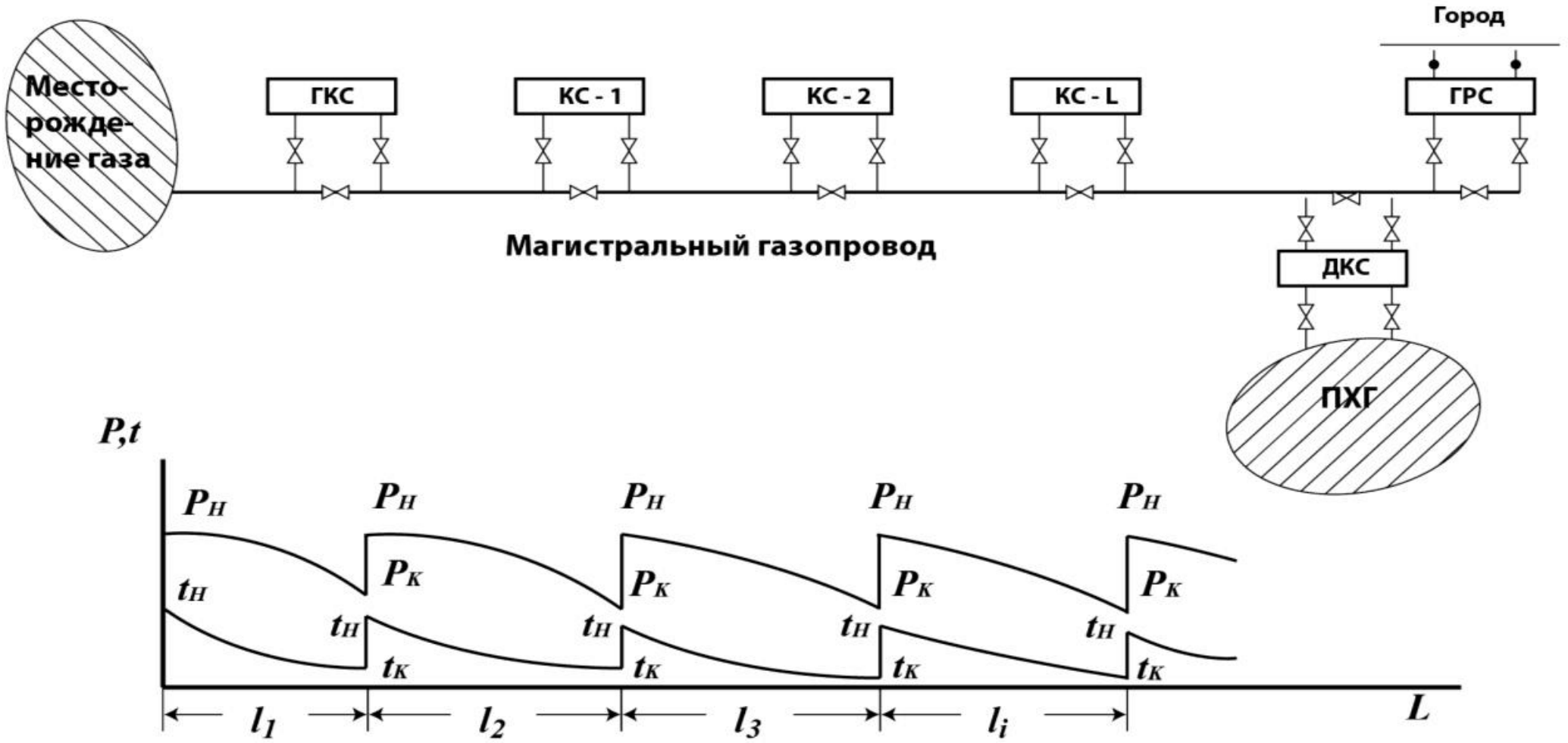
Компоновка компрессорных станций. Основные объекты и процессы КС

При движении газа по газопроводу происходит:

1) потеря давления из-за разного гидравлического сопротивления по длине трубы;
2) падение давления вызывает снижение пропускной способности магистрали;
3) одновременно снижается и температура транспортируемого газа, главным образом из-за передачи тепла через стенку трубы в грунт и атмосферу.



Классификация КС

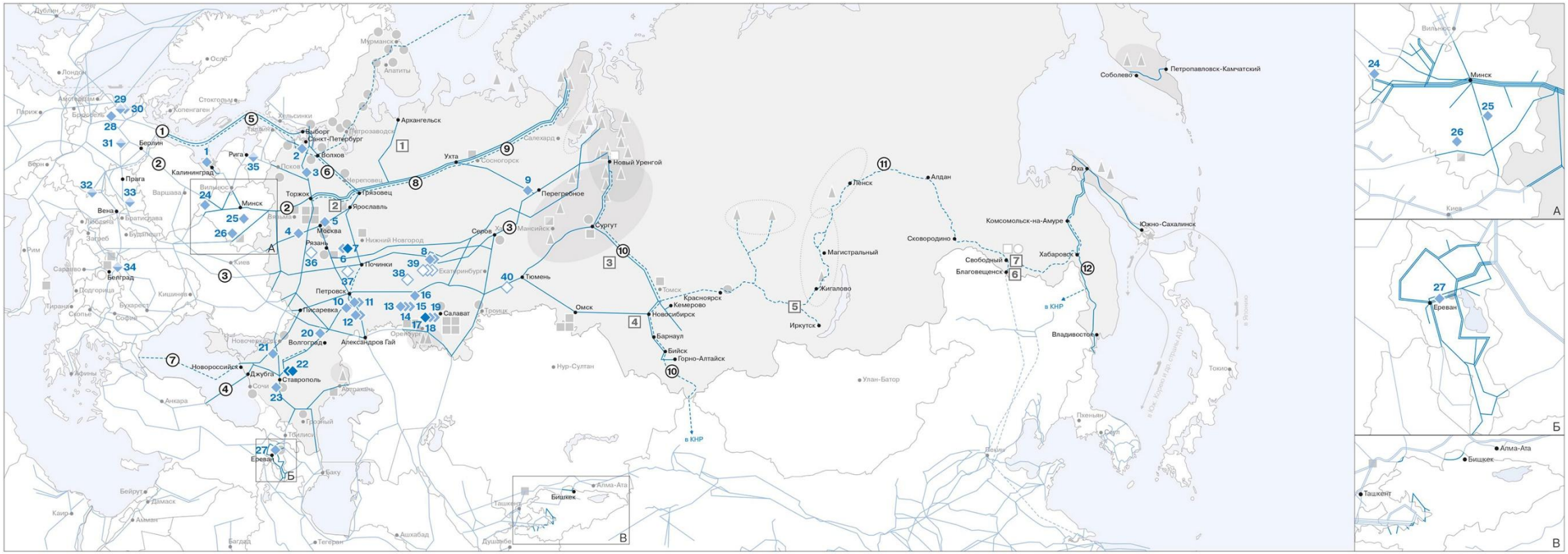
1) КС по технологическому принципу подразделяются на три группы: головные, линейные и дожимные.

2) По типу применяемых на газоперекачивающих агрегатов (ГПА) КС разделяются на:

- ✓ станции, оборудованные **центробежными** нагнетателями **с газотурбинным приводом**;
- ✓ станции, оборудованные **центробежными** нагнетателями с приводом от **электродвигателя**;
- ✓ станции, оборудованные **поршневыми** компрессорами с газомоторным приводом (газомотокомпрессоры).

В настоящий момент российская газовая отрасль полностью обеспечивает себя отечественными ГПА. Их делают в России несколько заводов — в Казани, Перми, Рыбинске, Санкт-Петербурге и Уфе.

Основные проекты Группы «Газпром» в транспортировке и подземном хранении газа



Основные магистральные газопроводы

- Действующие газопроводы Группы Газпром
- Другие действующие газопроводы
- Строящиеся и перспективные газопроводы

Объекты подземного хранения газа

- Действующие объекты с активной емкостью более 5 млрд м³
- Действующие объекты с активной емкостью менее 5 млрд м³
- Действующие объекты с участием Группы Газпром в качестве соинвестора
- Строящиеся и перспективные объекты

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2018 г.

Основные маршруты поставки газа на экспорт

1. Газопровод «Северный поток»
2. Газопровод Ямал — Европа
3. Газопровод Уренгой — Ужгород
4. Газопровод «Голубой поток»

Газотранспортные проекты

5. Газопровод «Северный поток — 2»
6. Развитие газотранспортных мощностей ЕСГ Северо-Западного региона, участок Грязовец — КС Славянская
7. Газопровод «Турецкий поток»
8. Газопроводы «Ухта — Торжок — 2» и «Ухта — Торжок — 3»
9. Газопроводы «Бованенково — Ухта — 2» и «Бованенково — Ухта — 3»
10. Газопровод «Сила Сибири — 2»
11. Газопровод «Сила Сибири»
12. Сахалин — Хабаровск — Владивосток

Разведываемые площади под ПХГ

1. Архангельская
2. Скалинская
3. Тигинская
4. Утянская
5. Ангарская
6. Благовещенская
7. Белогорская

Действующие объекты ПХГ Группы Газпром

1. Калининградское
2. Гатчинское
3. Невское
4. Калужское
5. Щелковское
6. Увязовское
7. Касимовское
8. Карашурское
9. Пунгинское
10. Песчано-Уметское
11. Елшано-Курдюмское
12. Степновское
13. Дмитриевское
14. Михайловское
15. Кирюшкинское
16. Аманакское
17. Совхозное
18. Мусинское
19. Канчуринское
20. Волгоградское
21. Кущевское
22. Северо-Ставропольское
23. Краснодарское
24. Прибугское (Беларусь)
25. Осиповичское (Беларусь)
26. Мозырское (Беларусь)
27. Абовянская СПХГ (Армения)
28. Реден (Германия)

Действующие объекты ПХГ с участием Группы Газпром в качестве соинвестора

29. Йемгум (Германия)
30. Этцель (Германия)
31. Катарина (Германия)
32. Хайдах (Австрия)
33. Дамборжице (Чехия)
34. Банатский Двор (Сербия)
35. Инчукалнское (Латвия)

Строящиеся и перспективные объекты ПХГ

36. Новомосковское
37. Беднодемьяновское
38. Арбузовское
39. Удмуртский резервирующий комплекс
40. Шатровское

Показатели компрессорного парка ПАО “Газром”

Тип привода	Установленная мощность (млн. кВт) , %	Количество ГПА, (штук)	Относительное время использования в 2001 г., %
Газотурбинный	36,6 (85,5)	3031	38,4
Электрический	6,1 (13,5)	746	14,8
Поршневой	0,2 (1)	293	19,5
Всего	42,9 (100)	4070	33

Перспективность использования ГТУ на компрессорных станциях связана с их высокой энергоемкостью, автономностью, не требующей подвода дополнительной энергии. Компактность ГТУ позволяет производить их в блочно-модульном исполнении, что облегчает условия монтажа и технического обслуживания.

Современный технический уровень эффективности центробежного газового компрессора

Класс мощности, МВт	КПД ГТУ в станционных условиях, %		
	авиационные (судовые) простого цикла	промышленные простого цикла	промышленные регенеративного цикла
2,0–4,0	26,0–30,0	26,0–27,5	32,0–36,0
6,0–8,0	29,0–33,5	28,0–33,0	32,0–34,5
10,0–12,5	31,0–34,5	29,0–34,0	32,0–35,0
16,0–32,0	34,0–40,0	32,0–36,0	34,5–36,5

Примечания

1 Станционные условия: 15 °С; 0,1013 МПа.

2 Показатели относятся к серийной товарной продукции мирового рынка ГТУ. Перспективные разработки и прототипы могут иметь показатели КПД на 1,5 % – 2,0 % больше.

ГТУ **простого цикла -** установка, термодинамический цикл которой состоит только из следующих друг за другом процессов сжатия, нагрева и расширения рабочего тела.

В ГТУ **регенеративного цикла** воздух после компрессора поступает в теплообменник, где он нагревается за счет уходящих газов турбины

Основными критериями выбора параметрического ряда ЦБК являются:

- мощностной ряд применяемых ГПА;
- требуемое отношение давления.

Рекомендуемый мощностной ряд применяемых отечественных ГПА в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-138: 2,5–4,0–6,3–8,0–10,0–12,5–16,0–25,0–32 МВт.

Рекомендуемый параметрический ряд ЦБК для ЛКС, ДКС и КС ПХГ

Тип КС		Отношение давлений	Класс мощности, МВт								
			2,5	4,0	6,3	8,0	10,0	12,5	16,0	25,0	32,0
ЛКС		1,25	+	+	+	+	–	–	–	–	–
		1,35	+	+	+	+	+	+	+	+	+
		1,44	+	+	+	+	+	+	+	+	+
		1,70	–	–	–	–	+	+	+	+	–
ДКС		1,44	–	–	+	+	+	+	+	–	–
		1,70	–	–	+	+	+	+	+	–	–
		2,20	–	–	+	+	+	+	+	+	–
		3,00	–	–	+	+	+	+	+	+	–
		5,00	–	–	+	+	+	+	+	+	–
КС ПХГ	Параллельно	1,44	+	+	+	+	+	+	+	+	+
		1,70	+	+	+	+	+	+	+	+	+
		2,20	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	Последовательно	2,20	+	+	+	+	+	+	+	+	+
		2,70	+	+	+	+	+	+	+	+	+
		4,20	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Система базовых корпусов газовых компрессоров

Основными критериями формирования базовых корпусов ЦБК являются:

- мощностной ряд применяемых ГПА;
- рабочее давление.

Рабочее давление составляет:

- 5,45; 7,45; 9,81 и 11,8 МПа для магистральных газопроводов;
- 12,5; 17 и 22 МПа для КС ПХГ.

Система базовых корпусов ЦБК для ЛКС

Класс мощности, МВт	Рабочее давление, МПа			
	5,45	7,45	9,81	11,80
2,5	(3,8–6,3)	(3,9–6,6)	—	—
4,0	(7,7–13,0)	(7,9–13,4)	—	—
6,3	(11,7–19,7)	(12,0–20,3)	—	—
8,0	(15,6–26,3)	(16,1–27,2)	—	—
10,0	(12,6–24,1)	(12,9–24,8)	—	—
12,5	(15,8–30,2)	(16,2–31,1)	—	—
16,0	(20,3–38,7)	(20,7–39,9)	(21,4–41,3)	(21,9–42,5)
20,0	(25,4–48,5)	(26,0–49,9)	(26,8–51,7)	(27,4–53,2)
25,0	(31,7–60,6)	(32,5–62,5)	(33,5–64,7)	(34,3–66,5)
32,0	(40,7–77,7)	(41,7–80,1)	(42,9–82,9)	(43,9–85,2)

Примечание – В скобках указан диапазон коммерческой производительности ЦБК в млн $м^3$/сут.

Класс мощности, МВт	Рабочее давление, МПа			
	1,00–5,45	2,10–7,45	4,50–9,81	11,80
6,3	(195,1–692,8)	(143,8–329,9)	(109,3–154,0)	–
8,0	(261,2–927,6)	(192,5–441,7)	(146,4–206,1)	–
10,0	(327,4–1162,5)	(241,2–553,6)	(183,3–258,3)	–
12,5	(410,1–1456,0)	(302,1–693,4)	(229,6–323,6)	(229,6)
16,0	(525,8–1847,0)	(387,4–889,1)	(294,4–414,9)	(245,4)
25,0	–	(606,7–1392,3)	(461,1–649,7)	(384,3)

Примечание – В скобках указан диапазон объемной производительности ЦБК, приведенной к условиям на входе, $м^3$/мин.

Производительность – важная характеристика нагнетателя:

Коммерческая млн $нм^3$ / сут.

Объемная $м^3$ / мин.

Массовая кг / ч

Нагнетателями природных газов принято называть компрессорные машины с соотношением давления сжатия свыше 1,1 и не имеющие специальных устройств для охлаждения газа в процессе его сжатия.

Все нагнетатели условно можно разделить на два класса:

- **Неполнонапорные -** имеют степень сжатия в одном нагнетателе 1,25-1,27, создают недостаточно высокое давление;

- **Полнонапорные** – имеют степень сжатия 1,45-1,51.

ГПА для линейных компрессорных станций

Газоперекачивающий агрегат мощность 12 МВт на компрессорной станции «Краснодарская»

Параметр	ГПА-6,3	ГПА-12	ГПА-16	ГПА-25
Номинальная мощность, МВт	6,3	12	16	25
Коммерческая производительность, млн. нм³/сут	11,5	20,4...32,6	22,0...35,0	44,5...57,0
Давление компрессора, МПа	5,49	5,45...9,61	5,45...8,33	7,45
Степень сжатия	1,44	1,32...1,7	1,44...1,61	1,37...1,5
Политропный КПД компрессора	0,84	0,85-0,86	0,85-0,86	0,85-0,86
Частота вращения ротора силовой турбины, об/мин	8200	6500	5300	5000
Эффективный КПД ГТУ (в станционных условиях)	0,30	0,34	0,363	0,395
Удельный расход топливного газа ГТУ, кг/кВт•ч	0,239	0,208	0,192	0,177
Давление газа (max), МПа: - пускового - топливного	 0,294 0.49	 0,6 3,0	 0,6 3,2	 0,6 4,5
Тип масла: - двигателя - компрессора	 МС-8П ТП-22С	 МС-8П ТП-22С	 МС-8П ТП-22С	 МС-8П ТП-22С
Масса, тонн	-	170	220	310
Общий ресурс, тыс. часов	100	100	100	100

ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ КОМПРЕССОР 400-21-1С

АО «РЭП ХОЛДИНГ»

КЛАСС МОЩНОСТИ
32 МВт

Центробежный компрессор 400-21-1С предназначен для перекачивания газа по магистральным газопроводам в составе газоперекачивающего агрегата мощностью 32 МВт.

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

- КПД не менее 0,85
- Степень сжатия 1,44
- Производительность, отнесенная к начальным условиям, 505 м³/мин

Производительность коммерческая, млн нм³/сут	78,9
Конечное давление, абс., МПа	11,86
Отношение давлений	1,4
Частота вращения ротора компрессора, об/мин	5550

ГПА для дожимных компрессорных станций

ГПА для дожимных компрессорных станций предназначены для оборудования действующих и вновь вводимых дожимных компрессорных станций, осуществляющих поддержание заданного давления сырьевого газа **в условиях истощения пластовой энергии**.

Дожимной газоперекачивающий агрегат мощностью 16 МВт на компрессорной станции «ПО «Ямбурггаздобыча»

Основные технические характеристики

Параметр	ГПА-6ДКС	ГПА-10ДКС	ГПА-16ДКС
Номинальная мощность, МВт	6	10	16
Коммерческая производительность, млн. нм³/сут	6,0...8,3	5,0...24,0	8,0...29,0
Давление компрессора, МПа	7,45	12,3	7,45
Степень сжатия	1,1...4	1,25...3	1,45...3
Политропный КПД компрессора	0,8	0,78...0,83	0,78...0,83
Частота вращения ротора силовой турбины, об/мин	7000	9000	5300
Эффективный КПД ГТУ (в станционных условиях)	0,262	0,34	0,363

ГПА для подземных хранилищ газ

Параметр	ГПА-4ПХГ	ГПА-10ПХГ
Номинальная мощность, МВт	4	10
Коммерческая производительность, млн. нм³/сут	1,8...2,5	4,0...11,3
Давление компрессора, МПа	9,92...14,4	7,45...14,4
Степень сжатия	2,2...3	1,57...3,26
Политропный КПД компрессора	0,76...0,80	0,76...0,83
Частота вращения ротора силовой турбины, об/мин	14000	9000
Эффективный КПД ГТУ (в станционных условиях)	0,24	0,34
Удельный расход топливного газа ГТУ, кг/кВт•ч	0,303	0,212
Давление газа (max), МПа: - пускового - топливного	 0,6 1,5	 0,6 3,0
Тип масла: - двигателя - компрессора	 МС-8П ТП-22С	 МС-8П ТП-22С
Масса, тонн	98	185

Газоперекачивающий агрегат на компрессорной станции «Пермская»

Газоперекачивающий агрегат «Ладога-32»

Газопровод Сила Сибири КС-7а Зейская

- ✓Для условий эксплуатации любой сложности, высокий, низкий уровень выбросов и значительный ресурс работы.
- ✓Для перекачивания природного газа под давлением до **120 атмосфер**.
- ✓ГПА-32 «Ладога» разработан на основе базового семейства **газотурбинной установки** MS5002, эксплуатирующейся на многих компрессорных станциях в России.

Состав газоперекачивающего агрегата «Ладога-32»

- ✓ **газотурбинная установка** MS5002E мощностью 32 МВт:
  – турбоблок MS5002E;
  – рама вспомогательных устройств ГТУ MS5002E;
  – кожух шумотеплоизолирующий рамы вспомогательных устройств ГТУ MS5002E;
  – кожух шумотеплоизолирующий отсека газотурбинной установки MS5002E;
- ✓ **нагнетатель природного газа 400-21-1С;**
- ✓ комплексная **система автоматического управления**;
- ✓ комплексное **воздухоочистительное устройство** (КВОУ);
- ✓ система **электроснабжения**;
- ✓ **контрольно-измерительные приборы** (КИП).

ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ КОМПРЕССОР 220-11-1СМП

АО «РЭП ХОЛДИНГ»

Поставляется в составе ЭГПА на объекты реконструкции электроприводных компрессорных станций ПАО «Газпром» (станции «Газпром трансгаз Томск» – «Володино», «Проскоково», «Чажемто», «Парабель», «Вертикос», «Александровская», объекты «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» и др.).

Производительность коммерческая, млн нм^3/сут	1,25
Конечное давление, абс., МПа	4,41
Отношение давлений	1,26
Частота вращения ротора компрессора, об/мин	8200

Технические характеристики ЭГПА (электроприводные газоперекачивающие агрегаты)

Наименование параметра / компонента	Единица измерения	Значение			
		ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р	ЭГПА-6,3/8200-56/1,44-Р	ЭГПА-12,5/6500-76/1,5-Р	ЭГПА-12,5/6500-76/1,44
Номинальное напряжение на входе	В	6000/10000	6000/10000	6000/10000	6000/10000
Производительность объемная, отнесенная к 20 °С и 0,1013 МПа	млн м³/сут.	12,5	12,0	22,137	24,50
Отношение давлений (степень повышения давления)	о.е.	1,26	1,44	1, 5	1,44
КПД привода (без нагнетателя) в номинальном режиме, не менее	о.е.	0,93	0,93	0,96	0,96
Мощность привода, номинальная	кВт	4000	6300	12500	12500
Частота вращения, номинальная	об./мин.	8200	8200	6500	6500

Наименование параметра / компонента	Единица измерения	Значение			
		ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р	ЭГПА-6,3/8200-56/1,44-Р	ЭГПА-12,5/6500-76/1,5-Р	ЭГПА-12,5/6500-76/1,44
Производительность объемная, отнесённая к начальным условиям	м³/мин.	220	202	280	303
Давление газа конечное абсолютное при выходе из нагнетателя, не более	МПа	4,41	5,49	7,45	7,45
Давление газа начальное абсолютное при входе в нагнетатель, не более	МПа	3,50	3,81	4,966	5,174

Расчет производительности МГ и мощности КС

Пропускная способность МГ (млн. м^3/сут. в пересчете на стандартные условия при 293,15 К и 0,1013 МПа) однониточного участка газопровода для всех режимов течения газа

$$Q = 105{,}087 \cdot D^{2,5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\Delta \cdot \lambda_{ср.} \cdot Z_{ср.} \cdot T_{ср.} \cdot L}},$$

где D – внутренний диаметр газопровода, м;

$p_н$ и $p_к$ – давление газа соответственно в начале и в конце участка газопровода, МПа;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

$T_{ср.}$ – средняя температура по длине газопровода, К;

$Z_{ср.}$ – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа;

L – длина участка газопровода, км.

Затраты мощности КС (кВт) определяют по формуле:

$$N = \frac{N_i}{0{,}95\eta_м},$$

где N_i – внутренняя мощность нагнетателя, определяемая по приведенным характеристикам нагнетателей;

0,95 – коэффициент, учитывающий допуски и техническое состояние нагнетателя;

$\eta_м$ – механический коэффициент полезного действия нагнетателя и редуктора (если имеется); для газотурбинных ГПА лежит в пределах 0,985 – 0,995, для электроприводных ГПА можно принимать равным 0,96.

Расчет мощности нагнетателя

При отсутствии приведенных характеристик нагнетателя допускается приближенное расчетное определение **внутренней мощности нагнетателя (кВт)** по формуле

$$Q = \frac{13{,}34 \cdot Z_{вс} \cdot T_{вс} \cdot Q_к}{\eta_{пол}} (\varepsilon^{0{,}3} - 1),$$

где $\varepsilon = \frac{p_{наг}}{p_{вс}}$ – степень повышения давления в нагнетателе;

$\eta_{пол}$ – политропический КПД нагнетателя, при отсутствии данных принимаемый равным 0,80;

$Q_к$ – производительность центробежного нагнетателя, млн. м^3/сут. (при 293,15 К и 0,1013 МПа),

$Z_{вс}$ и $T_{вс}$ – коэффициент сжимаемости и температура (К) газа на входе в нагнетатель.

Направления снижения энергозатрат при транспорте газа

- ✓установка на выходе КС аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО);
- ✓своевременная и эффективная очистка внутренней полости трубопровода от разного вида загрязнений; (величина снижения может составлять 10-15 %);
- ✓всегда выгодно поддерживать максимальное давление газа в трубопроводе;
- ✓постепенная замена устаревших низкоэффективных газоперекачивающих агрегатов на ГПА нового поколения;
- ✓реализация программы разработки и основания производства ГПА со стационарным, авиационным и судовым приводом с КПД 32-38%.

Компрессорная станция «Александровская» (МГ “Парабель - Кузбасс”)

Компрессорная станция Володинской ПП (промплощадка), Томского ЛПУМГ, (Томская область, с. Володино)

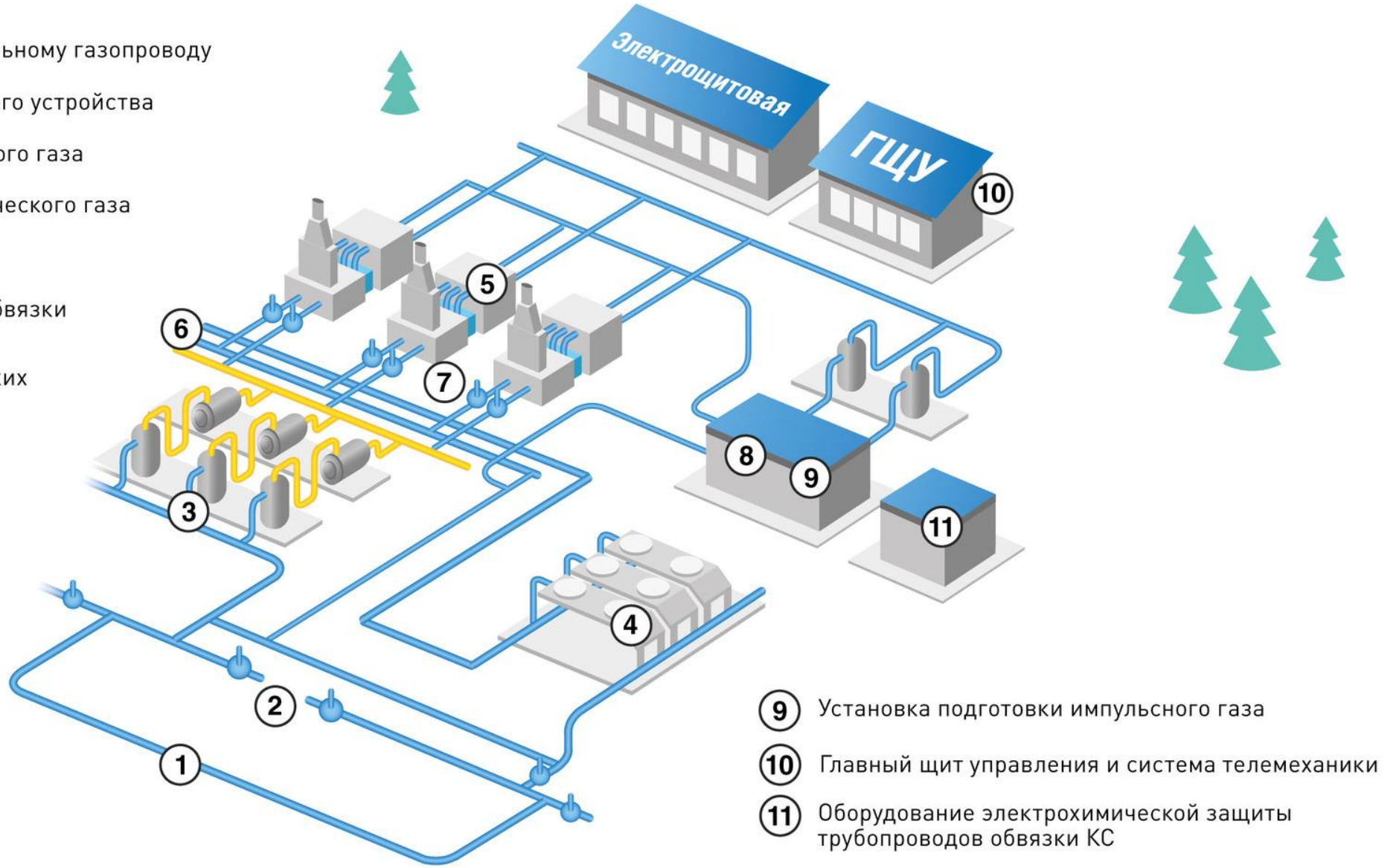
Компрессорная станция “Сальская”, Ростовская область

Технологическая схема компрессорной станции должна обеспечить:

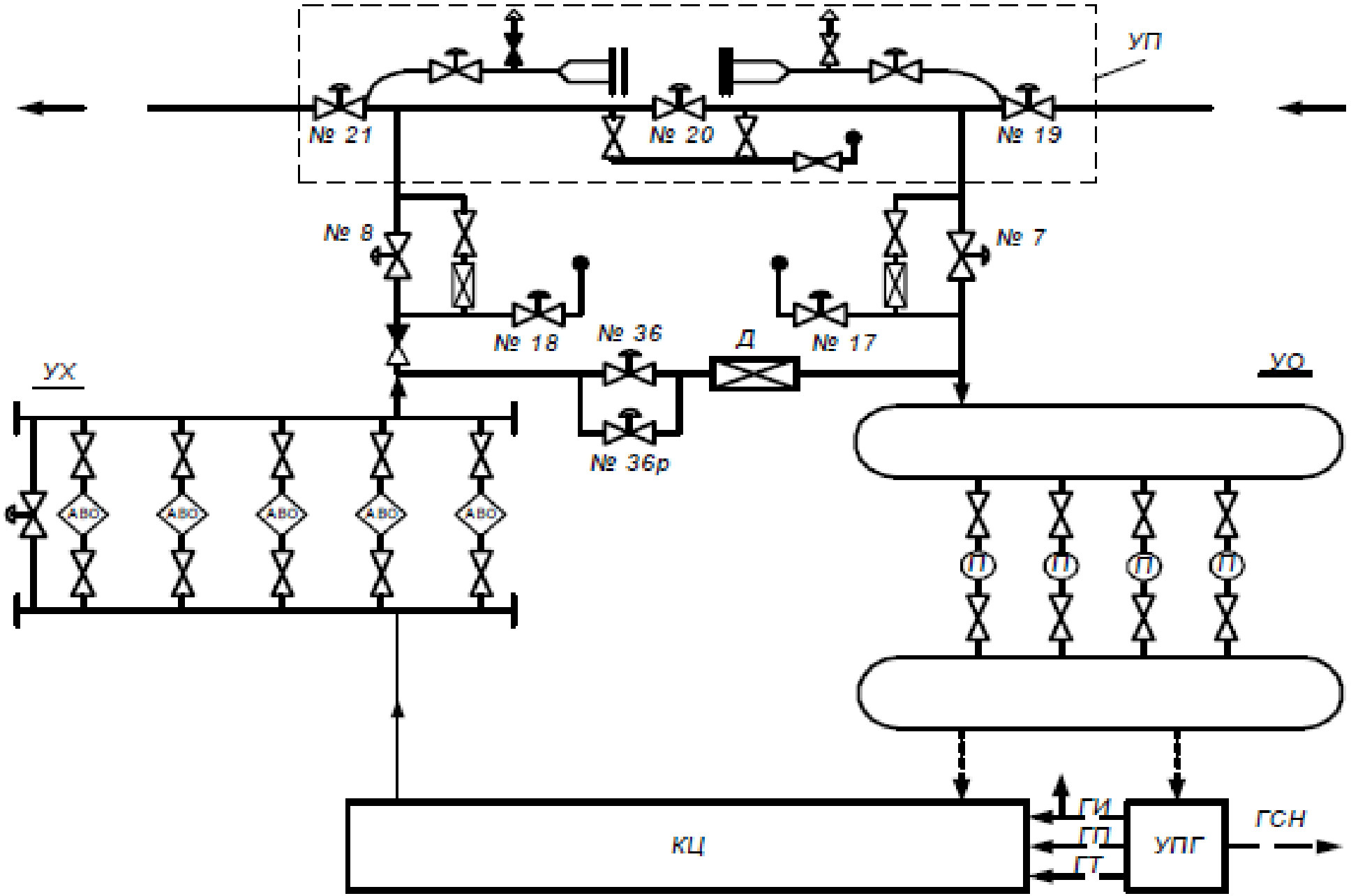
- ✓ приём технологического газа из магистрального газопровода;
- ✓ очистку технологического газа от мехпримесей и капельной влаги в пылеуловителях и фильтр-сепараторах;
- ✓ распределение потоков для последующего сжатия и регулирования схемы загрузки ГПА;
- ✓ охлаждение газа после компремирования в АВО газа;
- ✓ вывод КС на станционное «кольцо» при пуске и остановке ГПА;
- ✓ подачу газа в магистральный газопровод;
- ✓ транзитный проход газа по магистральному газопроводу, минуя КС;
- ✓ при необходимости сброс газа в атмосферу из всех технологических газопроводов компрессорного цеха через свечные краны.

Устройство типовой КС

1. Узел подключения КС к магистральному газопроводу
2. Камеры запуска и приема очистного устройства
3. Установка очистки технологического газа
4. Установка охлаждения технологического газа
5. Газоперекачивающие агрегаты
6. Технологические трубопроводы обвязки компрессорной станции
7. Запорная арматура технологических трубопроводов обвязки агрегатов
8. Установка подготовки пускового и топливного газа



9. Установка подготовки импульсного газа
10. Главный щит управления и система телемеханики
11. Оборудование электрохимической защиты трубопроводов обвязки КС


УП
№ 21
№ 20
№ 19
№ 8
№ 7
№ 18
№ 36
Д
№ 17
УХ
УО
АВО
П
№ 36р
КЦ
ГИ
ГП
ГТ
УПГ
ГСН

Технологическая схема КС-19а газопровода “Уренгой-Новопсков”

- **единая нумерация основных технологических кранов КС**, принятая в системе газовой промышленности России
- все краны на площадке КС разбиты на две группы – общестанционные краны и краны обвязки нагнетателей.
- К общестанционным кранам относятся краны узла подключения станции к магистральному газопроводу (№7, №17, №8, №18, №19, №20, №21) и краны большого или пускового контура компрессорной станции (№36 и №36р).
- Краны №19 и №21 -охранные (входной охранный и выходной охранный).
- Кран №20 – секущий.
- Краны №17 и №18 свечные.

Технологическая схема КС-19а газопровода “Уренгой-Новопсков”

- **Большой контур КС**, включающий в себя клапаны **№36 и №36р**, предназначен для трёх целей:

1. для осуществления плавной загрузки и разгрузки ГПА при их пусках и остановках;
2. для регулирования режима работы КС методом перепуска;
3. для предотвращения у центробежных нагнетателей помпажа и вывода нагнетателей из режима помпажа.

Для облегчения пусков и снижения износа агрегаты пускают в работу постепенно с минимальной загрузкой их по мощности. Минимум загрузки обеспечивается при малых производительностях нагнетателя, которые в условиях КС достигаются работой агрегатов на «станционное кольцо» через клапан №36р. Клапан **№36р – регулирующий**.

Обвязка неполнонапорных нагнетателей по типовой смешанной схеме соединения (I вариант)

1)компрессорный цех с пятью ГПА, которые составляют две группы с двухступенчатым сжатием (один агрегат резервный);

2)первая группа: агрегаты I и II,

вторая группа : агрегаты IV и V.

агрегат III – **резервный**, может подключаться к любой группе, с выводом из них в резерв или ремонт любого нагнетателя;

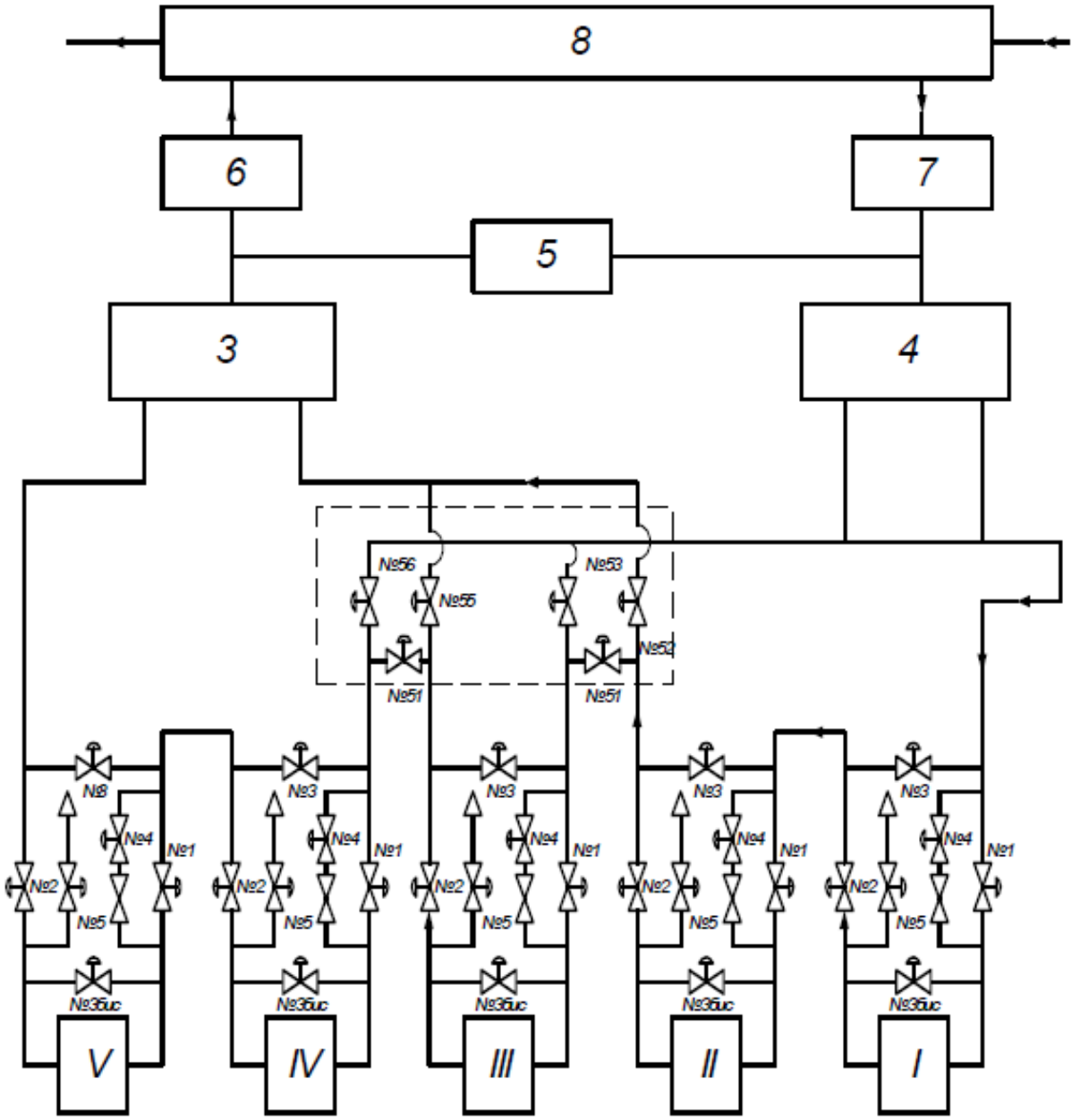
3) **к кранам обвязки нагнетателей относятся**:

режимные краны №51÷№56,

№1, №2 – **отсекающие**, предназначены для отключения нагнетателя от технологических трубопроводов КС,

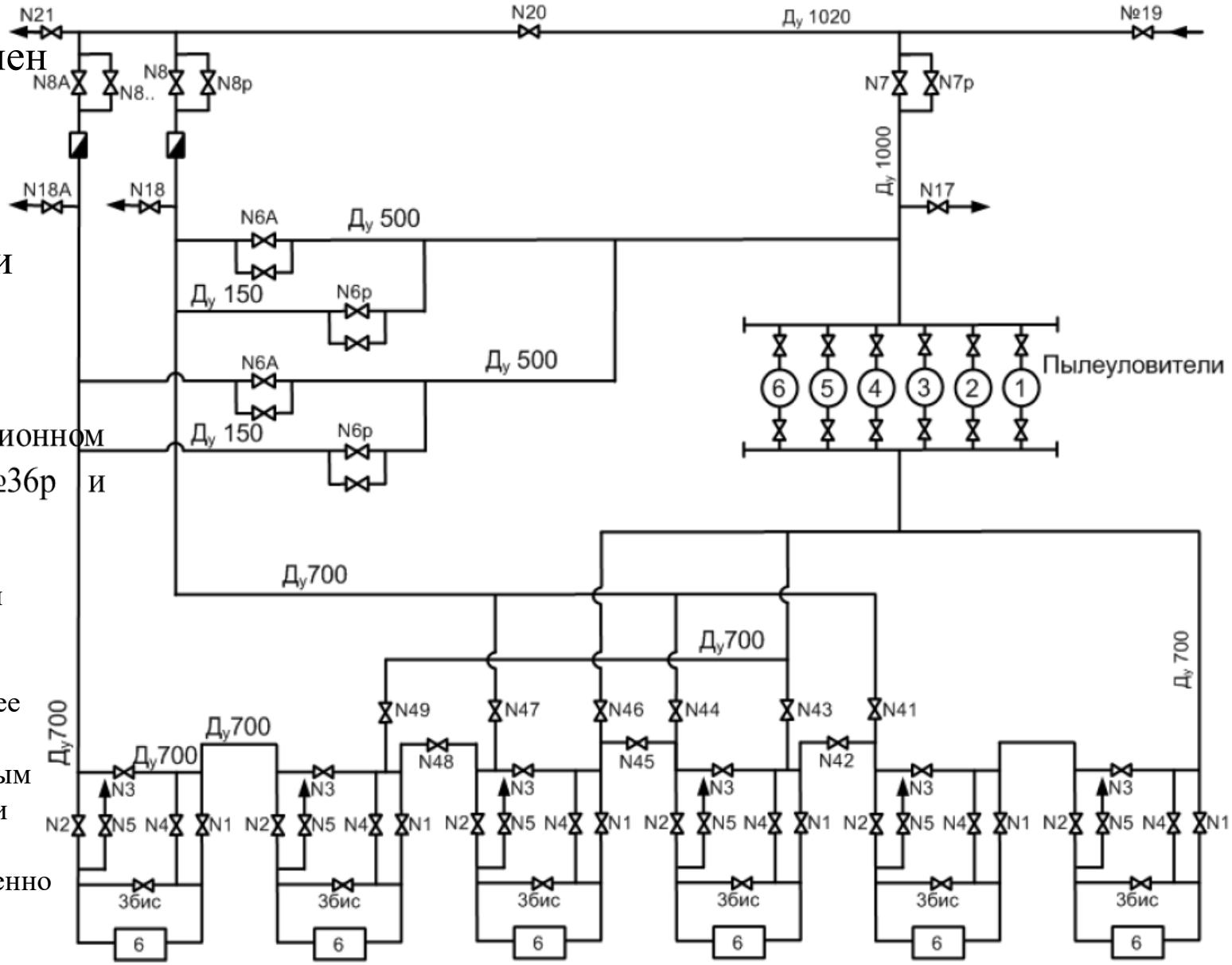
№3 – **проходной**, обеспечивает обвод газа через неработающий нагнетатель,

№4, №5 и №3 бис – используются при пусках и остановках агрегата.



Обвязка неполнонапорных нагнетателей по типовой смешанной схеме соединения (II вариант)

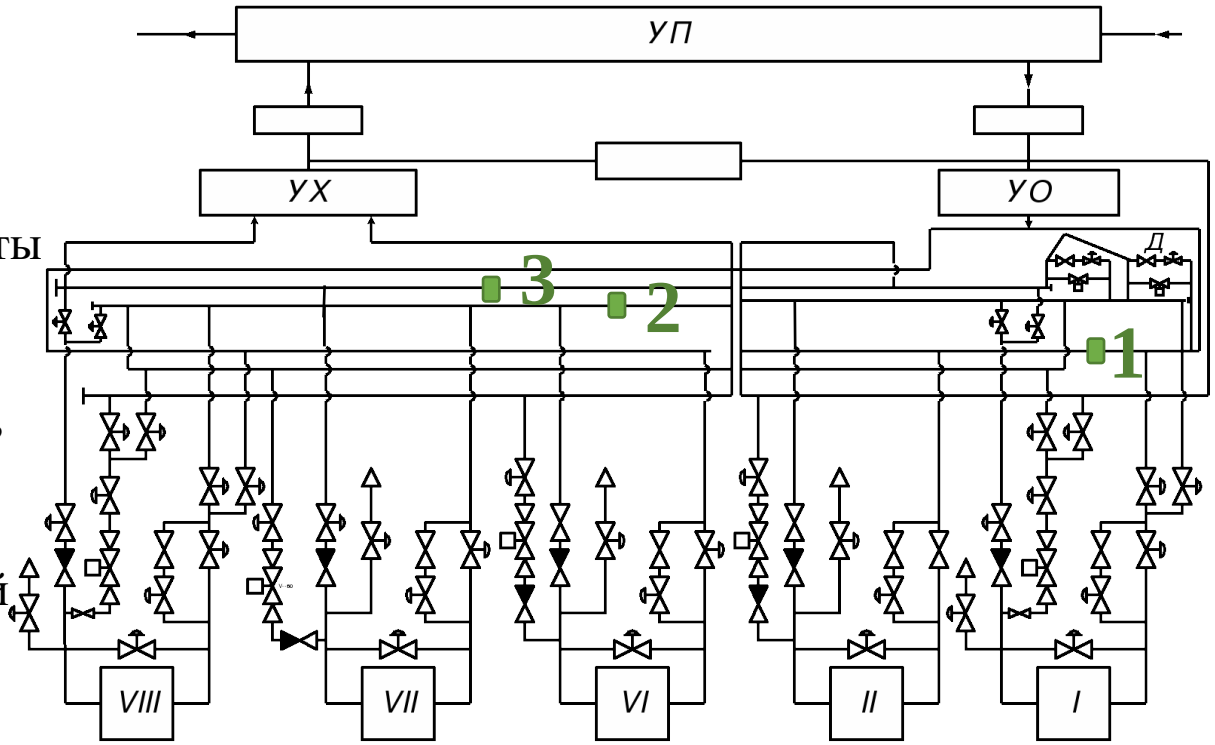
- На каждом выходном шлейфе установлен свой трубопровод, соединенный с входным трубопроводом перед пылеуловителями, позволяющий выводить на «станционное кольцо» при открытии крана 6 или 6А любую из работающих групп ГПА.
- располагает отдельными перемычками на «станционном кольце» с собственными кранами №36, №36р и дросселем «Д».



Перемычка — трубопровод, технологически объединяющий параллельно проложенные газопроводы и позволяющий в случае необходимости (авария, ремонт и т. д.) отключать отдельные участки. При параллельной прокладке двух и более магистральных газопроводов следует предусматривать перемычки: с запорной арматурой (для газопроводов с равным давлением); с узлами редуцирования и предохранительными устройствами (для газопроводов с различным давлением); с запорной арматурой до и после охранного крана соответственно для входа и выхода компрессорной станции.

Обвязка неполнонапорных нагнетателей по коллекторной схеме соединения

1) Особенность данной схемы – использование в целом для обвязки ГПА трёх коллекторов: всасывающего *1*, промежуточного *2* и нагнетательного *3*.
2) Промежуточный коллектор является нагнетательным для первой ступени сжатия (машины I , II , IV , VI и VIII) и, **одновременно**, всасывающим - для второй ступени (агрегаты I, III , V , VII и VIII).
3) Нагнетатели в цехе разбиваются **не на группы**, как при смешанной схеме обвязки, а **по ступеням сжатия**, которые, как и группы относительно обособлены друг от друга.
4) Создаётся возможность подключать нагнетатели, расположенные по концам цеха или в его середине, к любой ступени сжатия. Это обеспечивает повышенную гибкость резервирования агрегатов **(машины *I* и *VIII* оснащаются более сложной обвязкой, могут быть присоединены к любой ступени сжатия).**
5) На КС с коллекторной схемой обвязки агрегатов существует три пусковых контура: это малый пусковой контур нагнетателя с краном №3 бис, пусковой контур сжатия (у каждой ступени свой) и пусковой контур станции.

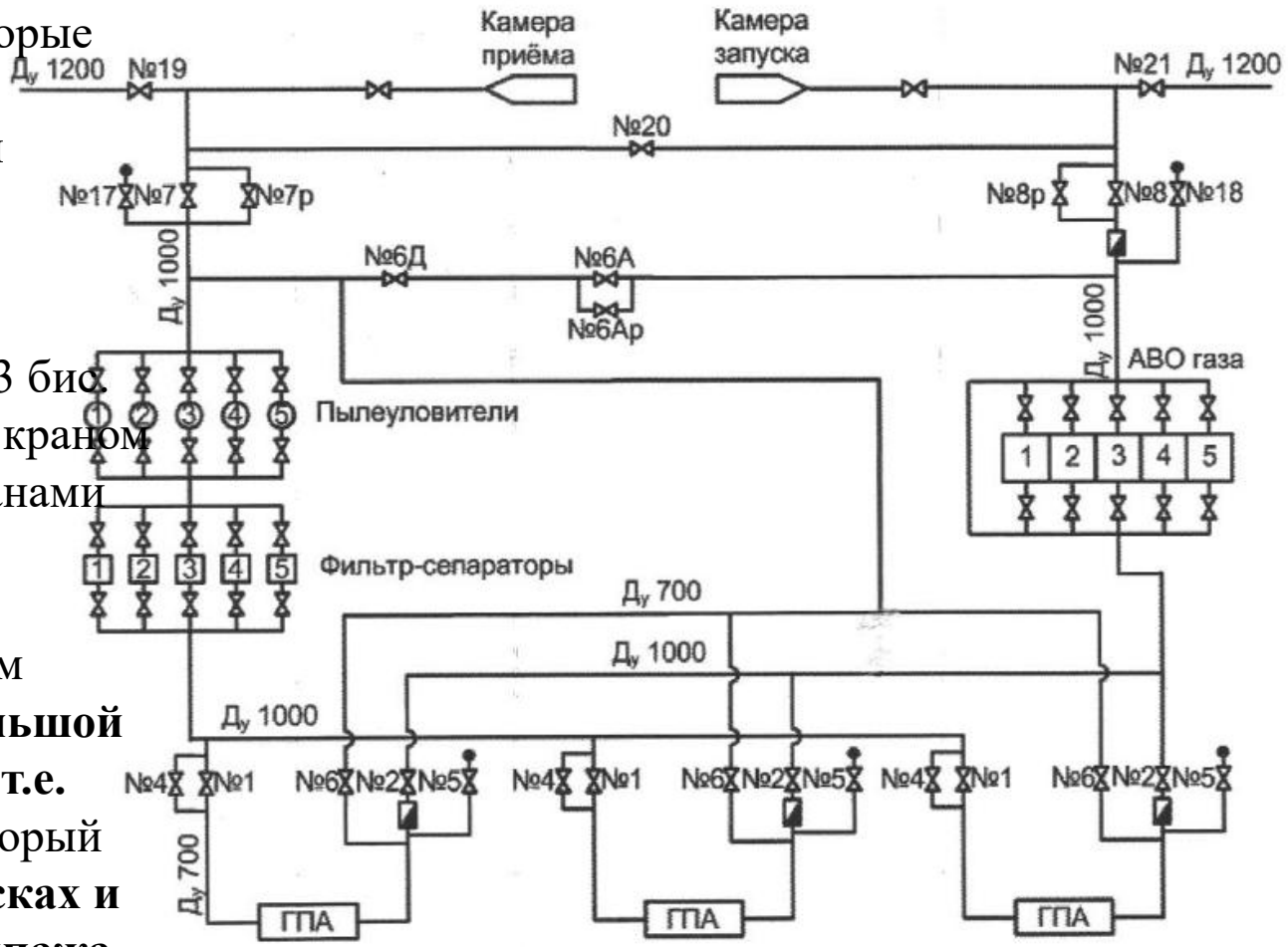


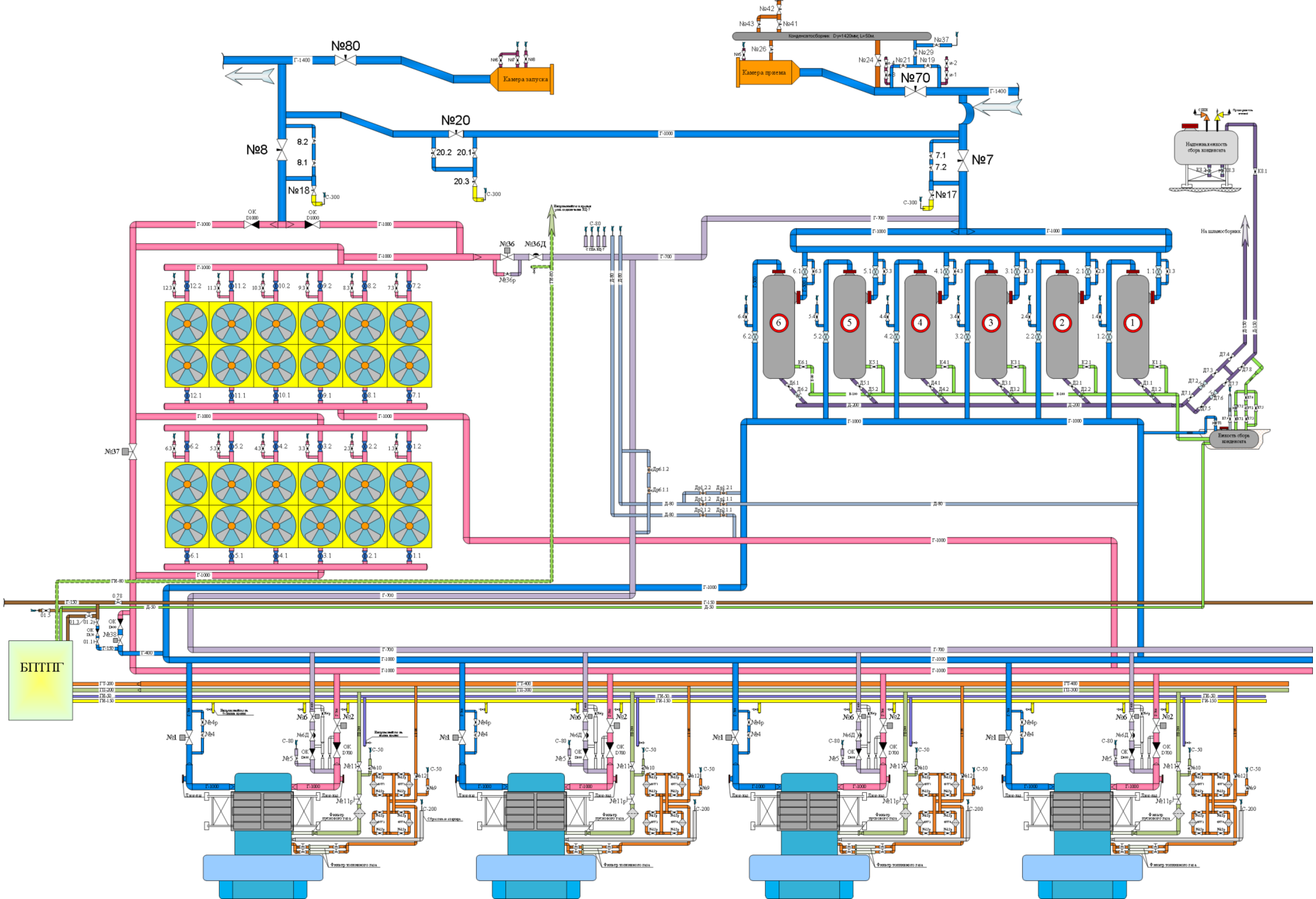
первая ступень сжатия: машины I , II , IV , VI и VIII
вторая ступень сжатия: машины I, III , V , VII и VIII.

Обвязка полнонапорных нагнетателей

Особенностью КС с полнонапорными нагнетателями:

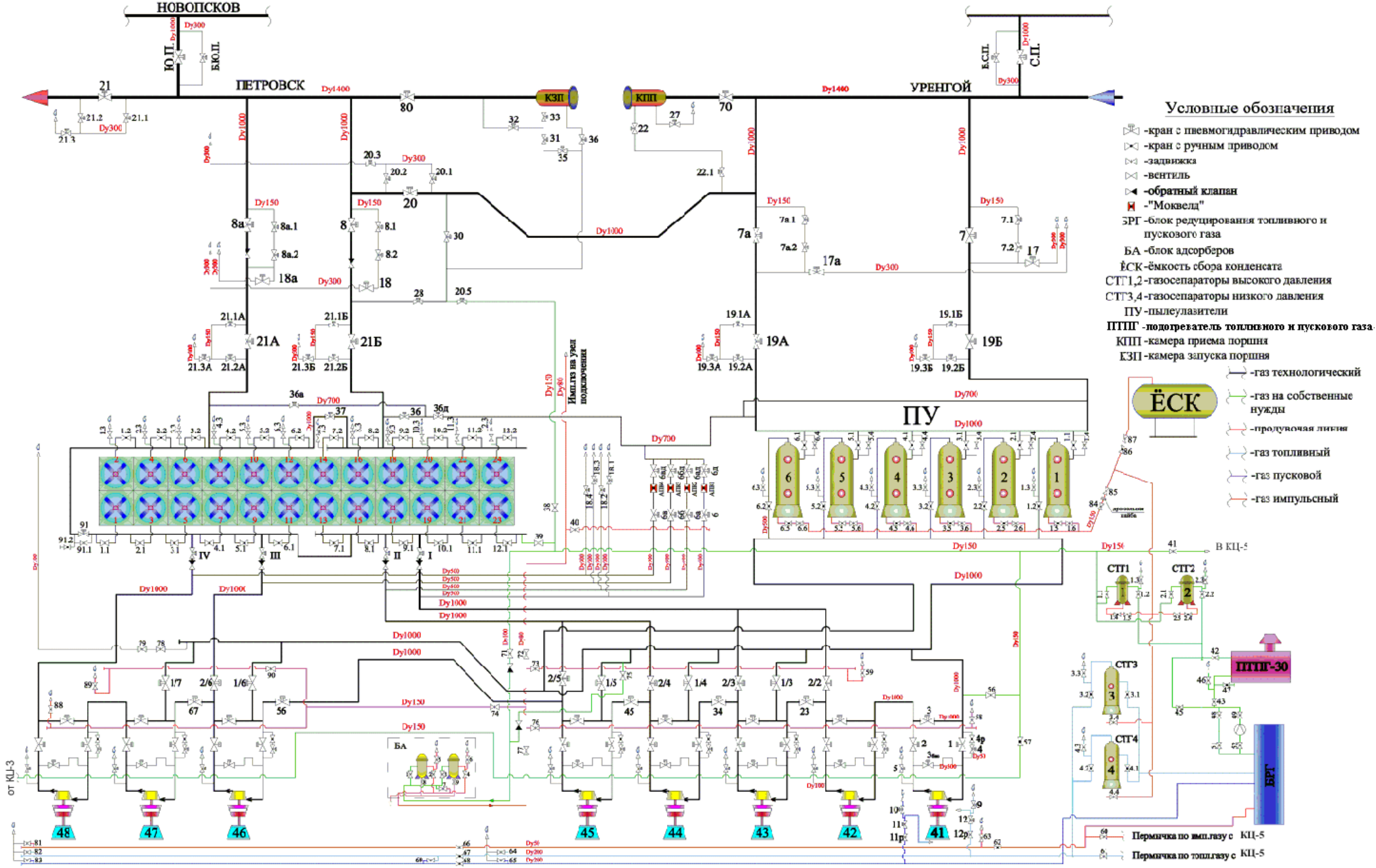
1) отсутствие какой-либо группировки агрегатов в некоторые объединения типа групп или ступеней сжатия.
2) все полнонапорные нагнетатели подключаются к трём коллекторам компрессорного цеха: всасывающему, нагнетательному и коллектору, соединяющему компрессорные машины с пусковым контуром КС.
3) **Отличает обвязки**: отсутствие кранов №3 и крана №3 бис. Малый пусковой контур образуется: трубопроводом с краном №6; коллектором, объединяющим трубопроводы с кранами №6 различных нагнетателей; линией, соединяющей упомянутый коллектор со станционной перемычкой с кранами №36 и №36р и самой этой перемычкой. Таким образом, **малый пусковой контур нагнетателя и большой пусковой контур станции практически совпадают, т.е.** существует один большой перепускной контур, на который имеется **два выхода**: один через **краны №6 – при пусках и остановках отдельных ГПА и выведении их из помпажа**, второй через **клапаны №36 и №36р** при пусках и остановках всей КС, при регулировании режима работы станции и при выведении КС из помпажа.





№80
Г-1400
Камера запуска
Камера приема
№70
№42
№43
№41
№37
№26
№29
№24
№21
№19
№20
№8
№7
8.2
8.1
№18
20.2
20.1
20.3
7.1
7.2
№17
С-300
Г-1000
Г-700
№36
№36Д
№36р
№37
С-80
Д-80
Д-200
Г-150
Д-50
ГИ-80
Г-400
№38
БПТПГ
ГТ-400
ГП-300
ГИ-50
ГИ-150
Надземная емкость сбора конденсата
Емкость сбора конденсата
На шламосборник
№1
№2
№4
№4р
№5
№6
№6Д
№9
№10
№11
№11р
№12
С-50
С-200
Фильтр пускового газа
Фильтр топливного газа

Технологическая схема КЦ-4 г-д "Уренгой-Петровск"
КС "Комсомольская"



Узел очистки газа от механических примесей

- ✓ СТО Газпром 2-3.5-051-2006 "Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов". Количество твердых и жидких примесей в газе после установки очистки не должно превышать допустимых по техническим условиям на газоперекачивающие агрегаты.
- ✓ **ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия**

- ✓ В зависимости от конкретных условий установка включает одну или две последовательные ступени очистки:

1-я ступень: используются циклонные пылеуловители,
2-я ступень: фильтры-сепараторы.

- ✓ Очистка газа должна предусматриваться, как правило, в одну ступень в пылеуловителях. Вторая ступень очистки газа, в фильтрах-сепараторах, может предусматриваться на отдельных компрессорных станциях с повышенной вероятностью поступления жидких фракций.

- ✓ Жидкие и твердые примеси из установки очистки следует, как правило, направлять в резервуар на узле сбора продуктов очистки газопровода.

- ✓ На каждой ступени очистки следует предусматривать замер потерь давления.

Допустимые потери давления газа в технологических трубопроводах и оборудовании КС

Давление в газопроводе (избыточное), МПа	Потери давления газа на КС, МПа			
	На всасывании	На нагнетании		
	При одноступенчатой очистке газа	При двухступенчатой очистке газа	С АВО	Без АВО
5,40	0,08	0,13	0,06	0,03
7,35	0,12	0,19	0,07	0,04
8,34	0,12	0,20	0,08	0,05
9,81	0,13	0,21	0,08	0,05
15,00	0,15	0,25	0,10	0,07

Узел очистки газа от механических примесей

Расчетная работоспособность установок очистки обеспечивается при следующих **условиях на входе**:
содержание твердых примесей для:
одноступенчатой **очистки** — до 5 мг/м^3,
для двухступенчатой **очистки** — до 200 мг/м^3;
содержание жидкой фазы (**расчетная** удельная плотность 0,7 —1,0 г/м^3) для:
одноступенчатой **очистки** — до 1 г/м^3,
для двухступенчатой **очистки** до 5 г/м^3.

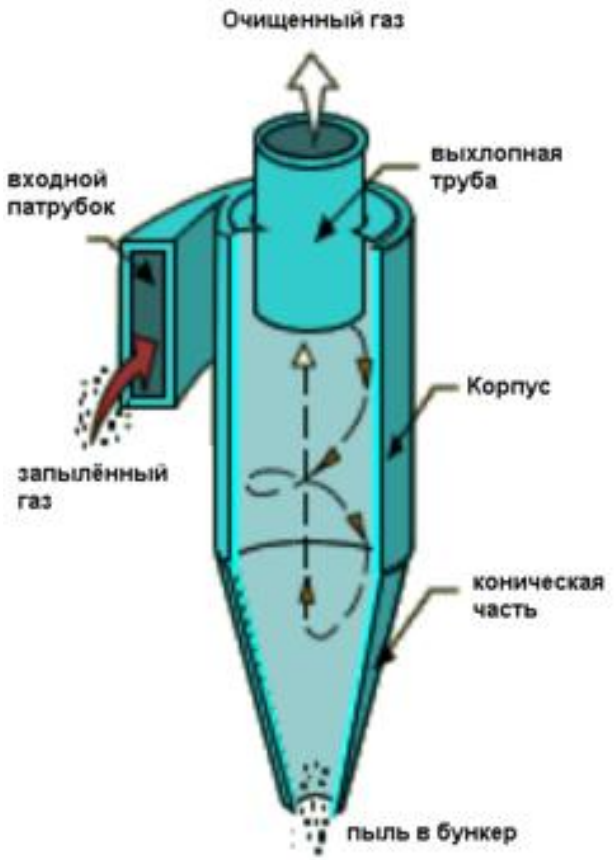
Суммарная остаточная запыленность газа на выходе из установки не должна быть более 1 мг/м^3, из них с частицами более 20 мкм — не более 0,15 мг/м^3; наличие капельной влаги в газовом потоке на выходе из установки не допускается.

Система сбора жидкостей и механических примесей установки очистки может быть выполнена отдельной или объединенной с системой сбора на установке приема и запуска очистных устройств.

Узел очистки газа от механических примесей

Пылеуловители

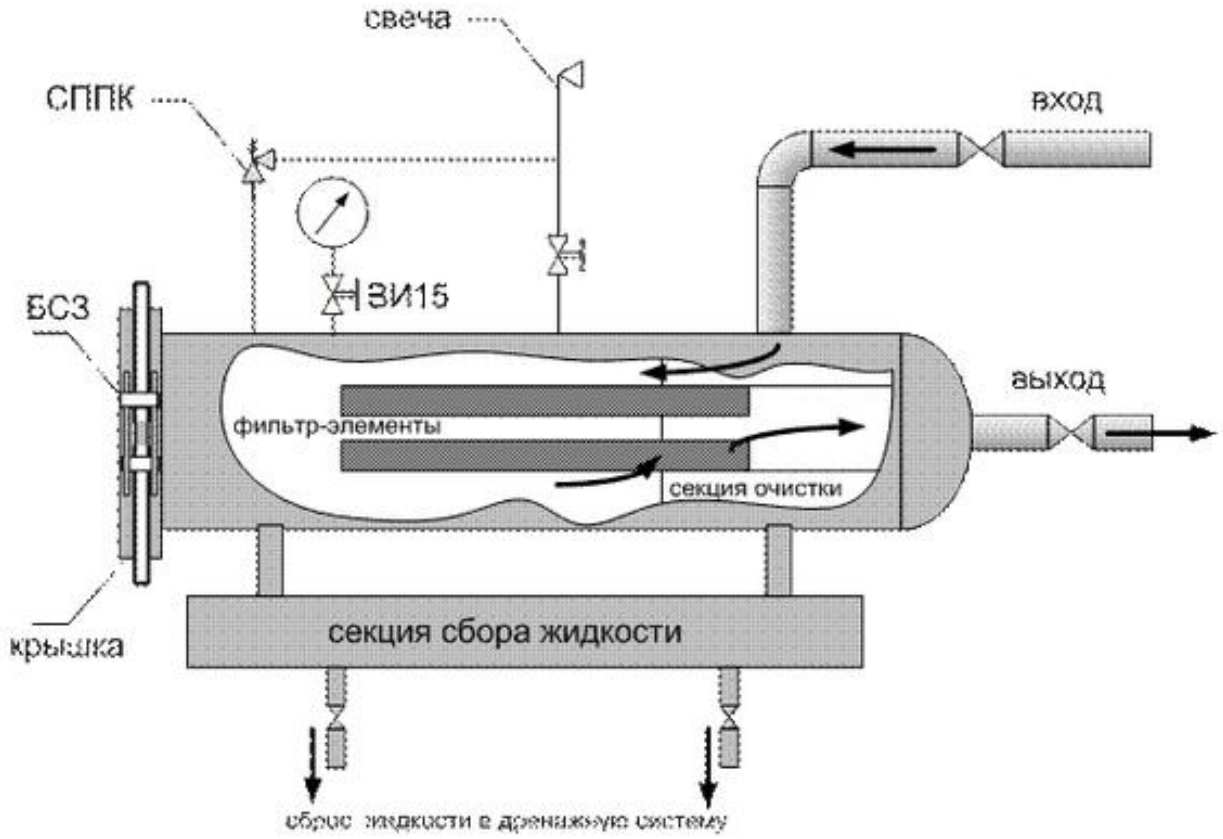
- Циклонный пылеуловитель представляет собой сосуд цилиндрической формы, рассчитанный на рабочее давление в газопроводе, со встроенными в него циклонами.
- Эффективность очистки в них зависит от количества циклонов, а также от обеспечения эксплуатационным персоналом работы этих пылеуловителей в соответствии с режимом, на который они запроектированы.
- Работа пылеуловителя: принцип очистки — инерционный (с использованием центробежной силы), а также гравитационный. Тяжелые жидкие и твердые частицы в таком потоке отбрасываются к стенкам силами циклового устройства и затем оседают в пылегрязесборнике аппарата. Очищенный газ, который формируется из центральных слоев завихренного потока, поступает из циклона в газопровод.
- Нормальный режим работы пылеуловителя: перепад давления на входе и выходе 0,03 – 0,05 МПа.
- Блоки пылеуловителей (ГП 628.00.000) по ТУ 3683-020-00220575-2005 (Завод емкостного оборудования, г. Йошкар-Ола)



Узел очистки газа от механических примесей

Фильтры-сепараторы

- Фильтр-сепараторы, устанавливаются последовательно после циклонных пылеуловителей.
- Работа фильтр-сепаратора: газ после входного патрубка с помощью специального отбойного козырька направляется на вход фильтрующей секции, где происходит коагуля-ция (объединение мелких диспергированных частиц в бóльшие по размеру агрегаты) жидкости и очистка от механических примесей. Через перфориро-ванные отверстия в корпусе фильтрующих элементов газ поступает во вторую фильтрующую секцию - секцию сепарации. В секции сепарации происходит окончательная очистка газа от влаги. Через дренажные патрубки мехпримеси и жидкость удаляются в нижний дренажный сборник и далее в под-земные емкости.
- В процессе эксплуатации происходит улавли-вание мехпримесей на поверхности фильтр-элемента, что приводит к увеличению перепада давлений на фильтр-сепараторе. При достиже-нии перепада, равного 0,04 МПа, фильтр - сепаратор необходимо от-ключить и произвести в нем замену фильтр - элементов на новые.



СППК – сбросные предохранительные пружинные клапаны
БСЗ – быстросъемный затвор

различные тонкости очистки разных ступеней (например: центробежная ступень – 25 мкм, система фильтроэлементов – 5 мкм)

Фильтры-сепараторы на компрессорной станции «Воскресенская», Серпуховское ЛПУМГ

Аппараты воздушного охлаждения газа (АВО)

- В качестве охлаждающего агента используется поток атмосферного воздуха, нагнетаемый специально установленными вентиляторами.
- По расположению теплообменных секций в пространстве АВО подразделяются на типы: горизонтальные (оребрённые пучки теплообменных труб расположены горизонтально), вертикальные, зигзагообразные и дельтаобразные.
- По условиям эксплуатации аппараты могут быть снабжены дополнительными устройствами, обеспечивающими рециркуляцию нагретого в теплообменных секциях воздуха, для предотвращения переохлаждения продукта в зимнее время. Выделяют АВО :
- а) без рециркуляции (рис. 1);
- б) с внутренней рециркуляцией через соседний вентилятор (рис. 2);
- в) с внешним коробом для рециркуляции (рис. 3).

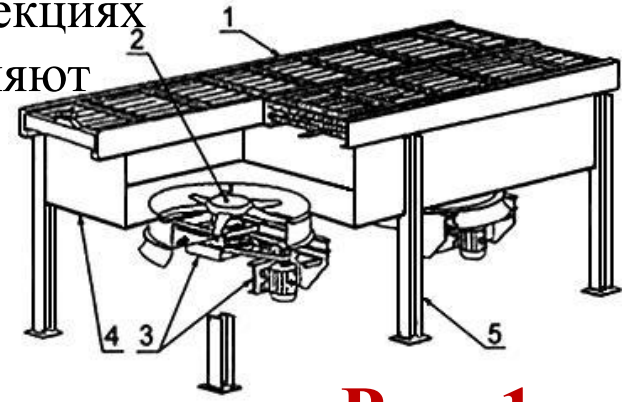


Рис. 1

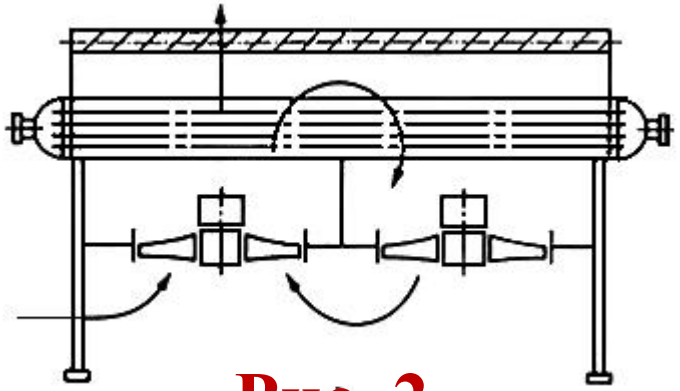


Рис. 2

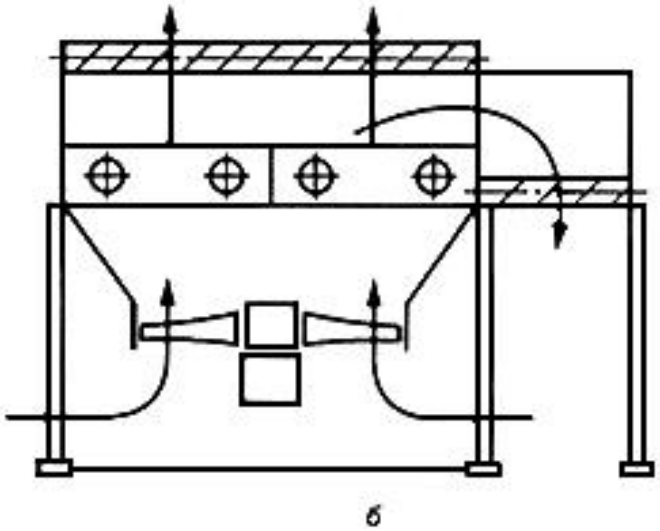


Рис. 3

Аппараты воздушного охлаждения газа (АВО)

ГОСТ Р 51364-99 (ИСО 6758-80) Аппараты воздушного охлаждения. Общие технические условия

- Секции АВО представляют собой пучек из оребренных труб, собранных в трубной решетке, которая соединяется с коллектором, к которому подводят трубопроводы, падающие или отводящие охлаждаемую среду.
- Система подачи воздуха включает в себя: рабочее колесо вентилятора, электродвигатель, диффузор, предохранительную сетку.
- Причины установки АВО на КС: 1) сохранность антикоррозионной изоляции и устойчивости трубопровода; 2) охлаждение приводит к снижению средней температуры газа в участке, снижению гидравлического сопротивления, повышению пропускной способности участка или при неизменной производительности к снижению затрат энергии.
- Снижение средней температуры на 3–4 градуса приводит к повышению пропускной способности на 1%.

Воздух нагнетается лопастями рабочего колеса вентилятора в межтрубное пространство. Лопасти рабочего колеса вентилятора находятся в цилиндрическом коллекторе, который предназначен для направления потока воздуха. Коллектор соединяется с теплообменной секцией с помощью диффузора. Диффузор -перевернутая четырехугольную пирамида и способствует выравниванию скоростей потока воздуха перед входом в секцию. Диффузор коллектора вентилятора крепится к раме. К этой же раме крепятся теплообменные секции. Вентилятор с двигателем находится на специальной раме.

АВО

- ✓ Аппараты воздушного охлаждения **2АВГ-75С**, **2АВГ-100С** (с коллекторами входа и выхода продукта) предназначены для охлаждения природного газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов.
- ✓ Аппараты состоят из горизонтально расположенных секций из оребрённых биметаллических труб, обдуваемых потоком воздуха, который нагнетается снизу осевыми вентиляторами с приводом от тихоходных электродвигателей (с низкими скоростями вращения (**от единиц до нескольких десятков оборотов в минуту**).
- ✓ Аппараты могут эксплуатироваться в условиях холодного климата.

Технические характеристики:

- Коэффициент оребрения труб: 20
- Условное давление, МПа (кгс/см^2): 7,5(75); 8,3(83); 10,0 (100)
- Количество теплообменных секций: 3
- Количество рядов труб в секции: 6
- Число ходов по трубам в секции: 1
- Количество труб: 528
- Длина труб, м: 12
- Число ходов по трубам: 1
- Площадь поверхности теплообмена, м^2: 9930
- Диаметр колеса вентилятора, мм: 5000
- Электродвигатель: ВАСО
- Мощность электродвигателя, кВт: 37
- Количество электродвигателей: 2
- Материал: углеродистая сталь, нержавеющая сталь, латунь

Основной метод измерения расхода газа

В настоящее время в России для измерения объемного расхода природного газа в трубопроводах большого диаметра используют расходомеры переменного перепада давления на основе сужающих устройств (диафрагм).

Выделяют ряд недостатков расходомеров:

- ограниченный диапазон измеряемых расходов;
- затупление и загрязнение кромки диафрагмы в процессе эксплуатации, что приводит к значительному увеличению погрешности, как правило, в сторону занижения расхода;
- потеря давления в трубопроводе;
- высокая стоимость оборудования, строительства и монтажа замерного узла и др.

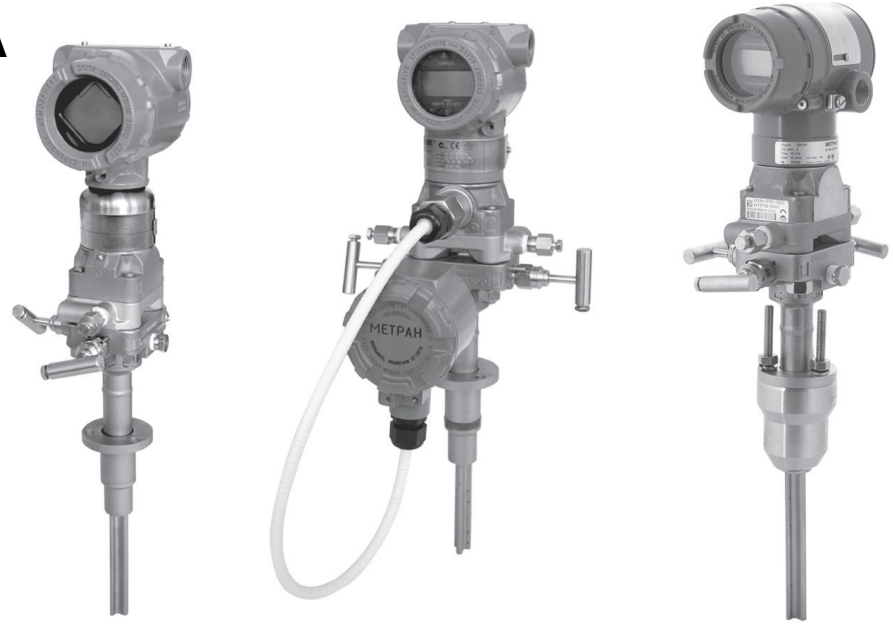
Перепад давления, по которому судят о расходе газа, измеряют с помощью дифференциальных манометров (дифманометров) с механическими отсчетными устройствами или электрическими выходными сигналами.

Из **ВРД** (Ведомственный руководящий документ) **39-1.8-055-2002** Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС И КС ПХГ: на входном шлейфе КС должно быть предусмотрено устройство технологического замера расхода газа (например, типа "Аннубар" или другого типа).

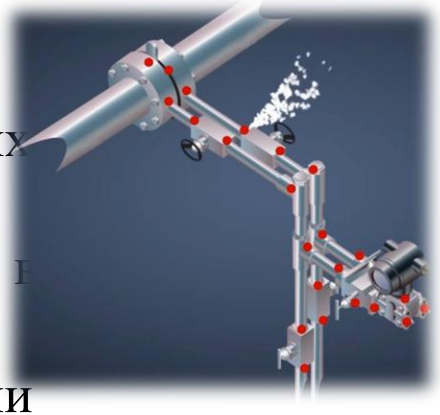
Измерение расхода газа (принцип перепада давления)

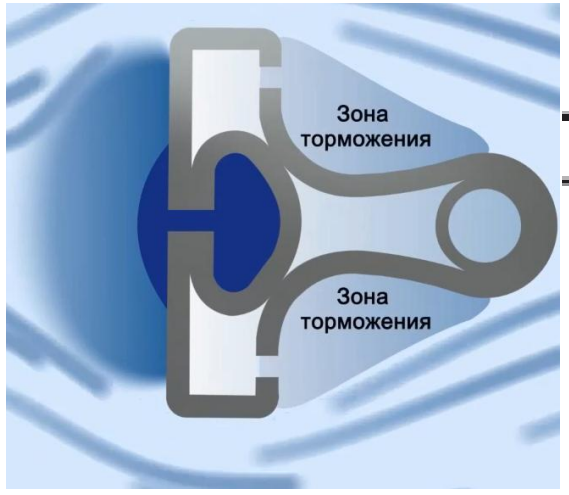
Расходомеры на основе Annubar

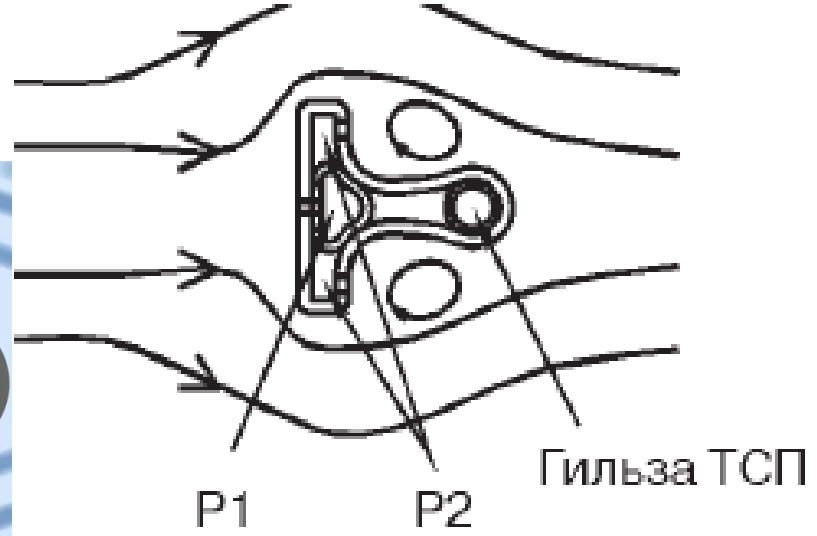
Метран-350, Rosemount 3051SFA



- исключается потребность в импульсных линиях (соединяющих диафрагму и преобразователь разности давлений), сокращается количество потенциальных мест утечек среды;
- низкие безвозвратные потери давления в трубопроводе;
- многопараметрические преобразователи в составе расходомеров обеспечивают вычисление мгновенного массового или объемного расхода газа, **приведенного к стандартным условиям**;
- установка расходомера менее трудоемка по сравнению с установкой измерительного комплекса на базе стандартной. диафрагмы.







ОНТ Annubar 485

Измерение расхода газа (принцип перепада давления)

Согласно уравнению Бернулли **внутренняя энергия** текущего вещества является **постоянной**, она **складывается из суммы статической (давление) и кинетической (движение) энергии**. Поэтому увеличение скорости вызывает уменьшение статического давления. Эта разница давлений, так называемый перепад давления, является мерой для расхода.

Общее соотношение: $q = c\sqrt{\Delta p}$

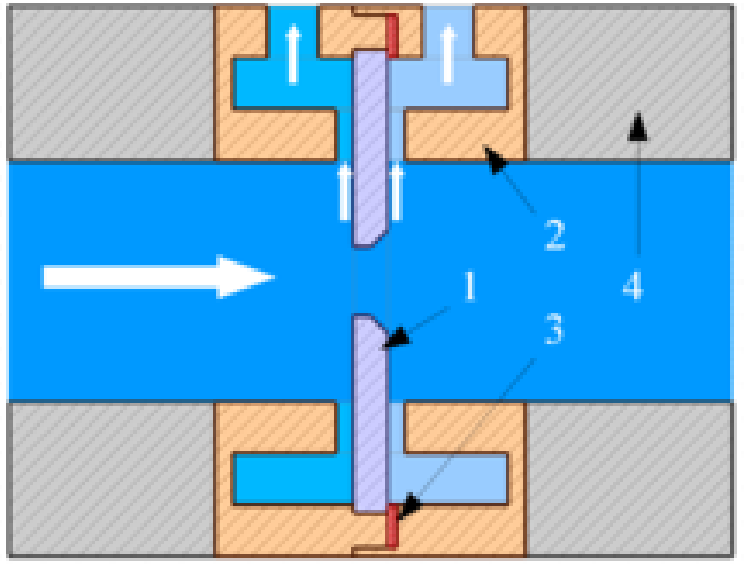
где:

- q: расход (q_v) объёмный расход
- Δp: перепад давления
- c: постоянный коэффициент для данного расходомера.

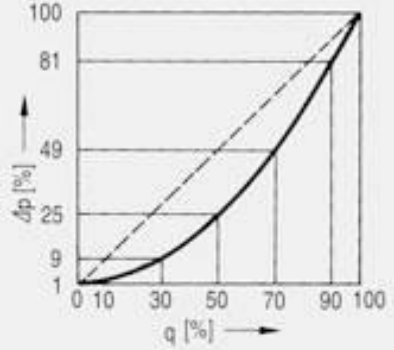
перепад давления на сужающем устройстве Δp зависит от расхода газа и пропорционален его квадрату.

Сужающие устройства (измерительные диафрагмы, диафрагменные счетчики).

Измерительные диафрагмы, модель FLC-OP



обозначения: 1. Диафрагма; 2. Кольцевая камера; 3. Прокладка; 4. Труба. Стрелки показывают направление жидкости/газа. Оттенками цвета выделено изменение давления.

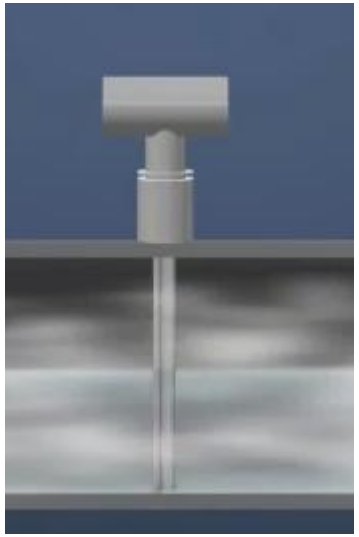


q	0	1	3	5	8	10	15	20	30	40	50	60	70	80	90	100	%
Δp	0	0.01	0.09	0.25	0.64	1	2.25	4	9	16	25	36	49	64	81	100	%

Setting range for application point of square-rooted charateristic for SITRANS P differential pressure transmitter

Измерение расхода газа (принцип перепада давления)

Расходомеры на основе Annubar



Многопараметрический преобразователь в составе расходомеров обеспечивает:

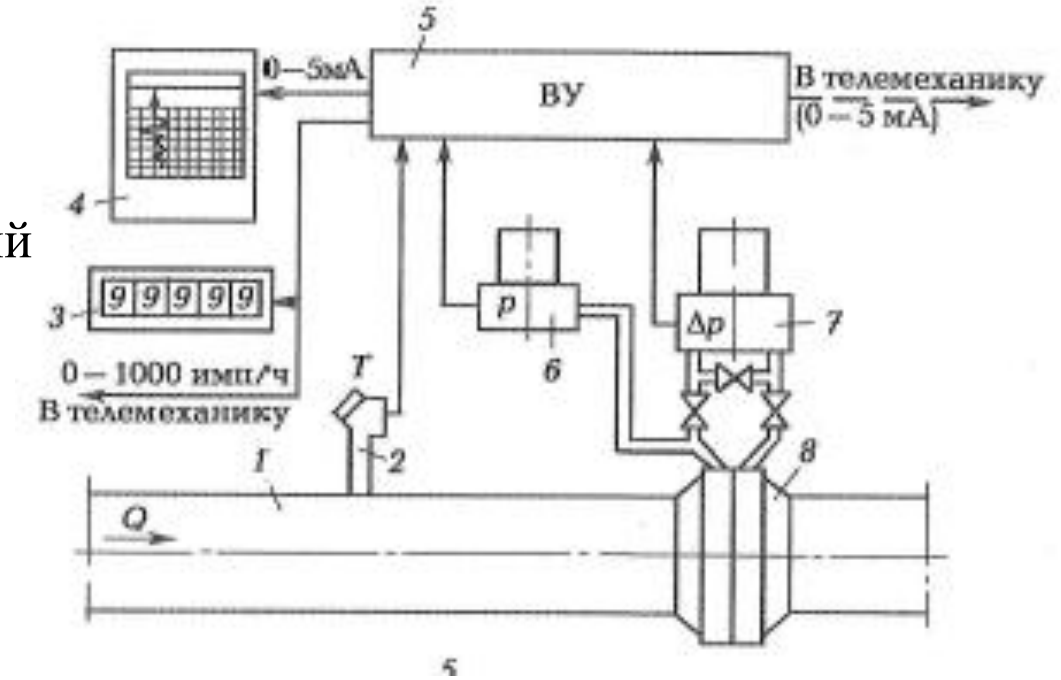
- ✓ измерения трех переменных процесса: перепад давления, абсолютное давление и температура (при помощи дополнительного термопреобразователя сопротивления типа ТСП 100 (Pt 100);
- ✓ вычисление мгновенного объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 (СУ: 20°С; 101, 325 кПа);
- ✓ вычисление количества измеряемой среды (функция счетчика).

Структурная схема автоматических расходоизмерительных комплексов для однониточных пунктов учета газа

В настоящее время для определения расхода и количества природного газа переходят к расходоизмерительным системам, которые:

- обеспечивают автоматическое приведение расхода газа к условиям;
- интегрирование его по времени (для определения объема прошедшего по трубопроводу газа);
- преобразование полученной информации в сигналы, пригодные для передачи в АСУ посредством систем телемеханики.

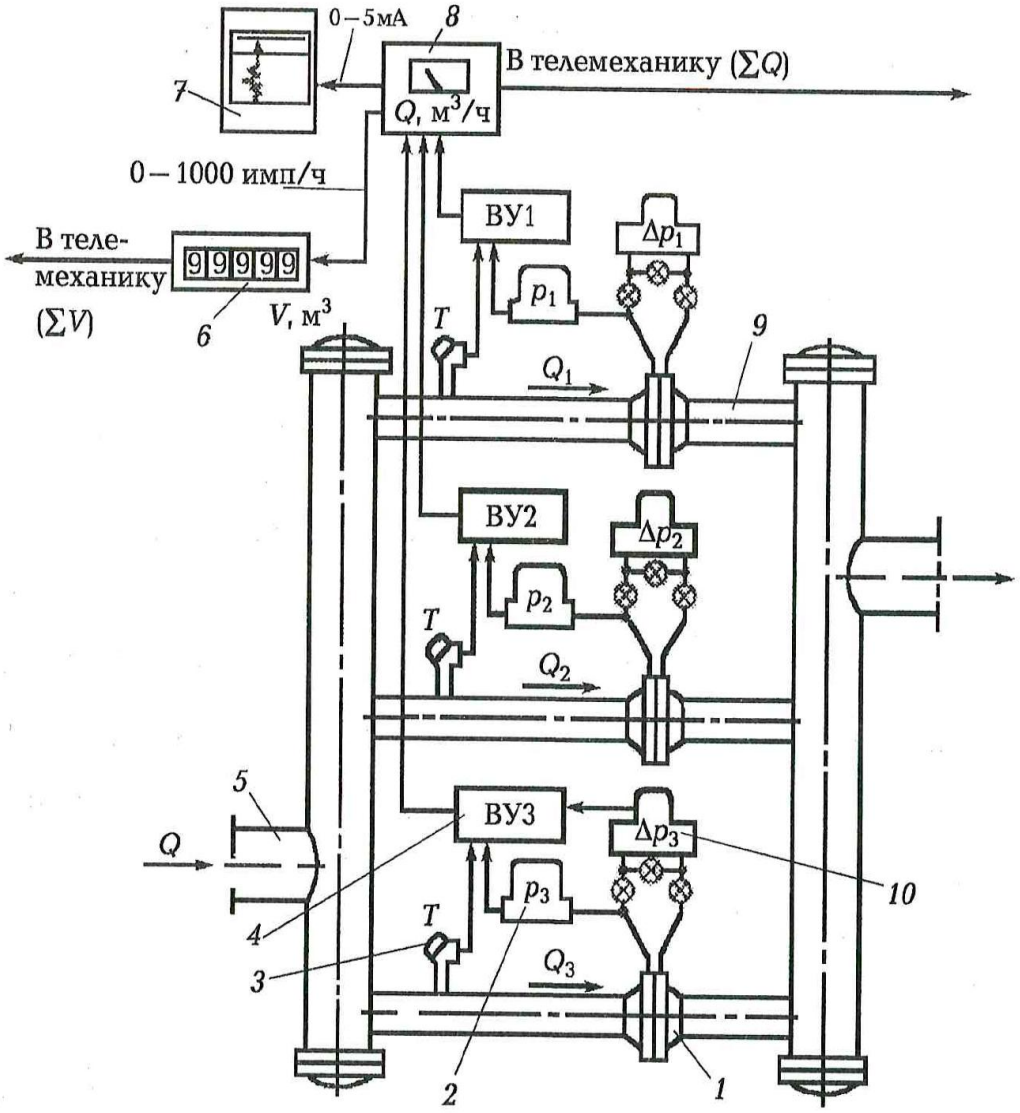
1- измерительный трубопровод
2- преобразователь температуры
3- интегратор расхода со счетчиком объема газа (механический счетчик)
4- интегратор мгновенного расхода
5- вычислительное устройство
6- преобразователь давления
7- преобразователь перепада давления (дифманометр)
8- сужающее устройство
ВУ –вычислительное устройство



Автоматические расходоизмерительные комплексы для многониточных пунктов учета газа

Комплекс состоит из:

- измерительная диафрагма (1)
- набора однониточных дифманометров-расходомеров с первичными преобразователями перепада давления, давления и температуры, число которых равно числу измерительных трубопроводов (10)
- ВУ для каждого измерительного трубопровода (4)
- сумматора расходов и объема газа (8)
- счетчика суммарного объема газа (6)
- блока телеизмерения
- регистратора суммарного расхода газа (7)



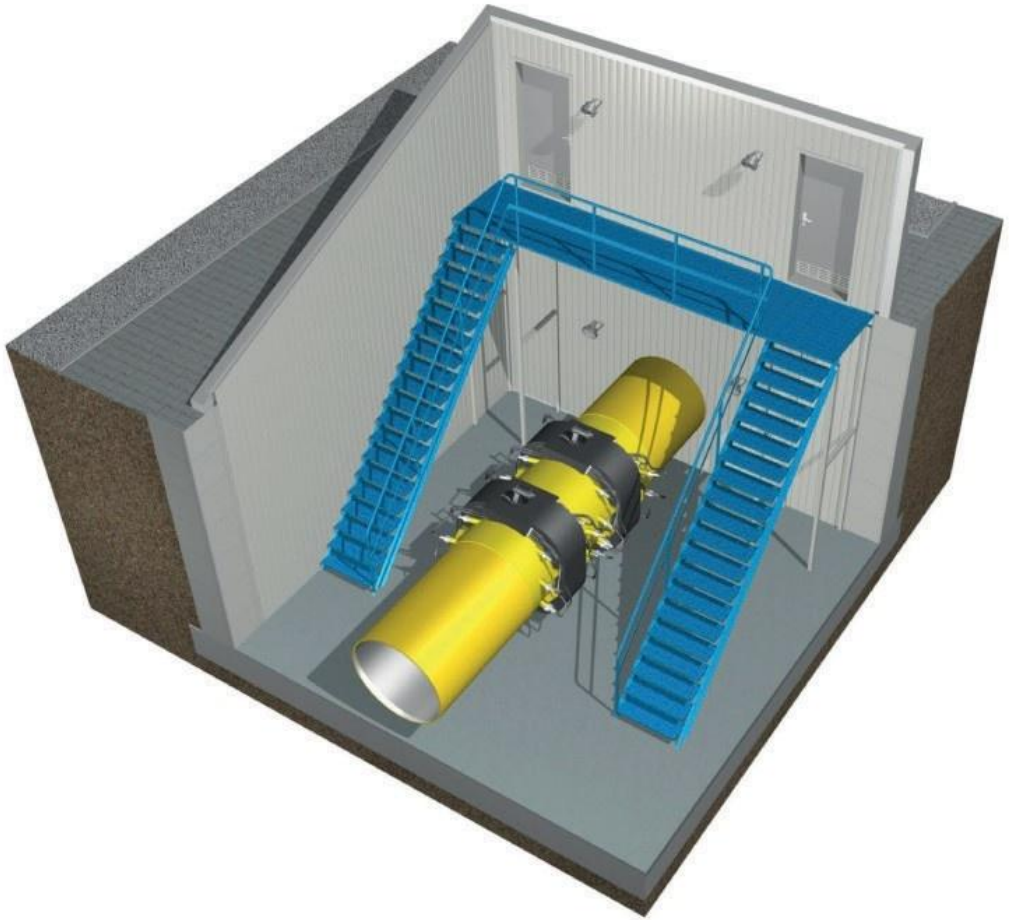
- ✓Объемные – основаны на непосредственном отмеривании объемов измеряемой среды с помощью мерных камер известного объема и подсчета числа порций, прошедших через счетчик; поток разделяется на порции механическим способом при помощи вращающихся лопастей или шестерен. Обороты пары передаются на счетный механизм с индикатором.
- ✓Турбинные (“Турбоквант”) – наиболее распространенные; для измерения количества среды используют помещенное в поток вращающееся тело (турбинка); частота вращения зависит от скорости потока, что позволяет определять расход в трубопроводе; для преобразования частоты вращения ротора в потоке используют магнитные/магнитно-индукционные датчики
- ✓Ультразвуковые – основаны на изменении скорости распространения ультразвуковой волны в среде при наличии потока; при распространении волны по направлению потока скорость возрастает, а против потока – уменьшается. Эффект проявляется в изменении времени распространения ультразвука от излучателя к приемнику. Эта разница пропорциональна скорости потока
- ✓Вихревые – **основаны** на эффекте возникновения вихревых колебаний в движущемся потоке, в котором размещено установленное в корпусе счетчика **неподвижное тело плохообтекаемой формы**; за телом происходит **периодический срыв вихрей**; **частота образования вихрей пропорциональна скорости потока**; расстояние между 2-мя соседними вихрями соответствует объему жидкости, протекающей за тот же период
- ✓Все счетчики, кроме объемных, определяют количество жидкости косвенными методами, т.е. измеряя такие динамические параметры как: скорость потока, скорость звука в потоке, частоту возникновения вихрей, и на основе физических закономерностей преобразуют измеренные параметры в расход и количество.

Группа компаний Вымпел - отечественный разработчик и производитель интеллектуальных измерительных комплексов

Однониточная газоизмерительная станция (ОГИС)

- ✓ Новая концепция построения газоизмерительных систем на базе магистральных ультразвуковых измерительных комплексов «Вымпел-500» с условным диаметром до DN 1400.
- ✓ Измерительный комплекс «Вымпел-500» большого диаметра (DN 700–1400), встроенный непосредственно в магистральный трубопровод, расположен под землей в специальном кессоне с возможностью проведения его технического обслуживания.

http://www.ogis.vympel.group/



Однониточная газоизмерительная станция (ОГИС)

4 блока:

- магистральный ультразвуковой измерительный комплекс;
- узел поверки на месте эксплуатации;
- необслуживаемый блок контроля физико-химических свойств газа;
- АРМ оператора.

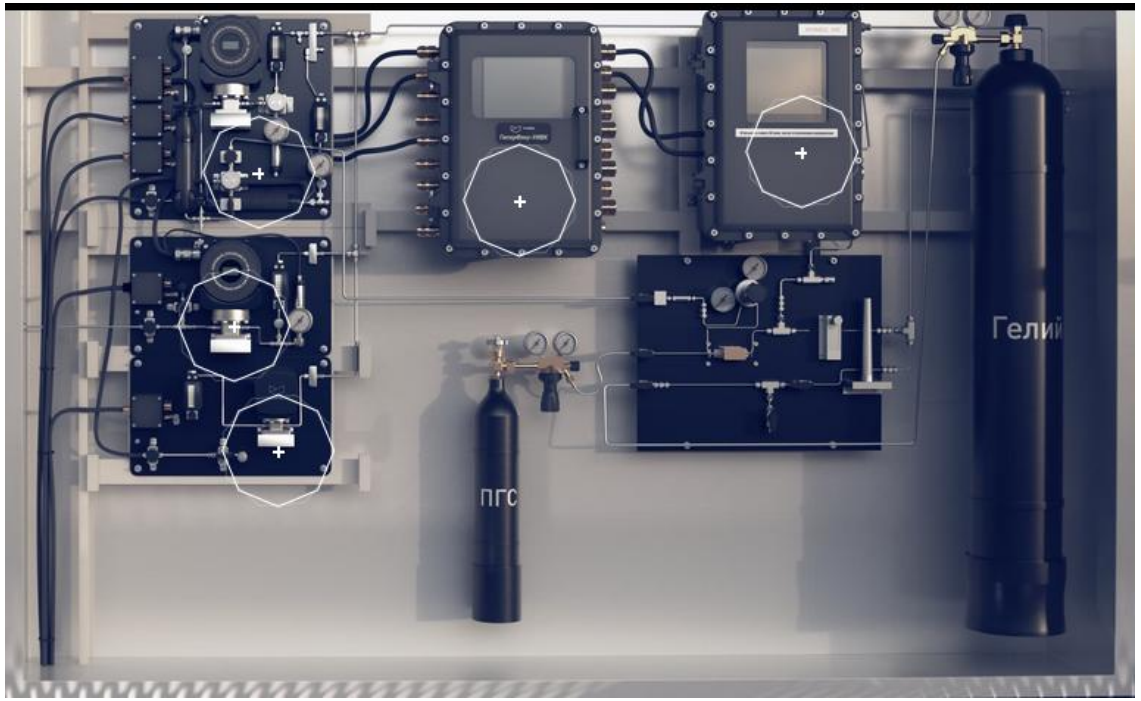
- В качестве узла поверки на месте эксплуатации используется байпасный трубопровод с существующей запорной арматурой, предназначенный для обхода компрессорной станции, с возможностью встраивания в него эталона сличения.
- Ультразвуковые расходомеры измеряют разность времени прохождения коротких импульсов в направлении потока газа и против потока. При распространении волны по направлению потока скорость возрастает, а против потока – уменьшается. Эффект проявляется в изменении времени распространения ультразвука от излучателя к приемнику. Эта разница пропорциональна скорости потока.
- 6 измерительных каналов: 8 — основной узел измерения и 8 — дублирующий, для непрерывного контроля метрологических параметров основного.

По результатам опытно-промышленных испытаний (2015 г.) магистральный измерительный комплекс рекомендован к применению на объектах ПАО «Газпром» для хозрасчетных измерений природного газа на границе зон ответственности дочерних обществ.

Однониточная газоизмерительная станция (ОГИС)

Блок физико-химических показателей газа (ФХП)

- Предназначен для автоматизированного определения состава газа и параметров качества газа согласно ГОСТ 31371.7-08 (**Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии** …..).
- **Определяет**: компонентный состав газа до С6+, точки росы по воде, температуры конденсации углеводородов, концентрации кислорода.



Узел поверки – эталон сличения на базе 8-ми канального ультразвукового расходомера газа «Вымпел-500» Ду1000. На время поверки эталон сличения встраивается непосредственно в байпасный трубопровод КС. После обеспечения режима последовательного включения поверяемого и эталонного расходомеров производится поверка. После завершения поверки эталон демонтируется для использования на других объектах, вместо него устанавливается замещающая катушка.

По результатам опытно-промышленных испытаний (В 2015–2017 гг. филиал ООО «Газпром трансгаз Москва» – Донское ЛПУМГ) магистральный измерительный комплекс рекомендован к применению на объектах ПАО «Газпром» для хозрасчетных измерений природного газа на границе зон ответственности дочерних обществ.

Газ топливный, пусковой, импульсный и собственных нужд

В качестве топливного, пускового и импульсного газа используется транспортируемый газ.

Топливный газ предназначен для реализации процесса горения в камере сгорания.

Пусковой газ – сжатый природный газ, используемый для пусковых устройств газоперекачивающих агрегатов и электростанций собственных нужд компрессорных станций.

Импульсный газ – газ, отбираемый из технологических трубопроводов обвязки КС для использования в пневмогидравлических системах приводов запорной арматуры (перестановки кранов КС, а также для редуцирования газа, к КИП и устройствам автоматического регулирования ГПА).

Рекомендуемые скорости газа и жидкости в трубопроводах компрессорной станции

Наименование	Скорость, м/сек
Технологический газ	до 20
Топливный газ:	
а/ в трубопроводах	до 20
б/ в коллекторах компрессорного цеха	до 5
Пусковой газ:	
а/ в трубопроводах	до 25
б/ в коллекторах компрессорного цеха	до 5
Масло	1,2
Охлаждающая вода:	
а/ на всасывании насосов	до 1
б/ на нагнетании насосов	до 2

- Процесс подготовки топливного, пускового, импульсного газа осуществляется:
  на **установке (блоке) подготовки газа топливного, пускового, импульсного** и для собственных нужд (УПТПГ / БТПГ)
  Назначение: обеспечивают подготовку и поддержание заданных параметров газа для эксплуатации ГПА и на нужды потребителей КС (КЦ).

обеспечивает:

- очистку, подогрев, редуцирование пускового и топливного газа в соответствии с техническими условиями ГПА;
- очистку и осушку импульсного газа;
- очистку и редуцирование газа собственных нужд;
- измерение и учет расхода газа;
- сбор продуктов очистки газа.

В общем случае давление топливного и пускового газа зависит от типа ГПА. В среднем топливный и пусковой газ редуцируется до 0,9 МПа – 2,5 МПа.

Установки подготовки топливного, пускового, импульсного газа

Транспортируемый по магистральному газопроводу природный газ должен соответствовать требованиям ОСТ 51.40, а после УОГ на КЦ (КС) - ГОСТ 5542.

ГОСТ 5542 (стандарт распространяется на природные горючие газы, предназначенные в качестве сырья и топлива для промышленного и коммунально-бытового использования).

Наименование показателя	Норма	Метод испытания
1. Теплота сгорания низшая, МДж/м^3 (ккал/м^3),при 20 °С, 101,325 кПа,не менее	31,8 (7600)	ГОСТ 27193 ГОСТ 22667 ГОСТ 10062
• • •		
4. Массовая концентрация сероводорода, г/м^3,не более	0,02	ГОСТ 22387.2
5. Массовая концентрация меркаптановой серы,г/м^3,не более	0,036	ГОСТ 22387.2
6. Объемная доля кислорода, %, не более	1,0	ГОСТ 22387.3 ГОСТ 23781
7. Масса механических примесей в 1 м^3,г,не более	0,001	ГОСТ 22387.4
8. Интенсивность запаха газа при объемной доле 1 % в воздухе, балл, не менее	3	ГОСТ 22387.5

Оборудование УПТПГ, эксплуатируемое на КС (КЦ)

а) блоки очистки газа (блоки фильтров-сепараторов);

б) блоки замера расхода газа;

в) блоки подогревателей топливного и пускового газа;

г) блоки подогрева газа регенерации;

д) блоки осушки и хранения импульсного газа (адсорберы, ресивер) или установки подготовки импульсного газа (водомаслоотделитель, фильтр, конденсатосборник, адсорберы, фильтр концевой, ресивер);

е) блоки редуцирования газа:

1) пускового;

2) топливного;

3) собственных нужд.

ж) блоки очистки газа «сухих» уплотнений;

и) блоки емкостей дренажных;

к) контейнеры, блок-боксы, система вентиляции.

Отбор топливного, пускового, импульсного газа

Отбор топливного и пускового газа в системы производится из четырех точек:

- до и после крана № 20,
- со всасывающего коллектора после блока пылеуловителей (**основной отбор**)
- с нагнетательного коллектора до АВО.

При нормальной работе КС используется, как правило, **отбор со всасывающего коллектора**, остальные отборы - резервные

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВАМ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

СТО Газпром 2-3.5-230-2008

Следует предусматривать:

- подогрев топливного газа до плюс 25 °С, редуцирование его до рабочего давления в соответствии с техническими условиями заводов-изготовителей ГПА;
- не менее 2-х подогревателей топливного газа ;
- измерение топливного газа;
- выдачу результатов измерения расхода на диспетчерский пункт КС.

Подготовка топливного и пускового газа:

Газ, пройдя сепараторы высокого давления, где происходит отделение влаги и твердых частиц, поступает к подогревателям газа и далее в блок подготовки топливного и пускового (**БТПГ**) газа, где происходит дополнительная очистка в фильтрах и редуцирование до необходимого давления:

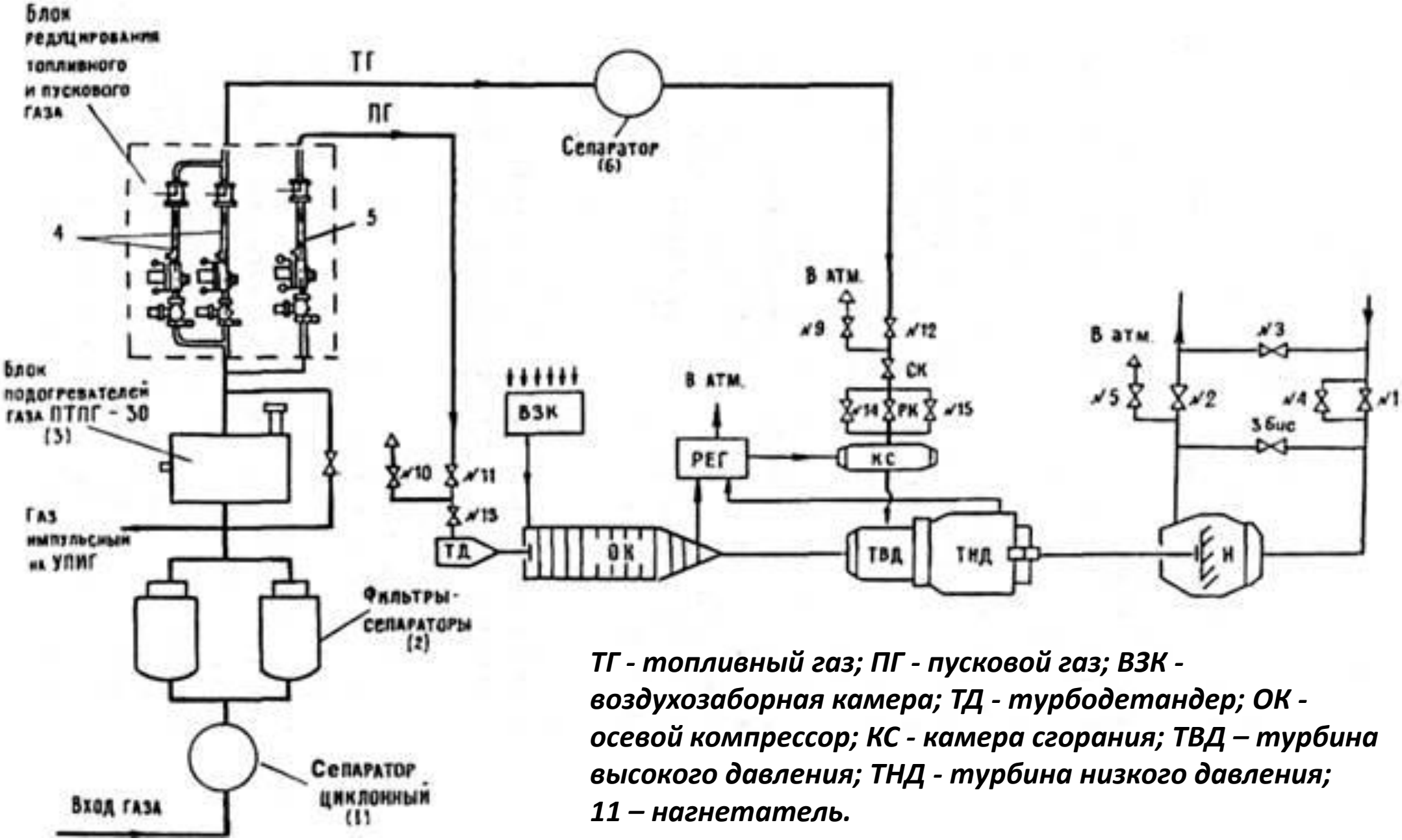
топливный газ на ГТУ 0,6 - 2,5 МПа,

пус-ковой компрессор до 1,0 - 1,5 МПа.

После БТПГ топливный газ поступает в сепараторы низкого давления, где происходит окончательная очистка, и далее в коллек-тор топливного газа, из которого отбирается на агре-гаты.

Пусковой газ после БТПГ поступает в коллектор пускового газа, из которого отбирается на агрегаты.

Принципиальная схема системы топливного и пускового газа



ТГ - топливный газ; ПГ - пусковой газ; ВЗК - воздухозаборная камера; ТД - турбодетандер; ОК - осевой компрессор; КС - камера сгорания; ТВД – турбина высокого давления; ТНД - турбина низкого давления; 11 – нагнетатель.

Подогрев газа осуществляется для исключения образования кристаллогидратов во внутренних полостях технологического оборудования.

Узел подогрева включает в себя:

- подогреватели газа непрямого нагрева через теплоноситель (например, **диэтиленгликоль, триэтиленгликоль**),
- запорную арматуру на входе/выходе узла.

В среднем подогрев газа осуществляется **на 15-25°С (и составляет 20-50°С)** в зависимости от температуры входящего потока и требуемой температуры потока на выходе.

➢**Огневой подогреватель** - тепло-обменник, в котором трубный пучок газа высокого давления погружен в раствор диэтиленгликоля. **Диэтиленгликоль** подогревается за счет ис-пользования камеры сгорания этого устройства.

➢Перед блоком редуцирования, **газ разделяется на два потока**: один направляется на блок редуцирования топливного газа 4, 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 ГТУ. После блока редуциро-вания топливный газ поступает в сепаратор 6, где происходит его повтор-ная очистка от выделившейся при редуцировании влаги и затем в топлив-ный коллектор. В камеру сгорания топливный газ поступает через кран №12, стопорный (СК) и регулирующий (РК) клапаны. Краны №14 и 15 ис-пользуются для запальной и дежурной горелки в период пуска агрегата.

➢**Пусковой газ**, пройдя систему редуцирования снижает свое давле-ние до **1,0-1,5 МПа** и поступает через краны №11 и 13 на вход в турбо-детандер, где расширяясь до атмосферного давления, совершает полез-ную работу, идущую на раскрутку осевого компрессора и турбины высокого давления при пуске ГПА.

Подготовка импульсного газа

Импульсный газ служит для управления кранами, находящимися на КС, отбирается из коммуникации топ-ливного газа после сепараторов высокого давления и поступает в блок **адсорберов**, где производится его осушка. После адсорберов газ направляется в коллектор импульсного газа.

Осушку импульсного газа осуществляется до точки росы минус 55 °С (при рабочем давлении).

Адсорбер – аппарат для поглощения поверхностным слоем твердого тела, называемого адсорбентом (поглотителем), растворенных или газообразных веществ, не сопровождающееся химической реакцией.

Осушенный импульсный газ направляется:

- в коллектор импульсного газа высокого давления (p = 5,5 МПа) для управления пневмоприводными кранами обвязки компрессорных агрегатов и **кранами узла подключения**;
- в коллектор импульсного газа низкого давления (предварительно дросселированный до 1,66 МПа) для управления **кранами топливного и пускового газа**.

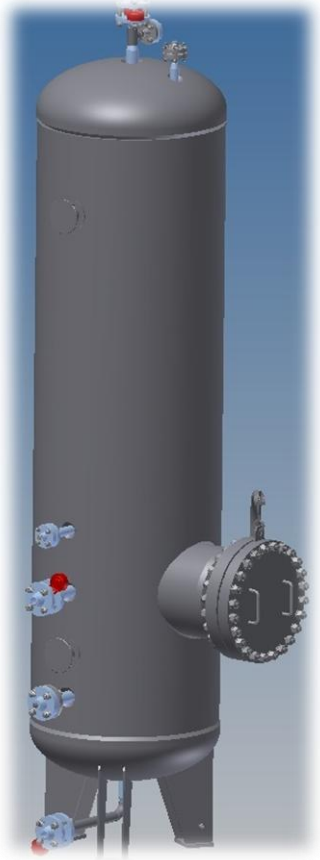
Регенерация адсорбента осуществляется горячим воздухом, отбираемым от осевого компрессора газоперекачивающих агрегатов.

Система подготовки импульсного газа

- В состав УПИГ входит **оборудование**: фильтры-сепарато-ры, адсорберы, огневой подогреватель, газовый ресивер, запорная ар-матура, контрольно-измерительные приборы, трубопроводы и гибкие резиновые шланги.
- Фильтры-сепараторы предназначены для очистки импульсного газа от механических примесей и влаги.
- Система подготовки импульсного газа должна включать: два ресивера, один из которых предназначается для узла подключения КС; два адсорбера (в одном идет осушка, в другом регенерация или в резерве); печь газа регенерации адсорбента.
- **Вместимость ресиверов*** импульсного газа следует рассчитывать из условия:

обеспечения перестановки всех кранов компрессорной станции при двух последовательных аварийных остановках станции.

- Необходимо предусматривать автоматическое измерение влагосодержания импульсного газа с помощью регистрирующего влагомера.



Ресивер газа — это горизонтальный или вертикальный сосуд, в котором хранится сжатый газ

Ресивер представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат.

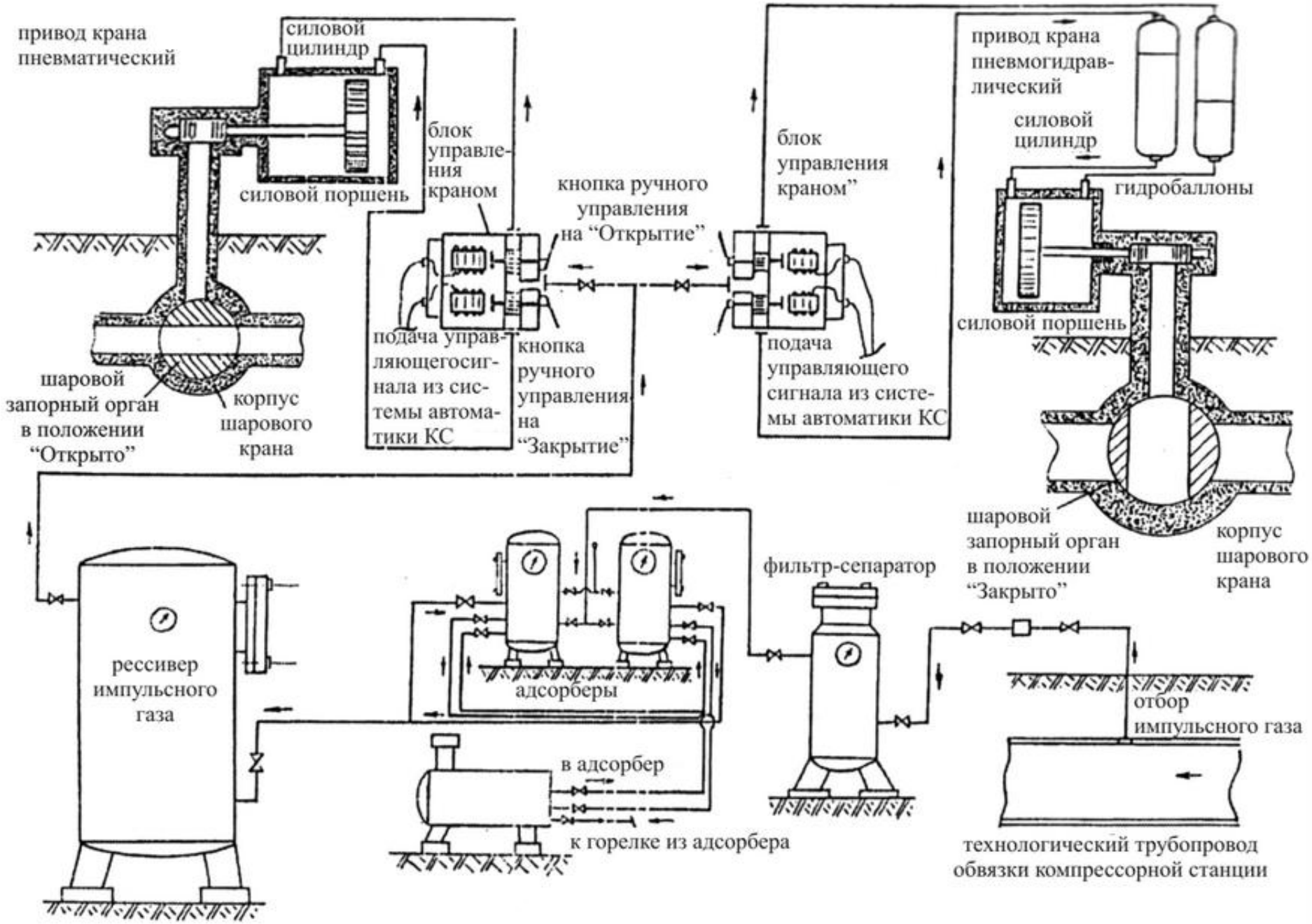
Работа ресивера:

- газ, проходит осушку в осушителях для получения точки росы (–50) – (– 60) °С при нормальном рабочем давлении;

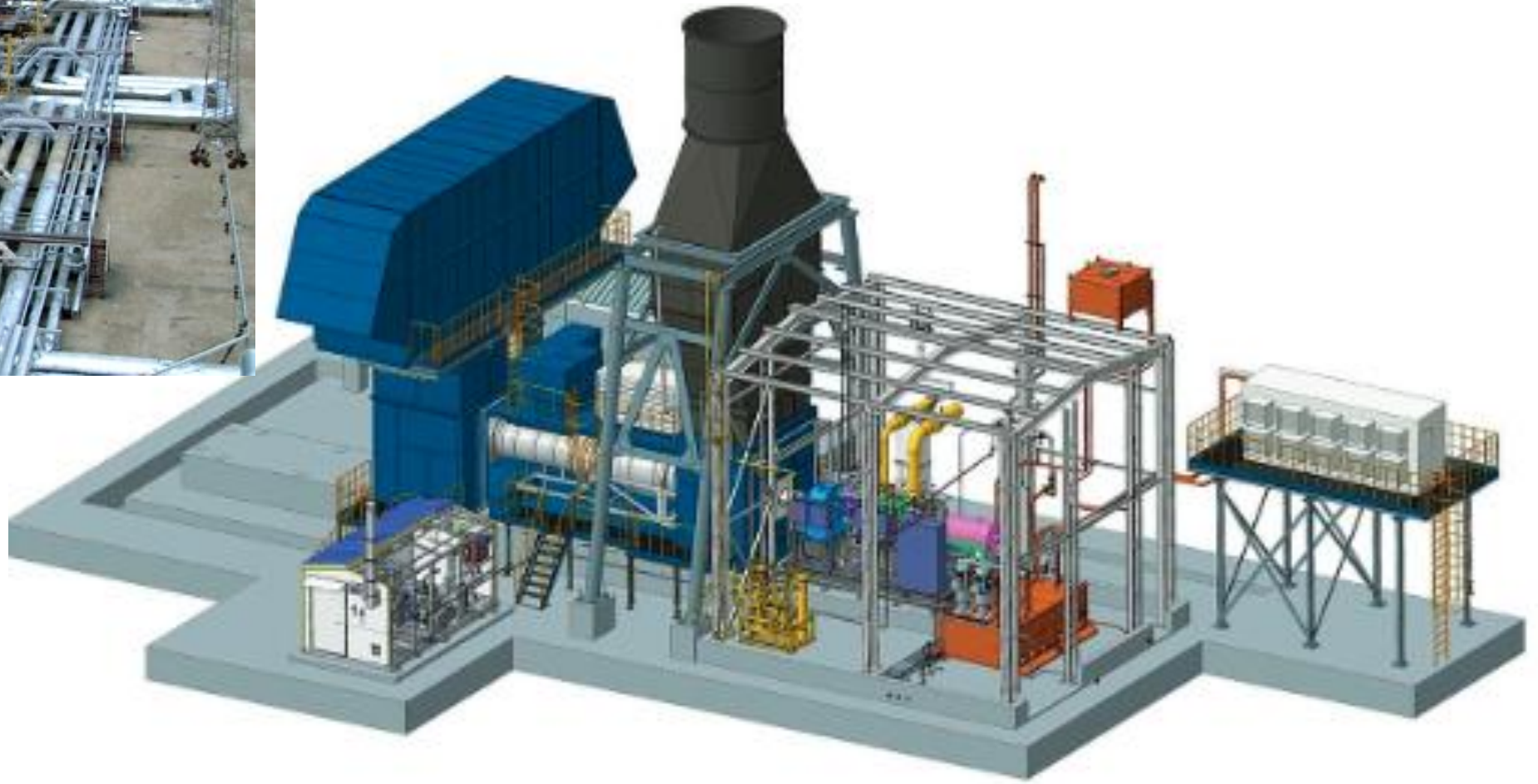
- далее газ поступает в ресиверы с геометрической емкостью 2 м^3 каждый, и вмещают достаточный объем газа, который позволяет выполнение перестановки всех кранов КС при 2-х последовательных аварийных остановках станции в случае аварии;

- во избежание потерь газа из ресиверов в случае понижения давления, на входных трубопроводах установлены обратные клапаны.

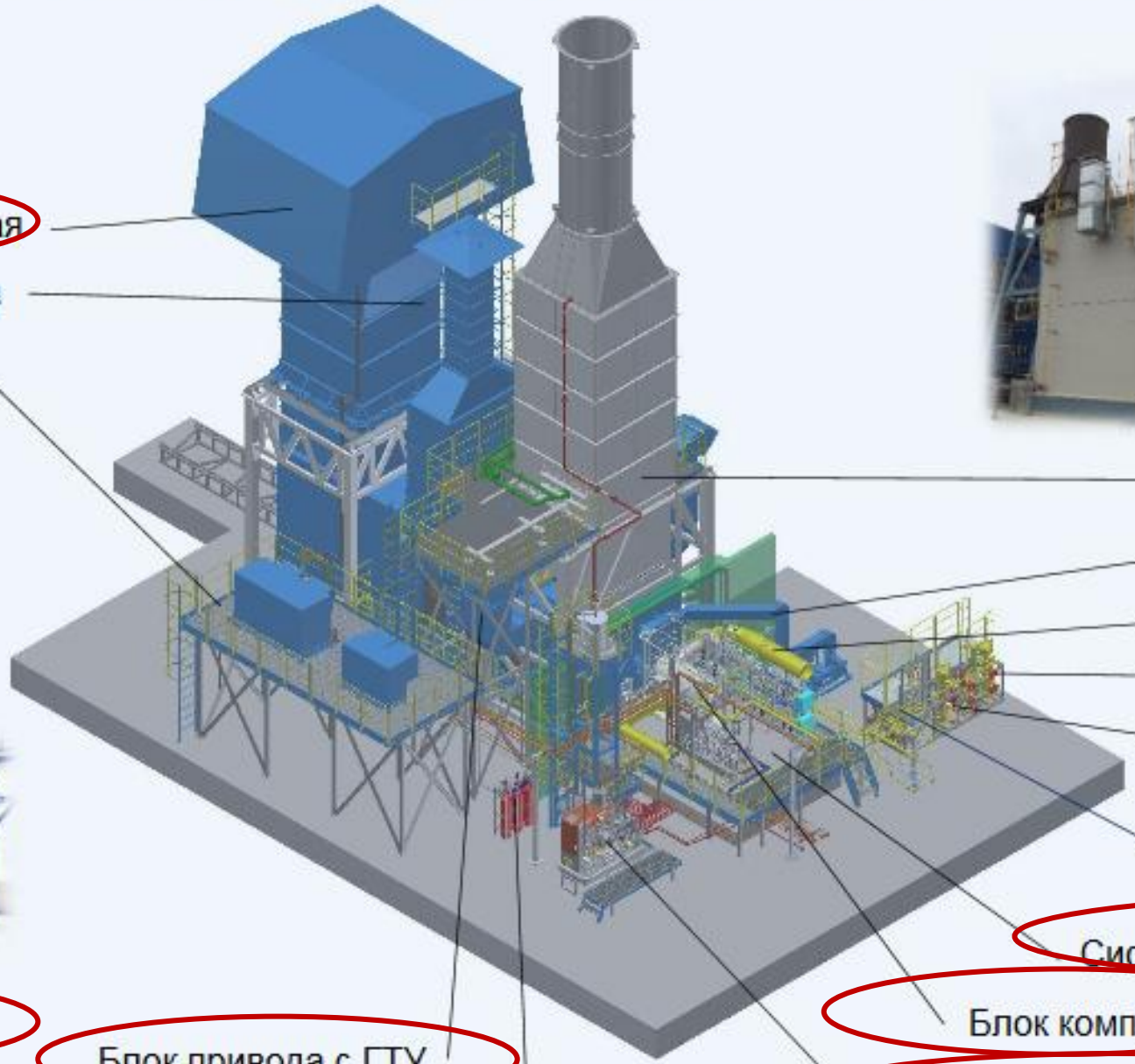
Принципиальная схема перемещения импульсного газа



ГПА с газотурбинным приводом



Газоперекачивающие агрегаты серии «Иртыш»



Система воздухозаборная

Система обдува привода

Лестницы и площадки обслуживания

Легкосборное укрытие ангарного типа

Система выхлопа

Система обдува трансмиссии

Установка патрубков, СКГМ

Система подготовки топливного газа

Система подготовки буферного газа

Система разделительного газа

Система маслообеспечения компрессора

Блок управления (отдельный модуль)

Блок привода с ГТУ

АСПС, КЗ и ПТ ГПА

Блок компрессора

Система маслообеспечения ГТД

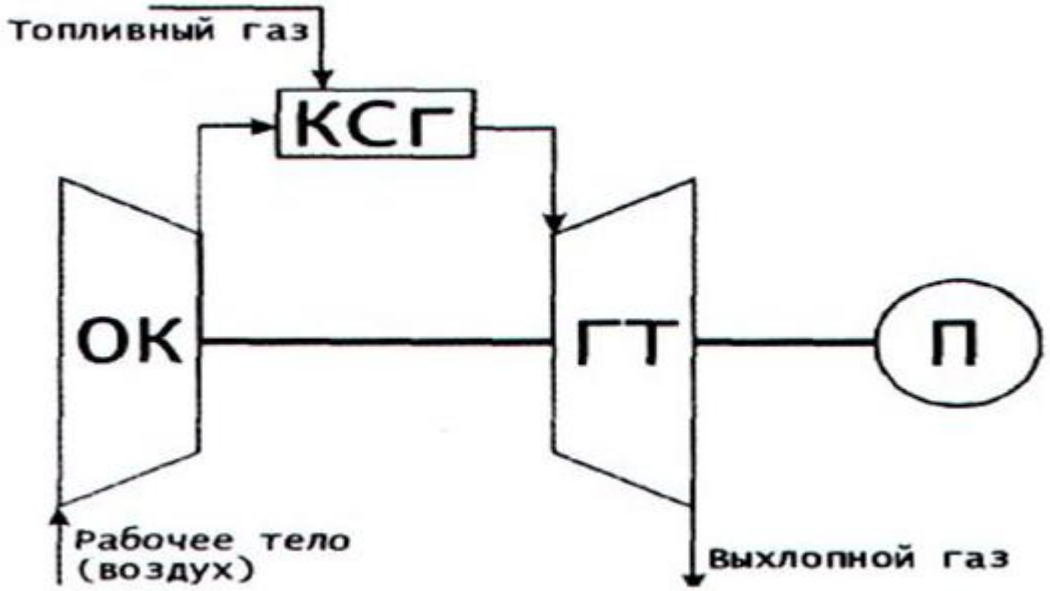
Газотурбинная установка

Газотурбинный двигатель (ГТД). Машина, предназначенная для преобразования тепловой энергии в механическую

Машина может состоять из одного или нескольких компрессоров, теплового устройства, в котором повышается температура рабочего тела, одной или нескольких газовых турбин, вала отбора мощности, системы управления и необходимого вспомогательного оборудования.

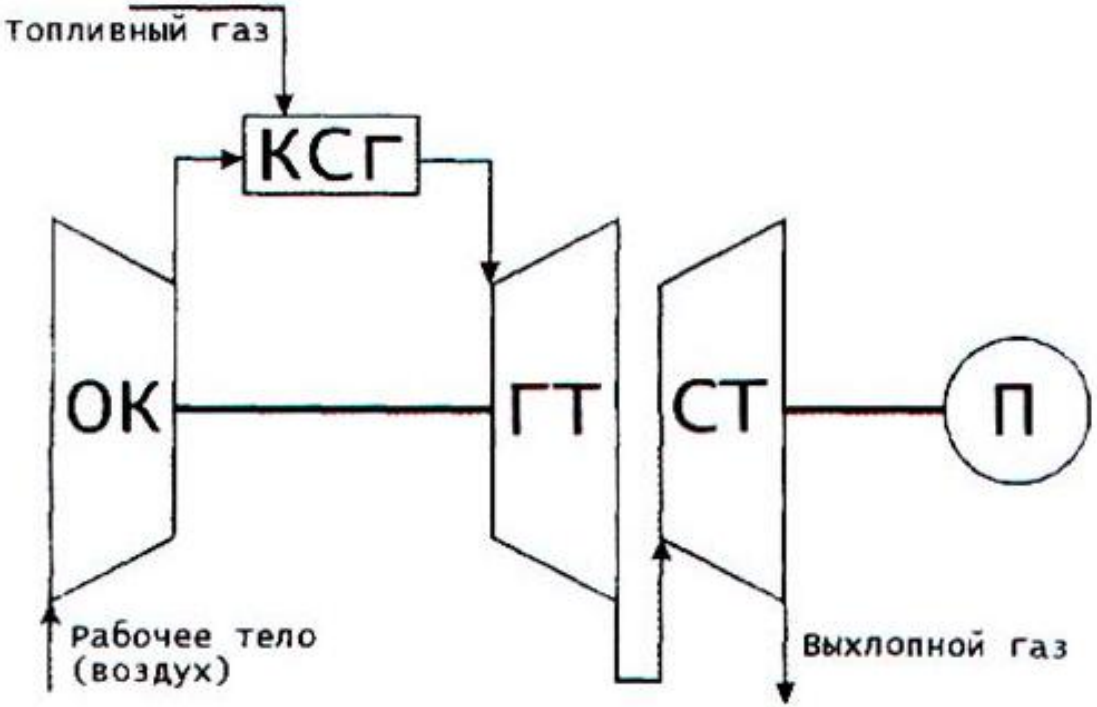
При работающей установке осевой компрессор засасывает атмосферный воздух через воздухозаборную камеру, сжимая его до 0,4...1,3-МПа (в зависимости от конкретного типа ГТУ) и через рекуператор подает в камеру сгорания 8, куда одновременно поступает топливный газ. Расширяясь, горючая смесь вращает турбинное колесо. Часть энергии турбина отдает компрессору, остальная идет на осуществление движения — **силовой турбины**.

Рекуператор представляет собой теплообменник типа “газ-газ”, обычно применяемый для утилизации теплоты сбросных горячих газов. Самое широкое применение рекуператор получил в качестве подогревателя воздуха, поступающего в.



Одновальная ГТУ

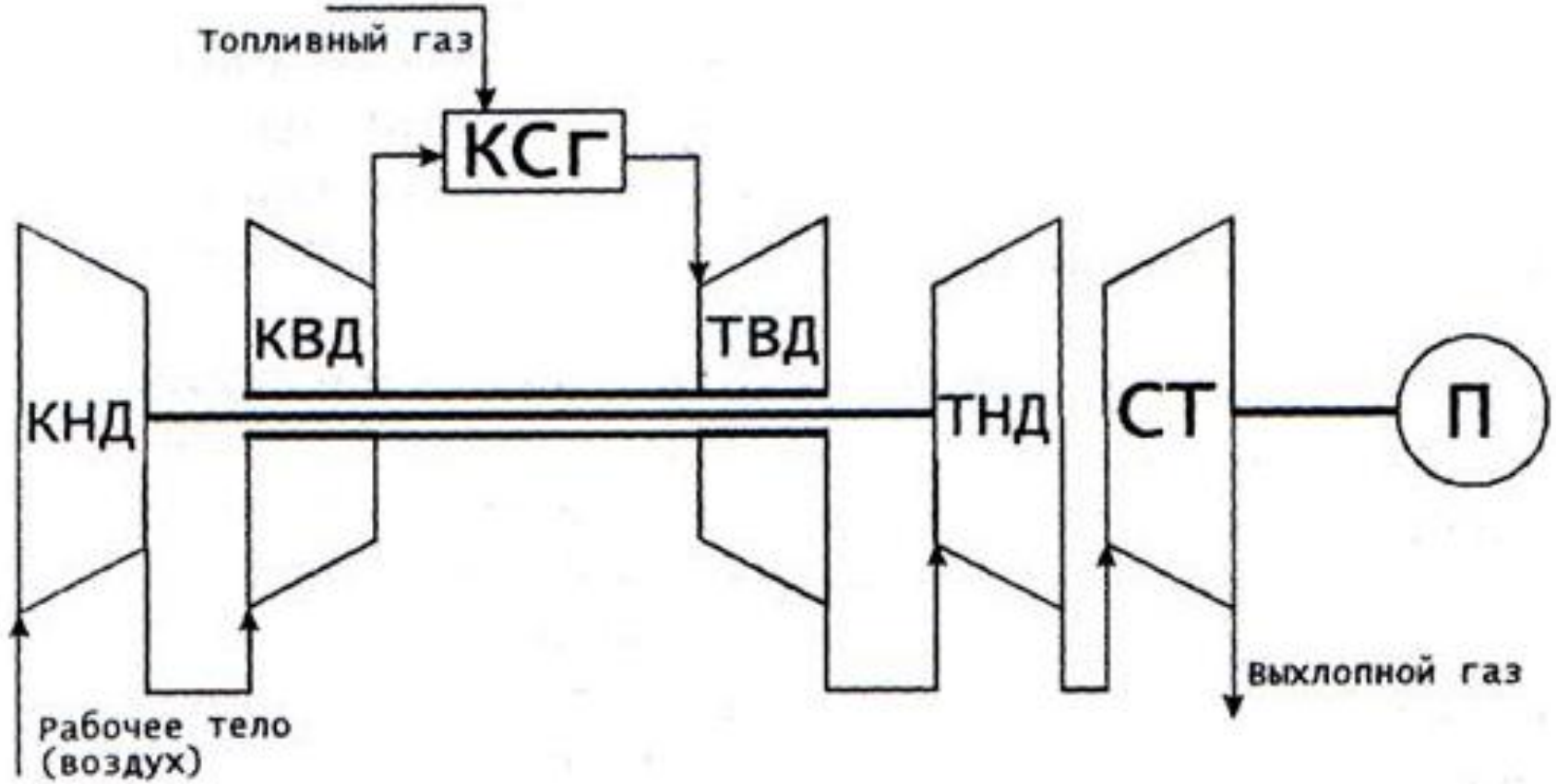
осевой компрессор, газовая турбина и газовый компрессор закреплены на одном валу



Двухвальная ГТУ: турбина разделяется на две части, связанные между собой только **газодинамически**, но не механически. Блок, состоящий из ОК и ТК называется ***газогенератором.***

Трехвальная ГТУ со свободной силовой турбиной

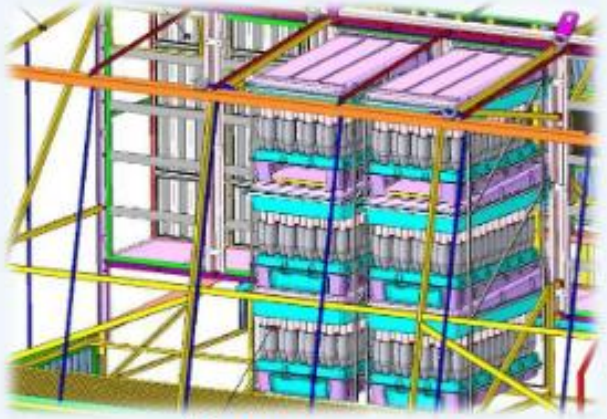
Газогенератор представляет собой **двухкаскадный блок**, состоящий **из двух компрессоров** и **двух турбин**, причем турбина высокого давления жестко соединена с компрессором высокого давления, а турбина низкого давления жестко соединена с компрессором низкого давления. Вал турбины высокого давления конструктивно выполнен полым, в нем свободно на подшипниках вращается вал турбины низкого давления. Между двумя каскадами газогенератора существует только газодинамическая связь.



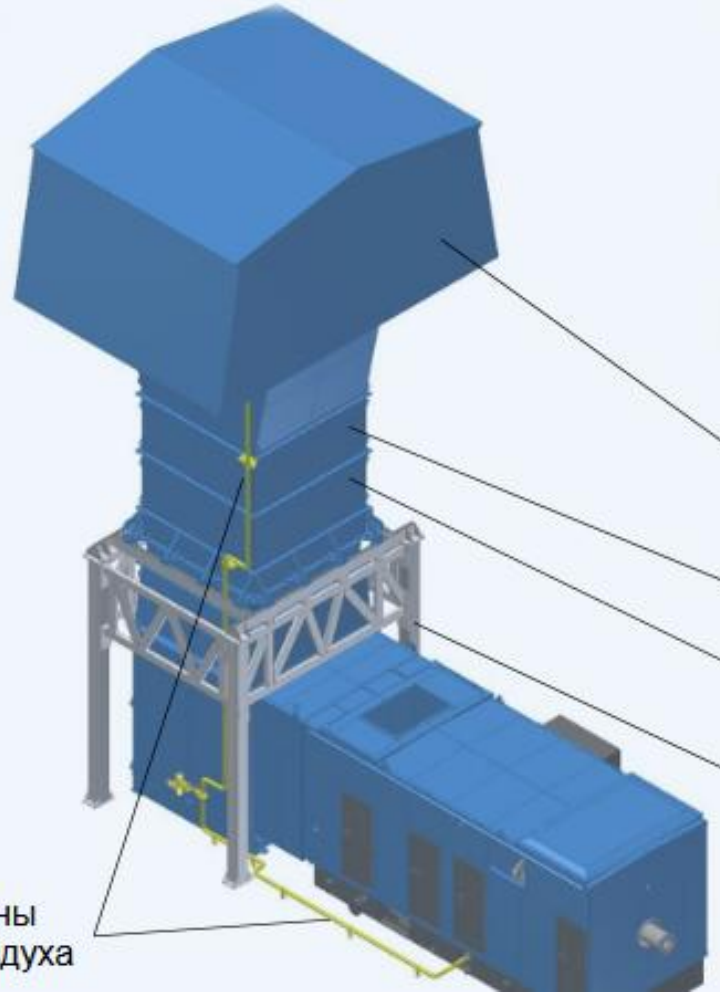
Назначение основных узлов ГПА

1. Воздухозаборная камера (ВЗК) нужна для подготовки циклового воздуха, поступающего из атмосферы на вход осевого компрессора. На разных типах ГПА воздухозаборные камеры имеют различные конструкции, но **все предназначены для очистки поступающего воздуха и понижения уровня шума** в районе ВЗК.

Система воздухозаборная



Блок циклонных фильтров



- ✓ осадкозадерживающие козырьки
- ✓ фильтры грубой и тонкой очистки

Собственно узел фильтрации может быть изготовлен в виде блока циклонных фильтров или в виде пакета фильтрующих кассет.

Конструкция газотурбинного ГПА

Предусматривается наличие следующих узлов:

- нагнетатель природного газа (осевой компрессор),
- привод (газотурбинный двигатель),
- всасывающее устройство,
- система автоматики,
- топливные, воздушные и маслопроводы,
- система маслоснабжения,
- дополнительное оборудование,
- выхлопное устройство.

- Валы роторов нагнетателя и силовой турбины ГТУ соединяются между собой либо через промежуточный вал с помощью соединительных зубчатых муфт, либо через повышающий редуктор (как правило, одноступенчатый с шевронной передачей).

Основная часть ГТУ — вал (или валы) с компрессорным и турбинным колесами. Первое сжимает воздух и подает его в камеру сгорания, куда впрыскивается топливо. Расширяясь, горючая смесь вращает турбинное колесо. Часть энергии турбина отдает компрессору, остальная идет на осуществление движения — **силовой турбины**.

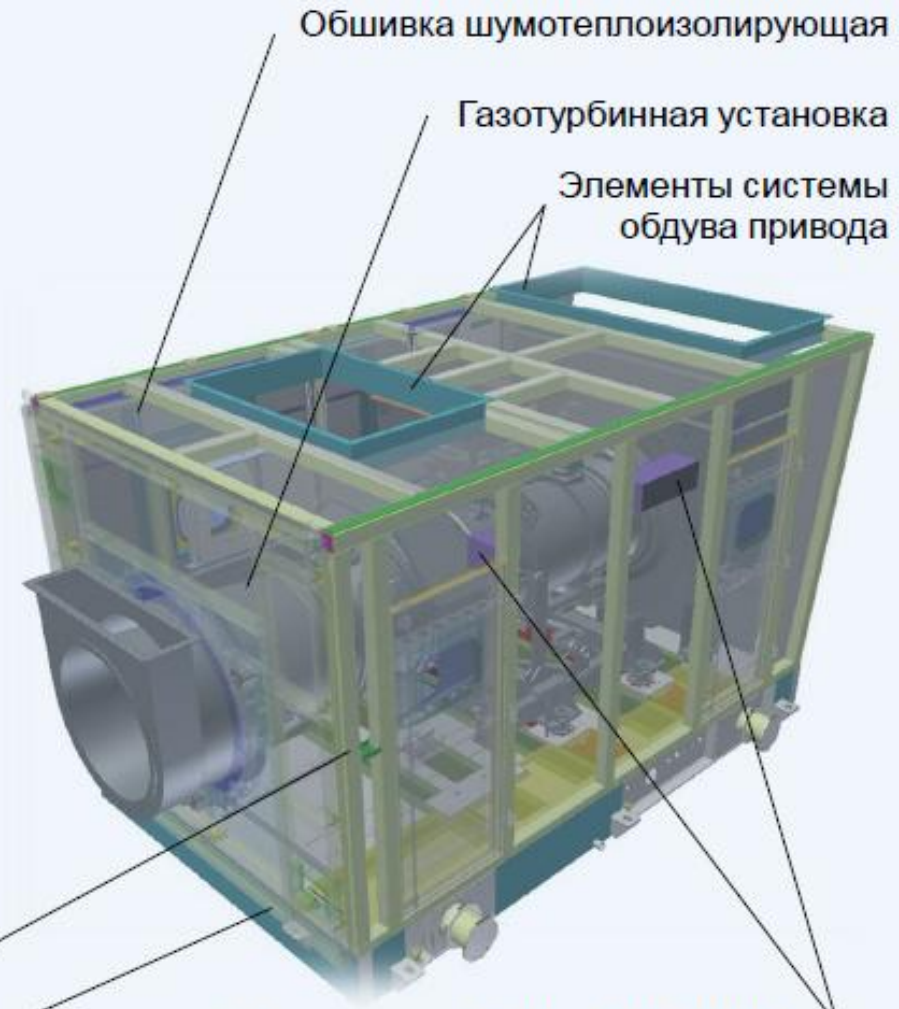
Блок привода с ГТУ

ГПА серии «Иртыш»

Блок привода

Блок привода – основа конструкции ГПА, предназначен для:

- ✓ **обеспечения климатических условий размещения и эксплуатации ГТУ**
- ✓ **создания крутящего момента для привода ротора (роторов) центробежного компрессора**
- ✓ **снижения воздействия шума, генерируемого приводом**
- ✓ **уменьшения тепловыделений от работающего двигателя в отсек агрегата за счет отвода их за пределы блока привода**
- ✓ **обеспечения вида взрывозащиты «оболочка / помещение под избыточным давлением «px»**



Назначение основных узлов ГПА

2. Пусковое устройство (турбодетандер, воздушный или электрический стартер) необходимо для **первоначального раскручивания осевого компрессора** (ОК) и турбины высокого давления (ТВД) в момент пуска ГПА.
3. Осевой компрессор предназначен для **подачи** необходимого количества **воздуха в камеру сгорания газотурбинной установки**.
4. Турбина высокого давления служит **приводом осевого компрессора** и находится с ним на одном валу.
5. Турбина низкого давления (ТНД) служит для **привода центробежного нагнетателя**.
6. Нагнетатель природного газа представляет собой центробежный газовый компрессор без наличия промежуточного охлаждения и предназначен **для компримирования** природного газа.
7. Краны обвязки ГПА.

Назначение основных узлов ГПА

8. Регенератор (воздухоподогреватель) представляет собой **теплообменный аппарат** для **повышения температуры воздуха**, поступающего после ОК в камеру сгорания (КС), и тем самым **снижения расхода топливного газа** по агрегату.
9. Камера сгорания предназначена для **сжигания топливного газа** в потоке воздуха и получения продуктов сгорания с расчетными параметрами (давление, температура) на входе в ТВД.
10. Блок подготовки пускового и топливного газа представляет собой **комплекс устройств**, при помощи которых **часть газа**, отбираемого из магистрального газопровода, очищается от механических примесей и влаги, **доводится до необходимых параметров**, обусловленных требованиями эксплуатации газоперекачивающих агрегатов.
11. Аппараты воздушного охлаждения масла предназначены для **охлаждения смазочного масла** после подшипников турбин и нагнетателя.

Компрессорный цех КС МГ

представляет собой капитальные здания или отдельные металлические блоки (расположенные на общей площадке), в которых размещаются газоперекачивающие агрегаты.

Трубопроводы и краны обвязки устанавливаются над землёй (в непосредственной близости от цехов) на железобетонных опорах высотой порядка одного метра.

КС в традиционном исполнении: капитальные здания КС с каркасной конструкцией, состоящая из системы колонн, балок и ферм. На каркасе монтируются облегченные ограждающие панели. Это основная масса КС с электроприводом и с приводом от ГТУ стационарного типа.

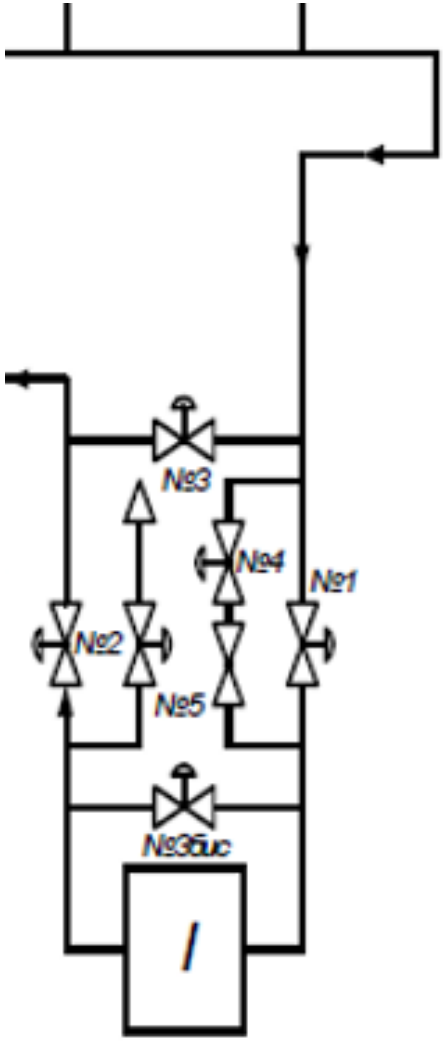
Блочное исполнение КС имеют, преимущественно, станции с более совершенными ГПА с приводами от авиационных и судовых двигателей, станции с импортными ГПА и некоторая часть КС со стационарными ГТУ и электроприводными агрегатами.
Блоки транспортируются на место строительства КС практически в полностью готовом виде.

Пуск и останов ГПА

Предпусковые операции для нагнетателя заключаются в:

- продувке обвязки нагнетателя,
- пуске машины в режиме холостого хода.

Продувка обвязки требуется для удаления из трубопроводов и нагнетателя воздуха и предотвращения тем самым попадания в газопровод взрывоопасной газовоздушной смеси.

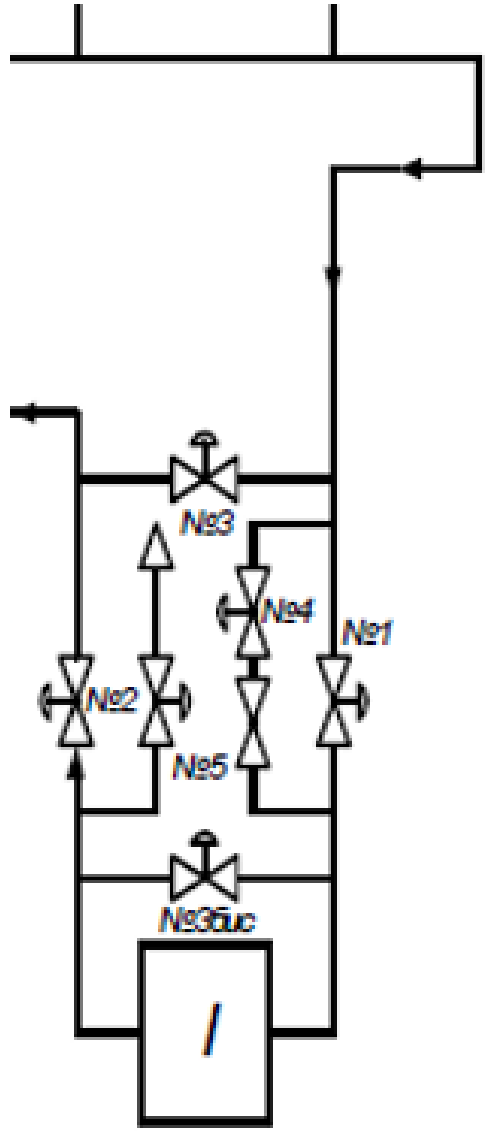


Удаление воздуха осуществляется с помощью кранов №4 и №5. При неработающем агрегате открыты свечной кран №5 и кран №3. Краны №1 и №2 закрыты – обвязка нагнетателя сообщается с атмосферой. Для вытеснения из обвязки воздуха открывается кран №4, газ из коммуникаций КС поступает в нагнетатель и примыкающие к нему трубы, затем через открытый кран №5 сбрасывается в атмосферу совместно с вытесняемым им воздухом. Продувка длится порядка 30 секунд. Затем краны №4 и №5 закрываются.

Пуск и останов ГПА

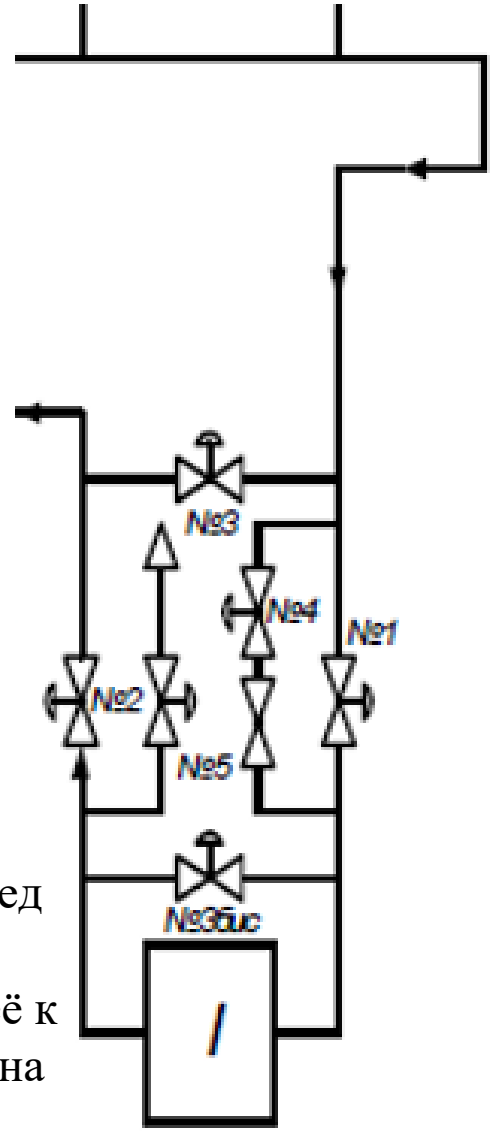
Пуск ГПА заключаются в:

- обеспечении режима холостого хода с малым потреблением мощности (после закрытия кранов №4 и №5. Обвязка нагнетателя и компрессорная машина заполнены газом, но отсечены от коммуникаций станции кранами №1 и №2, кран №3 бис (дублирует положение крана №3) – открыт). Образуется **малый пусковой контур** или «**малое кольцо**» с **перепуском газа на вход** компрессорной машины через кран №3 бис.
- После «раскручивания» валов агрегата краны №3 бис и №3 закрываются, а краны №1 и №2 открываются – нагнетатель подключается к коммуникациям КС и переводится с малого контура на «станционное кольцо».
- затем – на работу в магистраль. Таким образом, обеспечивается постепенная загрузка ГПА и вывод его на рабочий режим.



Останов агрегата (обратный порядок действий)

1) агрегат из магистрали выводится на «станционное кольцо» (открыт кран №6А на перемычке),
2) агрегат из магистрали выводится на малый контур,
3) привод агрегата отключается, краны №1 и №2 закрываются, а краны №3, №4 и №5 открываются, происходит сброс газа из контура нагнетателя в атмосферу.



Обводная линия у крана №1 предназначена:

1) для продувки обвязки нагнетателя и заполнения её газом,
2) сглаживание гидроудара (подобно функциям обводных линий у кранов №7 и №8)

при открытии крана №4 достигается установкой за этим краном **дроссельной шайбы**.

Выводы из технологической схемы КС и компрессорного цеха :

1) отдельный агрегат нельзя самостоятельно вывести на большой пусковой контур,
2) возможен только вывод ГПА совместно со всей содержащей его группой машин, при этом перед пуском агрегата вся группа переводится в режим работы «на станционное кольцо»,
3) производится пуск рассматриваемой машины на малый контур и последующее подключение её к группе на большом контуре. После этого вся группа вместе с пущенным агрегатом выводится на режим работы «в магистраль».

Система уплотнения вала

Центробежным компрессорам необходимы уплотнения вокруг вращающегося вала для предотвращения утечки газа на месте выхода вала из корпуса компрессора.

1) Эксплуатационная надежность турбокомпрессорных машин в значительной степени зависит от работы уплотнительных узлов, герметизирующих вращающийся ротор (газовые полости).
2) Выделяют: масляное уплотнение торцового контактного типа, щелевого типа, **сухое уплотнение**.

Работа системы масляного уплотнения центробежного нагнетателя основано на использовании принципа гидравлического затвора, обеспечивающего поддержание постоянного давления масла **на 0,2-0,3 МПа превышающего** давление перекачиваемого газа.

В системе уплотнения нагнетателя имеются: подкачивающий насос, подающий масло из бака через маслоохладитель в маслонасос высокого давления.

Комплектация компрессоров

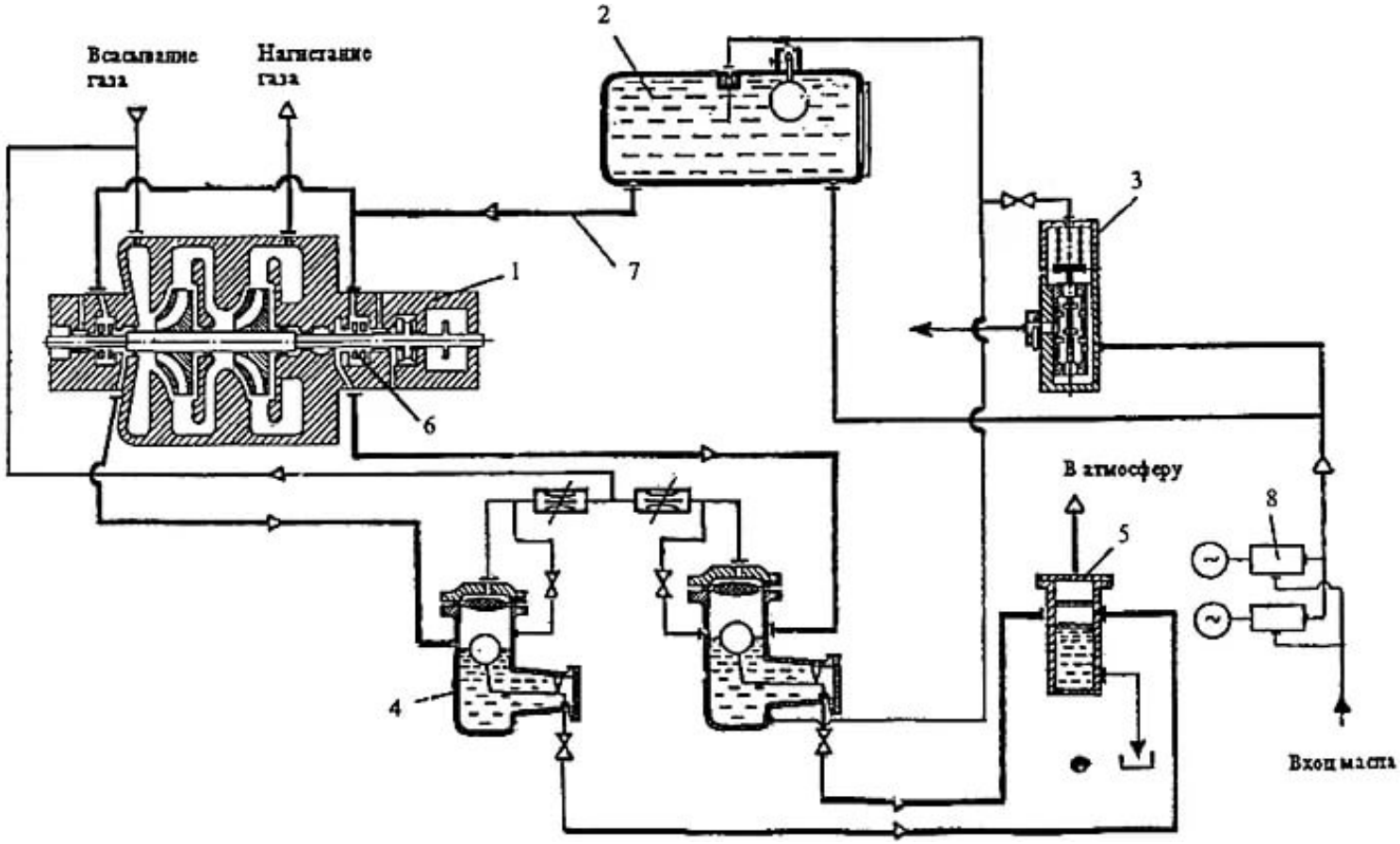
ГПА могут иметь следующую комплектацию компрессоров:

- с «масляными» уплотнениями и «масляными» подшипниками;
- с «сухими» уплотнениями и «масляными» подшипниками;
- с «сухими» уплотнениями и магнитным подвесом ротора.

Схема системы уплотнения центробежного нагнетателя

1) Масло к винтовым насосам уплотнения поступает из системы маслоснабжения ГПА.
2) 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,
- ✓ газоотделитель 5, предназначенный для отбора газа, растворенного в масле,
- ✓ 1 – центробежный нагнетатель,

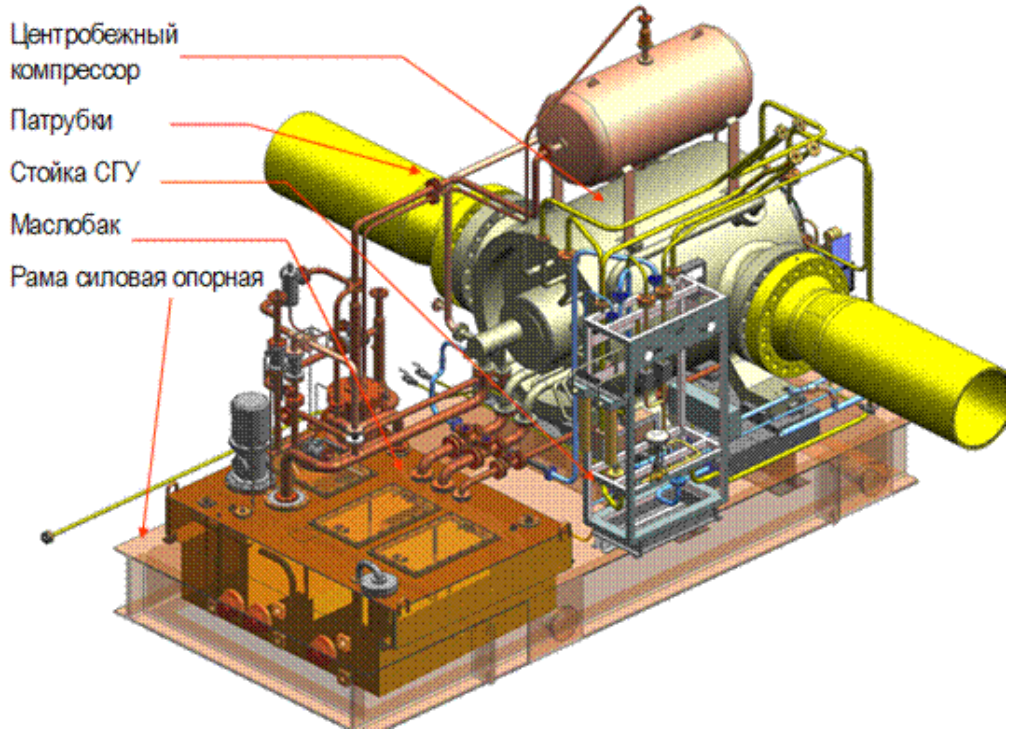


6 – уплотнениям, 7 – маслопроводы, 8 – маслонасосы

Схема системы уплотнения центробежного нагнетателя с масляным подшипником

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 (сосуд емкостью 200-250 л, расположенный выше оси нагнетателя на 1,5-2 м) и далее по двум маслопроводам 7 к уплотнениям 6 центробежного нагнетателя 1. После уплотнений масло сливается в поплавковые камеры 4 (служит для приема масло-газовой смеси высокого давления из полости нагнетателя со стороны улитки), 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 масла газ через свечу отводится в атмосферу.

Одним из важнейших элементов системы уплотнений являются непосредственно масляные уплотнения. Различают в основном два типа уплотнений: щелевые и торцевые. О качестве работы системы уплотнений судят по интенсивности поступления масла в поплавковую камеру. Быстрое ее заполнение маслом при закрытом сливе свидетельствует о повышенном расходе масла через уплотнения



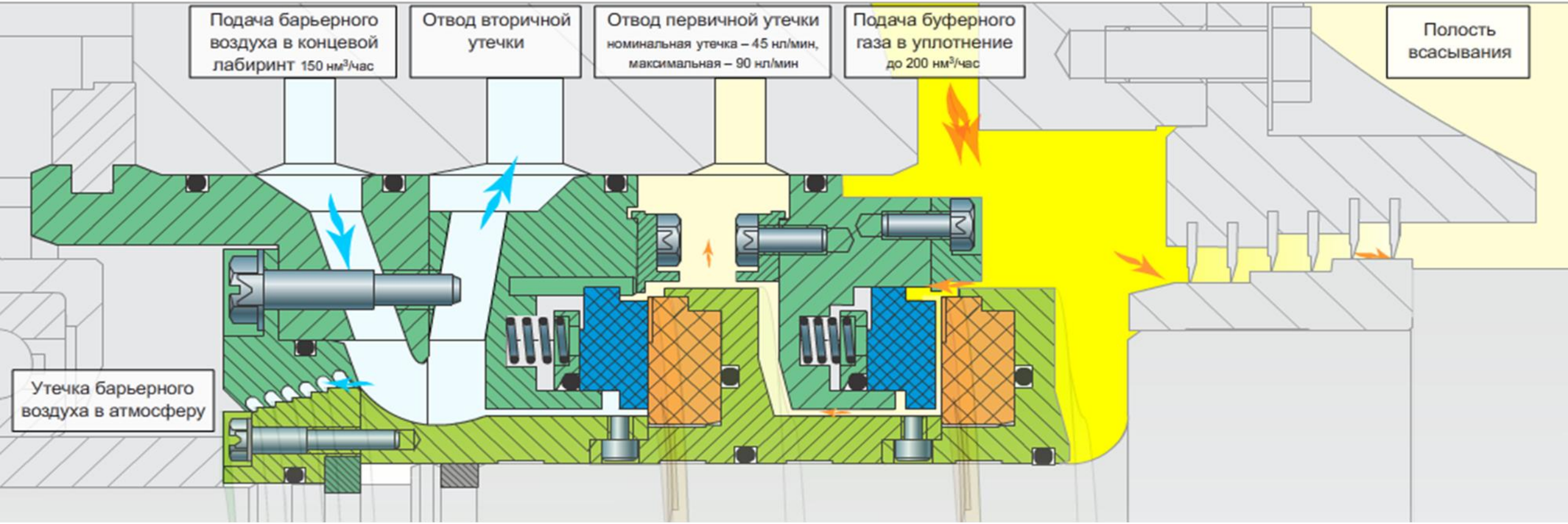
Преимущества газовых уплотнений

Прекращение загрязнения сжимаемого газа маслом. Замасливание проточной части нагнетателя, теплообменников и трубопроводов является весьма нежелательным для технологических процессов. Так, в результате загрязнения газа маслом пропускная способность газопровода снижается на 1-2%.

Снижение расхода электроэнергии. Ввиду того, что для сухих уплотнителей не требуется дополнительных насосных систем высокого давления для циркуляции масла, при их установке нет "побочного" оборудования, потребляющего электроэнергию. Системы с масляными уплотнениями могут потреблять от 50 до 100 кВтч электроэнергии, в то время как системы СГУ используют не более 5 кВтч.

Существенно уменьшаются (в 10 и более раз) потери мощности на трение в уплотнении. Отсутствуют значительные потери механической энергии на привод насоса высокого давления. Эффект от применения сухих газовых уплотнений усиливается в нагнетателях с газотурбинным приводом, так как при снижении потребляемой нагнетателем мощности на 1% расход топлива на газовой турбине уменьшается на несколько процентов.

Уплотнение вала нагнетателя. Принцип работы



- ✓ Отфильтрованный природный газ (уплотняющий или буферный) подается в полость между картриджем уплотнения и внутренним лабиринтом. Большая часть этого газа перетекает назад в компрессор по внутреннему лабиринту, обеспечивая отсутствие жидкости и механических частиц в уплотняющей полости, которые могут повредить газовый затвор.
- ✓ Для обеспечения взрывозащиты подшипника ЦБК в полость после второй ступени подается барьерный воздух (БВ), который за счет повышенного давления исключает попадание газа в подшипник. Так как БВ контактирует с деталями уплотнительной пары второй ступени, он также должен иметь необходимую степень очистки.

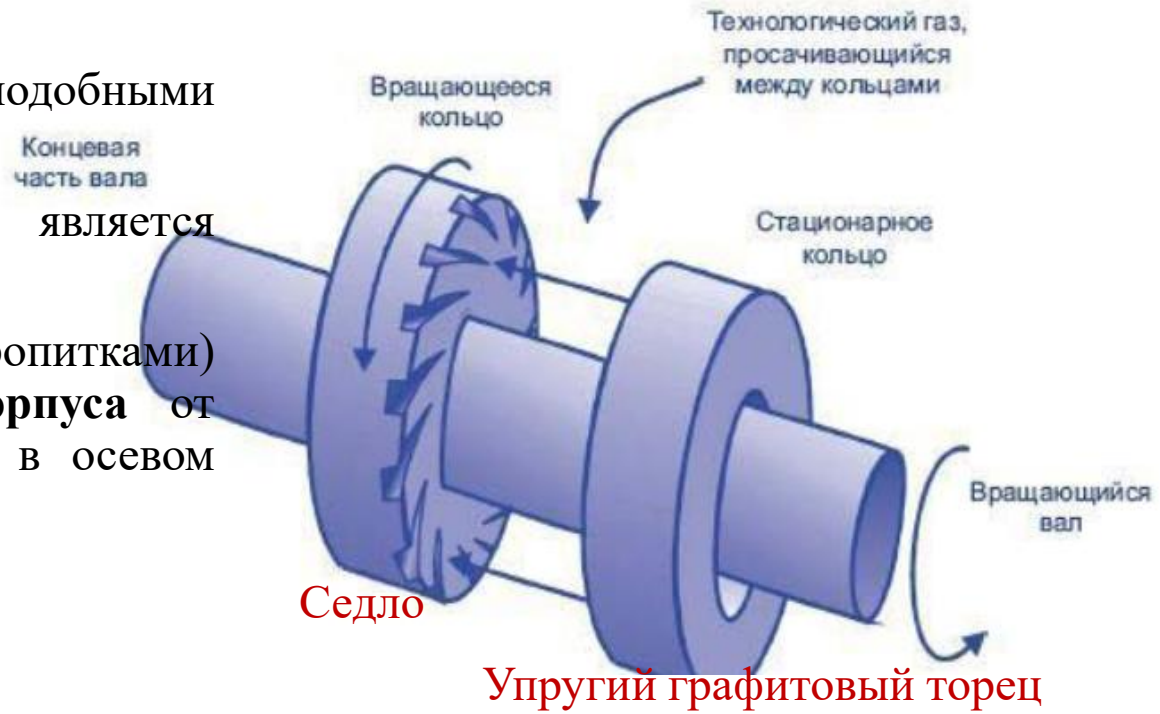
Принцип действия, требования к эксплуатации сухих газовых уплотнений

Система СГУ предназначена для герметизации природного газа на концах валов нагнетателя с масляными подшипниками в динамическом (при вращении ротора) и в статическом (стояночном) режиме работы.

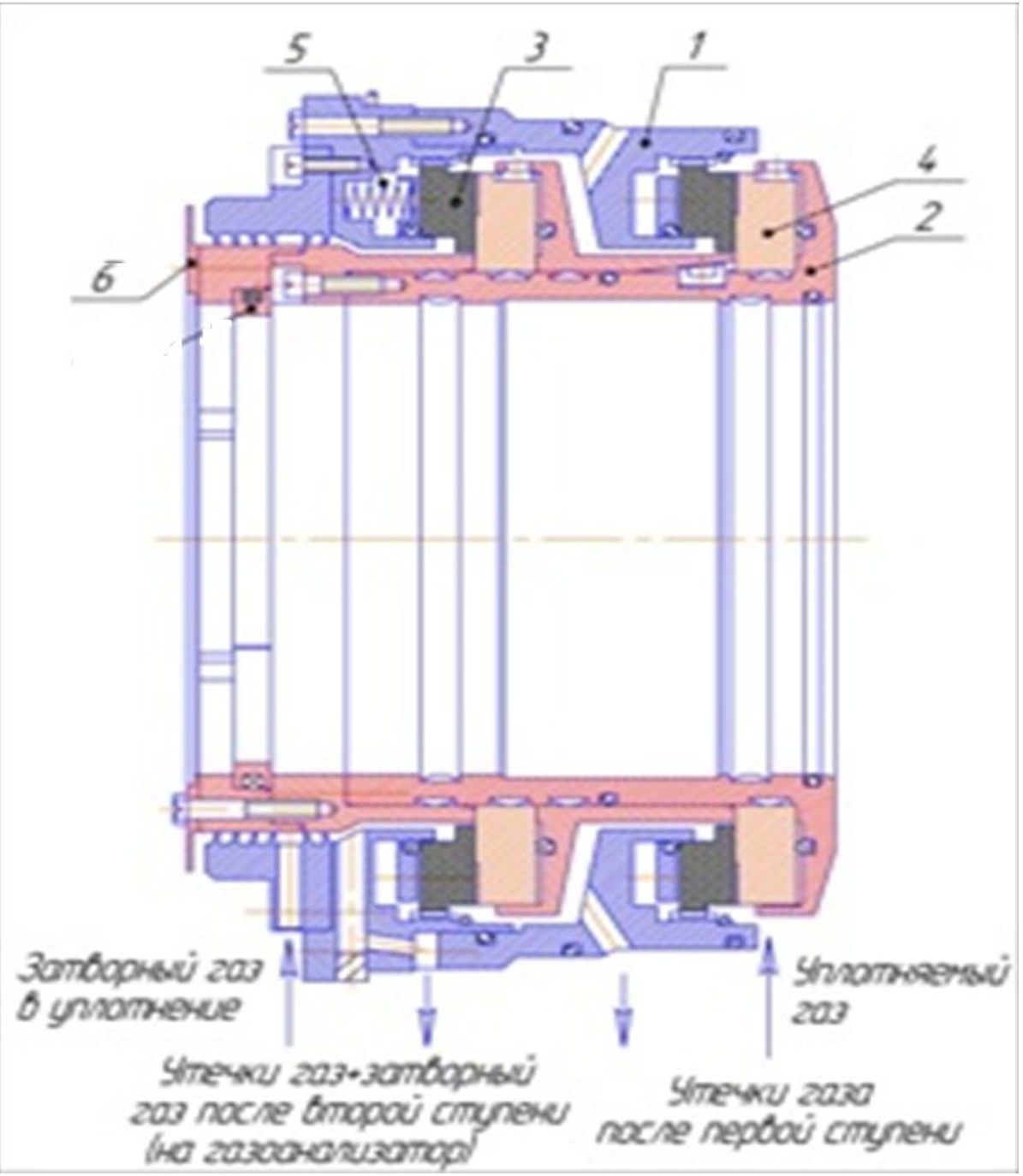
Свыше 80% парка центробежных компрессоров оснащено подобными системами.

Основной рабочей частью уплотнительной ступени СГУ является уплотнительная пара: торец и седло.

Торец (выполняется из графита с антифрикционными пропитками) подвижен в осевом направлении, **закреплен внутри корпуса** от проворота фиксатором из нержавеющей стали и нагружен в осевом направлении набором пружин.



Уплотнение осуществляется газовым затвором, создаваемым канавками, проточенными в посаженном на ротор вращающемся уплотнении. В зависимости от применения можно использовать газ, отбираемый из компрессора на разных уровнях. Гидростатические и гидродинамические силы уравновешиваются, поддерживая зазор в несколько микрон между вращающимися и неподвижными уплотнительными поверхностями. Этот малый зазор снижает утечку газа до пренебрежимо малого уровня. Существуют разнообразные запатентованные решения для предотвращения образования в уплотнениях жидкости или гидратов и для регулирования температуры уплотнения.



http://tremkazan.ru/products/

4 - вращающийся диск из твердосплавных материалов (карбид вольфрама, карбид кремния, нитрид кремния)

2 - роторная часть уплотнения, на котором закреплен диск (роторная часть уплотнения крепится на валу и вращается вместе с ним. На уплотнительной торцовой поверхности диска выполнены спиральные канавки (однонаправленные или реверсивные) глубиной несколько микрометров

3 - невращающееся кольцо из графита с антифрикционными пропитками или карбида кремния со специальным покрытием. Кольцо закрепляется в корпусе **статорной части уплотнения (1),** оно подвижно в осевом направлении и прижимается к диску **пружинами (5)**. Пружины передают усилие через упорное кольцо на резиновое кольцо, которое, в свою очередь, передает усилие на графитовое кольцо

6 - маслоотбойное кольцо

Спиральная (однонаправленная) канавка

Канавка двустороннего действия (реверсивная)

Стойка управления работой газодинамических уплотнений (СУ ГДУ)

Технические характеристики:

- ✓ уплотняемое давление — до 280 кг/см^2;
- ✓ температура в области уплотнений — до 250 ºС;
- ✓ скорость на периферии вращающегося седла — до 200 м/сек;
- ✓ диаметр вала под уплотнением — до 250 мм.

http://tremkazan.ru/products/

Подшипниковые опоры на активном магнитном подвесе (АМП)

Системы магнитного подвеса ротора (СМП) предназначены для замены подшипников с масляной смазкой в машинах большой мощности. Применение активного магнитного подвеса обеспечивает бесконтактный подвес роторов нагнетателя (двигателя) в управляемом магнитном поле перед пуском, при работе и остановке агрегата.

ЦБН оснащены:

страховочными подшипниками, обеспечивающими до 20 аварийных «падений» ротора с номинальной частотой вращения;

датчиками температуры;

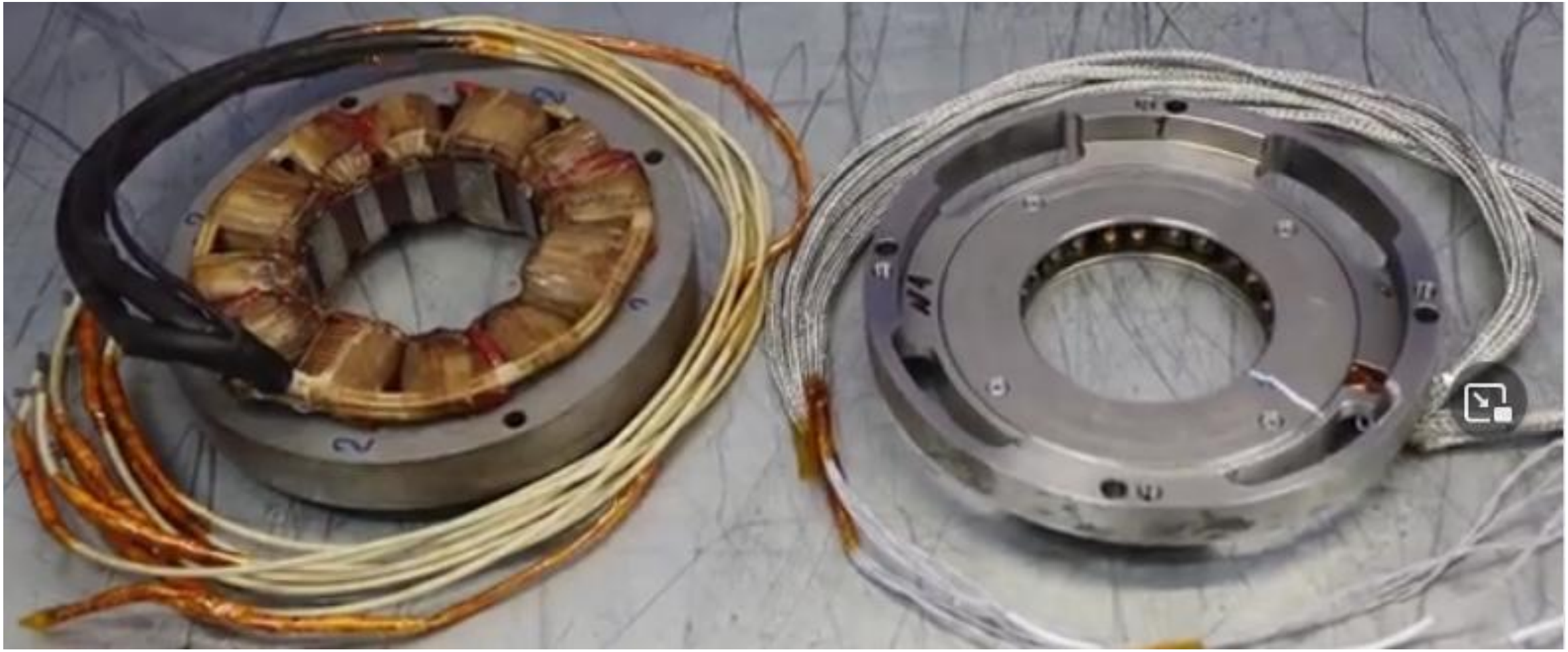
индуктивными датчиками радиального и осевого перемещения;

датчиками скорости вращения ротора.

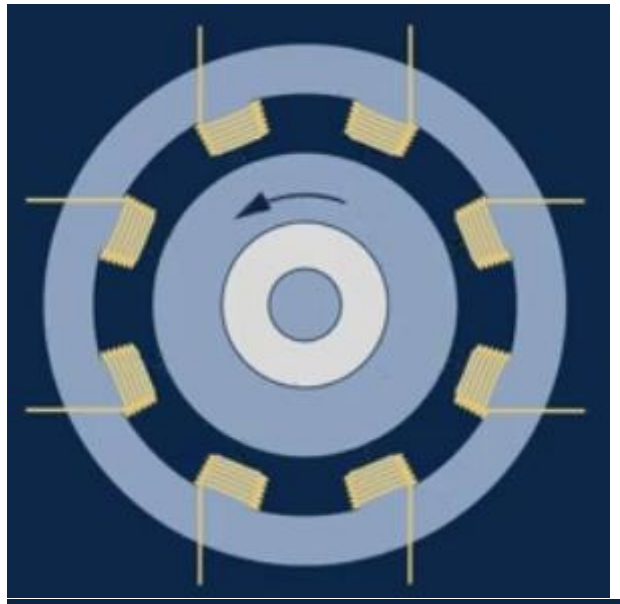
Преимущества системы:

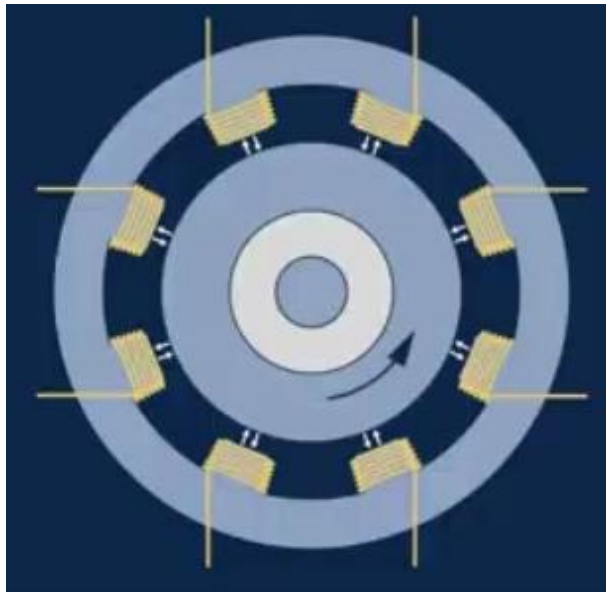
- ✓ увеличение ресурса узлов подшипника;
- ✓ повышение КПД за счет отсутствия механических потерь;
- ✓ снижение количества дополнительного оборудования;
- ✓ повышение надежности;
- ✓ лучшие экологические характеристики.

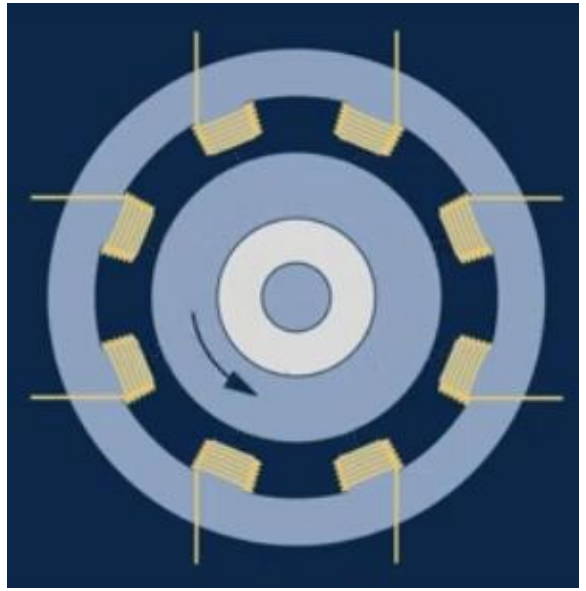
Электромеханическая часть АМП

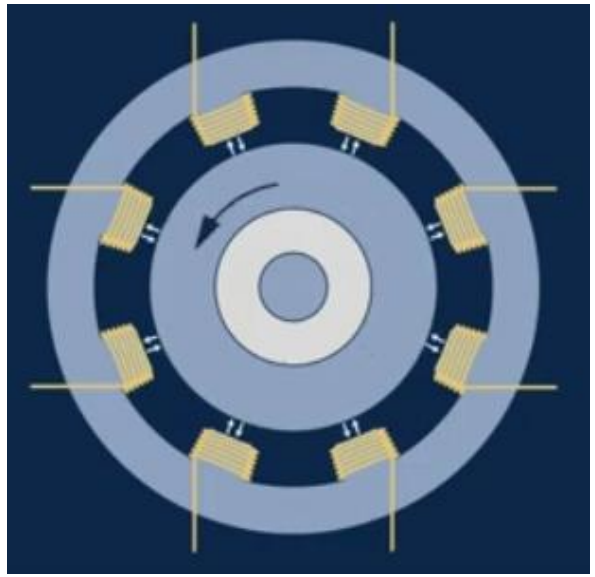


Принцип действия подшипниковых опор на АМП

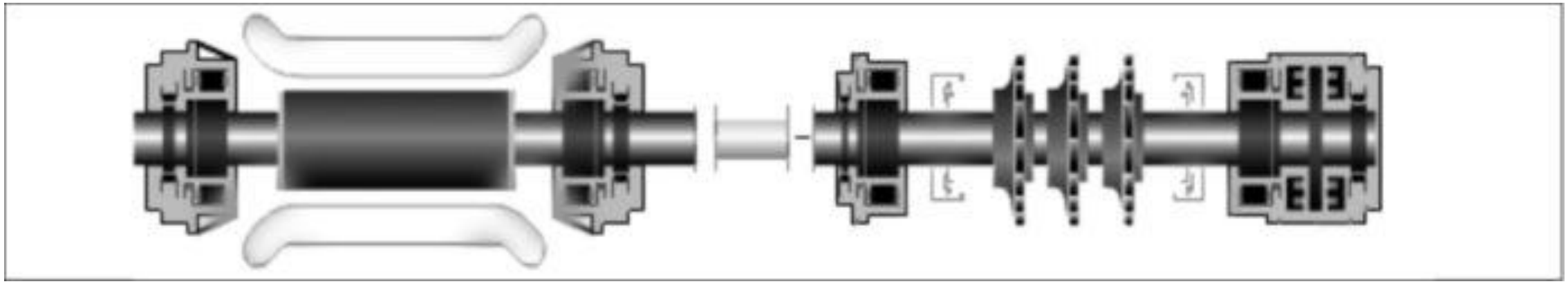








Магнитный подвес ротора нагнетателя

Комплект системы магнитного подвеса ротора нагнетателя включает два узла электромагнитных подшипников (радиальный и радиально-упорный), электронный блок управления и комплект кабелей.

Радиальный подшипник устанавливается со стороны привода нагнетателя, радиально-упорный подшипник — со стороны свободного конца ротора нагнетателя.
Узел радиального подшипника содержит:
— несущий силовой орган в виде системы радиальных электромагнитов;
— датчики радиального положения ротора;
— страховочный подшипник;
— датчики системы контроля радиальных виброперемещений ротора.