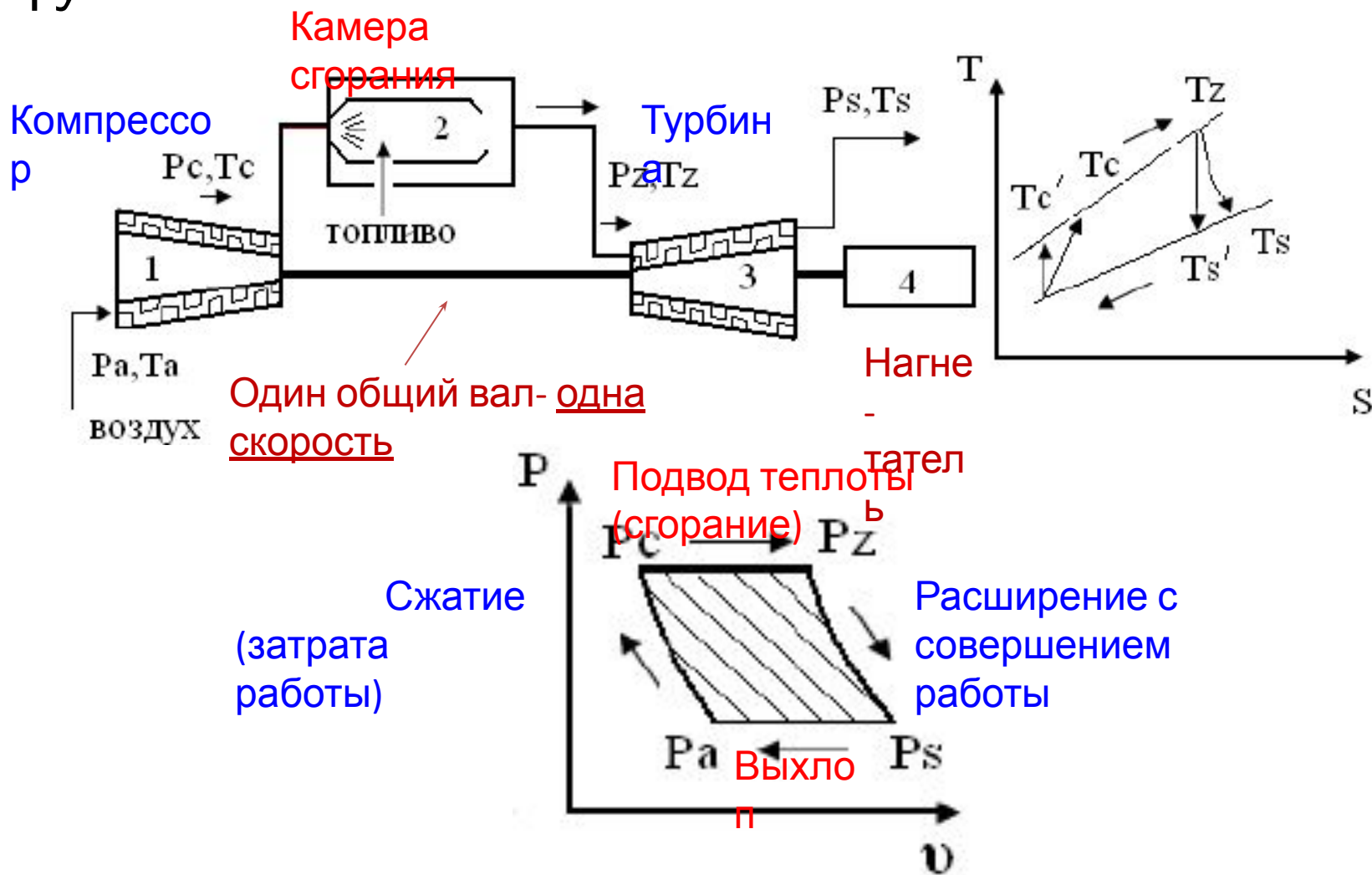
КОЙЛ
НАЗ КОМПАНИИ



creat

created by Sysoin Andrey
sahajakut@mail.ru

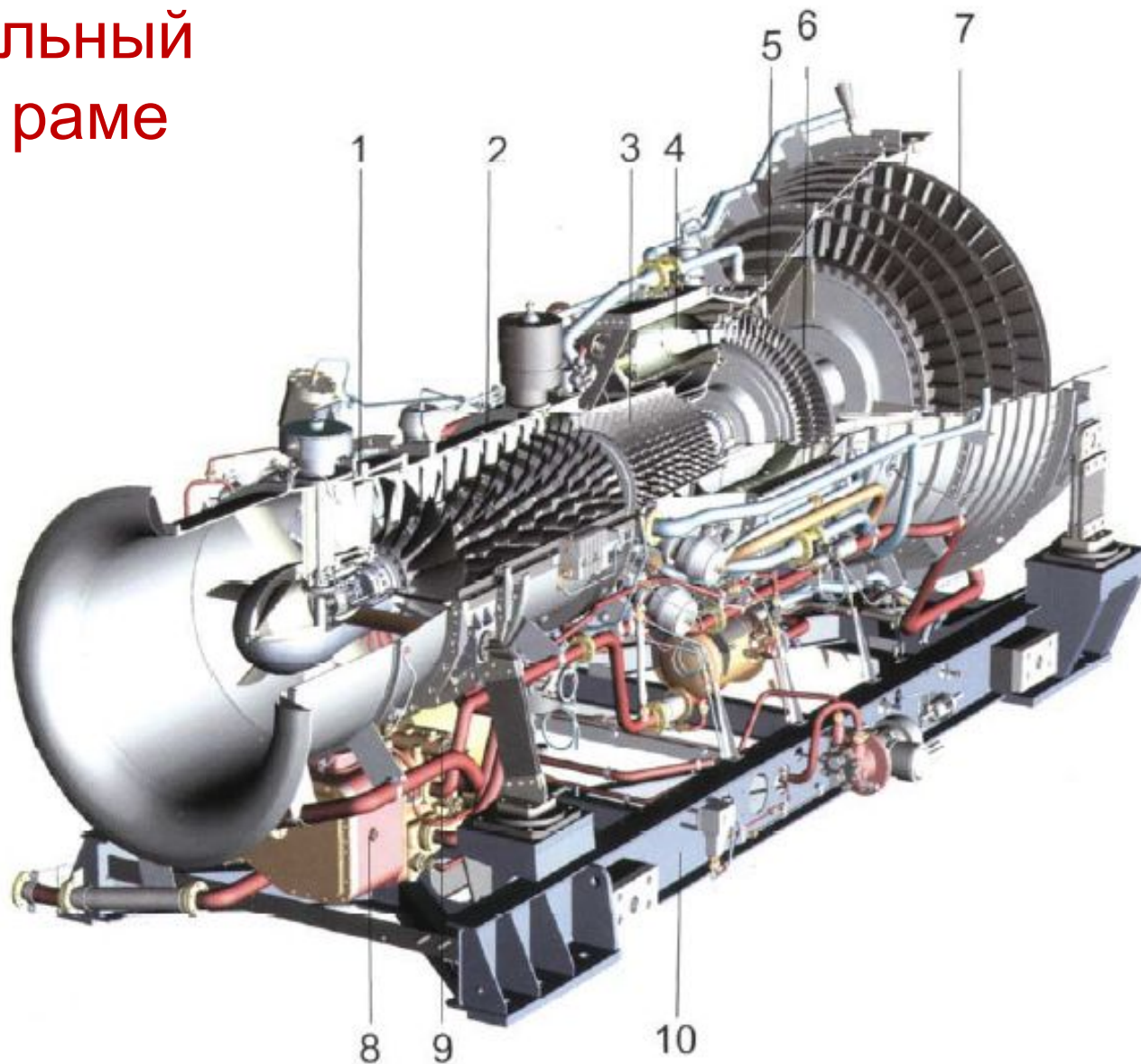
Схема и термодинамический цикл одновальной открытой ГТУ



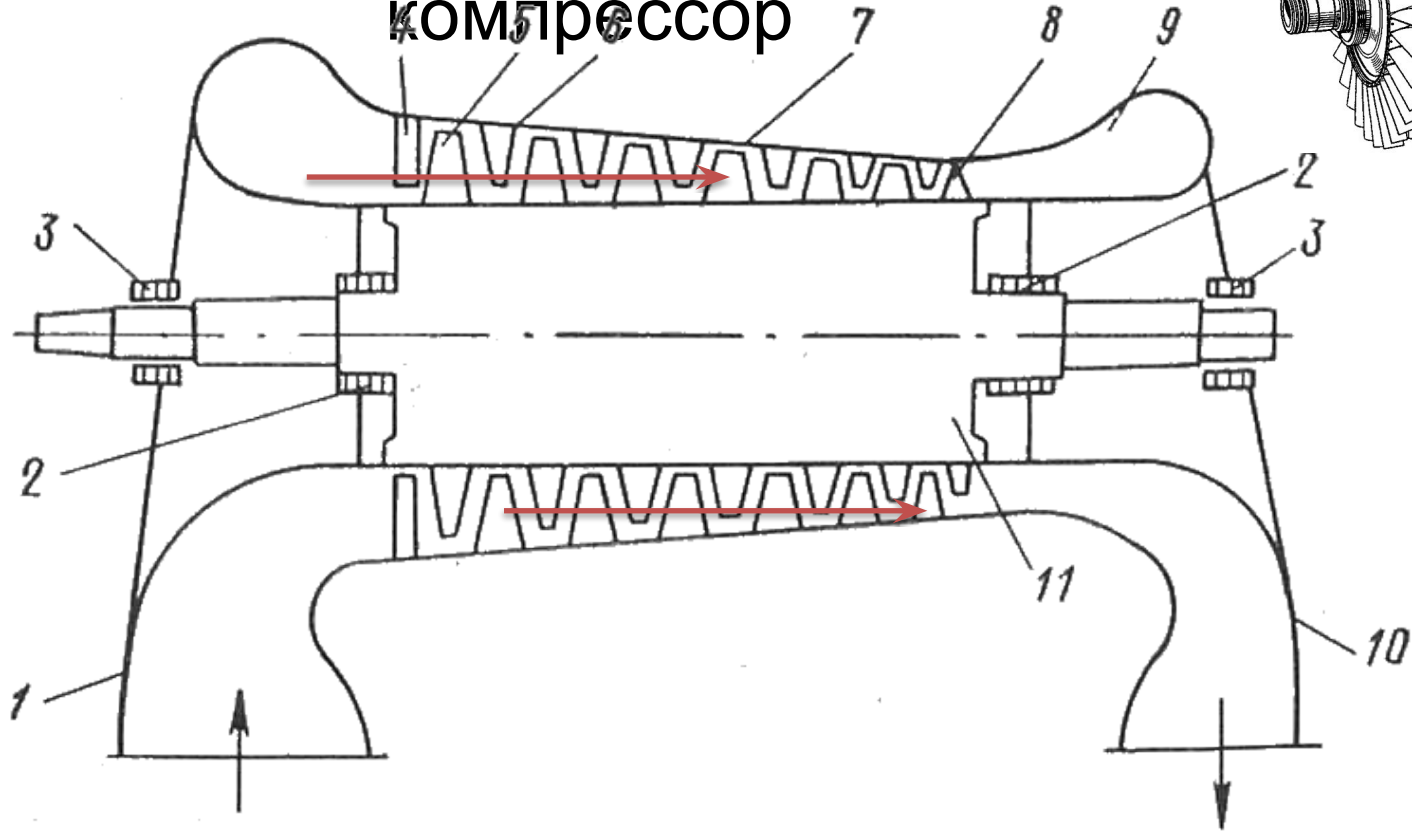
В компрессоре воздух сжимается до 1...1,6 МПа, температура достигает 340°C, в камере сгорания за счет подвода тепла температура растет до 800...950°C. В турбине газ расширяется до начального давления и температуры 400...450°C, затем он подогревает входящий в КС воздух и выбрасывается в атмосферу через выхлопную трубу.

Многовальный ГТД на раме

- 1-поворотный
входной
направляющий
аппарат
- 2- КНД
- 3-КВД
- 4-камера сгорания
- 5-ТВД
- 6-ТНД
- 7-Силовая турбина
- 8-коробка приводов
- 9-стартер
- 10-рама



Осевой компрессор



4- входной направляющий аппарат, 5- рабочие лопатки, 6- направляющие лопатки,

7- корпус, 8- спрямляющий аппарат, 9 – выходной диффузор, 10- нагнет

патрубок
Газ движется вдоль оси компрессора от входного к нагнетательному патрубку, осевой компрессор имеет более **высокую производительность, высокий КПД (0,89)** по сравнению с

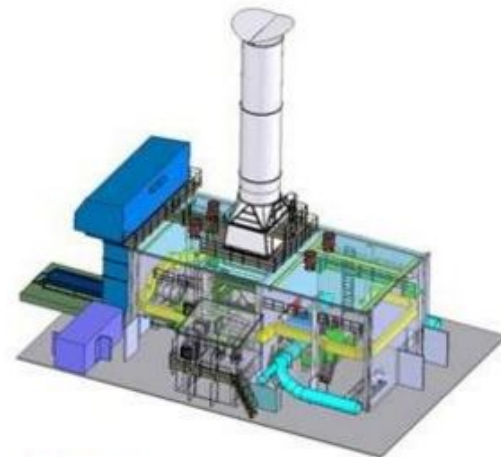
центробежным, но **более низкий напор ($\Pi=1,25$)**, число ступеней как правило не менее :

Поколение газоперекачивающих агрегатов ГПА-Ц-16, 25 «Волга»

**ГПА 16-25 «Волга»
в ангарном исполнении
с вертикальным выхлопом**

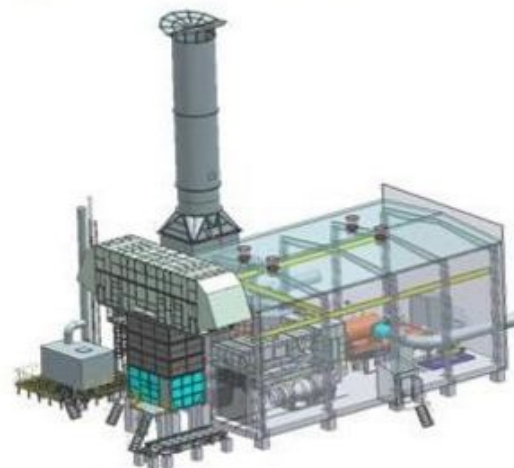
**ГПА 16-25 «Волга»
в ангарном исполнении
с горизонтальным выхлопом**

**ГПА -16 «Волга»
ДГ/В (НК/В)**



Привод:
ДГ90Л2.1
НК-16-18СТ
НК-38СТ
НК-36СТ

УНЦ:
ОАО «Казанькомпрессормаш»;
ОАО «Сумское МНПО
имени М.В. Фрунзе».
ОАО «Компрессорный комплекс»



Привод:
ДГ90Л2.1
НК-16-18СТ
НК-38СТ
НК-36СТ

УНЦ:
ОАО «Казанькомпрессормаш»;
ОАО «Сумское МНПО
имени М.В. Фрунзе».
ОАО «Компрессорный комплекс»



Привод:
ДГ90Л2, ДГ90Л2.1
НК-38СТ
НК-16-18СТ
УНЦ:
ОАО «Казанькомпрессормаш»;
ОАО «Сумское МНПО
имени М.В. Фрунзе».
ОАО «Компрессорный комплекс»
ОАО «Рустурбوماш»

ГПА -16 «Волга» НК/Г



Привод:
НК-38СТ
НК-16-18 СТ
УНЦ:
ОАО «Казанькомпрессормаш»

Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-16

«Волга»

ГПА-16 «Волга» - это высокоэффективный и надежный агрегат нового поколения, созданный на базе модельного ряда двигателей КМПО и вобравший в себя множество прогрессивных технических решений в области транспорта газа. Газоперекачивающий агрегат ГПА-16 «Волга» спроектирован под установку двигателей НК-38СТ (базовый вариант), НК-16СТ(М), НК-16-18СТ или ДГ-90Л2 и выпускается в блочно-модульном и ангарном исполнении мощностью 16 и 18 МВт.



Основные характеристики:

Газоперекачивающий агрегат ГПА-16 Волга с приводным газотурбинным двигателем для перекачки природного газа по магистральным газопроводам.

Номинальная мощность 16 МВт.

Номинальное давление на выходе 7,45 МПа.

Расход топливного газа 4647 куб.м/ч.

Степень повышения давления газа 1,44 .

КПД 38 %

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	ГПА-16 «Волга»	НК-38СТ
Номинальная мощность, МВт	16	16
Эффективный КПД, не менее, %	38	38
Расход топливного газа, м ³	4647	4647
Номинальное давление на выходе, МПа	7,45	7,45
Содержание в выхлопных газах, мг/м ³ : - окислов азота	150	150
- окиси углерода	150	150
Ресурсы, ч: - гарантийный	-	5000
- межремонтный	25000	30000
- назначенный	100000	100000
Степень повышения давления газа	1,44	-
Политропный КПД нагнетателя, %	86	-
Срок службы, не менее, лет	20	-
Диапазон изменения частоты вращения приводного вала свободной турбины, об/мин	-	3700 - 5500
Масса двигателя с рамой, кг	-	6650
Запуск двигателя	-	автомат.
Температура газа на выходе из свободной турбины, °С	-	447
Применяемое масло	-	«Петрим»

Производительность, приведенная к температуре газа

293 К (20 °С) и давлению 0,101 МПа,

м³/с 384,82

млн.м³/сут 33,25

Давление, МПа

начальное..... 5,17

конечное..... 7,45

Степень повышения давления.....1,37 ... 1,44

Полиτροпный КПД нагнетателя,%..... 83

Температура газа на всасывании, К (°С),

(расчетная) 288(15)

Расчетное повышение температуры газа в нагнетателе

на номинальном режиме, °С.....31

Частота вращения ротора нагнетателя С⁻¹, об/мин

номинальная.....88,3(5300)

минимальная.....62,5(3750)

максимальная 92,75(5565)

Номинальная мощность на муфте нагнетателя, кВт16000

Давление газа, МПа

топливного.....2,5 ± 0,2

пускового 0,3 ± 0,45

Время запуска ГПА без учета предпусковой

подготовки, с (мин) не более.....900(15)

Безвозвратные потери масла, не более, кг/ч

по двигателя 1,0

по нагнетателю 0,5

Масса, не более, кг

агрегата 170000

наиболее тяжелой транспортной единицы 60000

Общая компоновка ГПА-Ц-16 с горизонтальным выхлопом

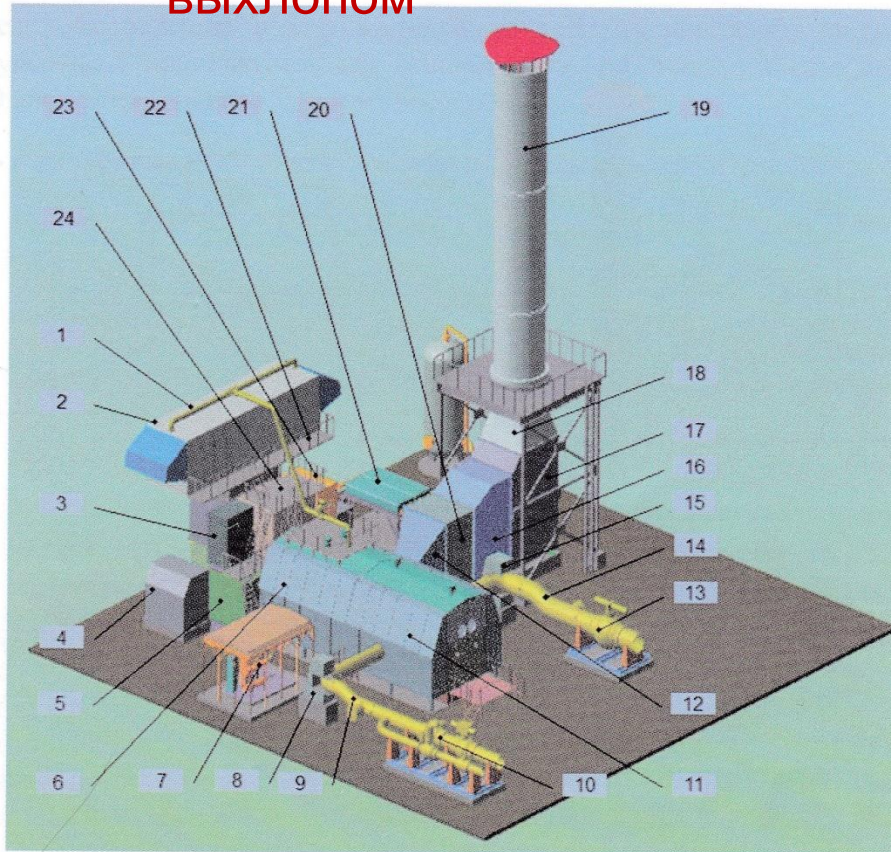


Рис.4.26. Компоновка ГПА «Волга»: 1-воздуховод ПОС, 2- блок очистки воздуха, 3- установка маслоохладителей, 4- блок электроснабжения, 5- блок промежуточный, 6- блок двигателя, 7- блок топливного газа и пускового воздуха, 8- опора Ду 700, 9- трубопровод нагнетательный, 10- блок кранов нагнетания, 11- блок компрессора, 12- блок диффузора выхлопа, 13- блок кранов всасывания, 14- трубопровод всасывающий, 15- опора Ду 1000, 16- теплообменник утилизационный, 17- блок поворота, 18- блок переходника, 19- труба выхлопная с опорой, 20- блок шумоглушения выхлопа, 21- блок подготовки воздуха, 22- площадки обслуживания, 23- блок системы промывки газозоудушного тракта, 24- блок вентиляторный

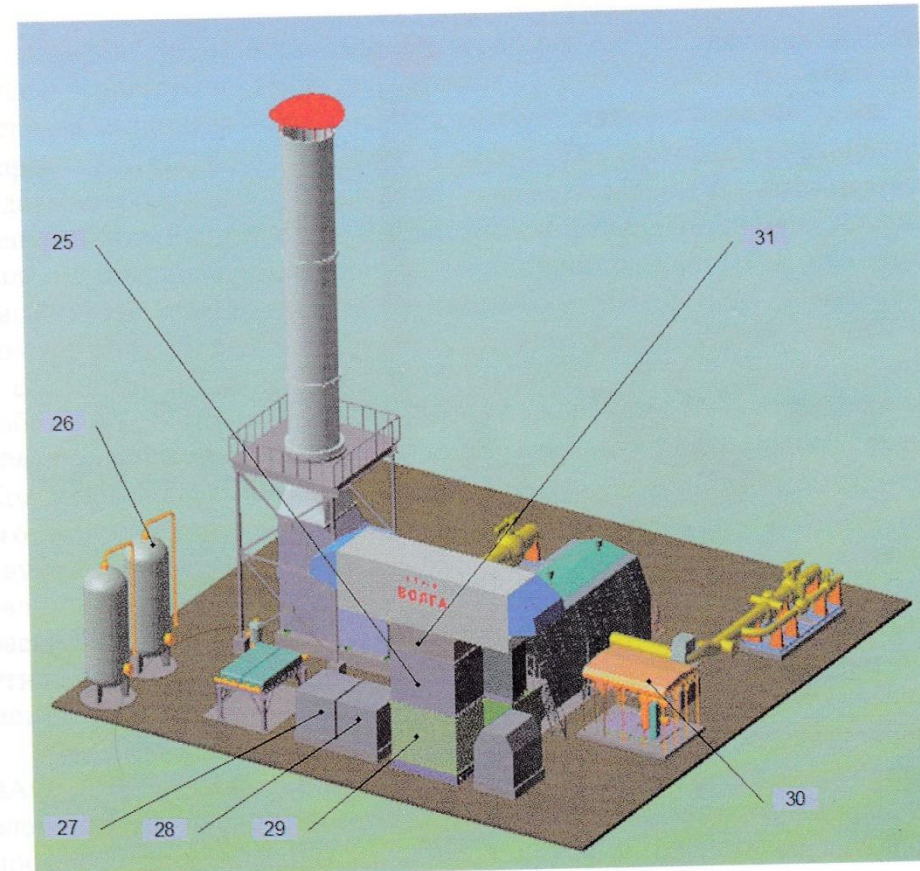
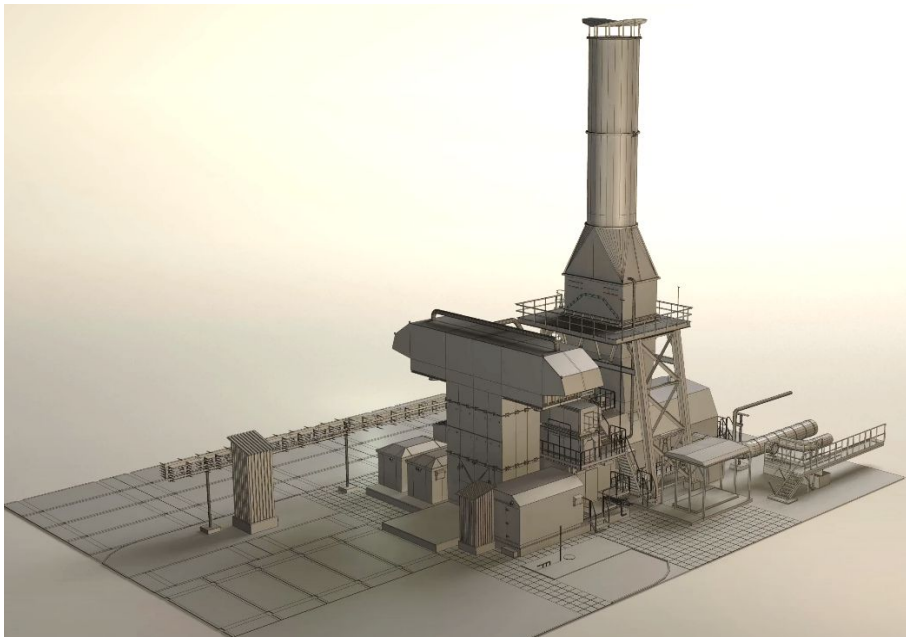
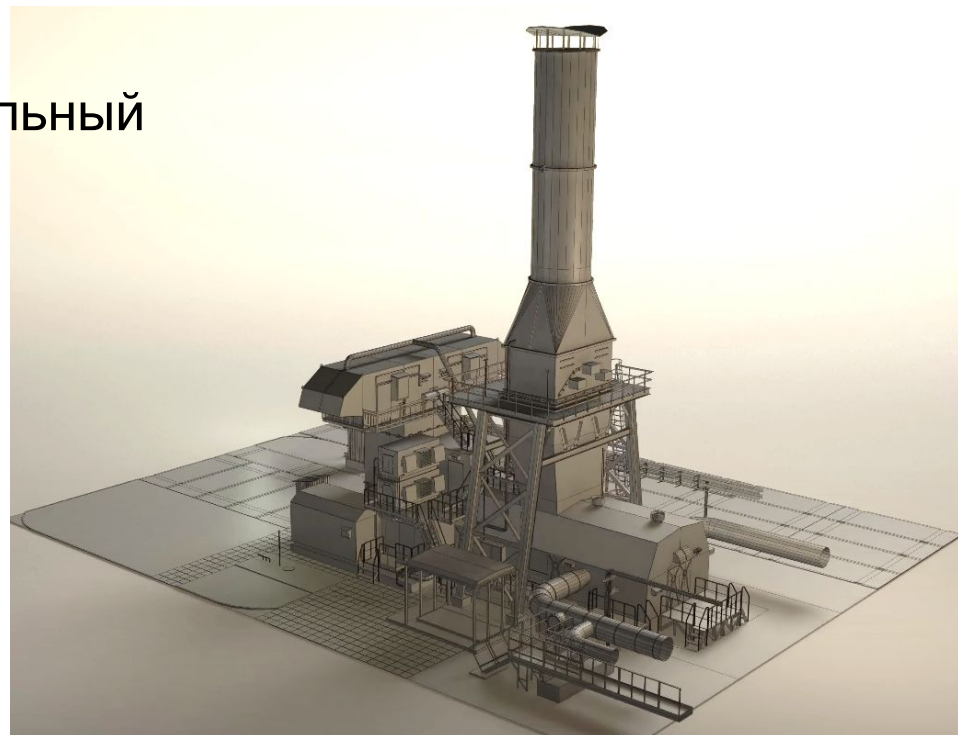
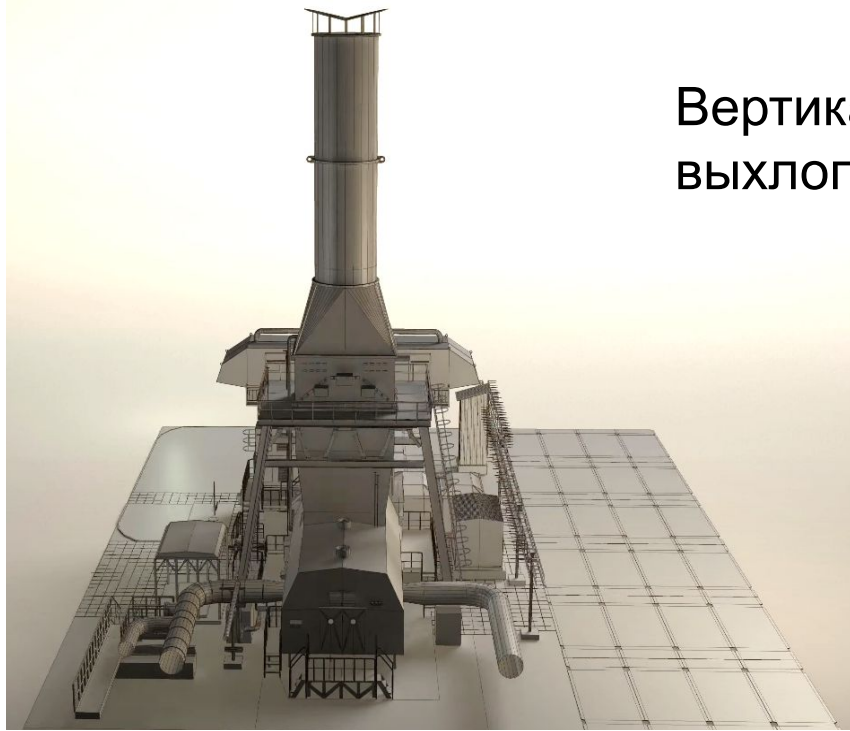


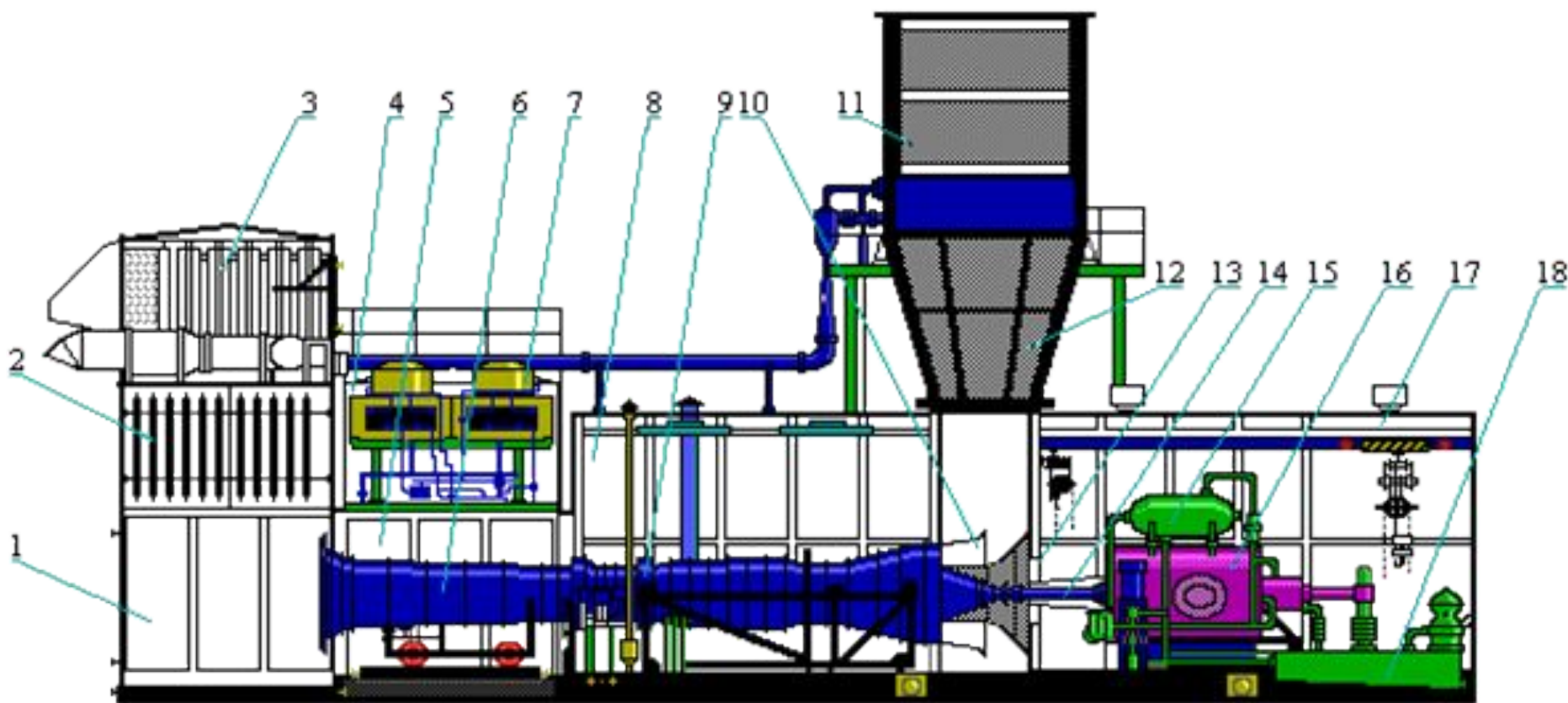
Рис. 4.27. Компоновка ГПА «Волга»: 25- блок глушения шума на всасывании, 26- ресивер, 27- блок автоматики агрегата, 28- блок СО, 29- блок всасывания, 30- навес, 31- блок переходный

Вертикальный
выхлоп



Продольный разрез агрегата ГПА -Ц- 16:

1. Камера всасывания; 2. Шумоглушители; 3. Воздухоочистительное устройство; 4. Блок вентиляции; 5. Промежуточный блок; 6. Патрубок; 7. Воздушный охладитель масла; 8. Отсек двигателя; 9. Двигатель НК-16СТ; 10. Выхлопная улитка; 11. Шумоглушитель выхлопа; 12. Диффузор; 13. Герметичная перегородка; 14. Промежуточный вал; 15. Гидроаккумулятор; 16. Нагнетатель НЦ - 16; 17. Отсек нагнетателя; 18. Маслобак нагнетателя.





Приводные газотурбинные двигатели



НК-16СТ, НК-16-18СТ

Двигатели семейства НК используют в качестве приводов нагнетателей на газоперекачивающих агрегатах, а также в энергоустановках работающих на природном и попутном нефтяном газе для привода электрогенератора.



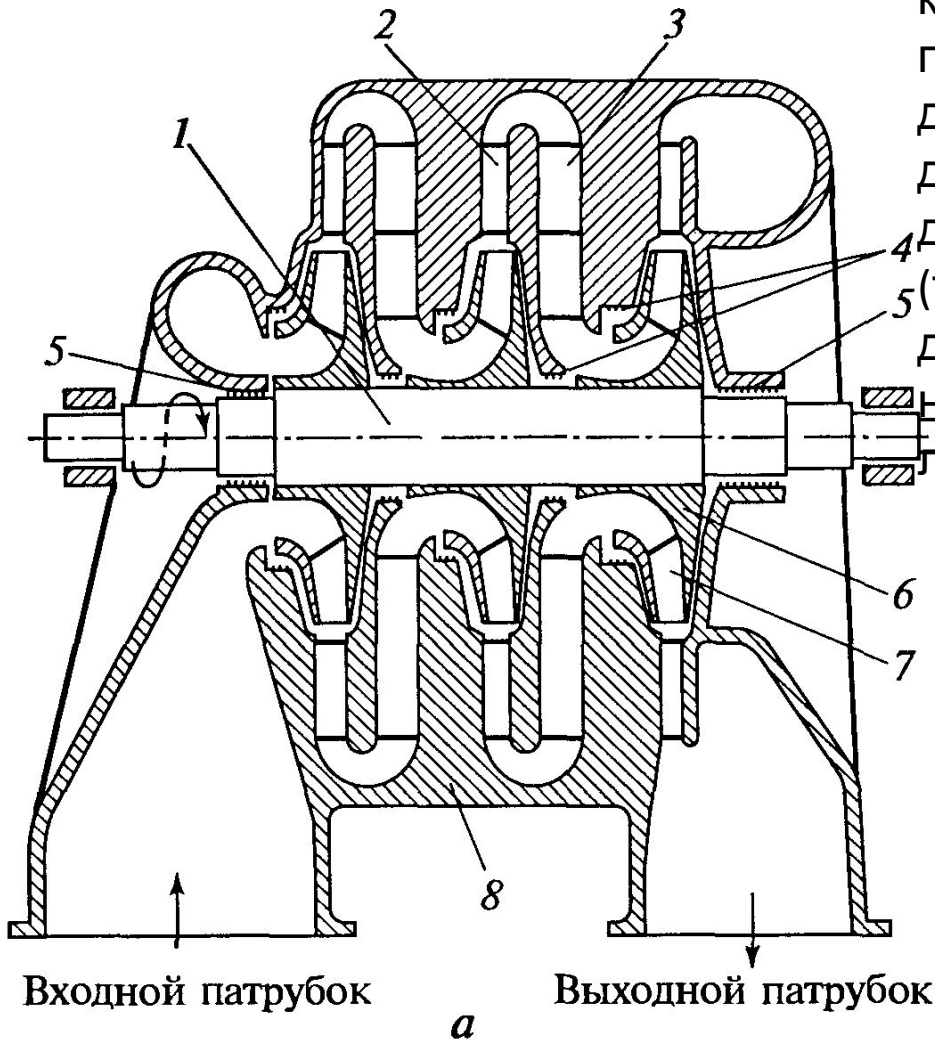
НК-38СТ

Основные технические характеристики

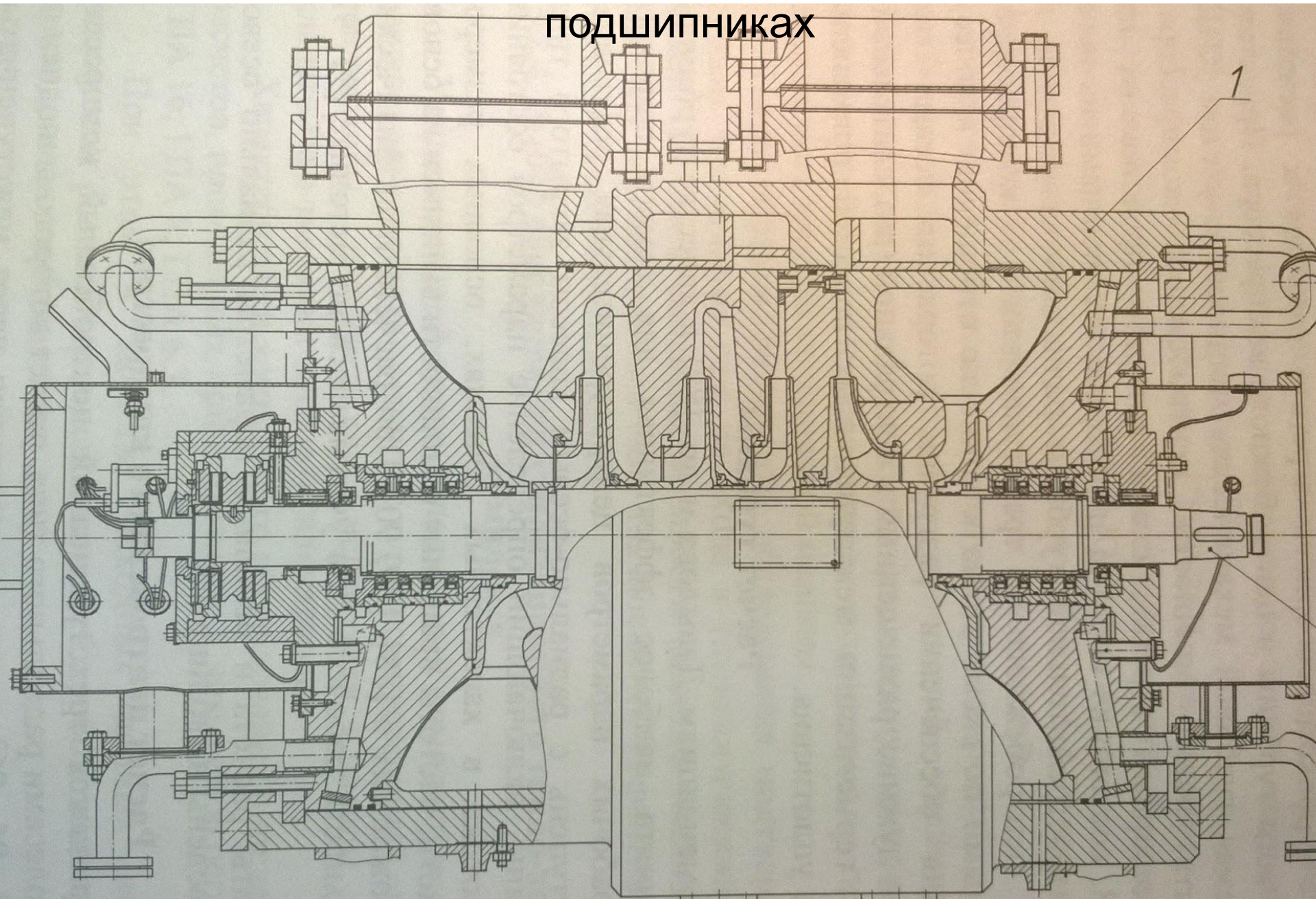
Наименование	НК-16СТ	НК-16-18СТ	НК-38СТ
Мощность, МВт, не менее	16	18	16
Эффективный КПД % по ISO, не менее	29	31	36,5
Расход топливного газа, нм ³ /ч	6 200	6 500	4 647
Расход воздуха, кг/с	102	102	54
Количество ступеней сжатия (НД / ВД)	4 / 6	4 / 6	7 / 8
Частота вращения газогенератора, об/мин (НД / ВД)	5270 / 6700	5370 / 6800	12000 / 14750
Степень сжатия компрессора	9,5	10,3	22,3
Температура газа перед турбиной высокого давления, °С	879	874	1326
Содержание в выхлопных газах:			
- окислы азота, мг/нм ³	150	150	50
- окиси углерода, мг/нм ³	300	100	120
Межремонтный ресурс, час	25 000	25 000	30 000
Назначенный ресурс, час	150 000	150 000	100 000
Гарантийный ресурс, час	8 000	8 000	5 000
Периодичность регламентных работ, час	3 000	3 000	3 000

Устройство центробежного компрессора (3 ступени)

В каждой ступени происходит непрерывное преобразование энергии газа, за счет подвода энергии от лопаток вращающегося рабочего колеса. Механическая энергия колеса переходит в кинетическую энергию газа, а затем в диффузоре в потенциальную энергию давления (торможение потока газа). Подвод газа в следующую ступень идет через обратный направляющий аппарат

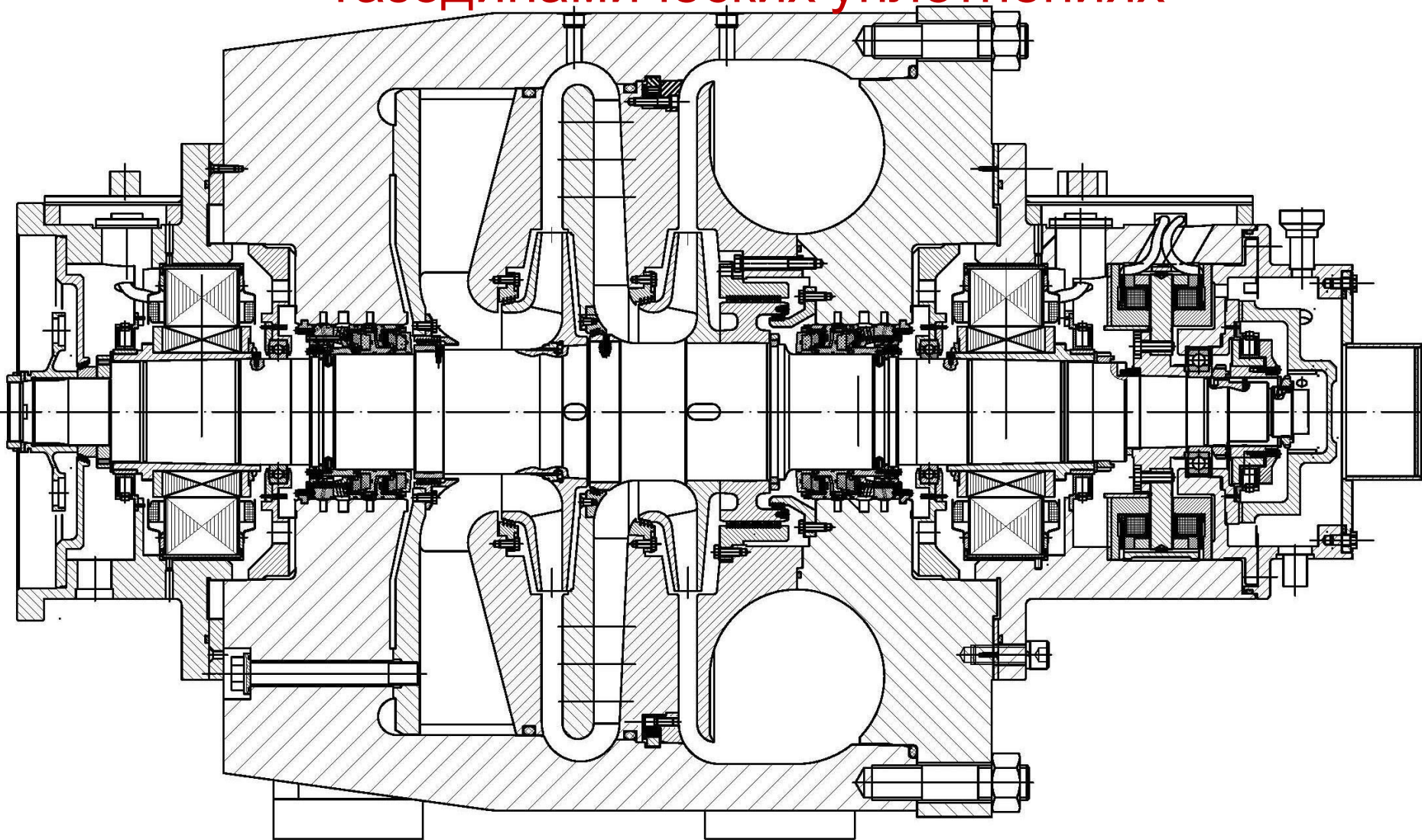


Компрессор на маслосмазываемых подшипниках



Компрессор на магнитных подшипниках и сухих газодинамических уплотнениях

газодинамических уплотнениях



Общая компоновка ГПА-Ц-32 «Ладога»

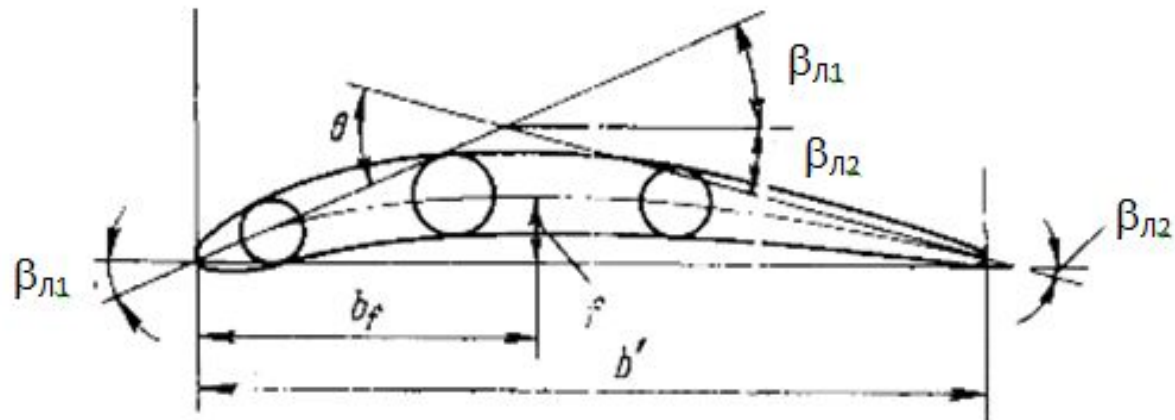
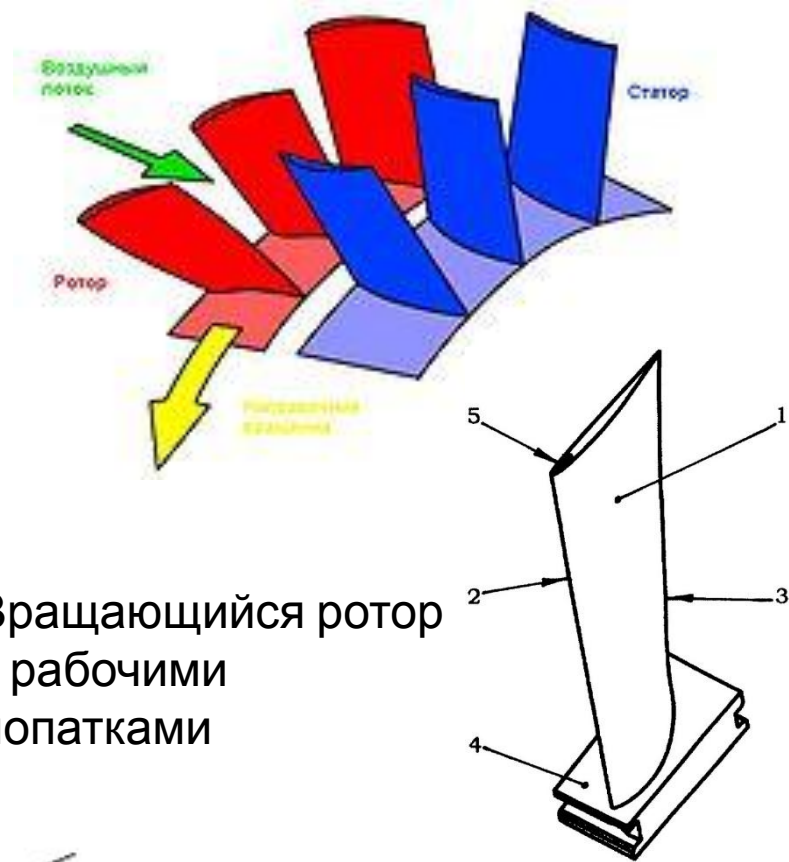
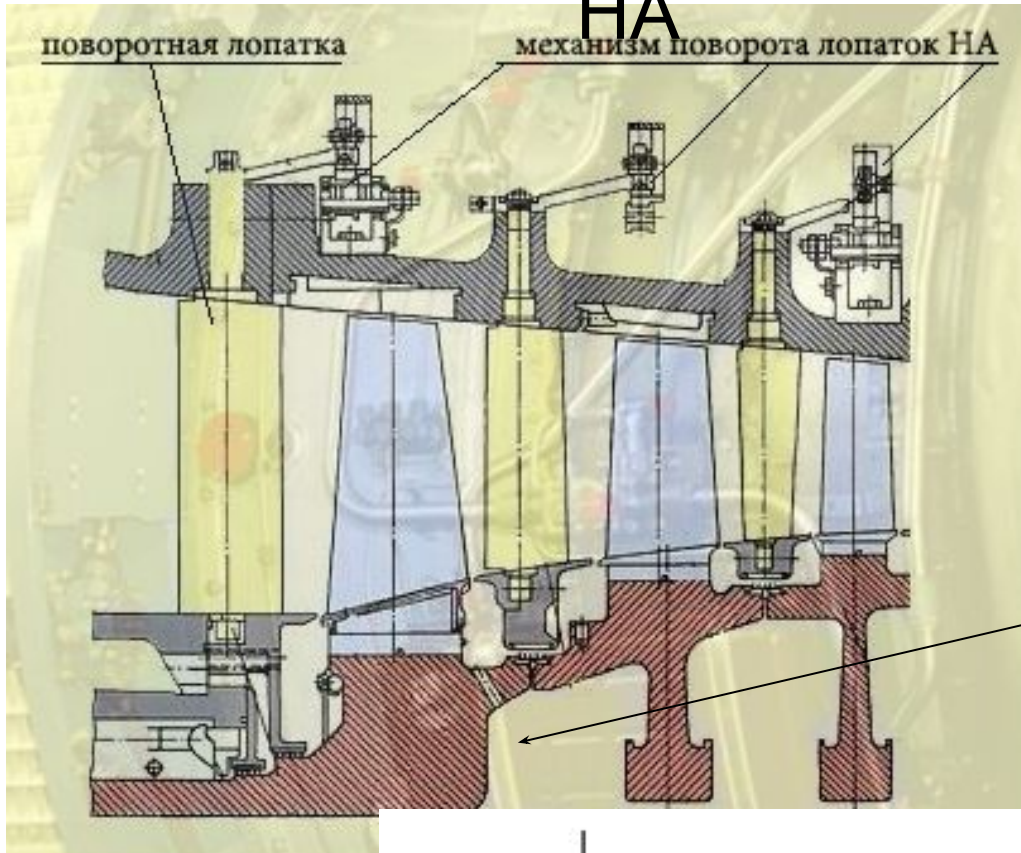


- 1 — Газотурбинная установка MS5002E
- 2 — Воздухоочистительное устройство
- 3 — Система охлаждения и вентиляции ГТУ
- 4 — Система выхлопа
- 5 — Нагнетатель типа Н-400-21-1С
- 6 — Комплексная система автоматического управления (КСАУ), состоящая из двух блоков — блока САУ и блока электротехнического
- 7 — Индивидуальное укрытие ангарного типа

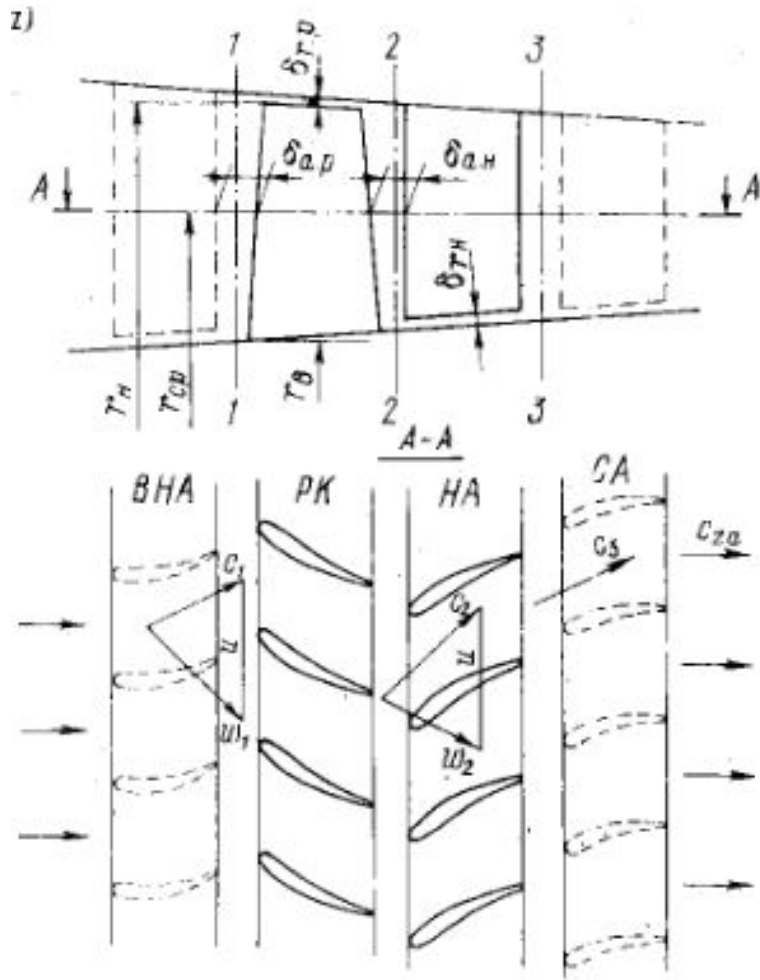
Газотурбинная установка Т32



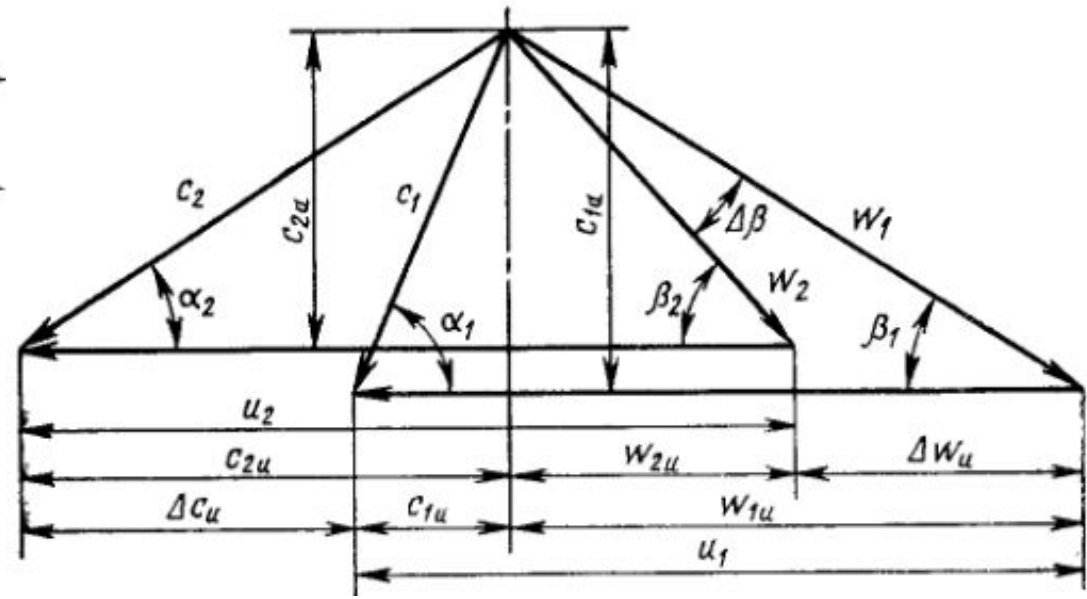
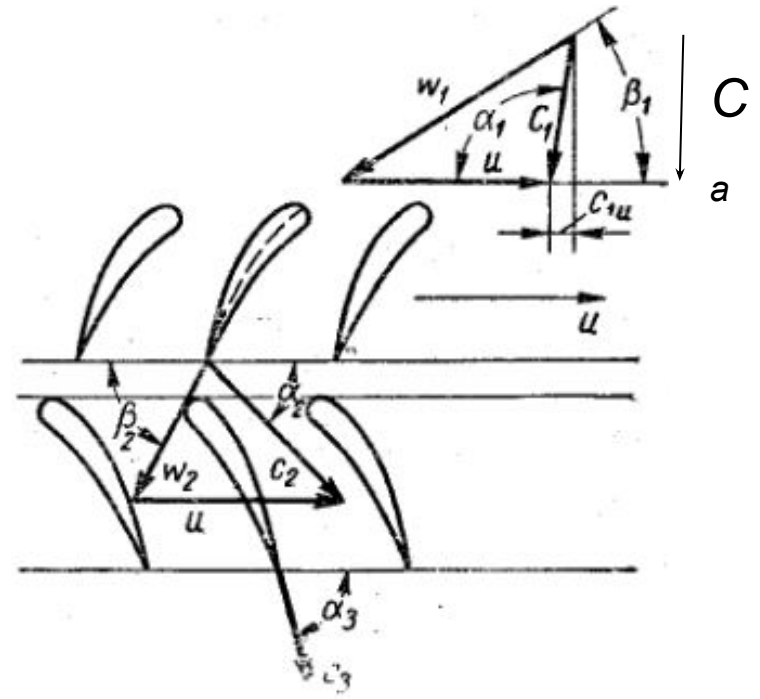
Лопатки ВНА и НА



План скоростей в осевом



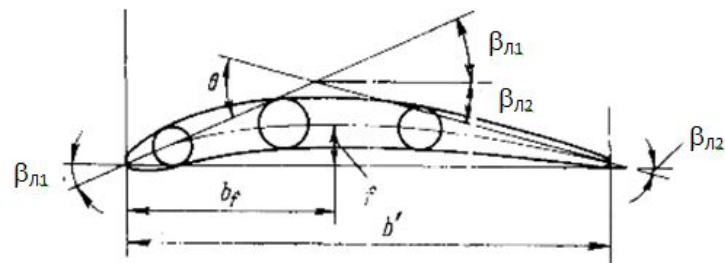
Р
К
Н
А



На входе на рабочие лопатки направление потока в относительном движении может не совпадать с углом средней линии лопатки, возникает угол атаки $i = \beta_1 - \beta_{л1}$, зависящий от режима работы. То же наблюдается на выходе с лопаток, поворот потока оказывается меньшим, чем поворот лопатки, возникает угол отставания потока $\Delta\beta = \beta_{л2} - \beta_2 = 3...5^\circ$.

Теоретический напор ступени

$$h_T = u_2 C_{u2} - u_1 C_{u1}$$



Окружные скорости равны $u_2 = u_1$

$$h_T = u(C_{u2} - C_{u1})$$

Закрутка потока на входе и выходе с лопатки

$$C_{u1} = u_1 - C_{a1} \operatorname{ctg} \beta_1$$

$$C_{u2} = u_2 - C_{a2} \operatorname{ctg} \beta_2$$

Тогда теоретический напор ступени

$$h_T = u(C_{a2} \operatorname{ctg} \beta_2 - C_{a1} \operatorname{ctg} \beta_1)$$

Осевые составляющие скорости потока на входе и выходе практически равны, т.е.

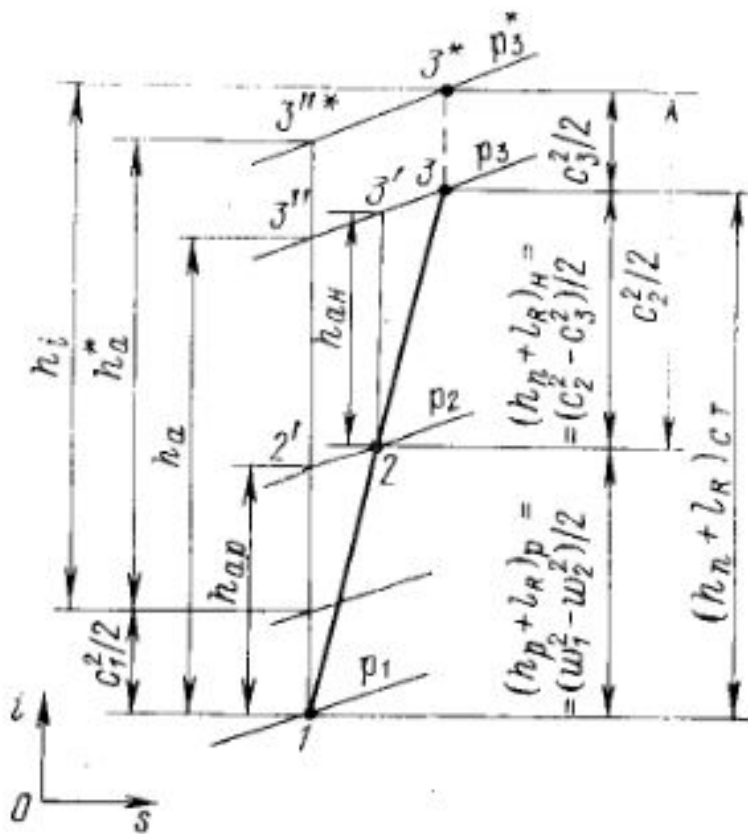
$$C_{a2} = C_{a1}$$

Теоретический напор ступени определяется окружной скоростью U на текущем радиусе лопатки, разностью углов рабочей лопатки на входе и выходе $\beta_1 - \beta_2$. По высоте лопатки с увеличением радиуса r от оси вращения необходимо изменять углы лопаток для обеспечения равенства напоров по высоте лопатки. Необходимо профилирование лопатки по высоте.

$$h_T = u C_{a.c.p} (\operatorname{ctg} \beta_2 - \operatorname{ctg} \beta_1)$$

Анализ опытных данных при угле атаки $i = -5 \dots +5^\circ$ и углах изогнутости профиля $\theta = (\beta_{л1} - \beta_{л2}) = 19 \dots 35^\circ$ разность определяется относительной плотностью решетки \bar{t} :

$$\operatorname{ctg} \beta_1 - \operatorname{ctg} \beta_2 = \frac{1,55}{1 + 1,5\bar{t}}$$



Процесс сжатия в диаграмме

h -внутренний напор ступени

РК+НА:

$$h_i = \frac{w_1^2 - w_2^2}{2} + \frac{c_2^2 - c_3^2}{2} + \frac{c_3^2 - c_1^2}{2}$$

РК

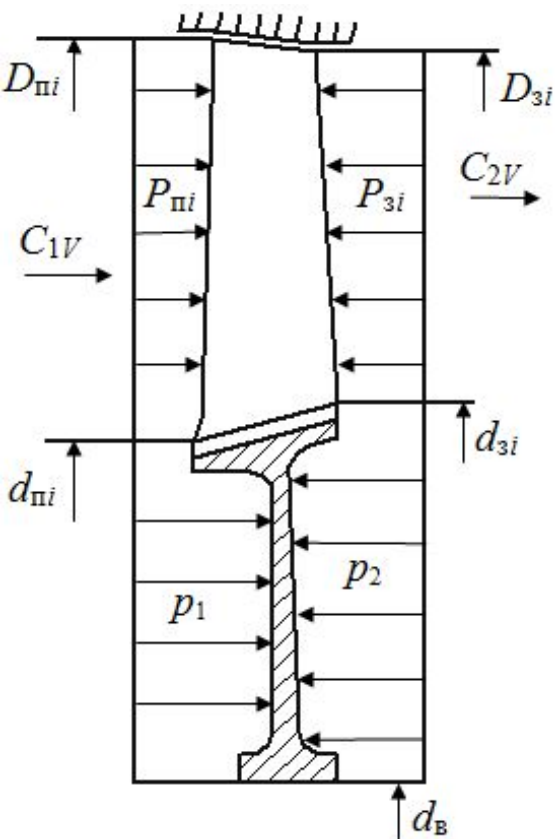
НА

Изменение
кинетической
энергии потока

Силы, действующие на лопатки

Осевое усилие, действующее на РК компрессора

$$P_{ОРК} = \frac{P_{\Pi i} \pi}{4} (D_{\Pi i}^2 - d_{\Pi i}^2) + \frac{P_1 \pi}{4} (d_{\Pi i}^2 - d_B^2) - \frac{P_{3i} \pi}{4} (D_{3i}^2 - d_{3i}^2) - \frac{P_2 \pi}{4} (d_{3i}^2 - d_B^2) + m(C_{2V} - C_{1V})$$



где p_1, p_2 – давления перед и за диском компрессора; $p_{\Pi i}, p_{3i}$ – давления перед и за РЛ компрессора; $D_{\Pi i}, d_{\Pi i}, D_{3i}, d_{3i}$ – наружный и внутренний диаметры входной и выходной кромки лопатки; m – расход воздуха; d_B – внутренний диаметр диска; C_{1V} и C_{2V} – осевые составляющие скорости воздуха на входе и выходе из РК.

Крутящий момент от газовых сил действующий на лопатки РК компрессора вычисляется на основе треугольников скоростей на

$$M_{кр}^{РК} = m(R_{2cp} C_{2U} - R_{1cp} C_{1U}),$$

где m – расход газа; R_{1cp}, R_{2cp} – средний радиус проточной части перед и за РК; C_{1U}, C_{2U} – окружная скорость газа на среднем радиусе.

Крепление

лопаток



Колеса
а

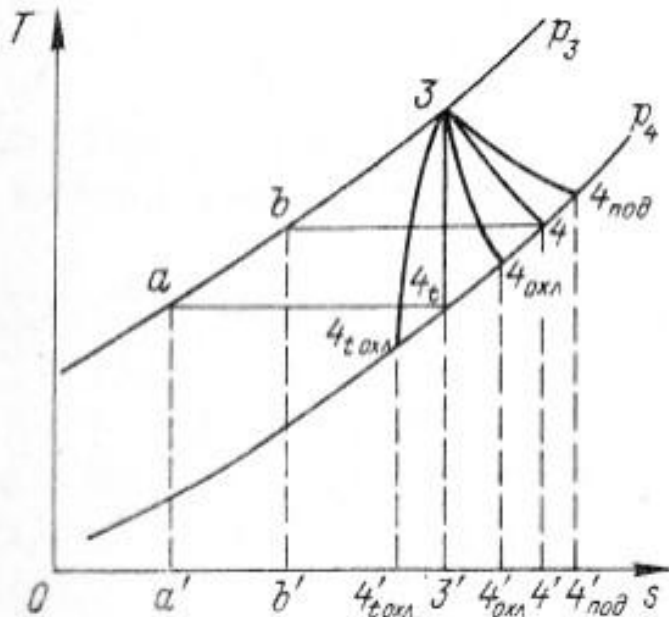
Направляюще
го
аппарата



Расширение газа в турбине

Работа расширения в процессе 3-4 с учетом потерь на трение

$$H_T = - \int_3^4 v dp - H_{тр}, \text{ или } H_T = H_{T.п} - H_{тр},$$



Показатели процесса расширения. Работа расширения идеальной турбины, определяемая обратимой адиабатой расширения,

$$\begin{aligned} H_{T.ад} &= \int_3^{4_t} (-v dp) = k/(k-1) RT_3 (1 - \pi_T^{-[(k-1)/k]_s}) = \\ &= c_{pT} T_3 (1 - \pi_T^{-[(k-1)/k]_s}). \end{aligned} \quad (I.10)$$

Здесь c_{pT} — средняя удельная теплоемкость газа при расширении в диапазоне температур T_3 и T_4 , которая определяется как

$$\begin{aligned} c_{pT} &= \left(\int_3^4 c_p dT \right) / (T_3 - T_4). \text{ Показатель степени } [(k-1)/k]_s = \\ &= R/c_{ps} \text{ находится через } c_{ps} \text{ — изобарную среднелогарифмическую теплоемкость в диапазоне температур } T_3 \text{ и } T_4, \text{ т. е. } c_{ps} = \\ &= \left[\int_3^4 c_p d(\ln T) \right] / (\ln T_3 / \ln T_4). \text{ При расчете показателей совре-} \end{aligned}$$

Политропная работа расширения

$$H_{T.п} = \int_3^4 (-v dp) = [n/(n-1)] RT_3 (1 - \pi_T^{-[(n-1)/n]}).$$

При отсутствии теплообмена с окружающей средой показатель условной политропы n зависит лишь от работы трения $H_{тр}$:

$$n = k \left[1 + \frac{k-1}{k} \cdot \frac{H_{тр}}{R\Delta T} \right] / \left[1 + (k-1) \frac{H_{тр}}{R\Delta T} \right].$$

Действительный процесс расширения

Работа необратимого процесса

расширения

$$H_T = \frac{k-1}{k} RT_3 [1 - (p_4/p_3)^{(n-1)/n}] = c_{pT} T_3 [1 - \pi_T^{-(n-1)/n}],$$

где $\pi_T = p_3/p_4$ — степень понижения давления в турбине.

Работа турбины при охлаждении ее проточной части зависит от количества отбираемой теплоты $q_{охл}$:

$$H_{T, охл} = H_T - \Delta H_{охл} = H_T - \kappa q_{охл}, \quad (I.13)$$

где $\kappa = \Delta H_{охл}/q_{охл}$ — коэффициент потери работы турбины из-за охлаждения.

КПД турбины — отношение полезной работы к теоретической располагаемой работе

в процессе расширения. КПД различают в зависимости от вида располагаемой работы. В политропном КПД турбины $\eta_{т.п}$ в качестве располагаемой работы служит политропная работа расширения. Таким образом,

$$\eta_{т.п} = H_T \int_3^4 (-v dp) = [k/(k-1)]/[n/(n-1)], \quad (I.14)$$

Поскольку политропный КПД характеризуется только показателями условной политропы n и адиабаты k и не зависит от π_T , им удобно пользоваться при расчетах параметров ГТУ.

Адиабатный КПД турбины $\eta_{т.ад}$, который определяется по изоэнтропийной работе расширения, иногда называют внутренним КПД турбины и обозначают как η_T . Этот КПД находят по формуле

$$\eta_{т.ад} = H_T/H_{т.ад} = (1 - \pi_T^{-[(k-1)/k]}) \eta_{т.п} / (1 - \pi_T^{-(k-1)/k}). \quad (I.15)$$

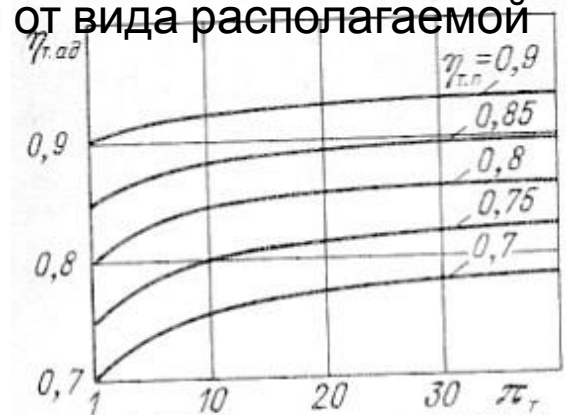


Рис. I.13. Зависимость адиабатного КПД турбины от ее политропного КПД и степени расширения π_T

ГТУ с регенерацией теплоты

Идеальный цикл. Подогрев воздуха после компрессора за счет теплоты отработавших газов (см. рис. I.7) в специальном теплообменнике (регенераторе) повышает КПД установки. Количество теплоты определяется коэффициентом регенерации, представляющим собой отношение действительно полученной воздухом теплоты к максимально возможному ее количеству при идеальном регенераторе с бесконечно большой поверхностью теплообмена:

$$\mu = c'_{pв} (T_5 - T_2) / c''_{pв} (T_4 - T_2) \approx (T_5 - T_2) / (T_4 - T_2), \quad (I.35)$$

где $c'_{pв}$ и $c''_{pв}$ — средние значения удельной теплоемкости воздуха для соответствующих диапазонов температур.

Из уравнения (I.35) следует, что температура воздуха за регенератором

$$T_5 = T_2 + \mu (T_4 - T_2), \text{ или } T_5 = T_2 (1 - \mu) + \mu T_4. \quad (I.36)$$

В идеальной установке регенерация влияет лишь на КПД

$$\eta_\mu = (1 - \pi_k^{-m}) (1 - \tau \pi_k^m) / [(1 - \tau \pi_k^m) - \mu (1 - \tau \pi_k^m) + \mu (1 - \pi_k^{-m})]. \quad (I.37)$$

Из формулы (I.37) следует, что при $\mu = 1$ значение $\eta_\mu = 1 - \tau \pi_k^m$, т. е. $\eta_\mu = \eta_t$. При $\pi = \sqrt[2m]{1/\tau}$ КПД η_μ и η_t совпадают, так как $T_{2t} = T_{4t}$ и регенерация невозможна (точка *c* на рис. I.20).

При $\pi_k > \sqrt[2m]{1/\tau}$ $T_{2t} > T_{4t}$ и $\eta_\mu < \eta_t$, т. е. регенерация не имеет смысла.

Максимальный КПД η_μ достигается при

$$\pi_k^{\eta_{opt}} = \{(1 - \tau \eta_\mu) / \tau [1 - \eta_\mu (1 - \mu)]\}^{1/2m}. \quad (I.38)$$

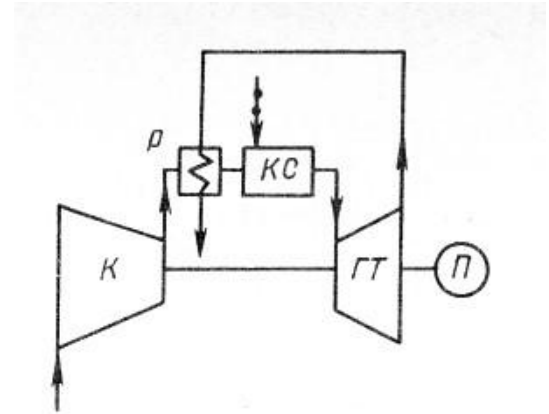
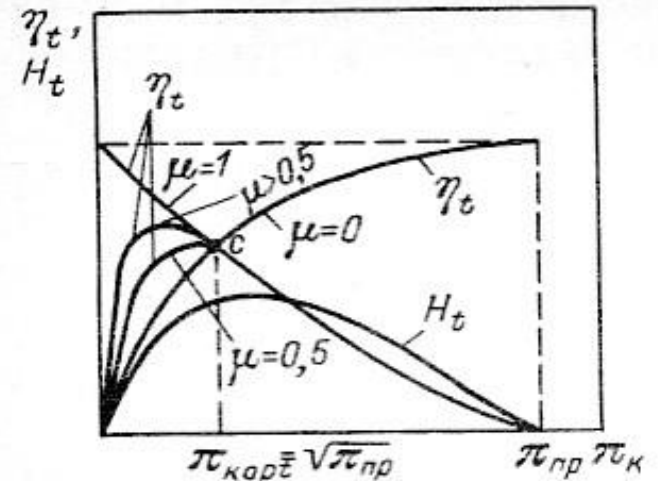


Рис. I.7. Схема ГТУ с регенерацией



Реальный цикл ГТУ с регенерацией

Реальный цикл. В реальной установке температура воздуха за регенератором

$$T_5 = T_3 \left\{ \mu \left[1 - (1 - \pi_k^{-m_T} \nu^{-m_T}) \eta_T \right] + (1 - \mu) \tau \left[1 + (\pi_k^{m_K} - 1) / \eta_K \right] \right\}. \quad (I.39)$$

На удельную работу ГТУ регенерация влияет через общий коэффициент потерь давления ν , который в этом случае можно найти по формуле

$$\nu = (1 - \xi_{вх}) (1 - \xi_{к-т}) (1 - \xi_p^в) / (1 + \xi_p^г) (1 + \xi_{вых}), \quad (I.40)$$

где $\xi_p^в = (p_2 - p_5) / p_2$ и $\xi_p^г = (p_4 - p_6) / p_4$ — коэффициенты потерь давления в регенераторе со стороны воздуха и газа соответственно.

Полезная работа ГТУ с регенерацией:

$$H_B = (1 + g_{топ}) c_{pT} T_3 \left[1 - (\nu \pi_k)^{-m_K} (1 - \xi_p)^{-m_T} \right] \eta_T - c_{pK} T_1 (\pi_k^{m_K} - 1) / \eta_K,$$

КПД ГТУ с регенерацией:

$$\eta = \frac{H_B}{q_{к.с}}$$

Теплота сгорания топлива в КС:

$$q_{к.с} = (1 + g_{топ}) c_{pT} T_3 - c_{pB} T_1 \left[1 + (\pi_k^{m_K} - 1) / \eta_K \right] - c_{pT} \mu T_3 \left\{ 1 - (1 - [\nu \pi_k (1 - \xi_p)]^{-m_T}) \eta_T \right\} + c_{pK} \mu T_1 \left[1 + (\pi_k^{m_K} - 1) / \eta_K \right].$$

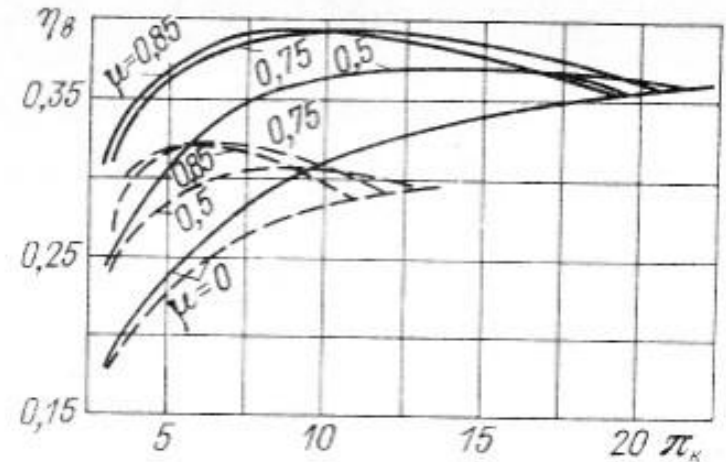


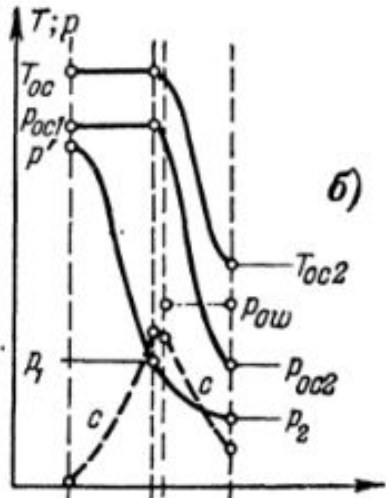
Рис. I.21. Основные показатели реальной ГТУ с регенерацией при $\eta_{т.п} = 0,85$, $\eta_{к.п} = 0,89$, $T_H = 288$ К и $\xi_p = 0,025$
 — $T_3 = 1423$ К; - - - $T_3 = 1123$ К

Максимальный КПД реальной ГТУ:

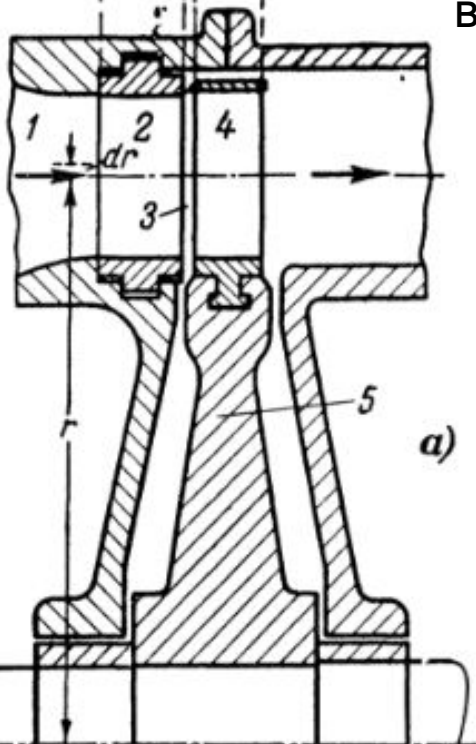
$$\eta_{к опт} = \pi_{к опт}^H \left\{ (1 - \xi_p)^{-m_T} \left[1 - \mu \eta_B (c_{pK} / c_{pT}) \right] \times \right. \\ \left. \times 1 / (1 + g_{топ}) \right\} / \left[1 - \eta_B (1 - \mu) \right]^{1/m_T + m_K},$$

Ступень турбины

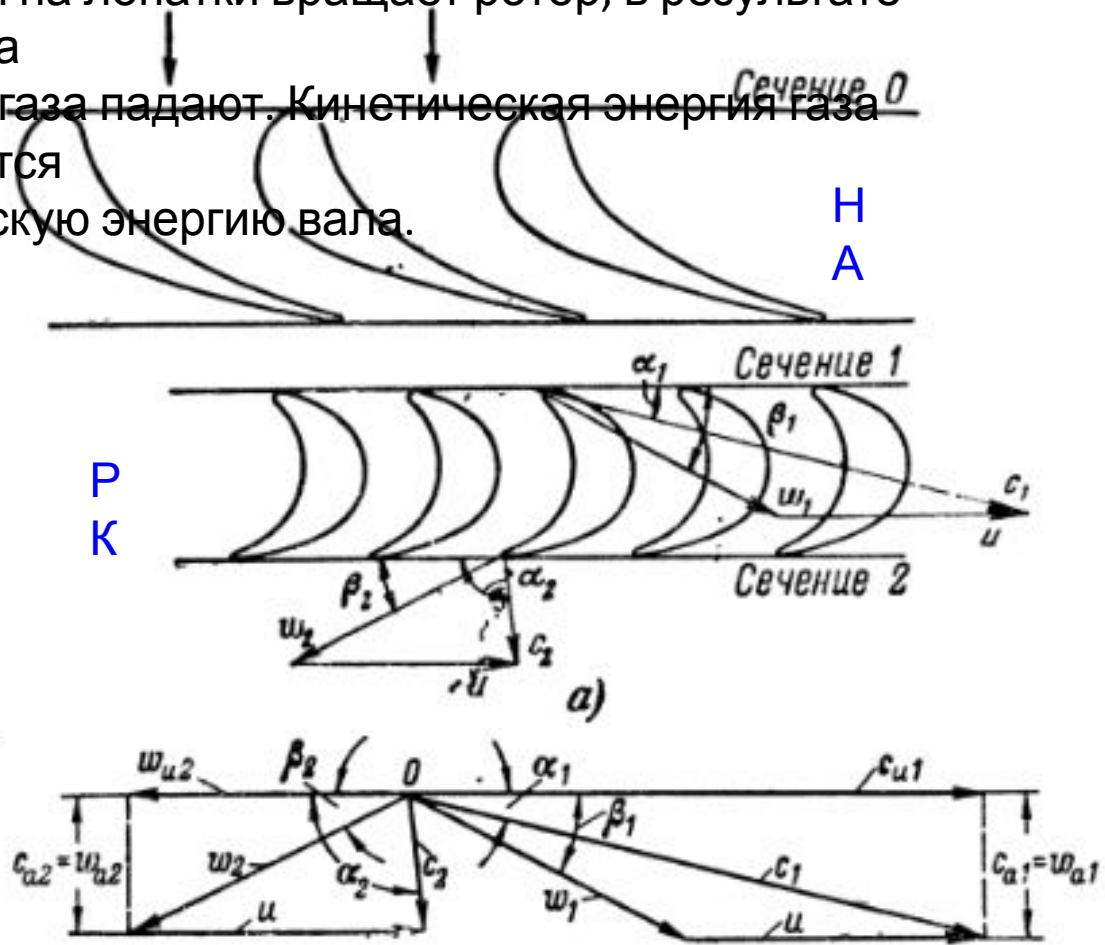
В направлении течения потенциальная энергия газа преобразуется в кинетическую, поток газа ускоряется и поворачивается. На рабочих лопатках колеса поток производит работу, воздействуя на лопатки вращает ротор, в результате температура и давление газа падают. Кинетическая энергия газа преобразуется в механическую энергию вала.



б)



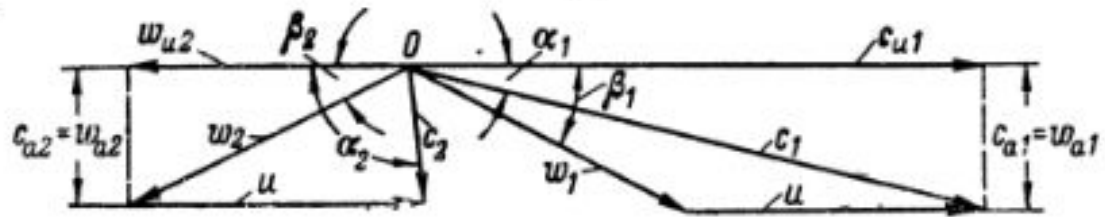
а)



Н
А

Р
К

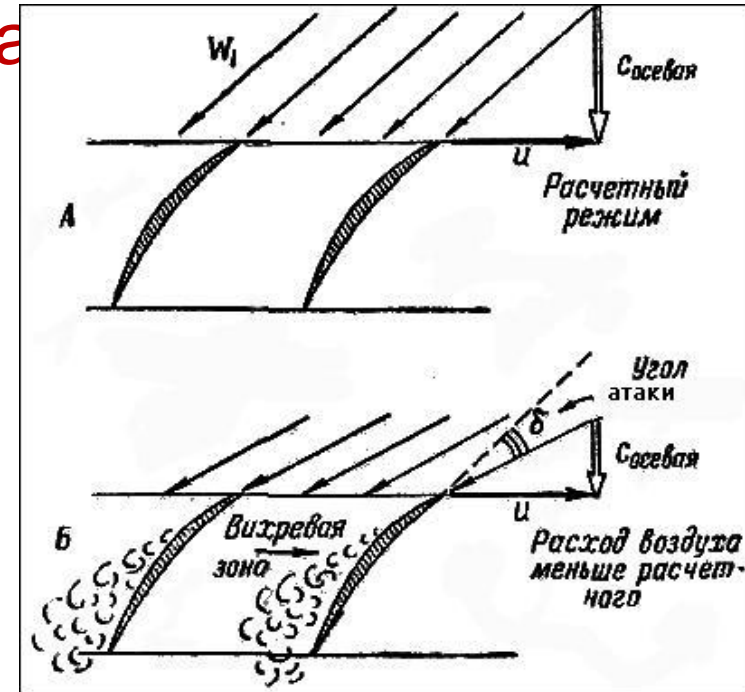
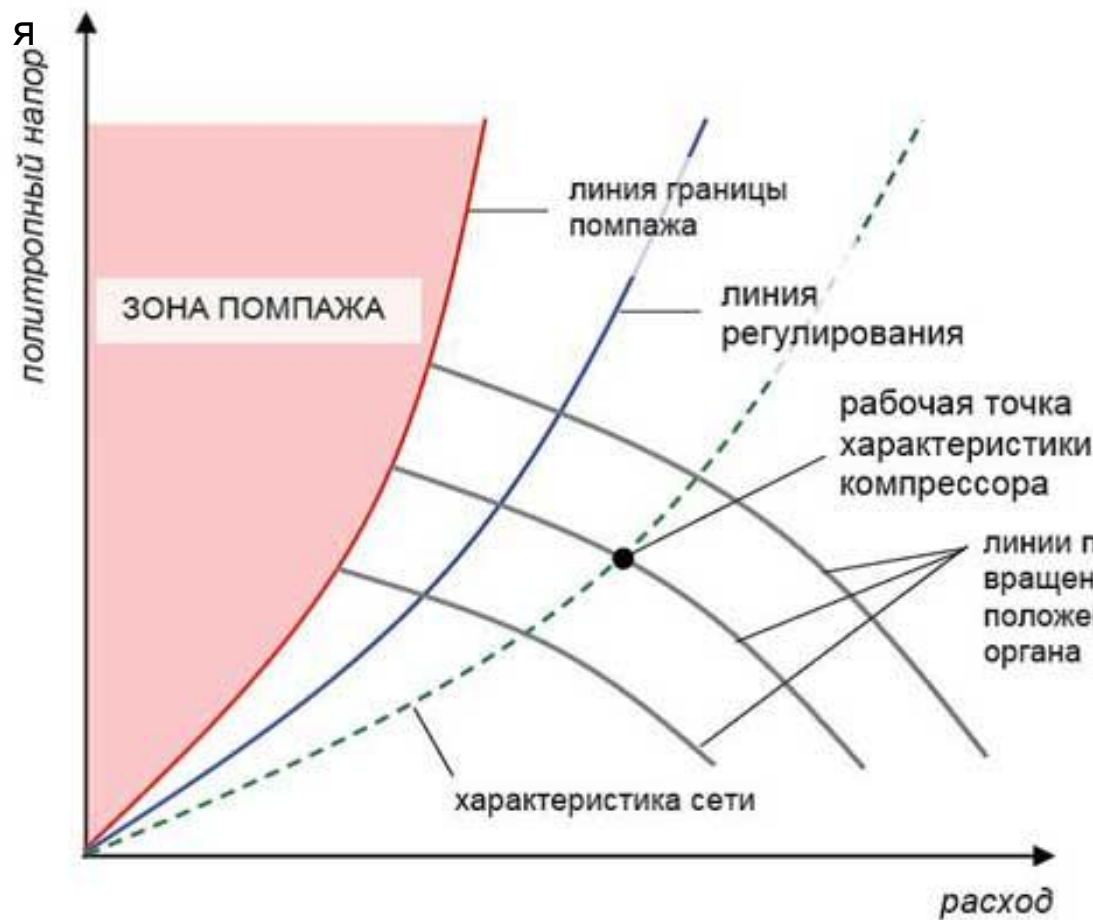
а)



Характеристики центробежного компрессора

Напорно-расходная характеристика центробежного компрессора

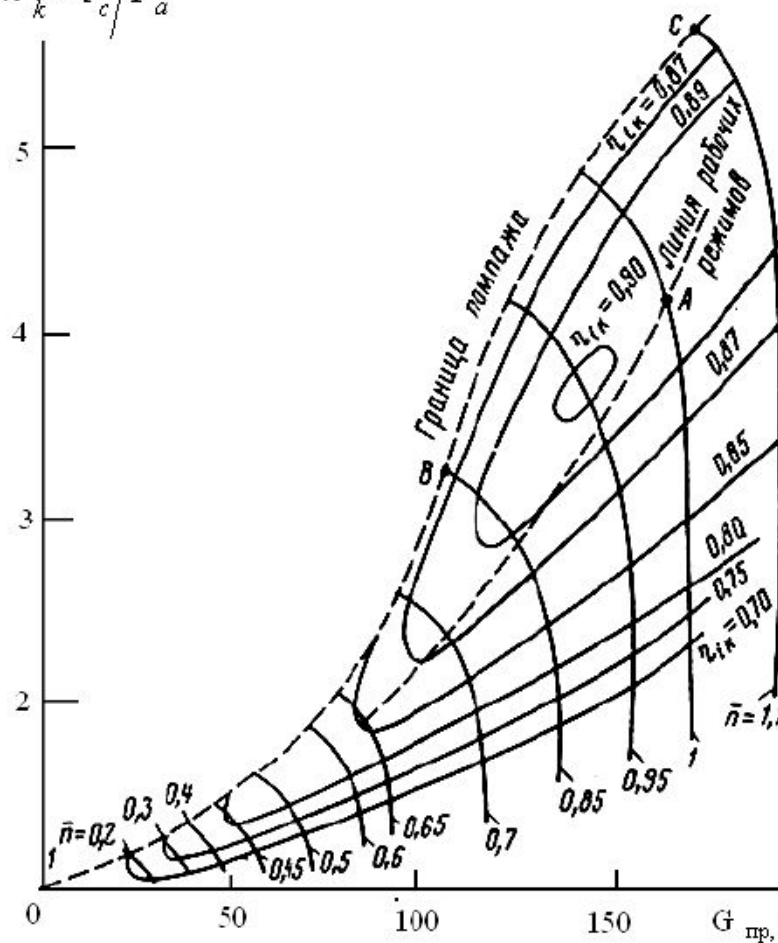
Давление нагнетания центробежного компрессора



Пересечение **линии помпажа** сопровождается высокочастотными колебаниями, при этом происходит скачкообразное изменение расхода от максимального значения

Неустойчивые режимы,

$$\pi_k = p_c / p_a$$



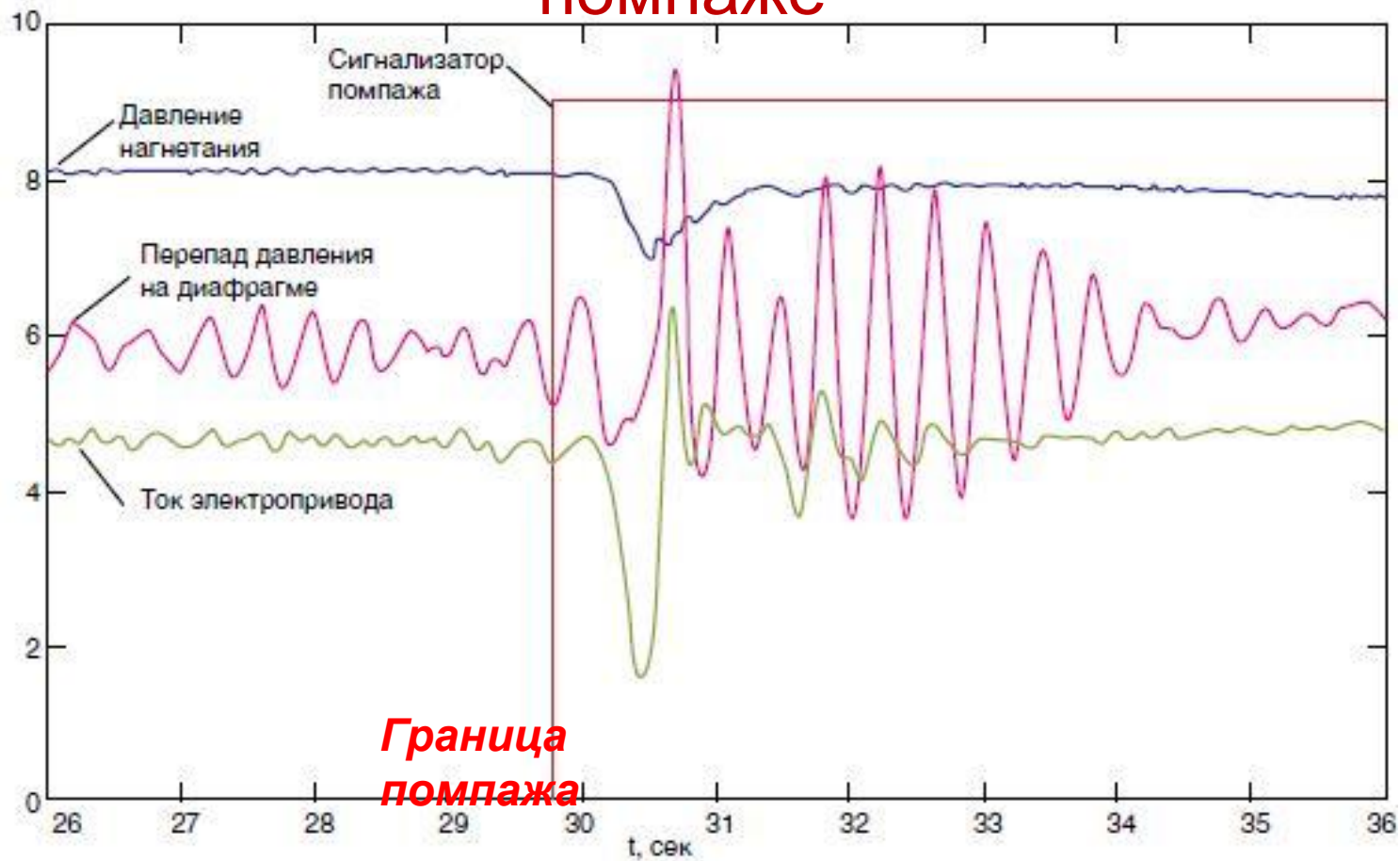
Помпаж – это неустойчивая работа компрессора, характеризующаяся резкими колебаниями напора и расхода воздуха. При помпаже появляются сильные пульсации потока воздуха, проходящего через компрессор, возникают вибрации лопаток и тряска, которые могут вызвать разрушение компрессора. Поэтому при эксплуатации двигателя помпаж недопустим.

Явления помпажа связаны с появлением в отдельных элементах компрессора срывов потока воздуха значительной интенсивности, обычно сопровождаются выбрасыванием воздуха из компрессора в направлении входного устройства. Это возможно при значительном отклонении режима работы компрессора от расчетного (рис. 1.37).

Причиной помпажа является срыв потока на лопатках компрессора при больших положительных углах атаки. Последнее возможно за счет увеличения давления, при неизменной скорости вращения, в последней ступени компрессора или повышении сопротивления во всасывающем тракте в связи с загрязнением фильтров, закрытием жалюзей воздухозаборного устройства, а также образованием ледяного покрытия на входном направляющем аппарате. Помпажные явления могут возникнуть и при резком сбросе или резком возрастании нагрузки, что характерно для случая помпажа нагнетателя или аварийной остановки одной из двух последовательно работающих ГТУ.

Помпажные явления могут развиваться как в отдельной ступени, так и охватывать компрессор в целом. Как следует из характеристики компрессора (рис. 1.37), наибольшая вероятность помпажа имеет место в процессе пуска или остановки ГТУ, когда скорость не превышает значения $0,6n_0$.

Колебания параметров компрессора при помпаже



Помпаж, или неустойчивый режим работы, нагнетателя является наиболее опасным автоколебательным режимом в системе нагнетатель - газопровод, приводящий к срыву потока в проточной части нагнетателя.

Внешне помпаж проявляется в виде хлопков, сильной вибрации нагнетателя, отдельных периодических толчков, в результате чего возможны разрушение рабочего колеса нагнетателя, повреждение упорного подшипника, разрушение лабиринтных уплотнений и т.д. Возникновение помпажа в нагнетателе вызывает колебания частоты вращения и температуры газа РТУ, приводящей во вращение нагнетатель, и, как следствие, к возникновению неустойчивой работы осевого компрессора, что, в свою очередь, приводит к аварийной остановке ГПА.

Причинами возникновения помпажа является изменение характеристики сети (газопровода), вследствие:

- колебаний давления газа в газопроводе;
- влияния параллельно включенных, но более напорных нагнетателей;
- неправильной или несвоевременной перестановки кранов в трубной обвязке нагнетателя.

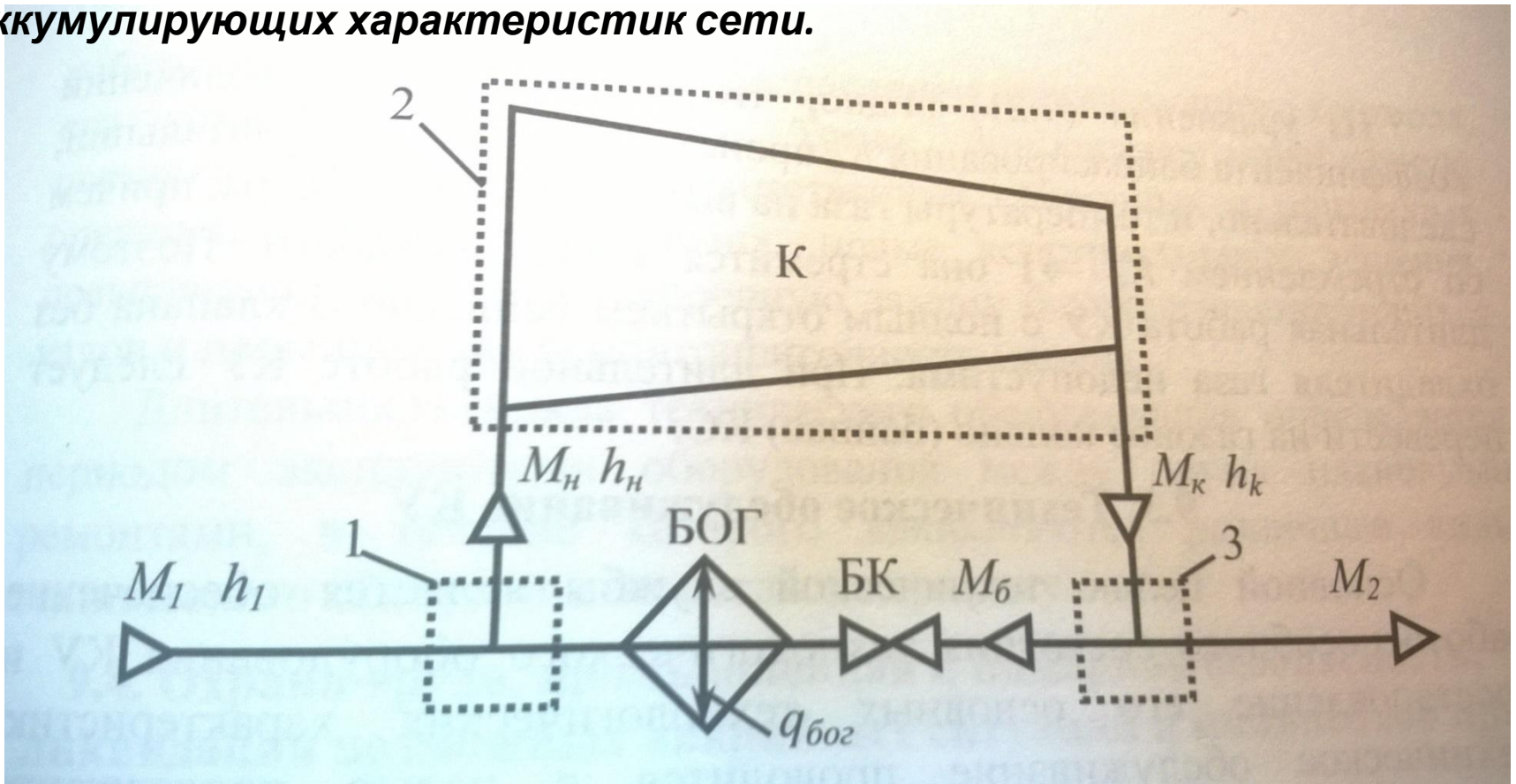
Изменение режима работы нагнетателя до значительного уменьшения расхода газа (приблизительно до 60% расчетного значения), вследствие:

- снижения частоты вращения нагнетателя ниже допустимой;
- ухудшения технического состояния газотурбинного привода;
- попадания посторонних предметов на защитную решетку нагнетателя и ее обледенение и др.

Режимы работы нагнетателя по расходу газа, как правило, ограничиваются 10%-м запасом от границы помпажа (рис. 3.18) и определяются как:

Антипомпажная защита центробежного компрессора

ПОМПАЖ – это нестационарный, автоколебательный режим работы компрессора с частотой колебаний давления и расхода порядка 0,5 – 2,0 Гц в зависимости от аккумулирующих характеристик сети.



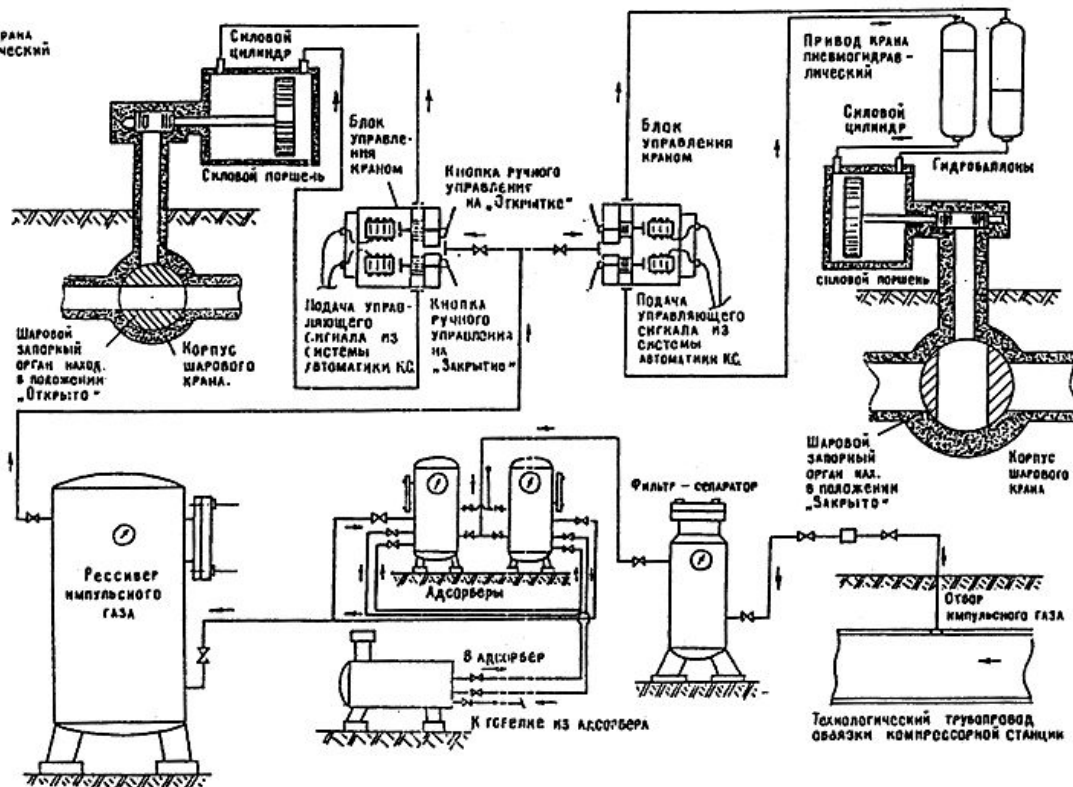
С целью предупреждения помпажных явлений, особенно при пуске агрегата, в его конструкцию после 4...6 ступеней устанавливают сбросные клапаны, через которые осуществляется сброс части воздуха в атмосферу. При останове агрегата и в начале его пуска клапаны открыты и удерживаются в таком состоянии пружиной. С увеличением давления, при возрастании частоты вращения ротора до $0,7 \dots 0,85 n_0$, увеличивается перепад давления на тарелке клапана, приводящий к его закрытию. В процессе работы на расчетном режиме сбросные клапана закрыты и открываются при нарушении режима или остановки компрессора.

Системы подготовки импульсного, топливного и пускового газа

Импульсный газ на КС

Импульсным называется газ, отбираемый из технологических трубопроводов обвязки КС для использования в пневмогидравлических системах приводов запорной арматуры: пневмоприводных кранов технологического, топливного и пускового газов, для подачи газа к контрольно-измерительным и регулирующим приборам. В пневмогидравлической системе привода крана производится преобразование потенциальной энергии сжатого газа в механическую работу по перемещению (повороту) запорного шарового узла большого диаметра.

Существуют три точки отбора импульсного газа из технологических трубопроводов КС: отбор до и после крана № 20; отбор из выходного коллектора КС до узла охлаждения и отбор из входного коллектора КС после узла очистки. Далее трубопровод импульсного газа (УПИГ), где при



Система топливного и пускового газа предназначена для очистки, осушки и поддержания требуемого давления и расхода перед подачей его в камеру сгорания и на пусковое устройство (турбодетандер).

Газ для этих систем, аналогично, как и для системы импульсного газа, отбирается из различных точек технологических коммуникаций КС: на узле подключения до и после крана № 20, из выходного коллектора пылеуловителей и выходного шлейфа компрессорного цеха - перед аппаратами воздушного охлаждения газа.

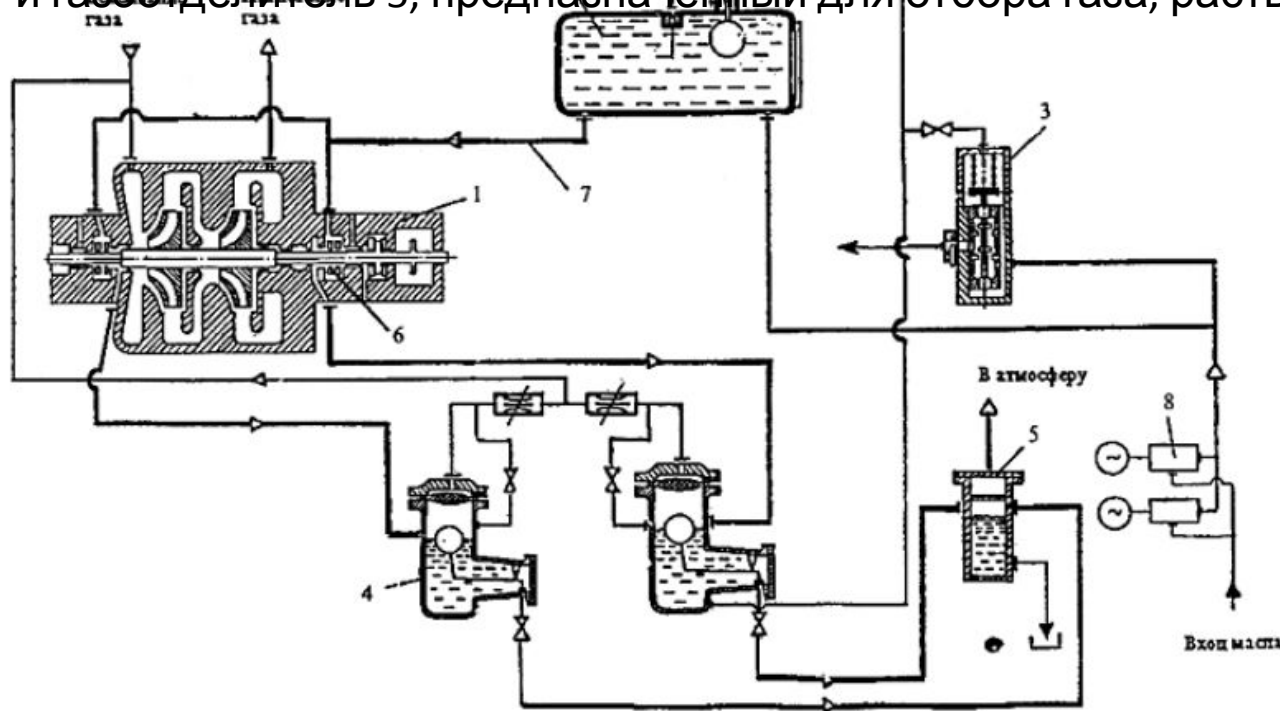
Система топливного и пускового газа имеет блочное исполнение, и включает в себя следующее оборудование : циклонный сепаратор, или блок очистки, фильтр-сепаратор, или блок осушки, подогреватели, блок редуцирования пускового и топливного газа,

Работа системы осуществляется следующим образом: газ, отбираемый из технологических коммуникаций КС, поступает на блок очистки или газосепаратор 1, где происходит его очистка от механических примесей. Далее газ поступает в фильтр-сепаратор 2, где происходит его более глубокая очистка от механических примесей и влаги. Затем газ поступает в подогреватель 3 типа ПТПГ-30, где подогревается до температуры 45-50°С. Огневой подогреватель представляет собой теплообменник, в котором трубный пучок газа высокого давления погружен в раствор диэтиленгликоля, который подогревается за счет использования камеры сгорания этого устройства. Подогрев газа осуществляется с целью обеспечения устойчивой работы блоков редуцирования и недопущения его промерзания, что может нарушить устойчивую работу системы регулирования ГТУ. Перед блоком редуцирования газ разделяется на два потока: один идет на блок редуцирования топливного газа, другой на блок редуцирования пускового газа 5. Топливный газ редуцируется до давления 0,6-2,5 МПа в зависимости от давления воздуха за осевым компрессором. После блока редуцирования топливный газ поступает в сепаратор 6, где происходит его повторная очистка от выделившейся при редуцировании влаги, и затем в топливный коллектор. Пусковой газ, пройдя систему редуцирования, снижает свое давление до 1,0-1,5 МПа и поступает на вход в турбодетандер, где расширяясь до

Маслосистема компрессора

Работа системы уплотнения центробежного нагнетателя основана на использовании принципа гидравлического затвора, обеспечивающего поддержание постоянного давления масла, на 0,1-0,3 МПа превышающего давление перекачиваемого газа.

Масло к винтовым насосам уплотнения поступает из системы маслоснабжения ГПА. В систему уплотнения нагнетателя входит: регулятор перепада давления 3, обеспечивающий постоянный перепад давления масла над давлением перекачиваемого газа, аккумулятор 2, обеспечивающий подачу масла в уплотнения в случае прекращения его подачи от насосов (при исчезновении напряжения), поплавковые камеры 4, служащие для сбора масла, прошедшего через уплотнения и газоотделитель 5, предназначенный для отбора газа, растворенного в масле.



При работе ГПА масло высокого давления после насосов 8 по маслопроводу поступает на вход регулятора перепада давления 3. После регулятора 3 оно поступает в аккумулятор 2 и далее по двум маслопроводам 7 к уплотнениям 6 центробежного нагнетателя 1. После уплотнений масло сливается в поплавковые камеры 4, по мере заполнения которых оно перетекает в газоотделитель 5, где происходит выделение газа, растворенного в масле. Очищенное от газа масло возвращается в основной маслобак, а выделившийся из



Основные типы компрессоров, применяемые в нефтехимической промышленности:

1. Центробежные компрессоры (насосы), машины крупной производительности;
2. Винтовые компрессоры и установки на их базе – машины средней и более производительности;
3. Поршневые оппозитные и угловые компрессоры, средней и менее производительности.

Центробежные компрессоры, обладают наибольшей производительностью, надежностью, высоким ресурсом работы до текущего ремонта, не загрязняют сжимаемый газ маслом, это как правило быстроходные многоступенчатые машины с одним или несколькими корпусами сжатия (в зависимости от давления).

Винтовые компрессоры имеют среднюю производительность, высокий ресурс и надежность, в процессе сжатия газа в рабочую полость подается масло, которое загрязняет газ

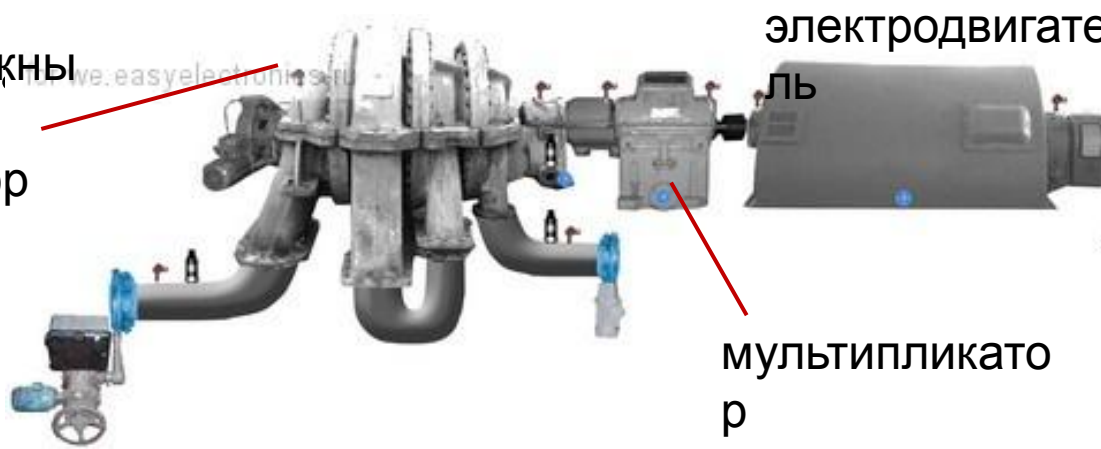


Центробежные компрессоры

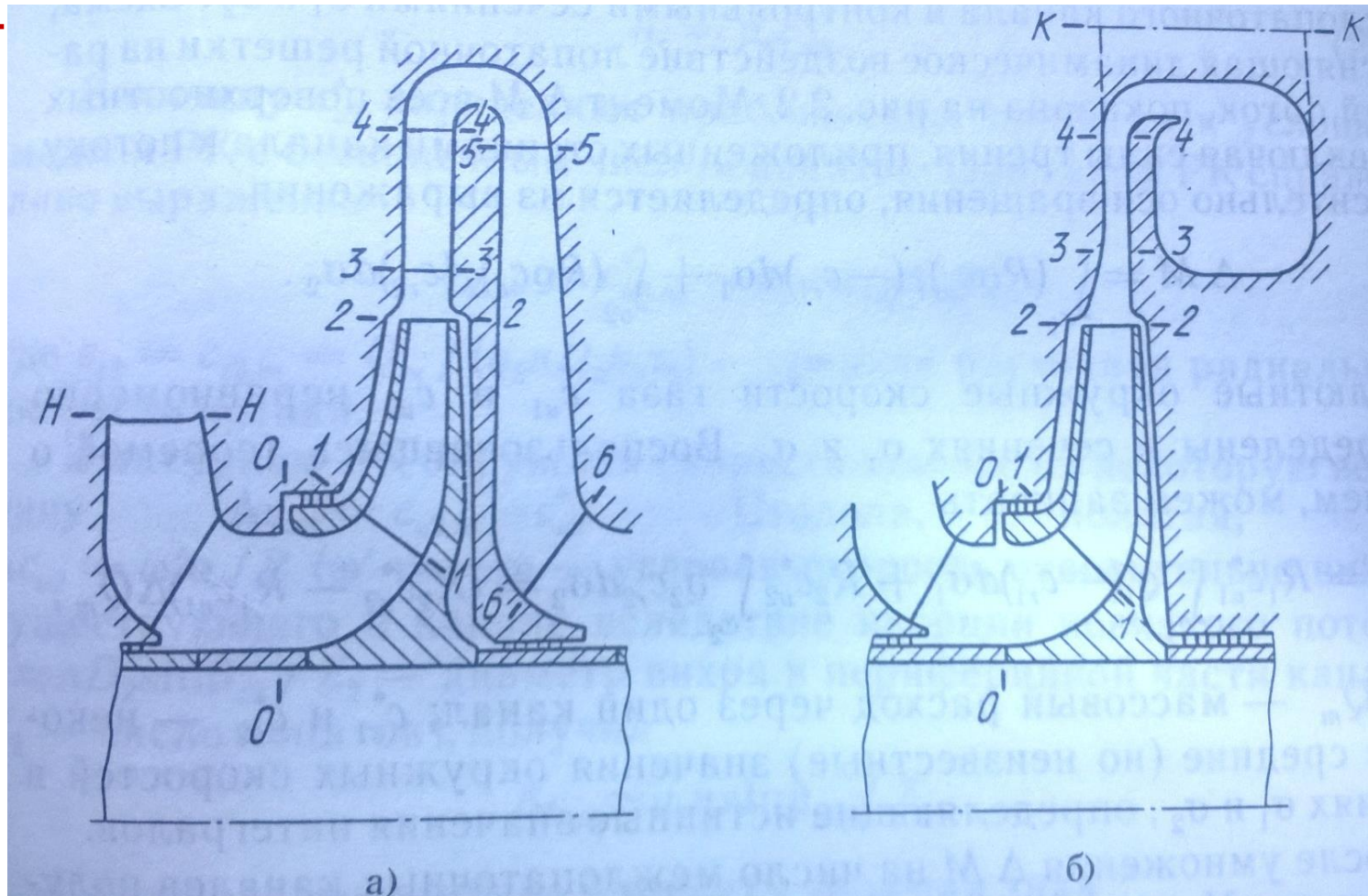
1. Одновальная схема машины (классическая схема) одно и двух-, трехкорпусные конструкции.
2. Многовальные схемы машин.

Одновальные конструкции по исполнению корпуса компрессора делятся на машины с горизонтальным разъемом и машины с вертикальными разъемами

Центробежный компрессор



Принципиальная схема центробежных ступеней сжат



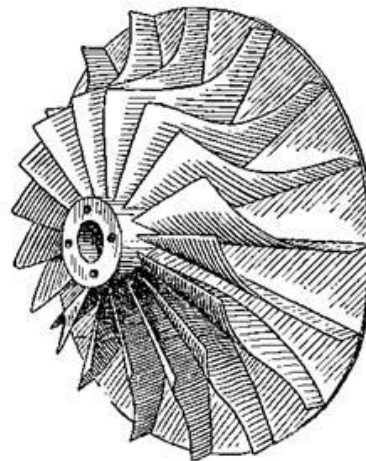
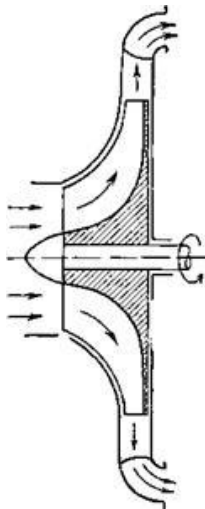
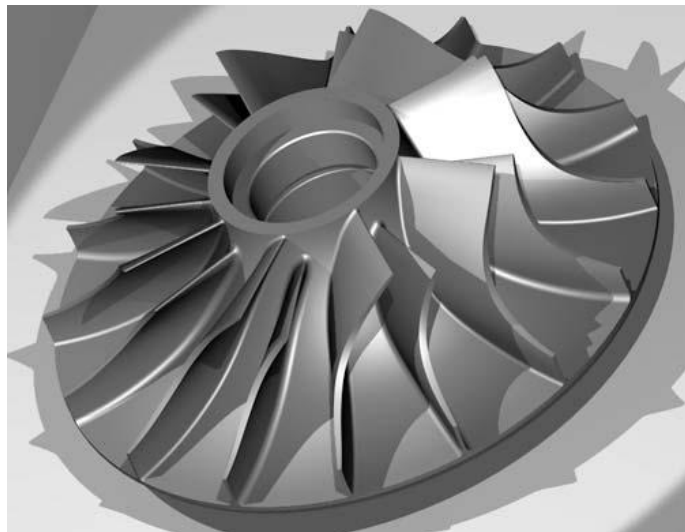
Ступень промежуточного типа: рабочее колесо, лопаточный диффузор и обратный направляю-

Ступень конечного типа: рабочее колесо, безлопаточный диффузор и выходная камера (впитка)

Рабочее колесо центробежного

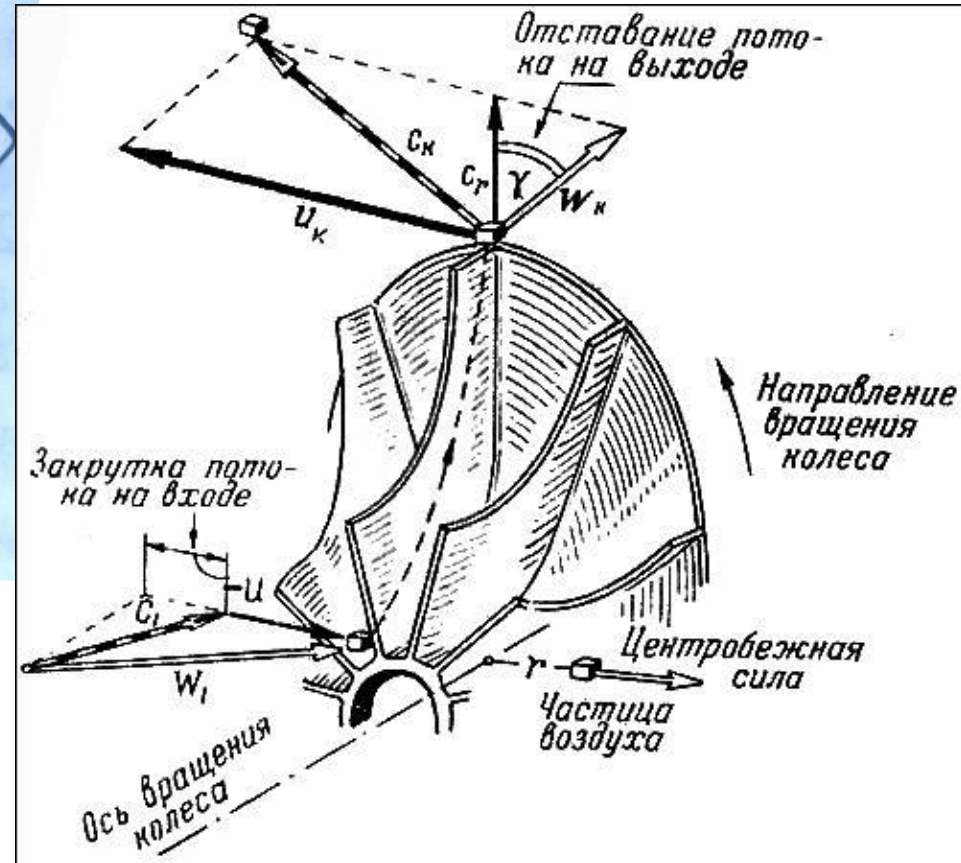
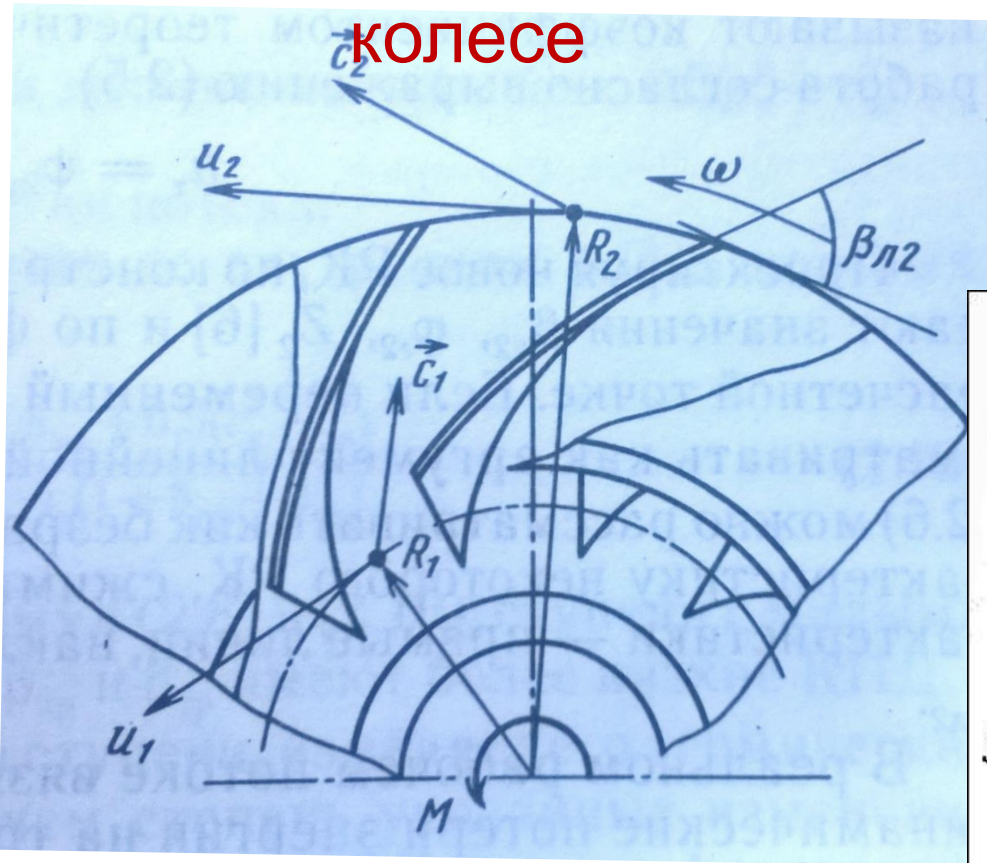


Закрытый тип колеса с цилиндрическими фрезерованными лопатками на основном диске



Полуоткрытый тип с пространственным предкрылком

План скоростей потока в рабочем колесе



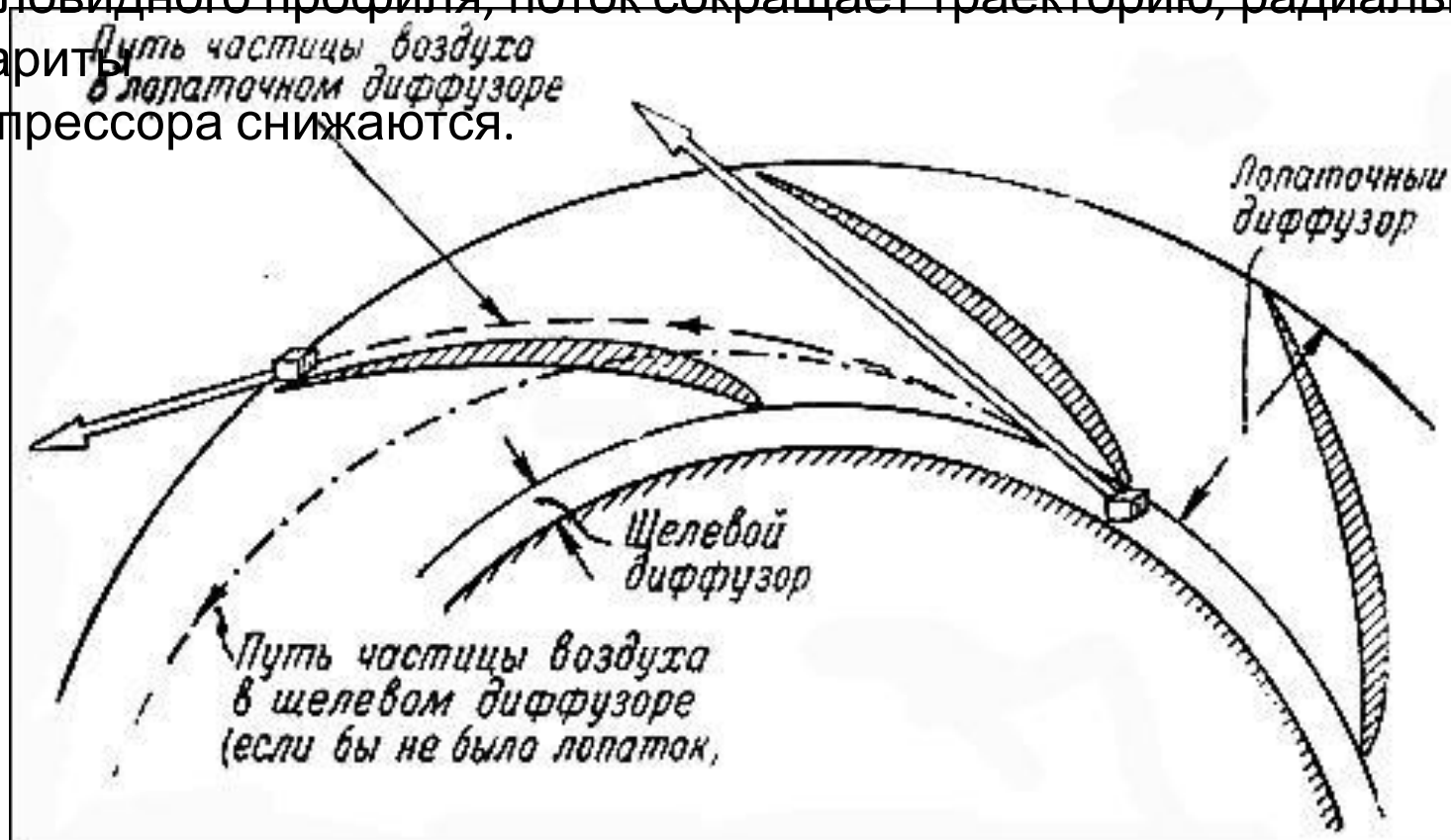
Теоретический напор ступени

$$h_T = C_{U2} \cdot u_2 - C_{U1} \cdot u_1$$

Диффузор служит для преобразования кинетической энергии газового потока в потенциальную энергию, т.е. в нем поток тормозится – **скорость падает, давление растет**. Диффузор представляет собой кольцевой канал за колесом. Применяются 2 типа диффузоров: безлопаточный и лопаточный.

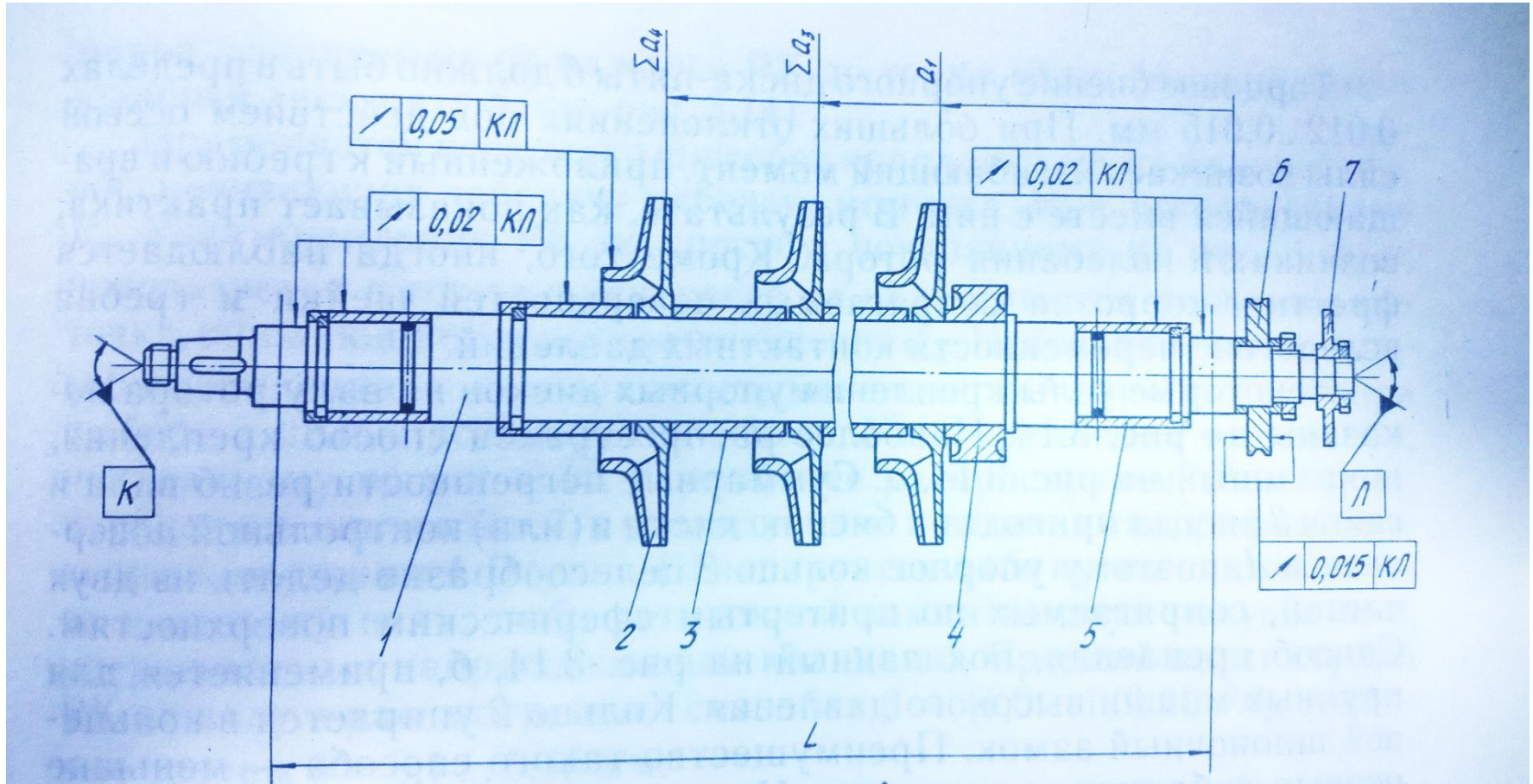
Лопаточный диффузор (см. рис) имеет равномерно расположенные лопатки

крыловидного профиля, поток сокращает траекторию, радиальные габариты компрессора снижаются.



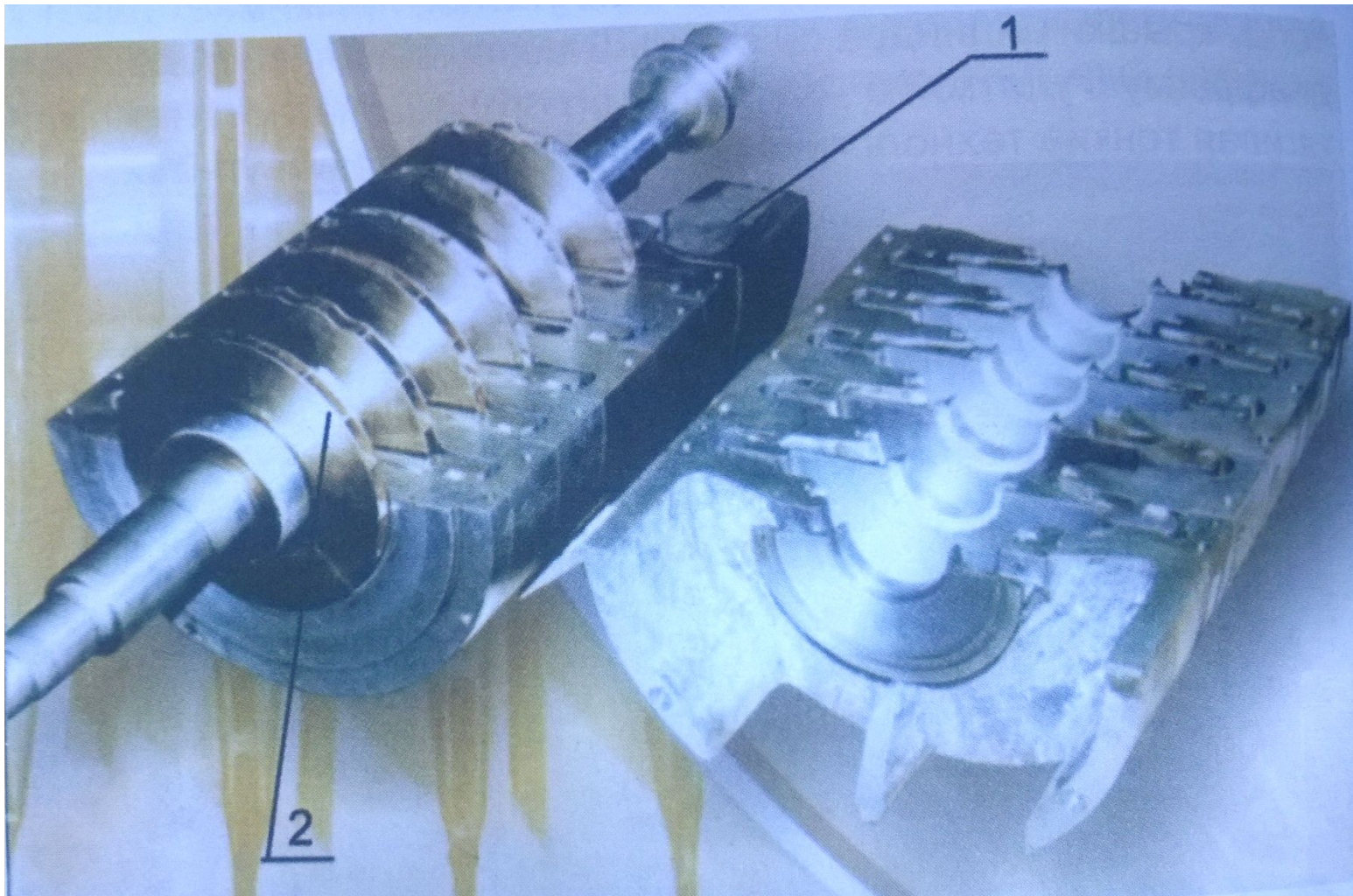
Основные узлы центробежного компрессора

1. Ротор – вращающийся с высокой скоростью вал, с насаженными



1- вал, 2- рабочее колесо, 3- дистанционная втулка, 4- думмис, 5- втулка подшипника,

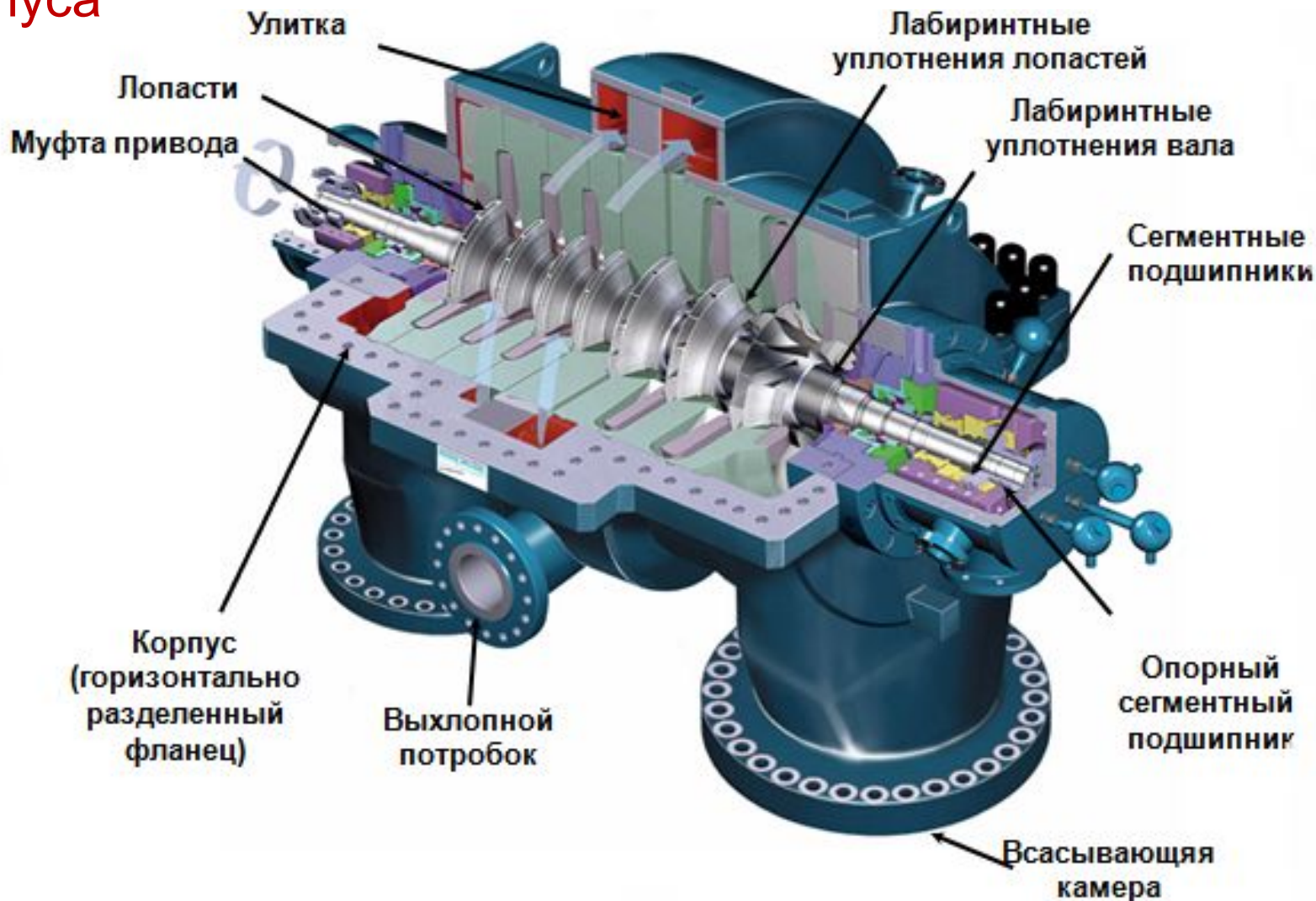
6- упорный гребень упорного подшипника, 7- диск фиксации осевого сдвига



1- пакет диафрагм, 2- ротор с шестью рабочими колесами (6 ступеней сжатия)



Центробежный компрессор с горизонтальным разъемом корпуса





Устройство классического многоступенчатого центробежного компрессора

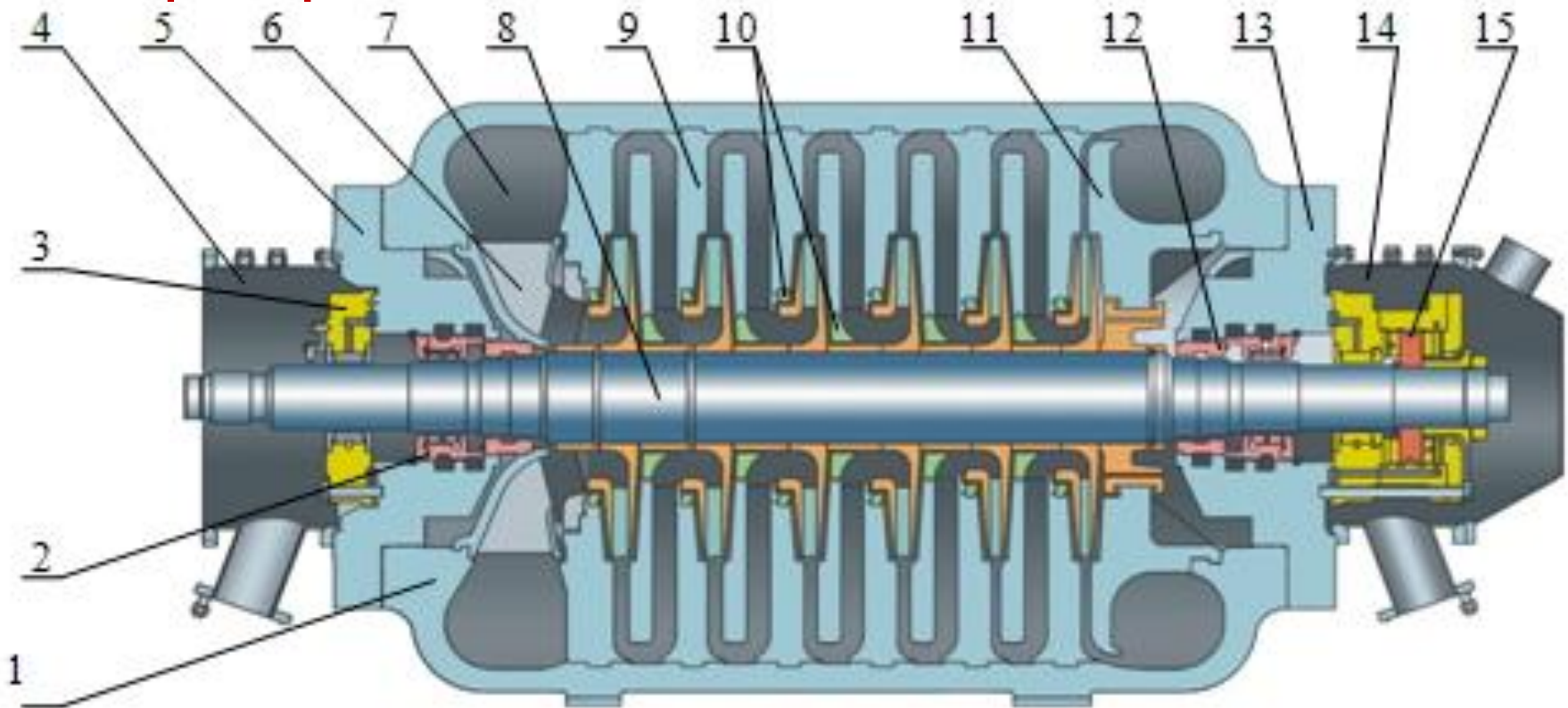


Рисунок 1 - Центробежный компрессор с горизонтальным разъемом корпуса:



Компрессорная установка 5ГЦ1-387/12 УХП4

Компрессор

Мультипликатор



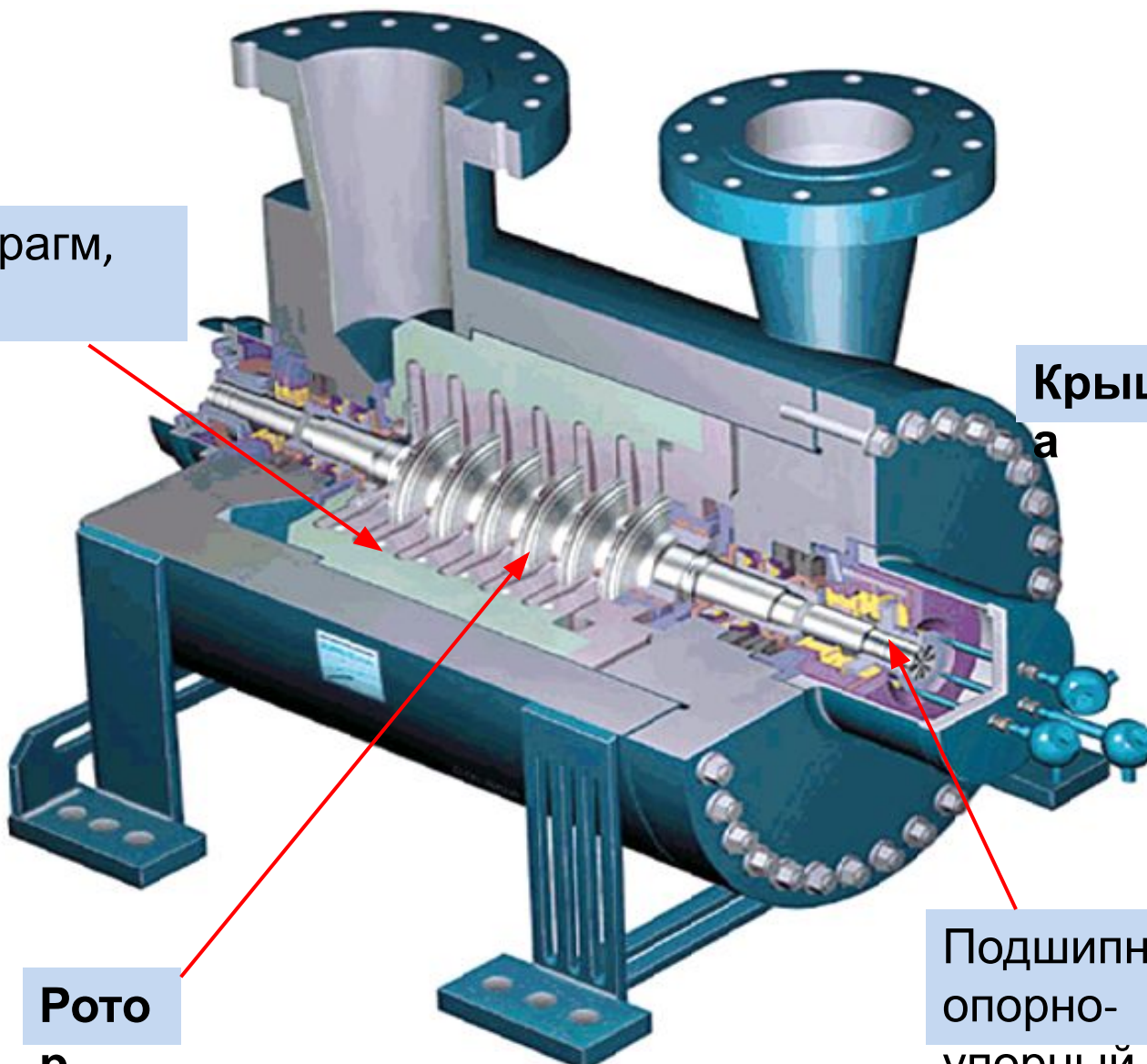
Рама-
маслобак

Производитель ОАО «ГМС»

Компрессор с баррельной конструкцией корпуса

Пакет диафрагм,
стянутых
шпильками

Крышк
а



Рото
р

Подшипник
опорно-
упорный

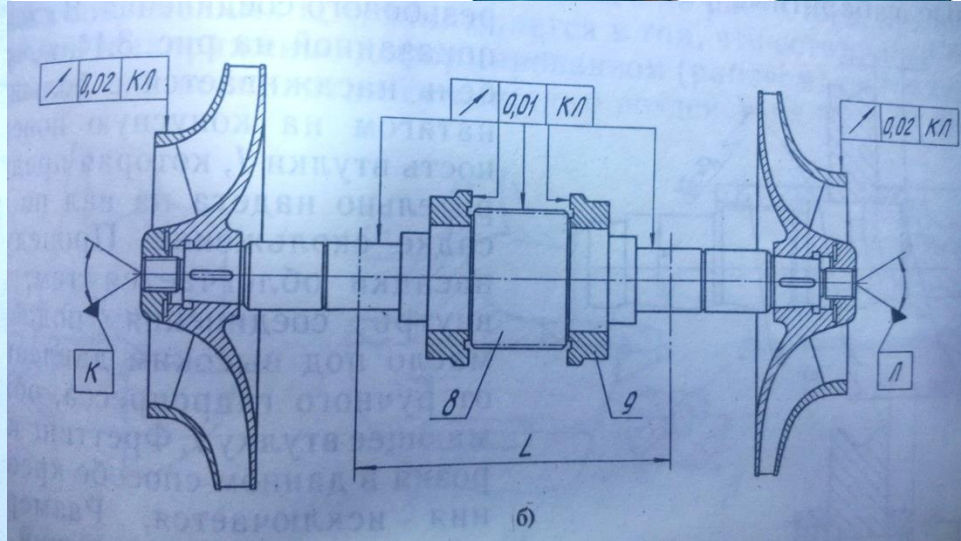
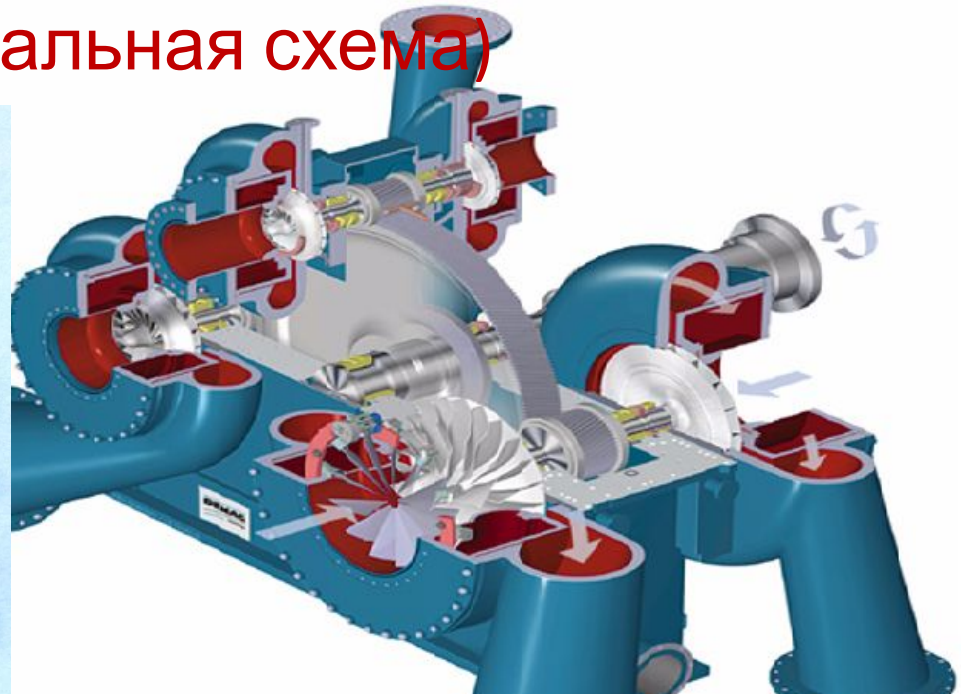
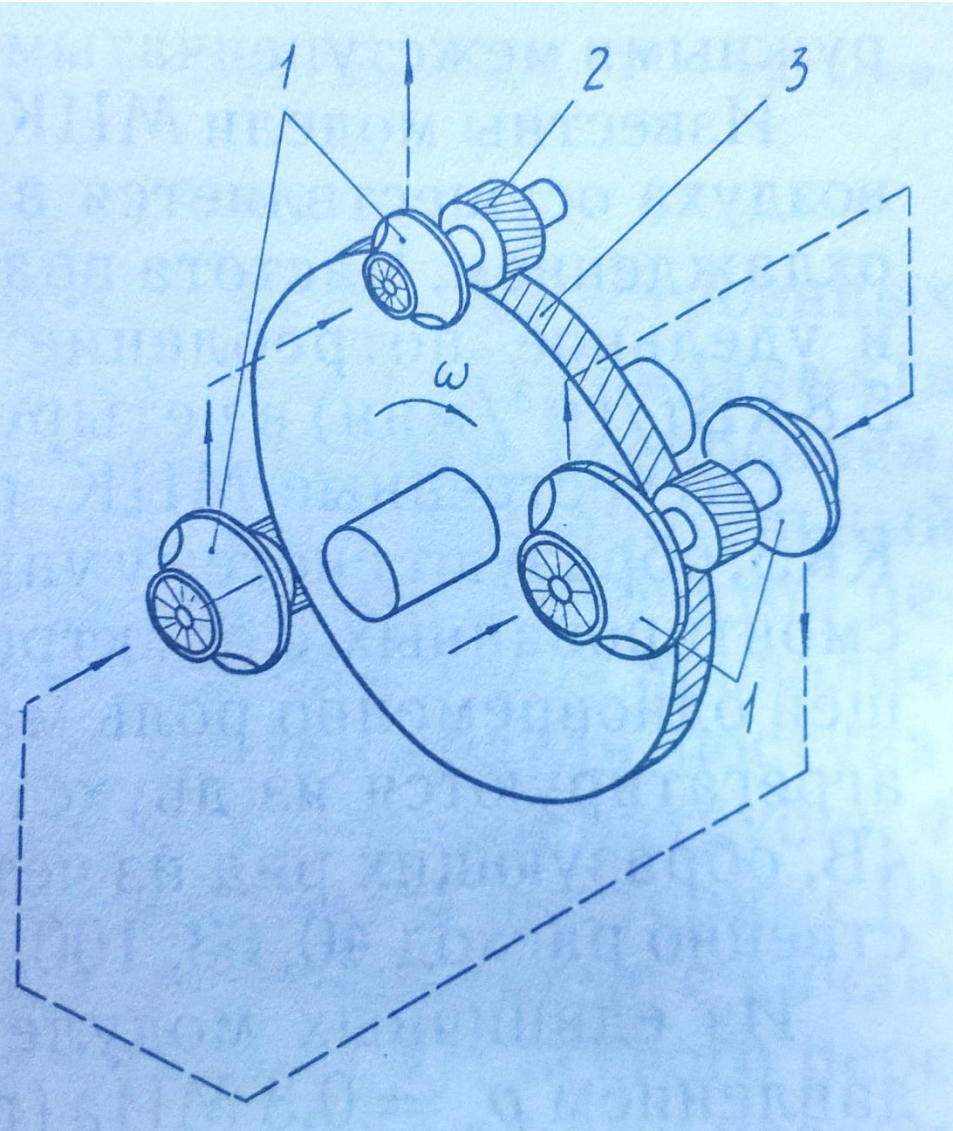


Однокорпусной центробежный компрессорный агрегат

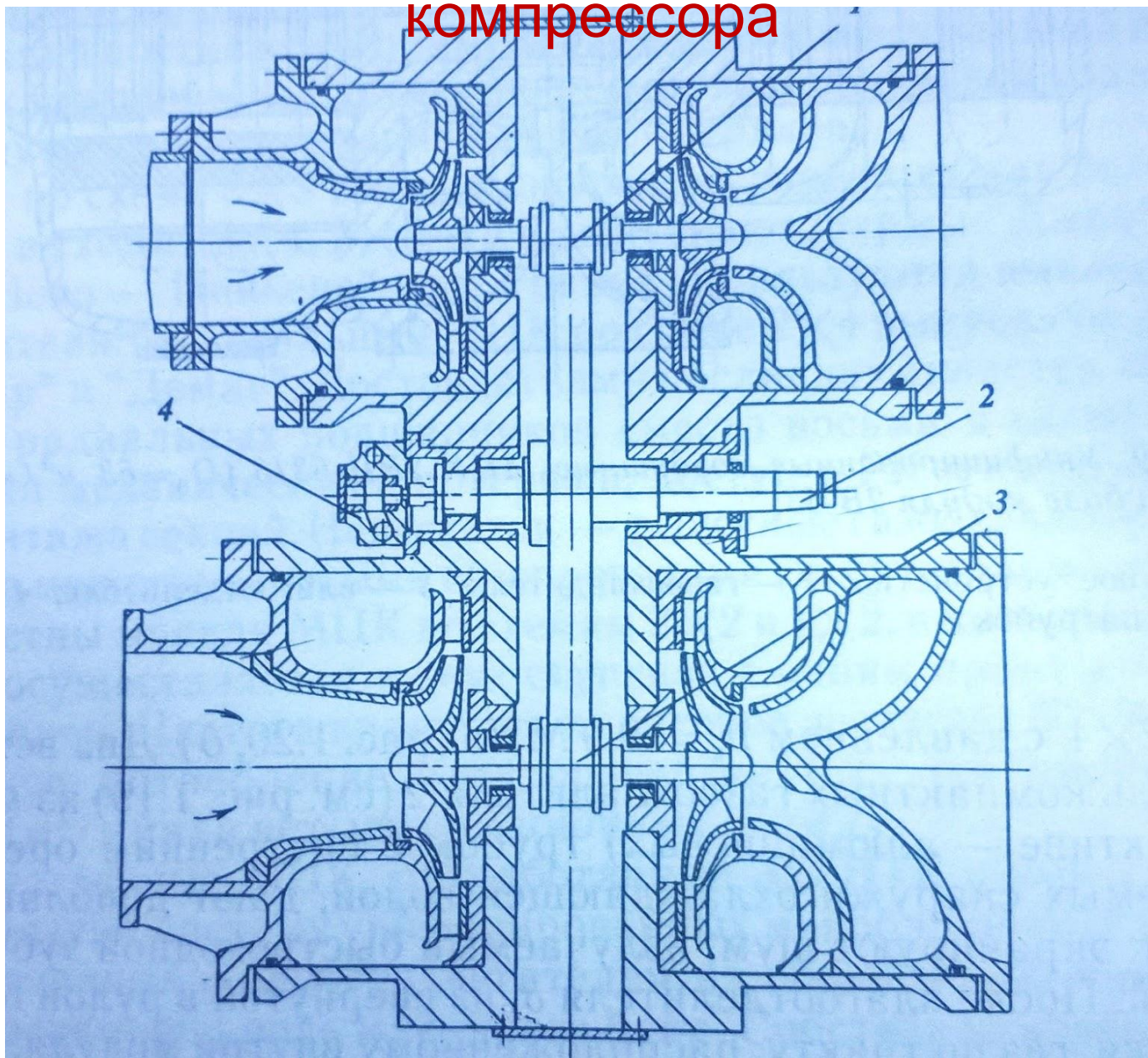


Компрессорная установка 4ГЦ2-218/3-18 УХЛ4 ОАО «ГМС
«Казанькомпрессормаш»

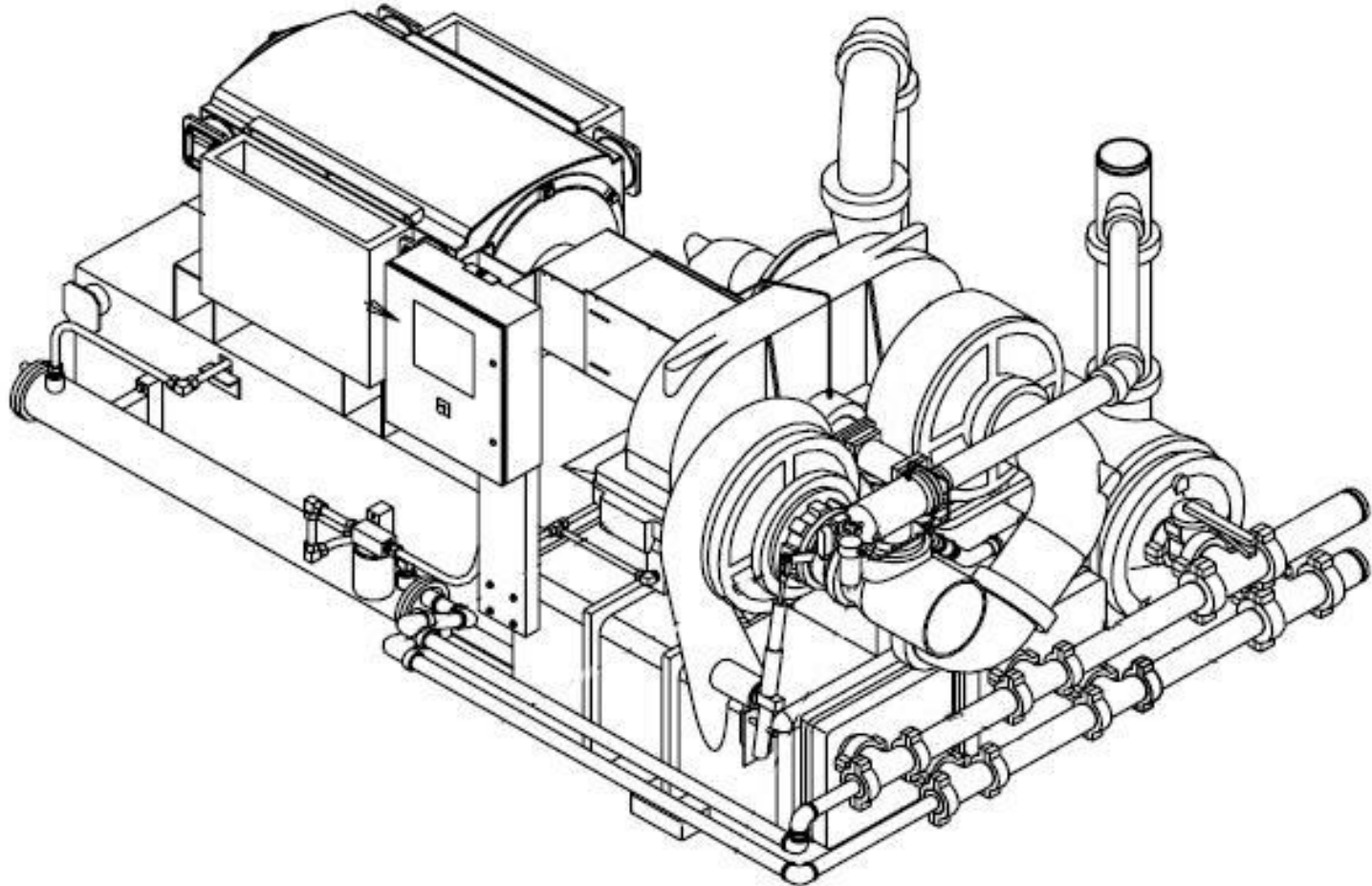
Многовальный центробежный компрессор (принципиальная схема)



Конструкция многовального центробежного компрессора



Компрессорная установка с многовальным центробежным компрессором



Примеры компрессорных установок с многовальным

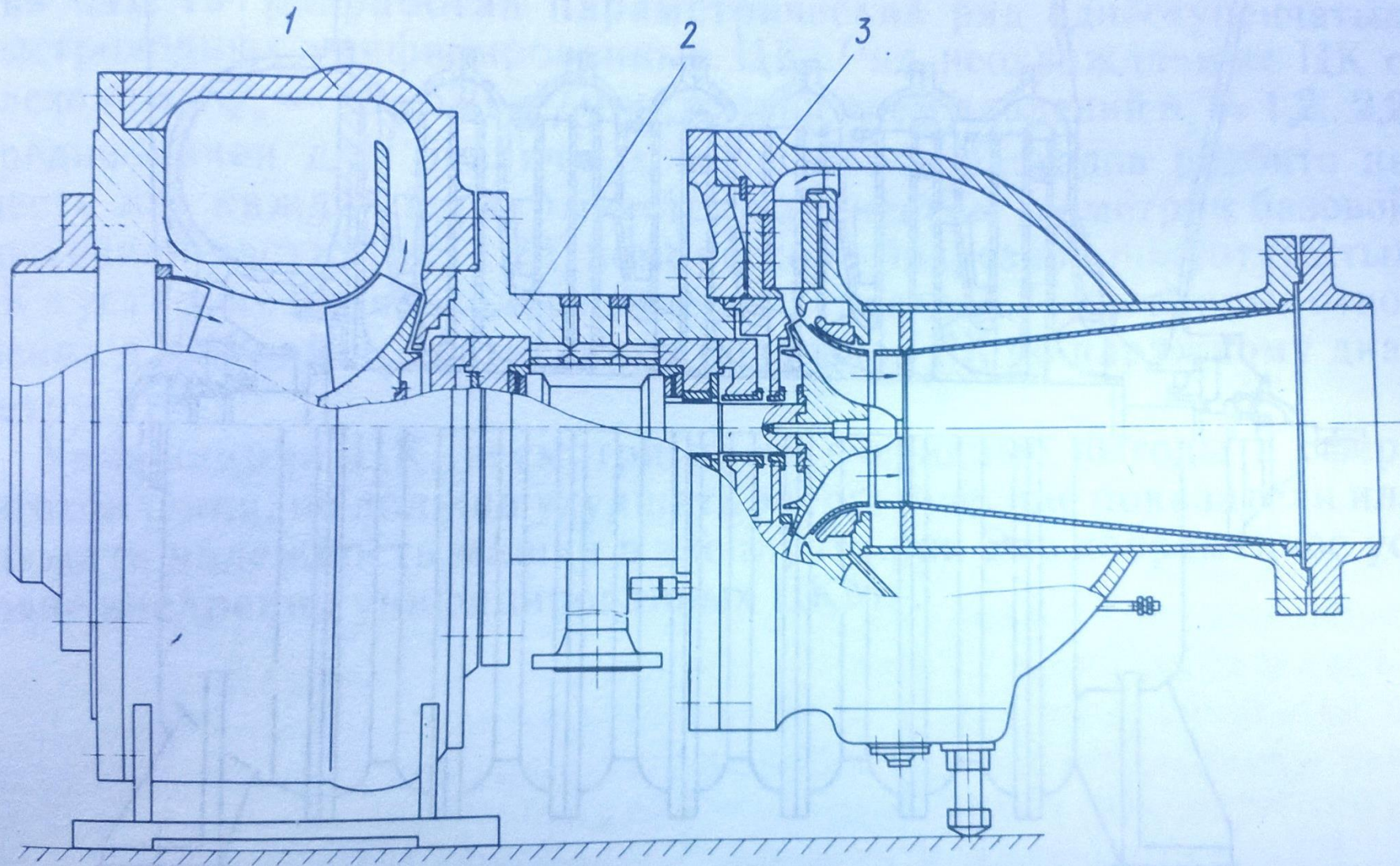
компрессором



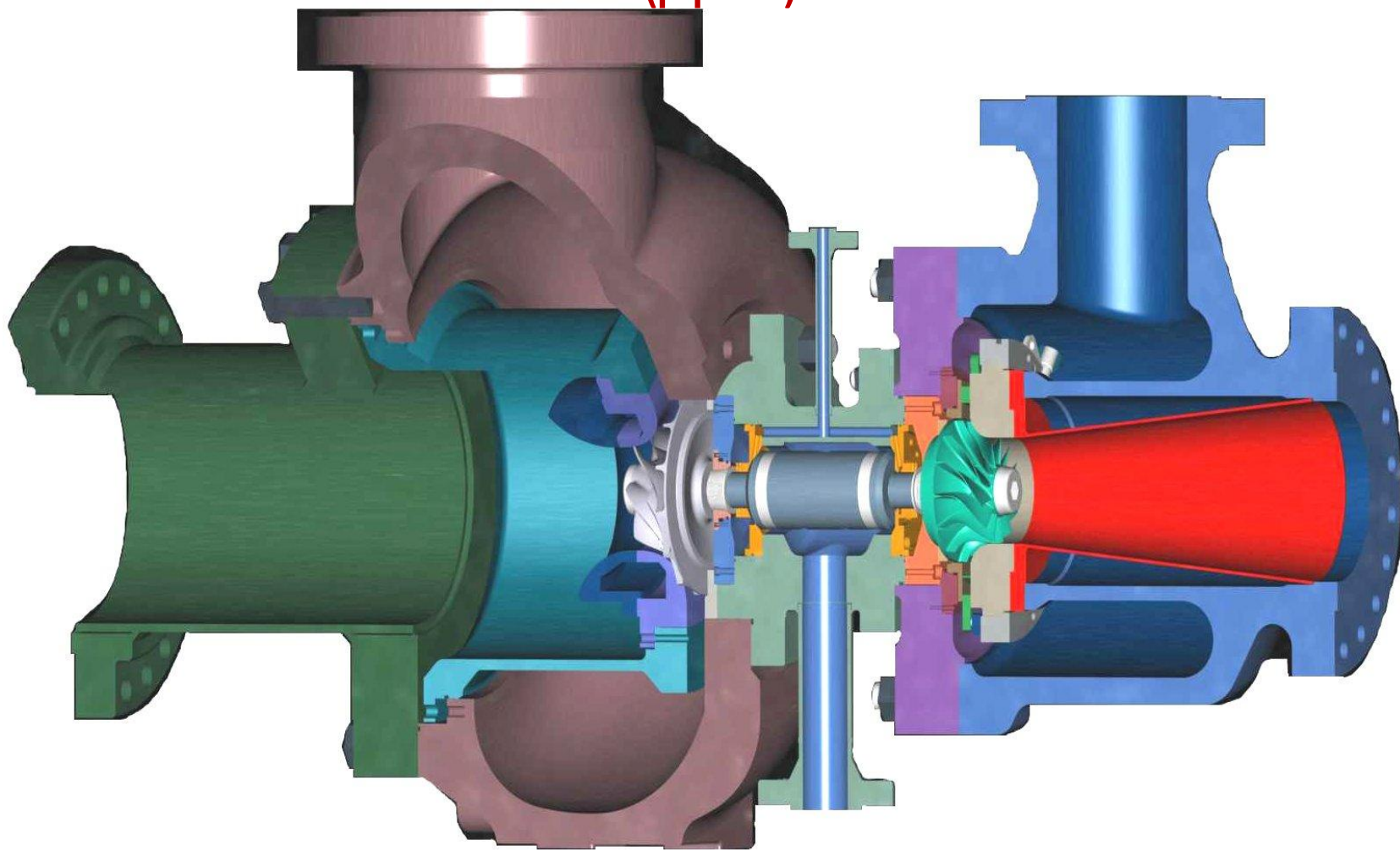
Азотный компрессор высокого
давления



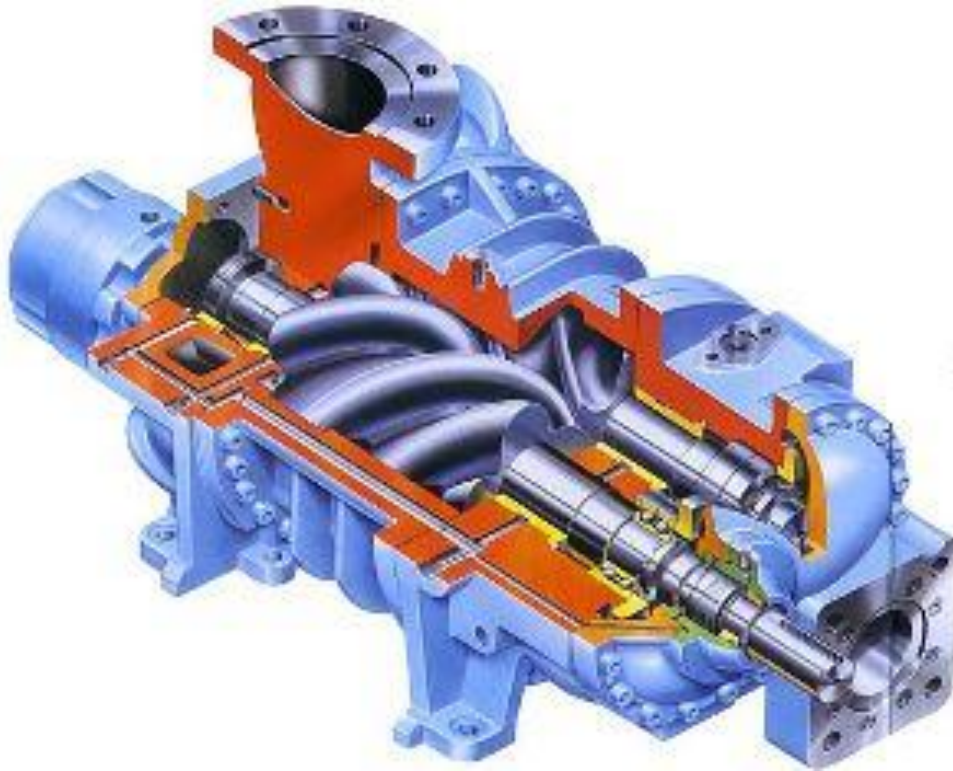
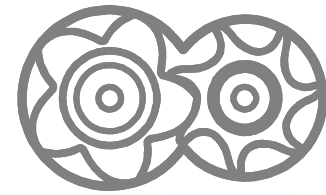
Детандерно-компрессорный агрегат (ДКА)



Детандерно-компрессорный агрегат (ДКА)



Винтовые компрессоры

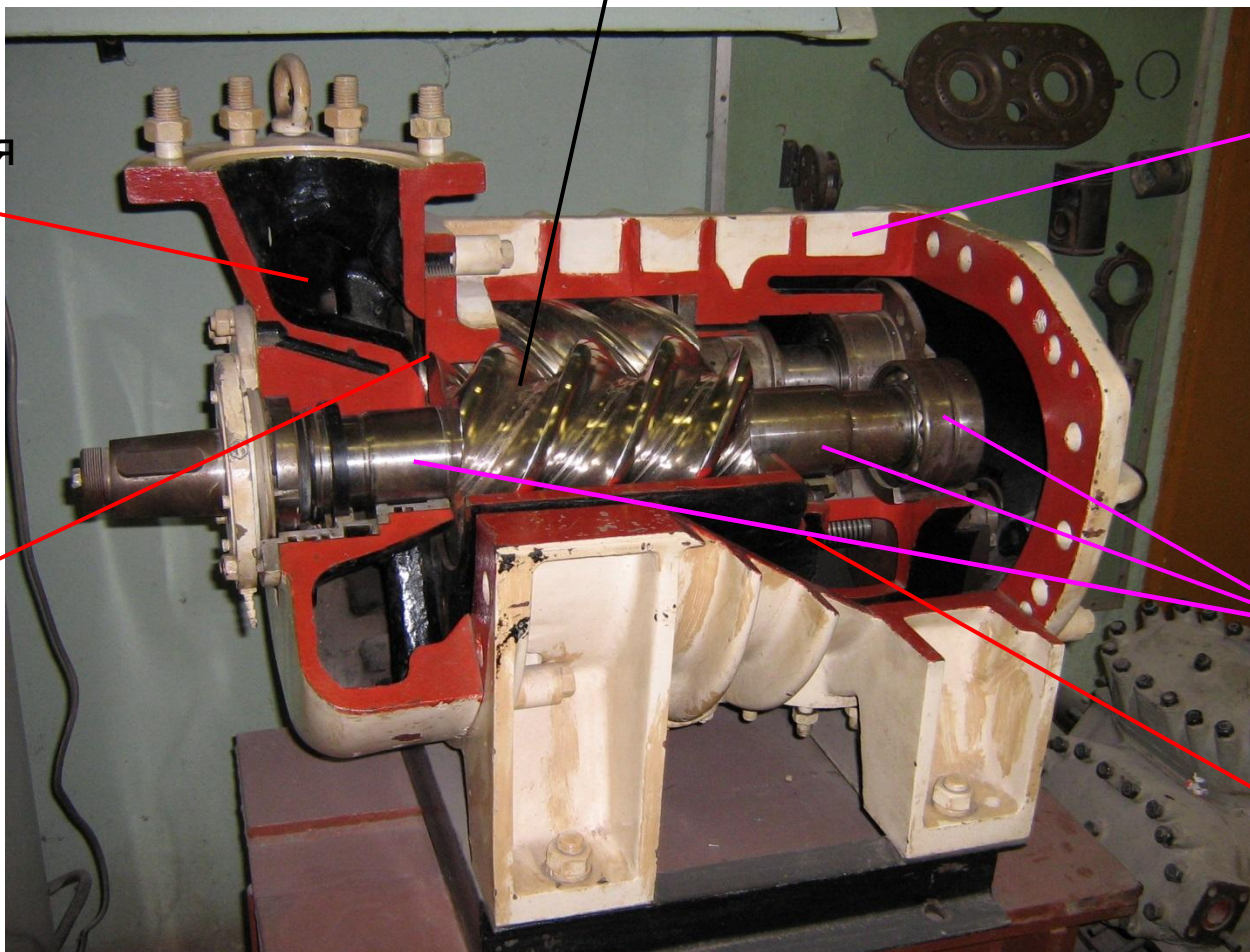


Конструкция двухроторного винтового компрессора

Два ротора в зацеплении

Патрубок
всасывания

Корпус



Подшипники

Окно
нагнетания

Окно
всасывания

Принцип сжатия газа в винтовых компрессорах

**Начало
сжатия**



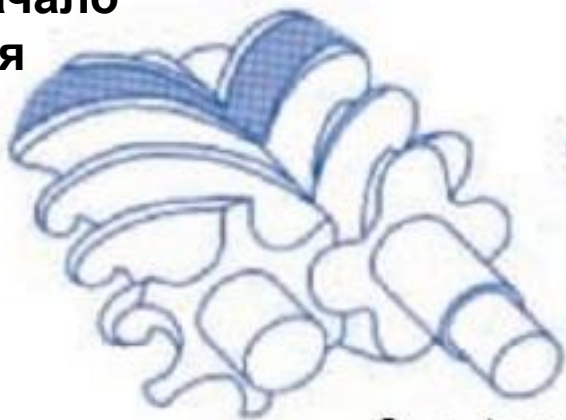
1-я фаза

**Продолжение
сжатия**



2-я фаза

**Конец внутреннего
сжатия, начало
нагнетания**



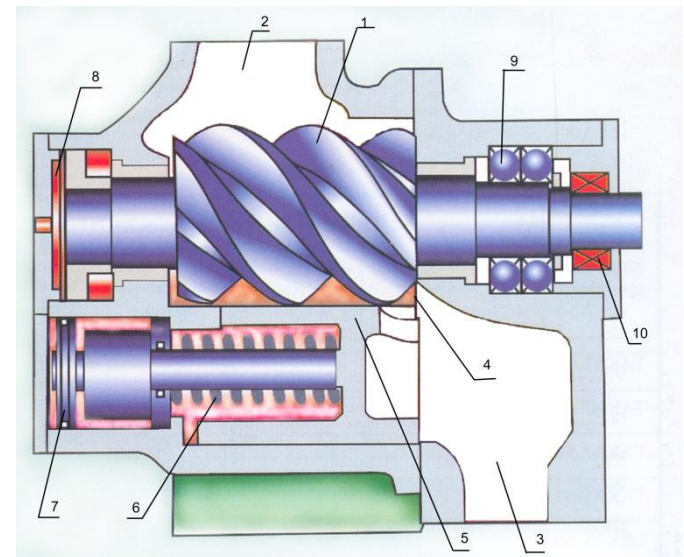
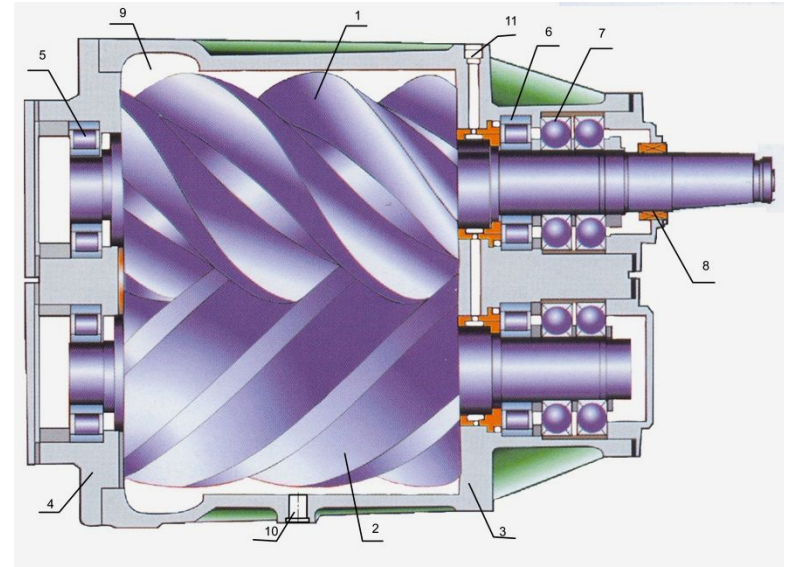
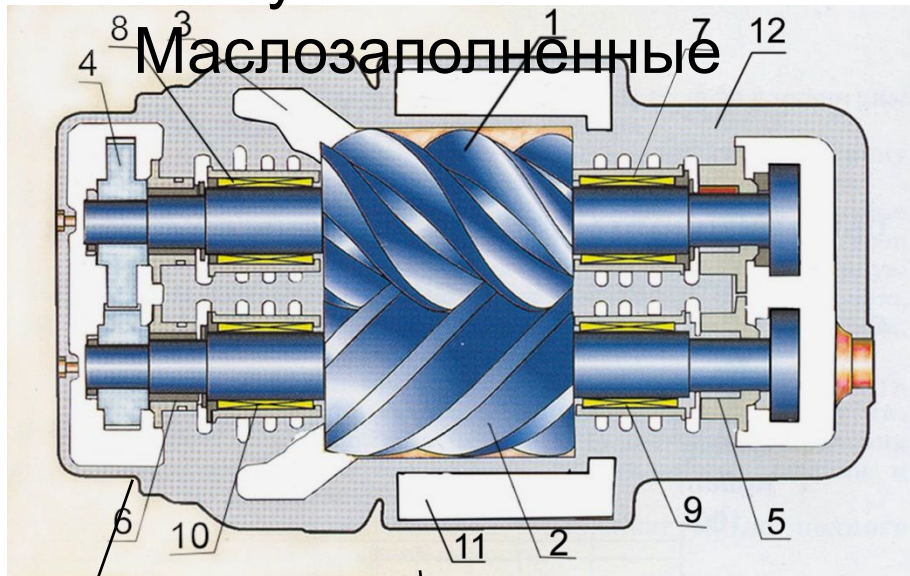
3-я фаза



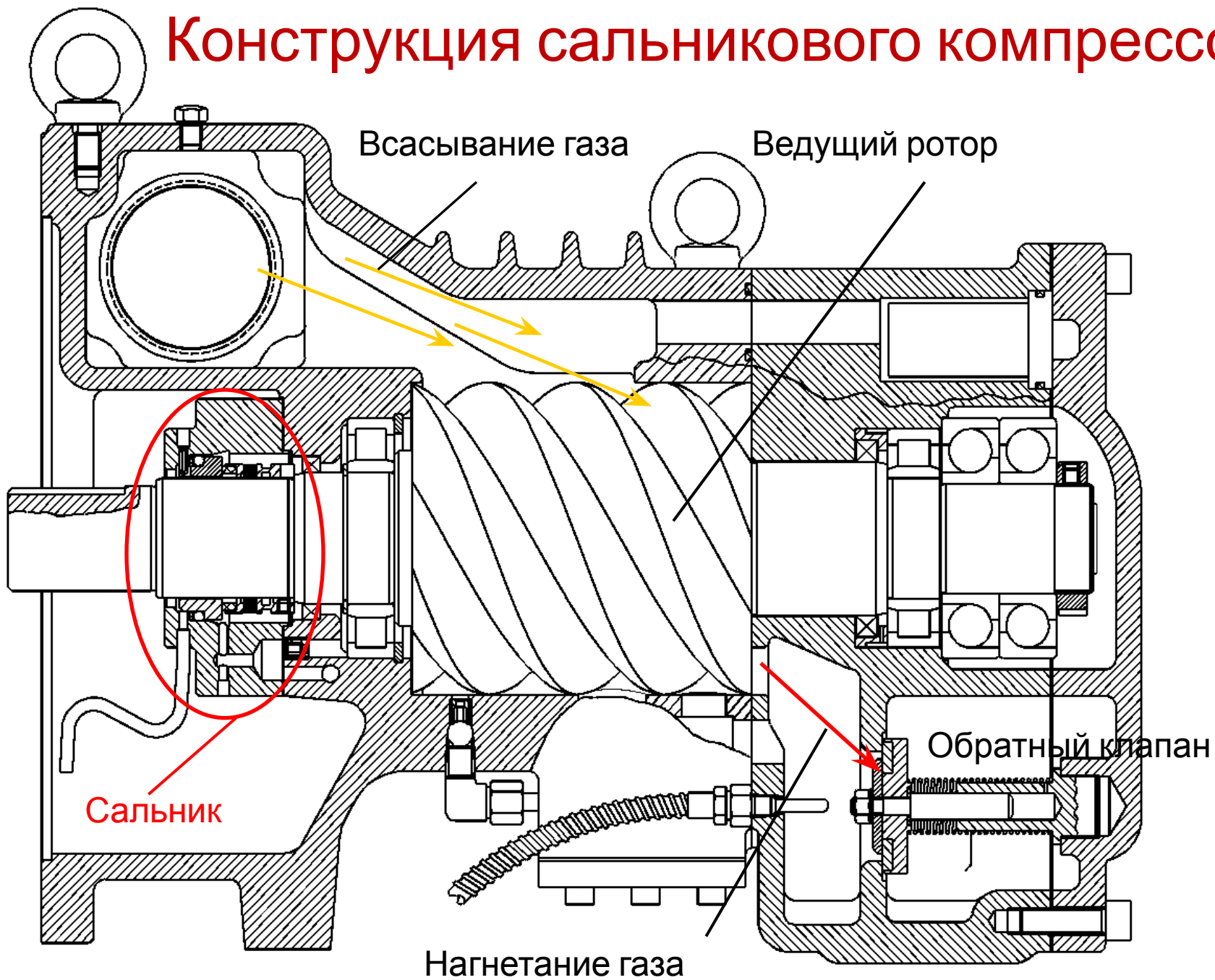
4-я фаза

Типы винтовых компрессоров

Сухого сжатия



Конструкция сальникового компрессора



Винтовой компрессорный агрегат Mysom

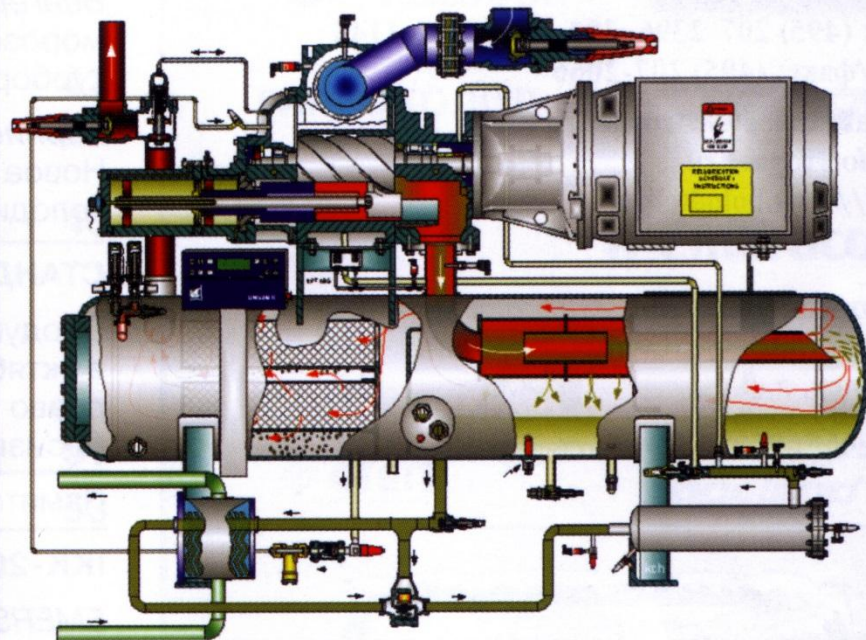
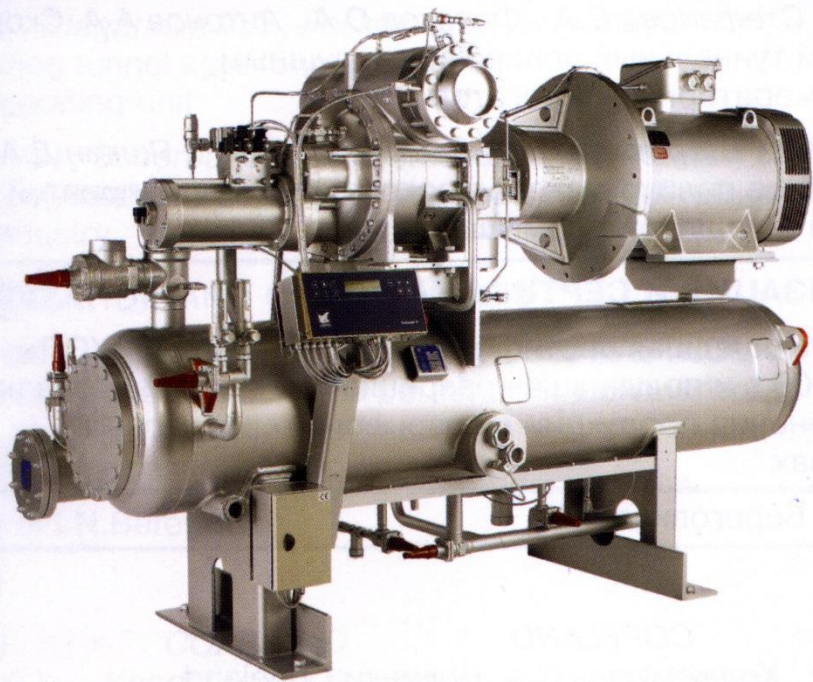
Винтовой
компрессор



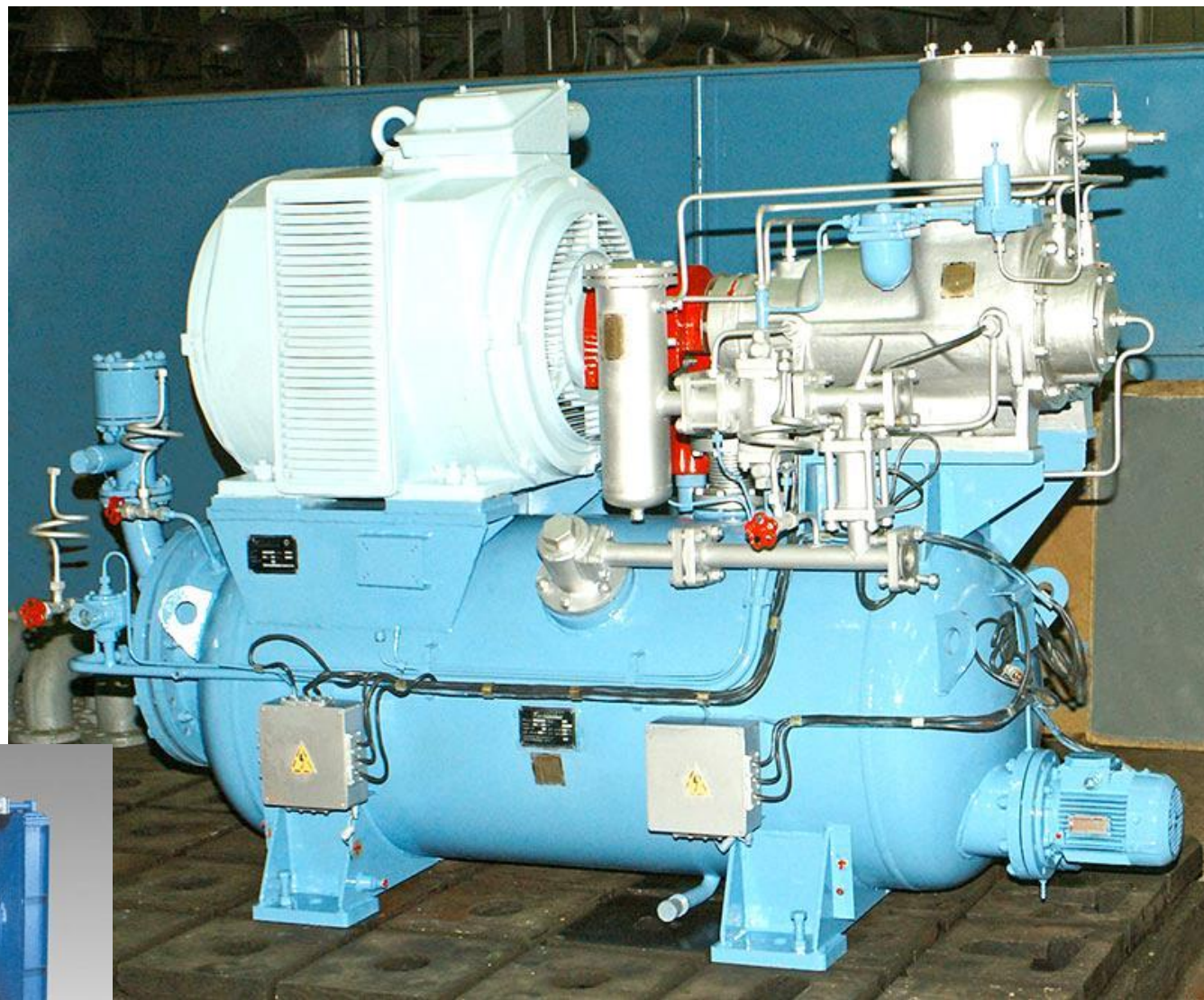
Масло-
охладитель

Маслоотделитель-
маслобак

Компрессорная установка с сальниковым компрессором



Винтовой компрессорный агрегат 6ВВ 32/7



Винтовая компрессорная установка в
блочно-модульном исполнении ТАКАТ 50.07 М4.1
УХЛ1
для промышленных дожимных КС

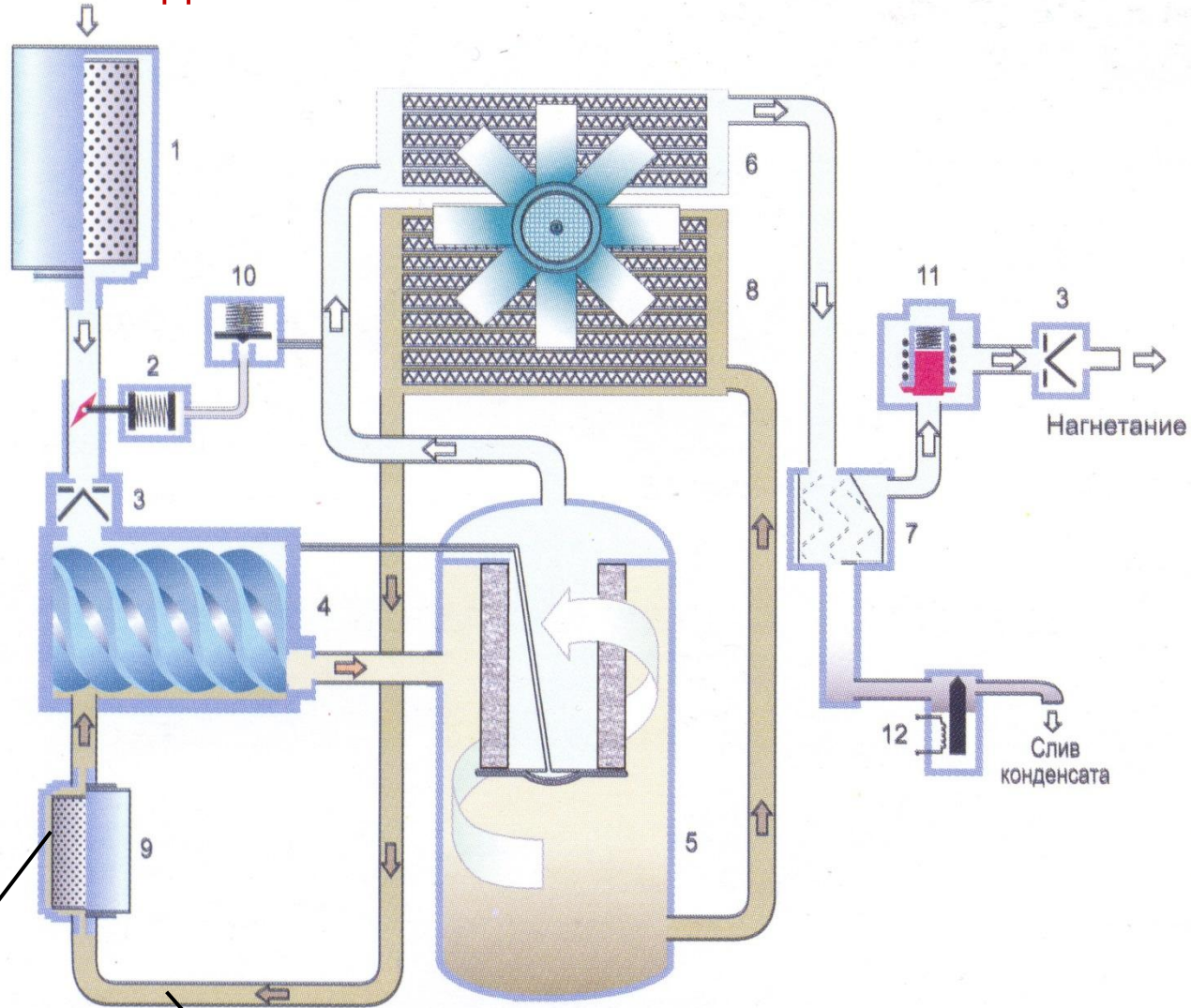


Не требует строительства капитального машинного отделения,
поставляется
в собранном виде с минимумом монтажных работ на месте

Компрессорная станция на промысле на блочно-модульных установках типа Такат



Схема компрессорной установки с воздушным охлаждением



Фильтр
масла

Подача масла
в компрессор

Винтовые компрессорные установки фирмы

Ingersoll Rand в шумозаглушающей
кожухе



Принцип действия поршневого компрессора

Рисунок-анимация 4.3. Схема двухступенчатого компрессора.

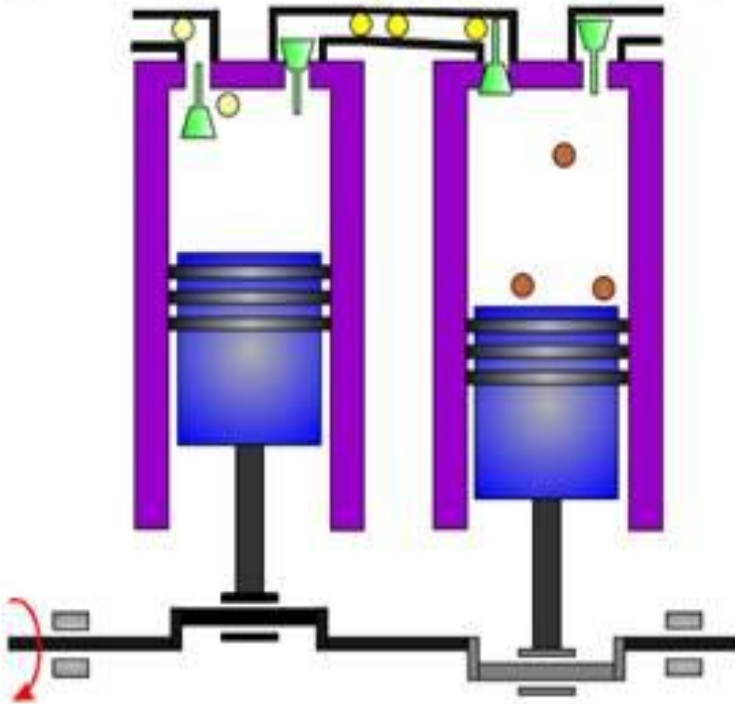
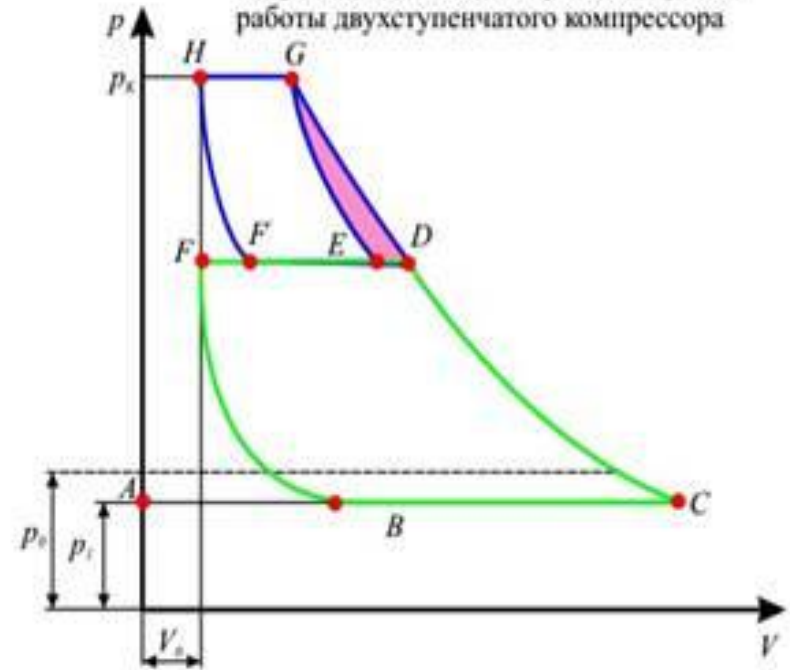


Рис. 4.4.

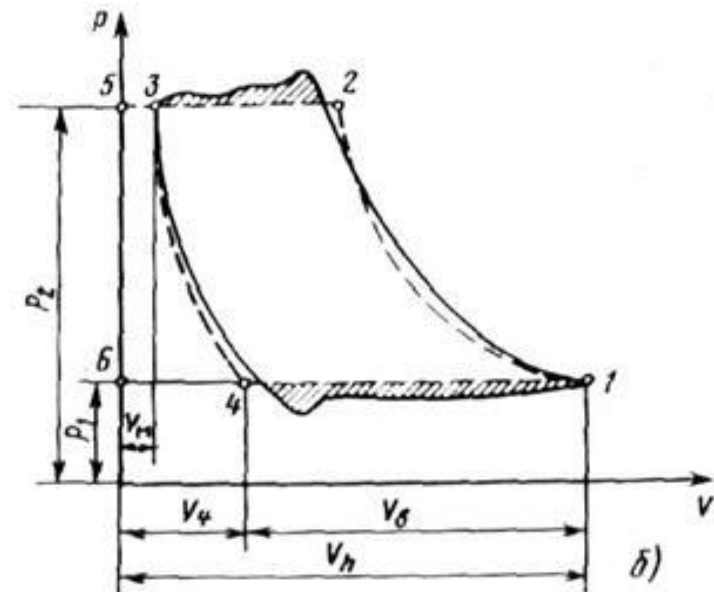
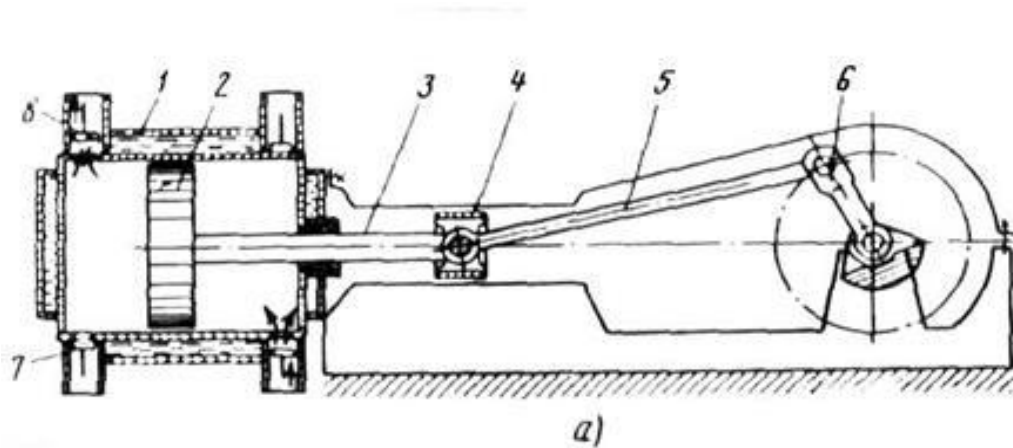
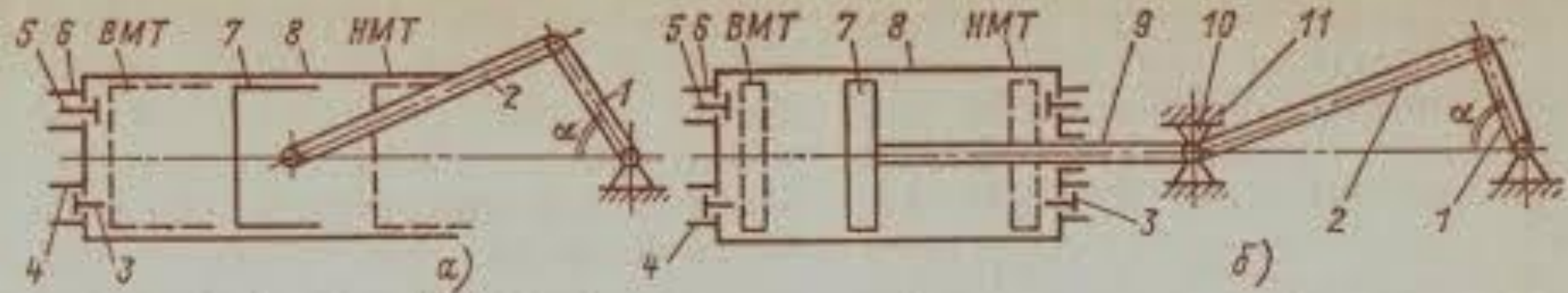
Теоретическая индикаторная диаграмма работы двухступенчатого компрессора



Две основные схемы поршневого компрессора

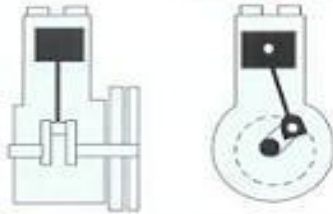
Простого действия

Двойного действия



Разнообразие конструктивных схем по расположению цилиндров

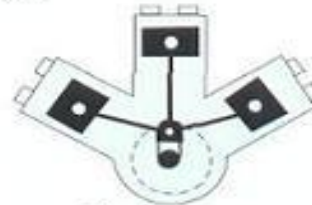
Компрессор одинарного действия



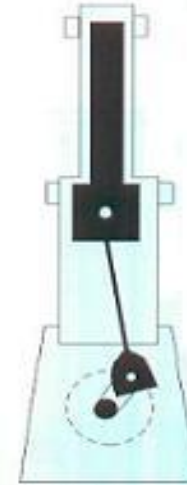
Вертикальное расположение



V-образное

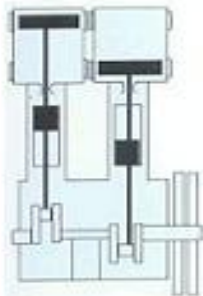


W-образное

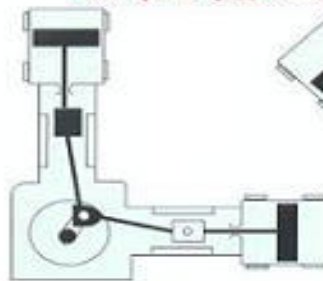


Ступенчатый поршень (дифференциальный)

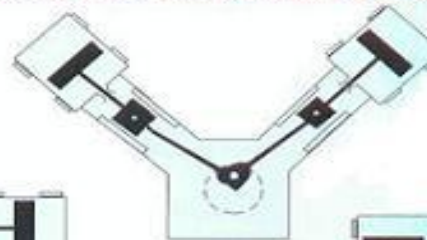
Компрессор двойного действия (крейцкопфный)



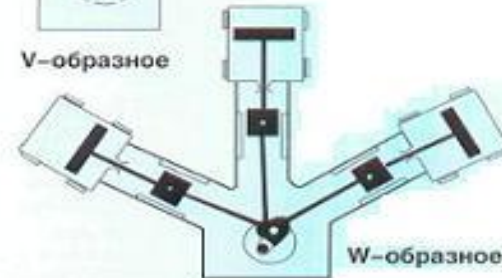
Линейное расположение



L-образное



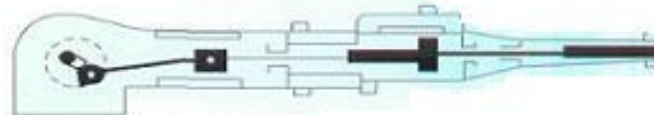
V-образное



W-образное

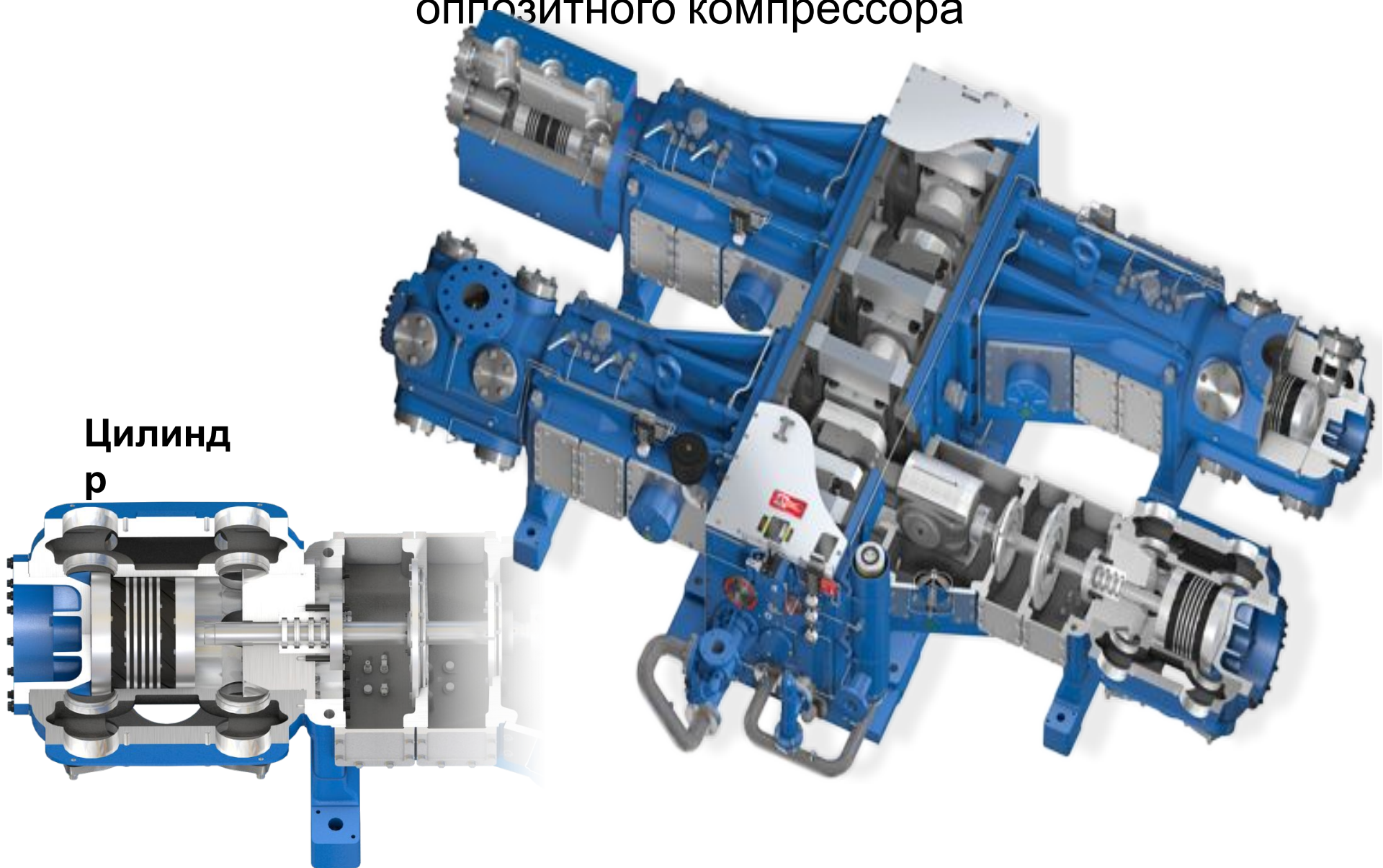


С оппозитными цилиндрами



Горизонтальные ступенчатые поршни

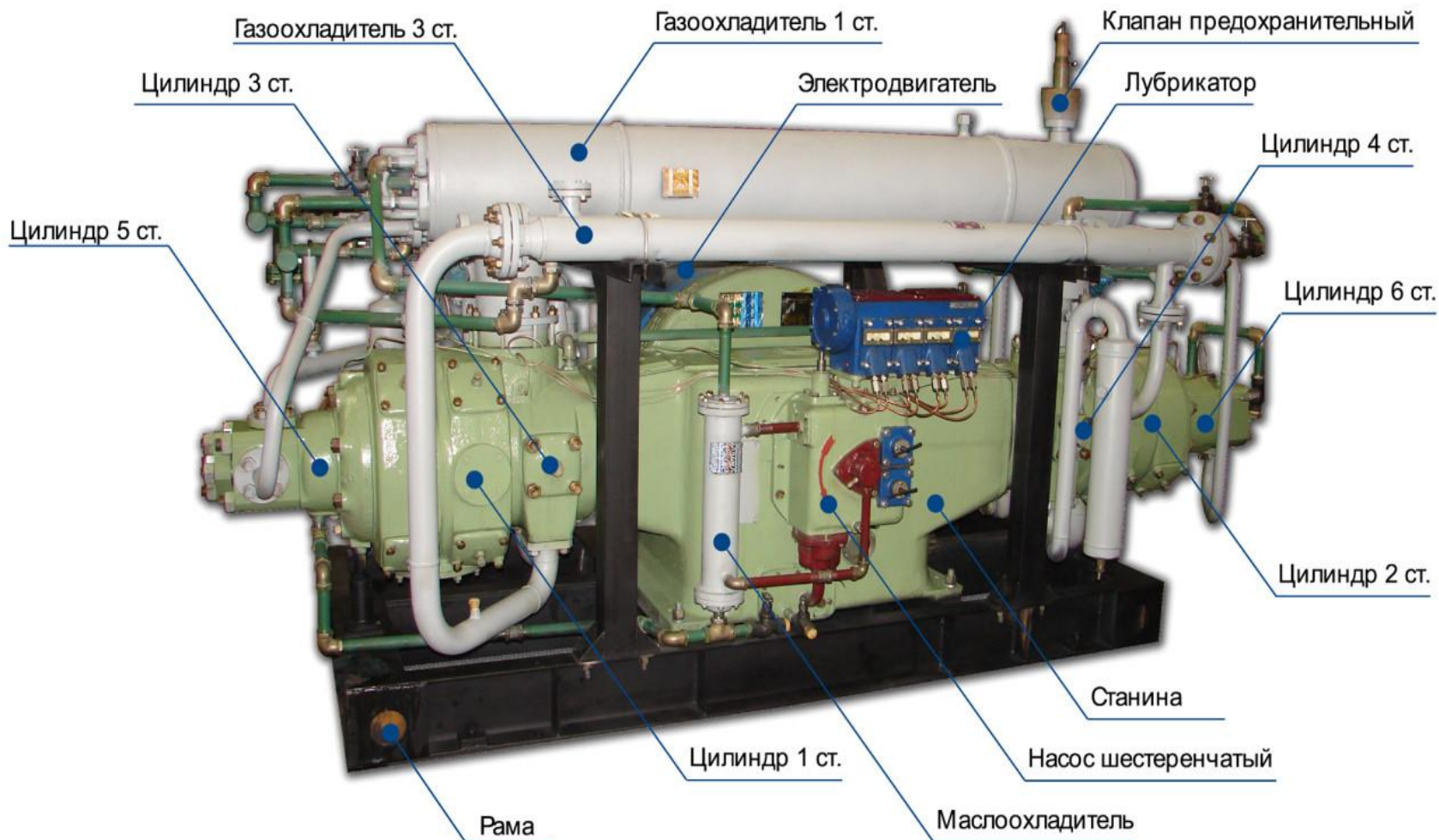
Крейцкопфная схема 4-х ступенчатого ОППОЗИТНОГО КОМПРЕССОРА

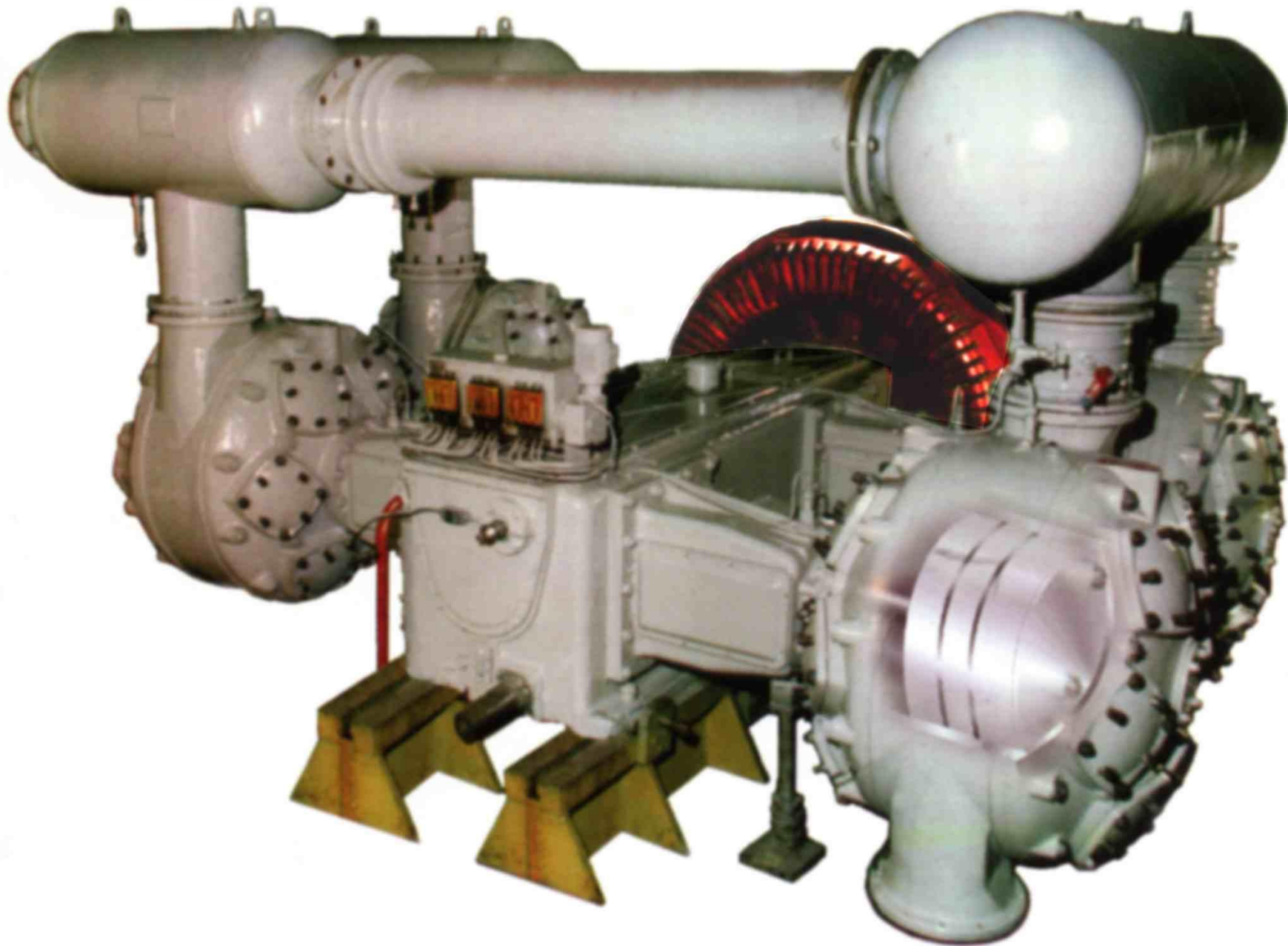


Компрессорная установка с оппозитным компрессором

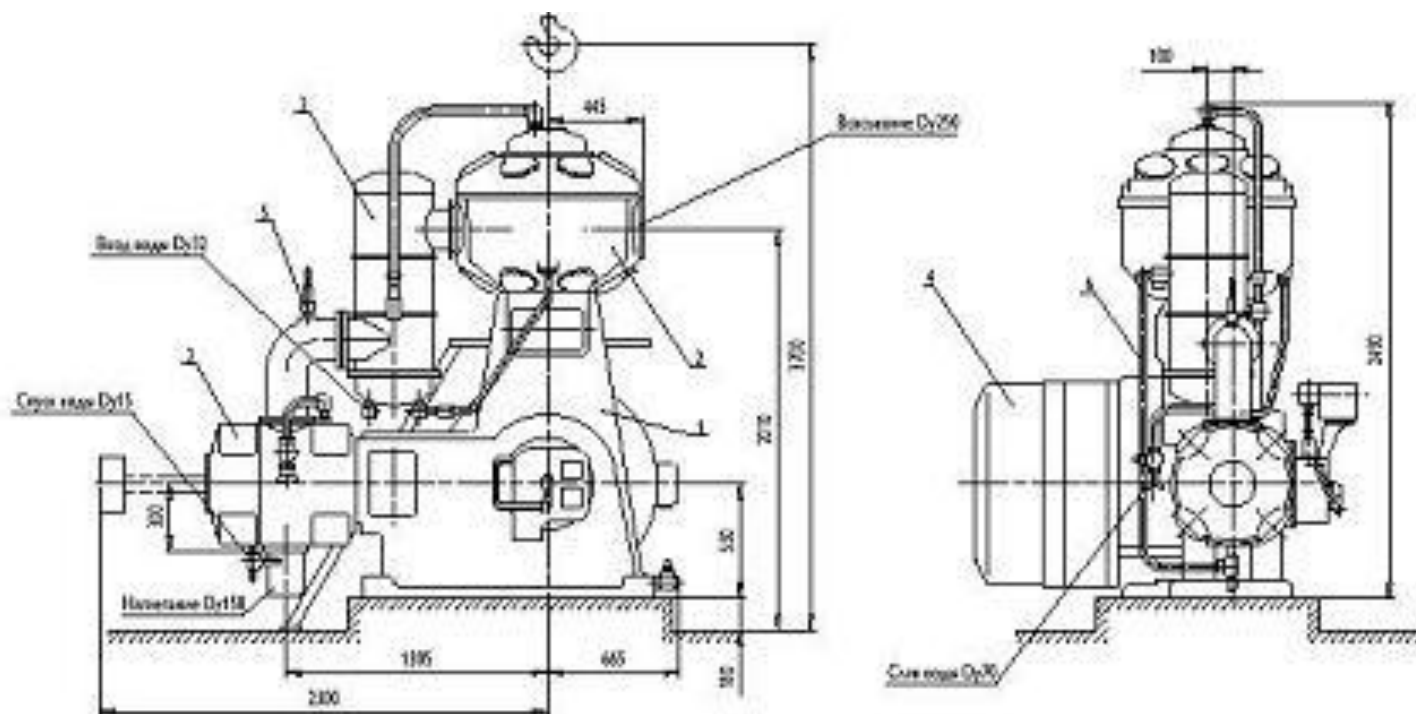


6-ти ступенчатый оппозитный компрессор высокого давления с газоохладителями

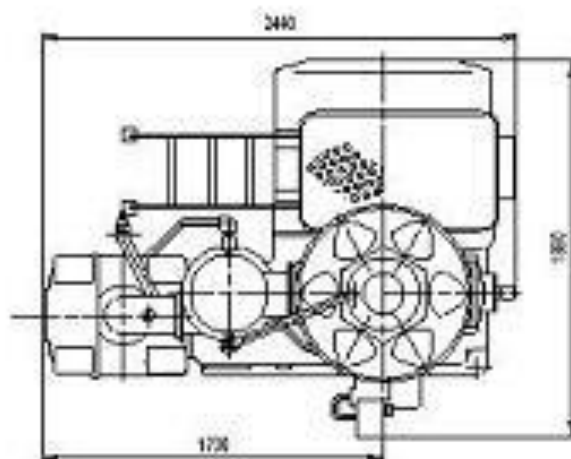




Угловая схема двухступенчатого компрессора со встроенным холодильником



305ВП-30/8



Чертеж 305ВП-30/8

- 1 - база компрессора;
- 2 - цилиндры;
- 3 - промежуточный охладитель;
- 4 - электродвигатель в комплекте;
- 5 - предохранительный клапан;
- 6 - водная система охлаждения.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа

Аппарат воздушного охлаждения (АВО) предназначен для охлаждения или конденсации части технологических потоков газа.

Эксплуатируется на открытых технологических площадках в районах с умеренным или холодным климатом. Температура технологического потока от -40 до 300 °С, давление до $7,5$ Мпа. Теплообменные трубы выполняются длиной от $1,5$ до 8 м с оребрением в виде накатанной моно- или биметаллической ленты и komponуются в секции.

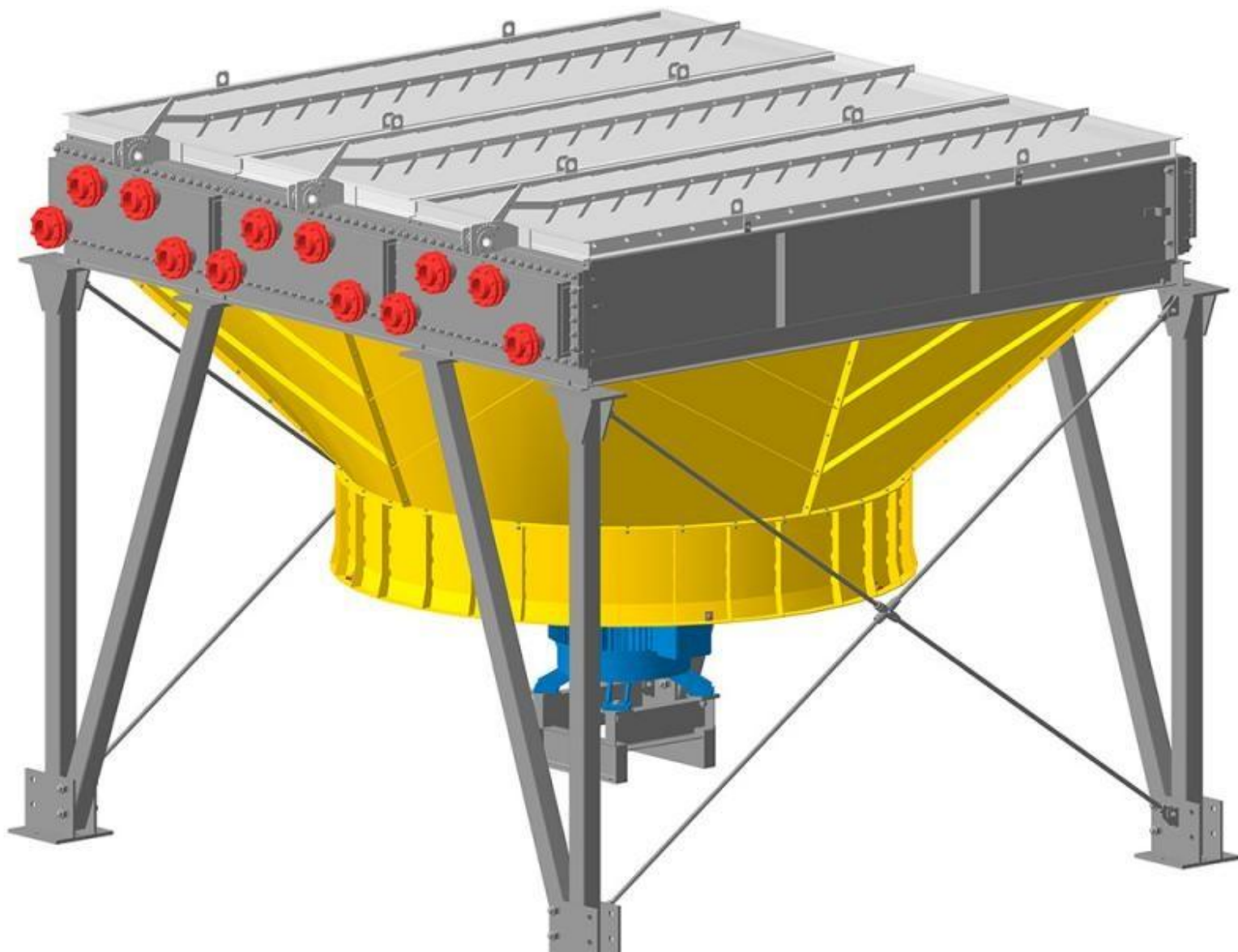
Коэффициент оребрения (отношение полной поверхности оребренной трубы к наружной поверхности трубы по диаметру основания ребер) 9 или $14,6$.

Мощность установленных электродвигателей составляет $3-100$ кВт, что обеспечивает скорости воздушного потока $5-15$ м/с в узких сечениях секций. Количество ходов по трубному пространству от 1 до 8 .

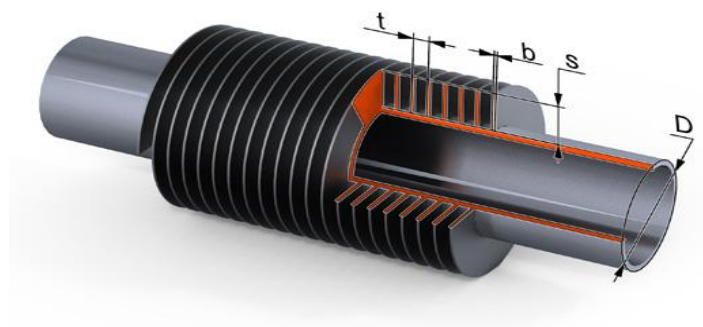
Основные преимущества АВО:

- полная независимость от источников водоснабжения;
- сравнительно низкая удельная металлоемкость (на единицу тепловой нагрузки);
- низкие капитальные и эксплуатационные расходы.

АВО газа в сборе

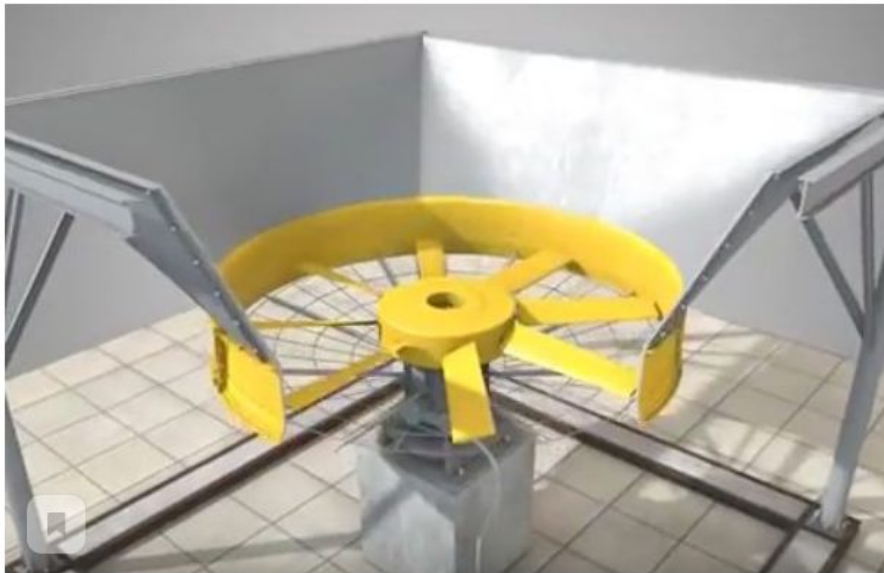
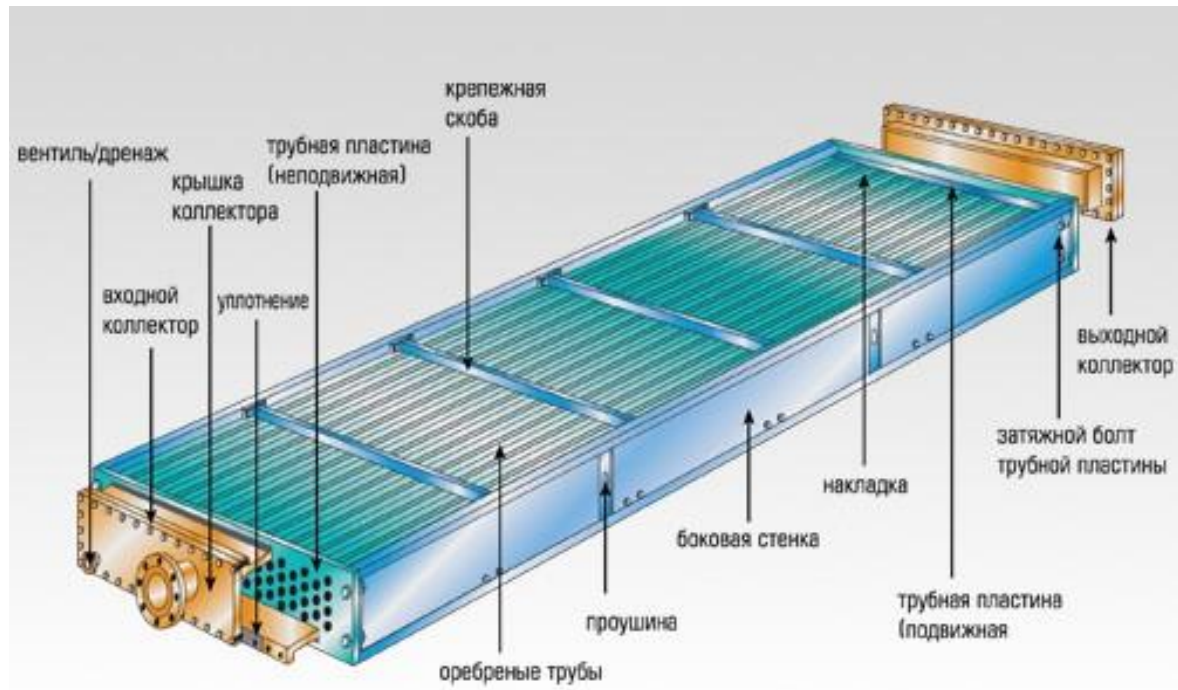


Теплообменная труба



Коэффициент оребрения	Наружный диаметр, мм	Высота ребра, мм	Кол-во ребер на 1 м погонной длины	Длина трубы, мм
9	49	10,5	286	12 000
14,6	56	14	333	12 000
20	57	15	400	12 000
22	57	15	433	12 000

Элементы АВО газа



Подогреватель газа

