

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ
Кафедра «Транспорта и хранения нефти и газа»

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование повышения эффективности компрессорной станции «Александровская» путем выбора оптимальных технологических схем.

УДК 622.691.5:66.078 (571. 16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Завьялов Евгений Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ТХНГ	Веревкин А.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к.экон.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н.В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Коротченко Т.В.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н. проф.		

Содержание

Введение.....	4
1. Общая характеристика газокompрессорной станции «Александровская».	
Назначение технологического процесса.....	6
1.1Общий состав газокompрессорной станции. Количество технологических потоков.....	7
1.2.Состав транспортируемого природного газа.....	8
1.3. Описание технологической схемы компрессорной станции.....	9
2.Характеристика основного и вспомогательного оборудования компрессорного цеха.....	11
2.1. Участок очистки газа (пылеуловители типа ГП 105.00.000).....	11
2.2. Участок компримирования газа.....	11
2.3. Синхронный двигатель СТД – 4000–2.....	14
2.4. Устройство и работа нагнетателя 280 – 12 – 7.....	15
2.5. Блок маслосистемы.....	21
2.6. Системы управления технологическим процессом.....	22
2.6.1. Контрольно-измерительные приборы.....	24
3. Общая характеристика реконструированной компрессорной станции «Александровская».....	26
4. Описание технологической схемы процесса и схем автоматизации.....	28
4.1.Блок учета состава и расхода газа.....	28
4.2. Участок очистки газа ЦПУ-5,4-10-500-УХЛ1.....	29
4.3. Участок компримирования газа.....	31
4.3.1. Асинхронный высокоскоростной электродвигатель.....	32
4.3.1.1 Преобразователь частоты.....	34

4.3.2. Устройство и работа нагнетателя 220 – 11 – 1СМП.....	35
4.3.3 Магнитный подшипник	39
4.3.4. Система сухих газодинамических уплотнений.....	40
4.3.5. Система САУ ЭГПА.....	42
5. Техническое обслуживание и ремонт ЭГПА и ГПА.....	47
5.1 Ремонт ГПА и ЭГПА.....	47
5.2 Техническое обслуживание ГПА и ЭГПА.....	47
Заключение.....	50
Приложение А.....	51

ВВЕДЕНИЕ

Развитие газовой и ряда смежных отраслей промышленности сегодня в значительной степени зависит от дальнейшего совершенствования эксплуатации и обслуживания систем трубопроводного транспорта природных газов из отдаленных и порой слабо освоенных регионов в промышленные и центральные районы страны. Все основные месторождения газа расположены на значительном расстоянии от крупных потребителей. Подача газа к ним осуществляется по магистралям газопровода различного диаметра. При движении газа из-за рода гидравлических сопротивлений по длине трубопровода происходит падение его давления, что приводит к снижению пропускной способности газопровода. Поэтому транспортировать газ в достаточном количестве и на большие расстояния только за счет естественного пластового давления нельзя.

Для поддержания заданного расхода транспортируемого газа и обеспечения его оптимального давления в трубопроводе по трассе газопровода устанавливаются компрессорные станции. Современная компрессорная станция это сложное инженерное сооружение, обеспечивающее основные технологические процессы по подготовке и транспорту природного газа. Компрессорная станция это составная часть магистрального газопровода обеспечивающая транспорт газа с помощью энергетического оборудования, установленного на КС. Она служит управляющим элементом в комплексе сооружений, входящих в магистральный газопровод. Именно параметрами работы КС определяется режим работы газопровода.

На компрессорные станции приходится порядка 25% всех капиталовложений в системы транспорта газа и 60% всех эксплуатационных расходов по этим системам. В силу отмеченного основное внимание при проектировании и эксплуатации КС уделяется газоперекачивающим агрегатам (ГПА) и их вспомогательным системам, определяющим эффективность работы ГПА. Надежность и экономичность транспорта газа в

значительной мере определяются, долговечностью и экономичностью КС. Поэтому проектирование и эксплуатация компрессорных станций должны осуществляться с учетом современных достижений науки и техники и перспектив развития районов расположения станций.

Цель: усовершенствование технологической схемы компрессорной станции «Александровская», для повышения рабочих характеристик оборудования, уменьшения металло - емкости и сокращения затрат электроэнергии. Для решения сформулированной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить технологические схемы
- рассмотреть состав оборудования
- провести сравнительный анализ технологический схем
- провести расчет технологического трубопровода;
- сделать соответствующие выводы и заключение;
- доложить о результатах исследования на конференции.

1. Общая характеристика газокomppressorной станции «Александровская». Назначение технологического процесса.

Александровское ЛПУМГ «Газпром трансгаз Томск» создано 20 мая 1980 года на основании приказа Мингазпрома СССР в соответствии с утвержденной структурой и штатным расписанием. Управление возникло в связи с окончанием строительства и вводом в эксплуатацию газопровода «НГПЗ-Парабель-Кузбасс», диаметром 1020 мм на рабочее давление 5,4 Мпа.

Александровское ЛПУМГ расположено на территории двух субъектов. Российской Федерации: Томской и Тюменской областей. В составе Александровского ЛПУМГ три промышленные площадки: Александровская, Вертикосская и Нижневартовская.



Рис 1.1 – Компрессорная станция «Александровская»

На Александровской ПП находится в эксплуатации одноцеховая компрессорная станция «Александровская» с электроприводными агрегатами типа СТД-4000-2(6шт.) Общая установленная мощность ЭГПА составляет 24 МВт. Компрессорная станция введена в эксплуатацию в 1981 году. Основная задача, которая возлагается на компрессорную станцию – повышение давления природного газа, очистка и обеспечение его транспортировки по магистральному газопроводу до потребителей.

1.1. Общий состав газоконпрессорной станции. Количество технологических потоков.

В состав компрессорной станции входят:

- узел подключения
- узел очистки газа (циклонные пылеуловители 7шт.)
- участок компримирования газа (6 ГПА);
- охранные краны КС;
- установка охлаждения смазочного масла
- система автоматического управления и КИП.
- система импульсного газа;

Вспомогательные системы:

- система сбора, удаления твердых и жидких примесей, извлеченных из транспортируемого газа;
- электроснабжения;
- система теплоснабжения;
- система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения;
- система канализации и очистные сооружения;
- система молниезащиты;
- система ЭХЗ объектов КС;
- система связи;

Режим работы компрессорной станции – непрерывный в течение года с периодическими остановами либо по режиму работы газопровода, либо для проведения технического обслуживания и проведения капитального ремонта.

Максимальная производительность станции 26 млн. м³/сутки. Компрессорный цех работает в две группы по одному агрегату в группе, производительность одного ГПА 13 млн. м³/сутки.

Промплощадка КС «Александровская», занимает большую территорию (компрессорной цех, циклонные пылеуловители, обвязка), следовательно большие затраты на электроэнергию и местное отопление, большие расходы на поддержание инфраструктуры (стрижка газона, уборка, покраска и т.д.)

1.2. Состав транспортируемого природного газа

Природный газ, транспортируемый по МГ «НГПЗ – Парабель – Кузбасс», имеет следующий средний состав:

Таблица 1 – Состав газа

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение
Метан	% об.	91,885
Этан	% об.	3,085
Пропан	% об.	1,593
Изобутан	% об.	0,304
Н-бутан	% об.	0,343
И-пентан	% об.	0,055
Н-пентан	% об.	0,050
Сумма С6 и выше	% об.	0,025
Кислород	% об.	0,013
Азот	% об.	2,143
Диоксид углерода	% об.	0,504
Теплота сгорания, низшая	ккал/м ³	8320
Область значений числа Воббе, высшее	ккал/м ³	11790
Плотность расчетная	кг/м ³	0,737

Примечание: в таблице приведены среднегодовые значения

Транспортируемый по магистральному газопроводу природный газ должен соответствовать СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам», а в

пунктах сдачи его потребителям ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения».

1.3. Описание технологической схемы компрессорной станции

Технологическая обвязка компрессорного цеха предназначена для:

- приема на КС технологического газа из магистрального газопровода;
- очистки технологического газа от механических примесей и капельной влаги в пылеуловителях;
- распределение потоков для последующего сжатия и регулирования схемы загрузки ГПА;
- вывода КЦ на станционное «кольцо» при пуске и остановке;
- подачи газа в магистральный газопровод;
- транзитного прохода газа по магистральному газопроводу, минуя КС;
- при необходимости сброса газа в атмосферу из всех технологических газопроводов компрессорного цеха через свечные краны.

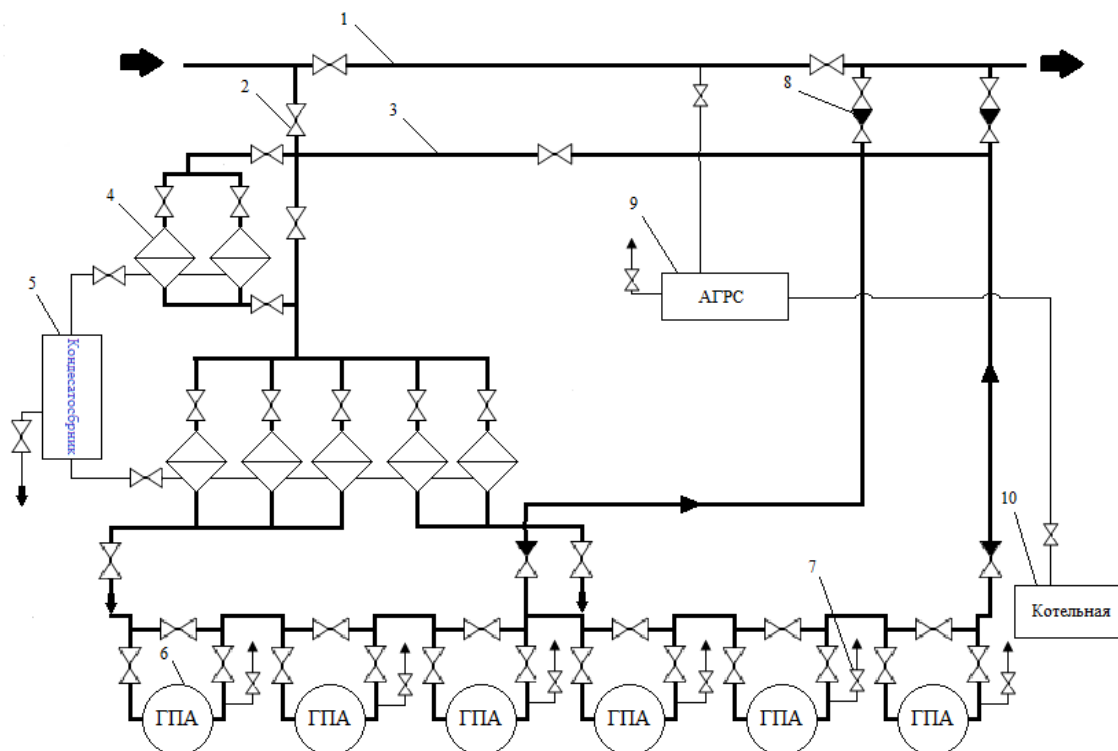


Рис 1.2 – Технологическая схема КС перед реконструкцией:

- 1 – магистральный газопровод; 2 – шаровой кран; 3 – байпасная линия;
4 – пылеуловители; 5 – Конденсатосборник; 6 – газоперекачивающий агрегат;

7 – продувная свеча; 8 – обратный клапан; 9 – автоматизированная газораспределительная станция; 10 – котельная

По технологической схеме КС «Александровская» газ из магистрального газопровода с условным диаметром 1000 мм через охранный кран поступает на узел подключения КС к магистральному газопроводу. Этот кран предназначен для отключения магистрального газопровода от КС в случае возникновения каких-либо аварийных ситуаций на узле подключения, в технологической обвязке компрессорной станции или обвязке ГПА.

После охранный крана, газ поступает к установке очистки, где размещены пылеуловители. На КС установлены 2 ступени очистки. 1-я ступень - циклонные пылеуловители (2 штук) типа ГП 604.01.00.000. 2-я ступень циклонные пылеуловители (5 штук) типа ГП 105.00.000. Газ в пылеуловителях очищается от механических примесей и влаги.

После очистки газ по трубопроводу Ду 700 поступает во входной коллектор компрессорного цеха и распределяется по входным трубопроводам ГПА, на вход центробежных нагнетателей (6 штук).

После сжатия в центробежных нагнетателях, газ проходит через выходной кран центробежных нагнетателей и по трубопроводу поступает в магистральный газопровод.

Перед краном на выходе устанавливается обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного потока газа из газопровода.

2. Характеристика основного и вспомогательного оборудования компрессорного цеха.

2.1. Участок очистки газа (пылеуловители типа ГП 105.00.000).

Поток природного газа по газопроводу подключения поступает в раздающий коллектор циклонных пылеуловителей, а затем в пылеуловители, очищенный от механических примесей и влаги газ поступает в собирающий коллектор. Из собирающего коллектора газ направляется на две группы участка компримирования .

2.2. Участок компримирования газа.

Очищенный природный газ поступает на вход газоперекачивающих агрегатов типа 280-12-7 (ГПА) обеих групп. Газовая обвязка нагнетателей универсальная и предусматривает их работу как отдельно, так и группами по два нагнетателя последовательно, как в 1-группу ,так и во 2-группу.

Центробежный нагнетатель типа 280-12-7 бес подвальной компоновки с выносным блоком маслосистемы предназначен для сжатия и подачи природного газа в магистральные газопроводы.

Работа нагнетателя возможна по следующей схеме:

1. одного нагнетателя
2. двух последовательно работающих нагнетателей
3. трёх последовательно работающих нагнетателей
4. параллельная работа одиночных нагнетателей, а также групп последовательно включенных нагнетателей.

Таблица 2 – Конечные параметры нагнетателя 280 – 12 – 7

Наименование параметров	Численная величина		
	При последовательной работе 3-х нагнетателей	При последовательной работе 2-х нагнетателей	При работе 1-го нагнетателя
1. Производительность, отнесённая к нормальным условиям,	150,4	150,4	150,4

м ³ /с-м ³ /сутки (T=273 ⁰ ; P=10,13*10 ⁴ Па)	13,0*10 ⁶	13,0*10 ⁶	13,0*10 ⁶
2. Объёмная производительность первого нагнетателя при начальном давлении и начальной температуре (см.табл.2) м ³ /с (м ³ /мин)	3,9 (236)	3,5 (211)	3,0 (179)
3. Абсолютное конечное давление газа при выходе из нагнетательного патрубка последнего нагнетателя Па (кгс/см ²)	5,48*10 ⁶ (56)	5,48*10 ⁶ (56)	5,48*10 ⁶
4. Мощность, потребляемая первым нагнетателем, кВт	3100	3500	4000
5. Мощность, потребляемая вторым нагнетателем, кВт	3500	3900	-
6. Мощность, потребляемая третьим нагнетателем, кВт	3200	-	-
7. Температура газа при выходе из последнего нагнетателя группы К (°С)	333 (60)	324 (51)	308 (35)

Указанные в табл. №1 параметры определены при нижеследующих начальных условиях, приведённых в табл.2.

Таблица 3 – Исходные параметры нагнетателя 280 – 12 – 7

Наименование исходных параметров	Численное значение		
	При последовательно й работе 3-х нагнетателей	При последовательной работе 3-х нагнетателей	При работе 1-го нагнетателя
1. Абсолютное начальное давление газа перед всасывающим патрубком Па (кгс/см ²)	3,28*10 ⁶ (33,5)	3,72*10 ⁶ (38,0)	4,41*10 ⁶ (45,0)
2. Начальная температура газа перед всасывающим патрубком К (°С)	288 (15)	288 (15)	288 (15)

3. Плотность газа отнесённая к нормальным условиям кг/м ³	0,754	0,672	0,672
4. Плотность газа при начальном давлении и температуре (пункты 1; 2) кг/м ³	25,5	28,9	34,2
5. Частота вращения ротора нагнетателя n ⁻¹ (об/мин)	133 (8000)	133 (8000)	133 (8000)

Нагнетатель приводится во вращение через повышающий редуктор синхронным электродвигателем типа СТД-4000-2; 4000 квт, напряжением 10000 вольт с частотой вращения 500^{-1} ($n=3000$ об-мин), закрытого исполнения, с разомкнутой системой вентиляции с воздухоохладителем. Соединение нагнетателя с редуктором и редуктора с электродвигателем осуществляется при помощи зубчатых муфт. Направление вращения ротора нагнетателя против часовой стрелки, если смотреть на муфту нагнетателя со стороны редуктора.

Критическая частота вращения ротора нагнетателя около 222^{-1} (13300 об/мин) (вал жёсткий). Момент инерции ротора нагнетателя, приведённый к муфте-250 кгм². Момент при нормальном числе оборотов в конце пуска 5096 Нм (520 кгсм); момент при трогании 510 Нм (52 кгсм). Масса нагнетателя с редуктором и вспомогательным оборудованием (без электродвигателя)-25т.

Нагнетатель снабжается системой контроля, защиты и автоматического управления «Электра-1», которая обеспечивает пуск и управление работой агрегата с центрального щита. Эта система разрабатывается организациями заказчика по заданию завода изготовителя.

В корпусе подшипника нагнетателя установлено масляное реле осевого сдвига, которое падаёт импульс на отключение главного электродвигателя нагнетателя при аварийном осевом сдвиге ротора и в случае выработки упорных колодок подшипника выше допустимой величины.

Для контроля температуры вкладышей нагнетателя и редуктора установлены термометры сопротивления. При аварийном повышении температуры, хотя бы одного из вкладышей подшипников, выдаётся импульс, который вызывает останов главного электродвигателя нагнетателя.

Системы смазки, уплотнений (кроме аккумулятора масла), регулирования перепада давлений «газ-масло» и газовой выделенной смонтированы в единый блок-маслосистемы на общем реле-маслобака. Масса блока около 5 т.

Система смазки подшипников агрегата - принудительная циркуляционная. Масло давлением 0,075...0,12 Мпа (0,75...1,2 кгс/см²) подаётся главным маслонасосом на редуктор и электродвигатель. Масло давлением 0,45...0,55 Мпа (4,5...5,5 кгс/см²) подаётся на опорно-упорный подшипник нагнетателя, реле осевого сдвига и в линию всасывания винтовых маслонасосов.

Масло с давлением на 0,2...0,3 Мпа (2...3 кгс/см²) выше, чем давление газа в нагнетании, подаётся винтовым маслонасосом на опорный подшипник нагнетателя, который одновременно является уплотнительной втулкой и на аккумулятор масла.

2.3. Синхронный двигатель СТД – 4000–2

Нагнетатель приводится во вращение через повышающий редуктор синхронным электродвигателем типа СТД-4000-2; 4000 квт, напряжением 10000 вольт с частотой вращения 500⁻¹ (n=3000 об-мин), закрытого исполнения, с разомкнутой системой вентиляции с воздухоохладителем. Соединение нагнетателя с редуктором и редуктора с электродвигателем осуществляется при помощи зубчатых муфт. Направление вращения ротора нагнетателя против часовой стрелки, если смотреть на муфту нагнетателя со стороны редуктора.

Синхронный двигатель СТД – 4000 – 2 имеет ряд недостатков:

1. Подшипники скольжения, масляные уплотнения. Значительно снижается ресурс выработки, низкий КПД.

2. Двигатель синхронный:
- постоянная частота вращения (3000 об\мин.)
 - Ротор закреплен жестко в статоре, отсутствует плавный пуск, следовательно большие нагрузки на подшипники при пуске двигателя (значительно снижается ресурс подшипников)
 - Работает с постоянно мощностью 4000 квт, (большие затраты электроэнергии)

2.4. Устройство и работа нагнетателя 280 – 12 – 7.

Нагнетатель представляет собой одноступенчатую центробежную машину с консольно расположенным колесом и осевым подводом газа. Нагнетательный патрубок расположен в нижней части корпуса нагнетателя (улитки) и направлен горизонтально влево, если смотреть на нагнетатель со стороны всасывания.

Нагнетатель установлен на чугунной фундаментной раме и закреплён неподвижно.

Работает нагнетатель следующим образом:

Газ под давлением 4,41 МПа (45 кгс/см²) поступает через всасывающий газопровод к рабочему колесу нагнетателя.

При вращении рабочего колеса происходит процесс сжатия газа до 5,1...5,3 МПа (51...53 кгс/см²) и подача его через нагнетательный патрубок в нагнетательный газопровод.

Система уплотнений в корпусе нагнетателя обеспечивает уменьшение перетечек газа внутри машины и исключает проникновение его в машинный зал.



Рис 2.1 – Центробежный нагнетатель типа 280-12-7

Состоит нагнетатель из следующих основных частей: корпуса, уплотнений, вкладышей, фундаментной рамы, ротора, соединительной зубчатой муфты, кожуха муфты.

Корпус нагнетателя состоит из стальной улитки, нагнетательного и всасывающего трубопроводов, корпуса опорно-упорного подшипника.

Улитка имеет цилиндрическую форму и выполнена из двух частей (левой и правой), соединённых сваркой по контуру. Левая половина улитки (сторона всасывания) расточена до размера, обеспечивающего установку и выемку ротора при сборке и разборке нагнетателя. В левой части, внутри приварен воротниковый диск, предназначенный для установки уплотнительной втулки. Здесь же имеется проточка образующая уплотнительную камеру нагнетателя. В нижней части уплотнительной камеры приварена труба с фланцем для слива масла из уплотнительной камеры в поплавковую камеру. В нижней части улитки приварен нагнетательный патрубок, направленный влево, если смотреть со стороны всасывания. Для крепления улитки к раме фундаментной в нижней части приварены лапы опорные. На торцах улитки выполнены резьбовые отверстия, предназначенные для крепления: слева - всасывающего патрубка и справа – корпуса опорно – упорного подшипника.

На цилиндрической поверхности улитки выполнены отверстия для подвода масла к опорному подшипнику и для соединения по газу уплотнительной камеры с поплавковой камеры.

Недостатки нагнетателя 280 – 12 – 7 относительно нагнетателя 220 – 11 – 1 СМП:

1. Повышающий редуктор (3000/8000 об/мин)
 - Низкий КПД (84%)
 - Ресурс выработки 50000 часов
 - Масло система
2. Подшипник скольжения, масляное уплотнение
3. Производительность нагнетателя регулируются за счет лопаток уставленных на входном трубопроводе (регулирует подачу газа на входе в нагнетатель):
 - возможность создания высокого давления (сверх допустимого) в патрубке между нагнетателем и регулирующим органом.
 - коэффициенты потерь, затрат мощности и удельные энергетические затраты при дросселировании (на всасывании и нагнетании центробежного нагнетателя).
 - нагнетатель работает неустойчиво, с резкими колебаниями подачи

Всасывающий и нагнетательный трубопровод

Всасывающий трубопровод состоит из перехода с фланцем, колеса с лопатками и патрубка с фланцем.

Система уплотнения

Нагнетатель снабжён уплотнениями:

По валу. Уплотнение служит для предотвращения проникновения газа в машинный зал, а также для предотвращения проникновения масла высокого давления из опорного вкладыша в полость улитки.

Уплотнение по рабочему колесу предназначено для уменьшения протечек газа внутри нагнетателя. Уплотнение имеет вид обоймы и изготовлено из алюминиевого сплава. Уплотняющими органами служат

усики, выполненные заодно с обоймой, и распложенные ступенчато. Соответствующие ступеньки выполнены на покрывающем диске рабочего колеса. Уплотнение фиксируется в улитке при помощи штифтов.

Масленное уплотнение имеет ряд недостатков:

- Низкий ресурс выработки (30000 часов)
- Использование масла системы для герметизация и охлаждения уплотнений
- Вследствие износа деталей с течением времени эксплуатации, уплотнения начинают пропускать масло.
- Уплотнение может работать только при определенной величине скорости вращения вала и увеличение скорости вращения вала может вывести уплотнение из строя.

Вкладыш опорный и опорно – упорный.

Корпус опорного вкладыша, являющийся одновременно уплотнительной втулкой устанавливается в расточку торцевой стенки улитки (со стороны корпуса подшипника) и крепится своим фланцем при помощи болтов.

Температура вкладышей контролируется четырьмя термометрами сопротивления – один на опорном подшипнике и три на опорно-упорном.

Фундаментная рама.

Фундаментная рама отливается из чугуна и служит опорой для нагнетателя. Опоры улитки нагнетателя и корпуса подшипника фиксируются на раме тремя цилиндрическими штифтами.

После окончательной центровки нагнетателя клинья должны быть приварены между собой в нескольких точках. После этого фундаментная рама заливается бетоном.

Ротор.

Ротор нагнетателя консольного типа имеет одно рабочее колесо. Лопатки колеса цельнофрезерованные из тела основного диска.

Покрывающий диск соединён с основным диском заклёпками, проходящими сквозь тело лопаток. Рабочее колесо балансируется статически, а ротор в собранном виде – динамически.

Кожух муфты.

Чугунный кожух муфты закрывает соединительную зубчатую муфту между нагнетателем и редуктором. Кожух муфты состоит из двух частей и имеет горизонтальный разъём. Кожух крепится на корпусе подшипника нагнетателя и охватывает специальную манжету на корпусе редуктора.

Соединительная зубчатая муфта.

Соединение вала нагнетателя с валом шестерни редуктора осуществляется при помощи зубчатой муфты. Зубчатая соединительная муфта состоит из двух зубчатых втулок и внешней муфты, которая надевается на зубчатые втулки, и двух пружинных колец, ограничивающих осевые перемещения муфты

Устройство и работа редуктора.

Редуктор имеет передаточное число $i=8000/3000$. Редуктор закреплён на фундаментной раме и устанавливается на фундаменте между нагнетателем и электродвигателем и предназначается для передачи мощности до 4300 Квт при частоте вращения ведущего вала колеса редуктора 500^{-1} ($n=3000$) оборотов в минуту.

Направление вращения колеса редуктора по часовой стрелке, если смотреть на муфту со стороны электродвигателя. Зубчатая передача редуктора представляет собой одноступенчатый ускоритель горизонтального типа. Вал ведущего колеса редуктора соединяется с валом электродвигателя зубчатой муфтой. С противоположной стороны вала колеса редуктора к нему присоединена через кулачковую муфту ведущая шестерня главного зубчатого колеса.

Подшипник скольжения

Подшипник скольжения, в котором опорная поверхность оси или вала скользит по рабочей поверхности подшипника;

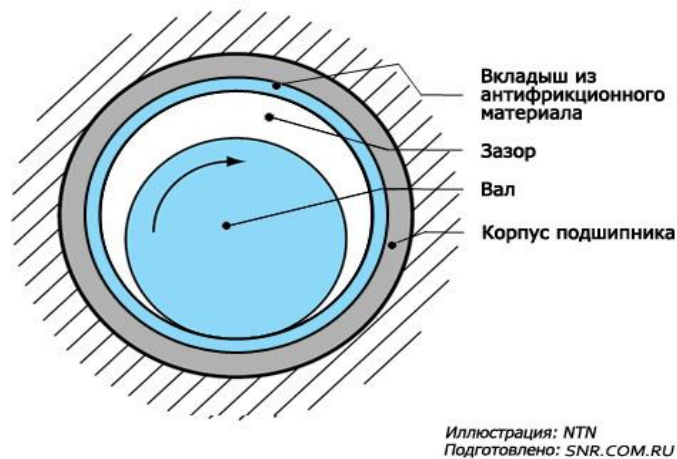


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема подшипника скольжения

Подшипник скольжения представляет собой корпус, имеющий цилиндрическое отверстие, в которое вставляется вкладыш или втулка из антифрикционного материала (часто используются цветные металлы), и смазывающее устройство. Между валом и отверстием втулки подшипника имеется зазор, который позволяет свободно вращаться валу. Для успешной работы подшипника зазор предварительно рассчитывается.

Недостатки подшипников скольжения:

- высокие потери на трение;
- пониженный коэффициент полезного действия;
- необходимость в непрерывном смазывании;
- неравномерный износ подшипника и цапфы;
- требует постоянной смазки.

2.5. Блок маслосистемы.

Блок маслосистемы предназначен для обеспечения нормальной работы узлов трения агрегата, поддержания на заданном уровне величины перепада давления “газ-масло” и обеспечения очистки масла от газа в процессе работы агрегата.

Блок маслосистемы представляет собой единую конструкцию состоящую из узлов системы смазки, регулирования перепада давлений “ газ-масло” и газовыделения, смонтированных на общей раме, соединённых между собой трубопроводами.

Система смазки агрегата предназначена для подачи масла к узлам трения и отвода от них тепла. Работает система следующим образом:

Масло, прошедшее через фильтры грубой очистки, установленные в маслобаке, засасывается главным масляным насосом и подаётся в маслоохладители, где происходит его охлаждение циркулирующей через маслоохладители. Охлажденное масла происходит через фильтры тонкой очистки и под давлением 0,4...0,55 МПа (4,5... 5,5 кгс/см²), поддерживаемым редукционным клапаном, подаётся на смазку опорно-упорного подшипника нагнетателя, на реле осевого сдвига и в линию всасывания винтовых маслонасосов. Масло после редукционного клапана давлением 0,075...0,1 МПа (0,75... 1,0 кгс/см²) которое поддерживается предохранительным клапаном подаётся для смазки редуктора, стыковых частей и электродвигателя. В период пуска и остановки агрегата масло подаётся в систему смазки пусковым маслонасосом.

Недостатки маслосистемы:

- большая метало – емкость;
- при длительной эксплуатации, теряет свои свойства;
- требует замены: масло, масляный фильтр (с истечением срока эксплуатации);

- периодические отборы проб масла;
- значительные расходы электроэнергии.



Рис 2.3 – Блок маслосистемы

Система смазки состоит из следующих узлов и элементов:

- рама маслобака;
- крышки маслобака;
- маслоохладители, фильтры масляные;
- клапан редукционный;
- клапан предохранительный;
- пусковой зубчатый маслонасос;
- главный маслонасос;
- указатель уровня масла;
- маслопроводы.

2.6. Системы управления технологическим процессом

САУ КС состоит из трех комплексов: «Контур-1М», «Вега-2» и «Электра 1-3».

Система автоматического управления КС «Александровская» предназначена для управления пуском и остановом газоперекачивающего агрегата (ГПА), рядом технологических защит, измерений и сигнализации вспомогательных объектов.

Комплекс «Контур-1М» предназначен для оперативного ведения режима КС с единого диспетчерского пульта (ПД) и реализует следующие функции:

- аварийного останова КЦ;
- контроля параметров и состояния всех типов ГПА;
- контроля исправности и состояния вспомогательного оборудования;
- управления электроприводными ГПА;
- контроля и управления вспомогательными объектами КС и КЦ, прилегающих к ДП КС;
- контроля и управления объектами прилегающей трассы газопровода.

Комплекс «Вега-2» предназначена для дистанционного и автоматического управления переключением общестанционных и режимных пневмоприводных газовых кранов КЦ, а также для связи ДП с устройствами управления ГПА компрессорного цеха.

С помощью Комплекса «Вега-2» осуществляется:

- одновременное дистанционное управление кранами различных типов с ДП или поочередное управление из КЦ;
- автоматическое управление кранами и ГПА при аварийной остановке КЦ;
- контроль положения пробок кранов: на ДП- постоянный, КЦ- по вызову;
- автоматический контроль исправности цепей управления кранами и наличия питания устройств комплекса;
- выбор с ДП и из КЦ рабочей группы для резервного ГПА;
- сигнализация на ДП и в КЦ рабочей группы резервного ГПА;

- передача на ДП расшифрованного сигнала «Неисправность» по ГПА;
- защита от помпажной ситуации последовательно работающих в группе ГПА при аварийной остановке одного из них;

защита от превышения допустимого давления газа на выходе группы ГПА;

Комплекс «Электра 1-3» предназначен для:

- автоматического управления процессами пуска и остановки ГПА с центробежными нагнетателями, имеющими привод от синхронных электродвигателей СТД-4000-2;

- управления и контроля работы ГПА со стационарного пункта управления (СПУ);

- защиты ГПА при аварийных ситуациях.

2.6.1. Контрольно-измерительные приборы

Количество точек замера параметров нагнетателя, расположение этих точек, применяемые первичные и вторичные приборы приведены в схеме теплотехнического контроля.

В процессе работы нагнетателя производится автоматический контроль температуры подшипников нагнетателя, редуктора, главного электродвигателя и масла в маслобаке. Первичными приборами контроля температуры подшипников являются термометры сопротивления, а в качестве вторичного прибора используется электронный многоточечный сигнализирующий мост. Температура масла в маслобаке измеряется с помощью электроконтактных термометров.

Измерение высокого и низкого давлений масла, измерение осевого сдвига ротора, измерение давления газа производится при помощи манометров электроконтактных и показывающих.

Перепад давлений между маслом и газом в уплотнениях контролируется дифференциальными реле давления.

Используемые контрольно-измерительные приборы должны быть проверены и снабжены пломбами или клеймами.

Недостатки системы управления технологическим процессом:

- система не регулирует объемную производительность и степень сжатия.
- журнал учета событий ведется вручную
- отсутствует удаленное управление
- управление ведется оператором, отсутствует блокировка команд при ошибочных действиях оператора.
- управление маслосистемой производится (вручную)
- проверка пусковой готовности и положением кранов производится персоналом по обслуживанию ГПА.
- требует непрерывный контроль параметров ГПА

3. Общая характеристика реконструированной компрессорной станции «Александровская»

Компрессорная станция эксплуатировалась на протяжении тридцати трех лет. В 2014 году произвели демонтаж и реконструкцию КС. Реконструированная КС «Александровская» введена в эксплуатацию в 2014 году. Проектная производительность компрессорной станции – 33 млн.нм³/сут.

Одно цеховая компрессорная станция с электроприводными газоперекачивающими агрегатами ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р(3шт.). Общая установленная мощность ЭГПА составляет 12 МВт.

КС «Александровская» введена в эксплуатацию в 2014 году

Режим работы – круглосуточный, круглогодичный.

В состав КС входят:

- узел подключения;
- узел очистки газа (циклонные пылеуловители – 3 шт.);
- здания компрессорного цеха с размещением ЭГПА;
- охранные краны КС;
- блок учета состава и расхода газа;

Вспомогательные системы:

- мобильная азотная установка;
- компрессорная сжатого воздуха;
- система электроснабжения;
- система теплоснабжения;
- система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения;
- система канализации и очистные сооружения;

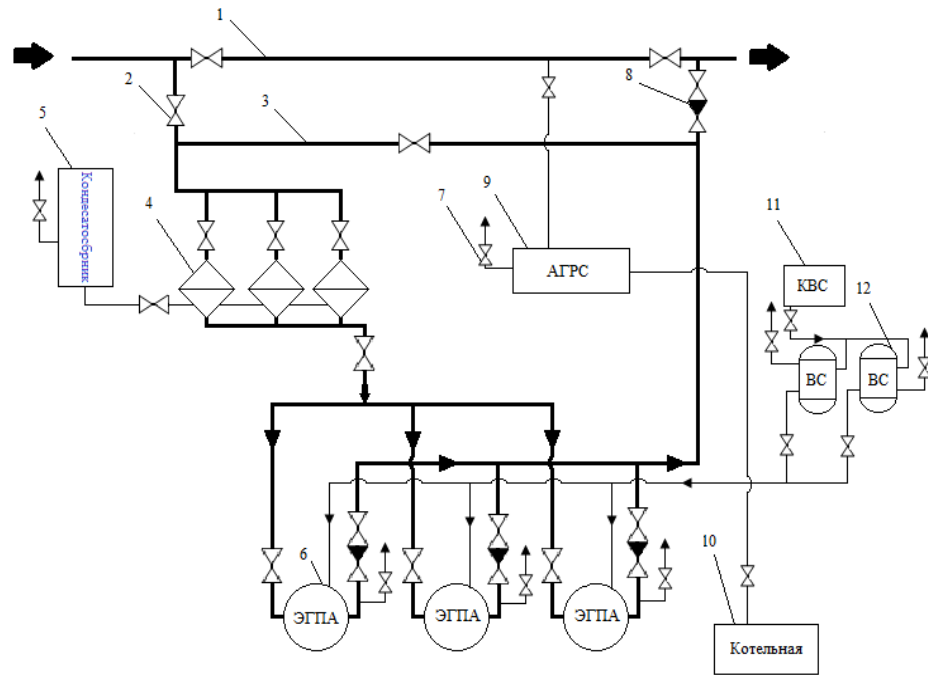


Рис 3.1 – Технологическая схема КС после реконструкции:

- 1 – магистральный газопровод; 2 – шаровой кран; 3 – байпасная линия;
 4 – пылеуловители; 5 – Конденсатосборник; 6 – газоперекачивающий агрегат;
 7 – продувная свеча; 8 – обратный клапан; 9 – автоматизированная газораспределительная станция; 10 – котельная; 11 – компрессор сжатого воздуха; 12 – воздухосборник

4. Описание технологической схемы процесса и схем автоматизации

4.1. Блок учета состава и расхода газа

Поток природного газа через кран № 7 узла подключения КС по всасывающему газопроводу Ду1020 поступает на площадку устройства технологического замера расхода газа, где установлен бесконтактный прибор – накладной газовый расходомер серии 1010GC «Controlotron» - фирмы «Siemens».

Для автоматического измерения состава транспортируемого природного газа применяется полевой хроматограф MicroSAM производства фирмы «Siemens». Для автоматического измерения точки росы по влаге и углеводородам применяется анализатор точки росы интерференционный «КОНГ-Прима-10» производства НПФ «Вымпел».

Для стабилизации температуры газа, который подается от пробоотборника на измерительном трубопроводе к системе подготовки газа с анализатором точки росы и хроматографом, предусмотрена система обогрева импульсной трубы термокабелем. Предусмотрено также измерение температуры воздуха и сигнализация открытия дверей в помещениях блока учета состава и расхода газа, измерение концентрации метана во взрывоопасных зонах на площадке устройства технологического замера расхода газа и в технологическом блоке измерения состава газа с помощью газоанализаторов-сигнализаторов по метану PIRECL.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации датчика давления предусмотрен электрообогреваемый взрывозащищенный приборный шкаф «ШоЭ8» производства ООО «Калининградгазавтоматика».

Все сигналы от датчиков и сигнализаторов передаются на систему автоматического управления (САУ) компрессорного цеха (КЦ) (помещение аппаратной во вставке компрессорного цеха) и САУ ПО и КЗ (помещение операторной во вставке компрессорного цеха).

Комплекс аппаратуры системы учета расхода газа обеспечивает ведение технологического процесса замера без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно у технологического оборудования, а именно:

- контроль абсолютного давления газа;
- контроль температуры газа;
- контроль плотности газа;
- контроль влажности газа по воде;
- контроль влажности газа по углеводородам;
- мгновенный объёмный расход газа;
- часовой объёмный расход газа;
- объёмный расход газа за сутки.

Учет расхода газа приводится к стандартным условиям с коррекцией по плотности и влажности газа.

4.2. Участок очистки газа (ЦПУ-5,4-10-500-УХЛ1)

После блока учета и замера расхода газа газ поступает на входной коллектор пылеуловителей и далее поступает в один или два параллельно работающие циклонные пылеуловители, где происходит его очистка от механических примесей и свободной влаги.

Пылеуловитель циклонный ЦПУ-5,4-10-500-УХЛ1 состоит из цилиндрического корпуса, входного и выходного патрубков одного люк-лаза Ду 450, запорной арматуры, указателя уровня, устройств для отбора давления, устройства для измерения давления, трубопроводов дренажа, приборов КИП и А.

Таблица 4 – Технические характеристики аппарата ЦПУ–5,4–10–500–УХЛ1

Наименование аппарата	ЦПУ-5,4-10-500-УХЛ1
Номинальная производительность, млн.ст м ³ /сут.	10
Давление рабочее, не более, МПа	5,4
Давление расчётное, МПа	5,4
Давление пробное при гидравлических испытаниях, МПа	6,9

Расчётная температура стенки, не более, °С	80
Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С	-60
Минимальная температура среды, °С	-30
Максимальная температура среды, °С	60
Прибавка для компенсации коррозии (стенки аппарата), мм.	2
Степень очистки: для частиц диаметром 5-10 мкм	94%
Степень очистки: для частиц диаметром 10-20 мкм	96%
Степень очистки: для частиц диаметром более 20 мкм	100%
По капельной жидкости	100%
Гидравлическое сопротивление, не более, МПа	0,033
Среда	Природный газ
Срок службы, не менее, лет	33
Характеристика среды	Класс опасности 3 по ГОСТ 12.1.007-76, взрывоопасная, пожароопасная

В пылеуловителе используется принцип инерционной сепарации потока газа.

Внутри пылеуловителя установлены циклонные устройства (мультициклоны), расположенные между верхней и нижней диафрагмой. Диафрагмы разделяют корпус на входную, выходную и накопительную секции. В нижней части корпуса выполнено отверстие для удаления конденсата и шлама.

В нижней части корпуса пылеуловителя смонтирована контрольная аппаратура: уровнемерное стекло, сигнализатор высокого уровня жидкости.

Отделившаяся в пылеуловителях жидкость и механические примеси через ручные задвижки по трубопроводам с электрическим обогревом выводятся в подземную буферную емкость.

Буферная ёмкость состоит из цилиндрического корпуса, входного и выходного патрубков, одного люк-лаза, запорной арматуры, сигнализатора

уровня, устройства для измерения давления, трубопроводов, приборов КИП и А.

К верхней части ёмкости подведена «уравнительная линия» для выравнивания давления внутри неё. Отбор газа берётся с выходного коллектора пылеуловителей.

Продукты очистки газа поступают в ёмкость самотёком через линии дренажа пылеуловителей. По мере заполнения сигнализатор уровня подаёт сигнал на открытие задвижки с электроприводом и продукты очистки автоматически сбрасываются в атмосферную ёмкость сбора конденсата, откуда через штуцер подаются в автоцистерну.

4.3. Участок компримирования газа

Очищенный природный газ поступает на вход ЭГПА. Газовая обвязка нагнетателей коллекторная и предусматривает параллельную работу агрегатов.

Центробежный нагнетатель типа 220-11-1СМП предназначен для компримирования и подачи природного газа в магистральный газопровод.

Таблица 5 – Основные параметры нагнетателя 220-11-1СМП

Наименование параметра	Значение
Производительность, отнесенная к 20°C и 0.1013 МПа, млн. м ³ /сут	12,5
Производительность, отнесенная к начальным условиям, м ³ /мин	220
Давление газа конечное, абсолютное, максимальное на выходе из нагнетательного патрубка, МПа	5,49
Отношение давлений	1,26
Политропный КПД	0,85
Мощность, потребляемая нагнетателем, кВт	3800

Таблица 6 – Параметры начальные

Наименование параметра	Значение
Давление газа абсолютное при входе во всасывающий патрубок нагнетателя, МПа	3,5
Температура газа при входе во всасывающий патрубок нагнетателя, °C	15
Плотность газа, отнесенная к 20°C и 0.1013 МПа, кг/м ³	0,682
Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	8200

Диапазон рабочих частот вращения, % от номинальных	70÷105
--	--------

Должна быть обеспечена устойчивая работа нагнетателя в диапазоне объемной производительности от значения не выше 65 % от номинальной величины до максимального значения при работе нагнетателя на незадресселированный контур.

Нагнетатель приводится во вращение асинхронным электродвигателем типа 1ТА2832-4АU01-Z мощностью 4000 кВт с номинальной частотой вращения $n=8200$ об/мин. Нагнетатель соединен с электроприводом без использования повышающего редуктора (мультипликатора) напрямую через компенсирующую пластинчатую муфту ART-8 МНМ 202-8 производства «FLENDER», Германия. Направление вращения ротора нагнетателя против часовой стрелки, если смотреть на нагнетатель со стороны свободного конца.

Масса нагнетателя – 14,22 т.

Таблица 7 – Состав нагнетателя 220–11–1СМП

Наименование	Примечание
Блок нагнетателя в сборе с магнитными подвесами	Рама, цилиндр, пакет, блок магнитно-опорного подшипника, блок магнитно-опорно-упорного подшипника, уплотнительные узлы сухих уплотнений, кожух стыкования с электродвигателем
Комплект вспомогательного оборудования	Конфузор, переходной патрубков, крепеж, проставок
Комплект сменных частей	Комплект деталей и узлов, необходимых для эксплуатации
Комплект сменных частей на монтаж и наладку	Комплект деталей, необходимых в период пуска-наладочных работ
Комплект приспособлений для опрессовки газового контура	Заглушки и приспособления для проведения гидроиспытаний газовой обвязки нагнетателя
Система сухих газовых уплотнений	Узлы сухих уплотнений, установленных в блок нагнетателя, стойку контрольную, ЗИП
Система магнитных подвесов	Электромеханические узлы, установленные в блоке нагнетателя и шкаф управления

4.3.1. Асинхронный высокоскоростной электродвигатель

В качестве приводного средства в ЭГПА использован трехфазный асинхронный высокоскоростной электродвигатель 1ТА2832-4АU01-Z (далее АД) с 32массивным (нешихтованным) короткозамкнутым ротором.

Производитель и разработчик двигателя – фирма Siemens, Германия. АД совместно с преобразователем частоты (ПЧ) образует электропривод ЭГПА.

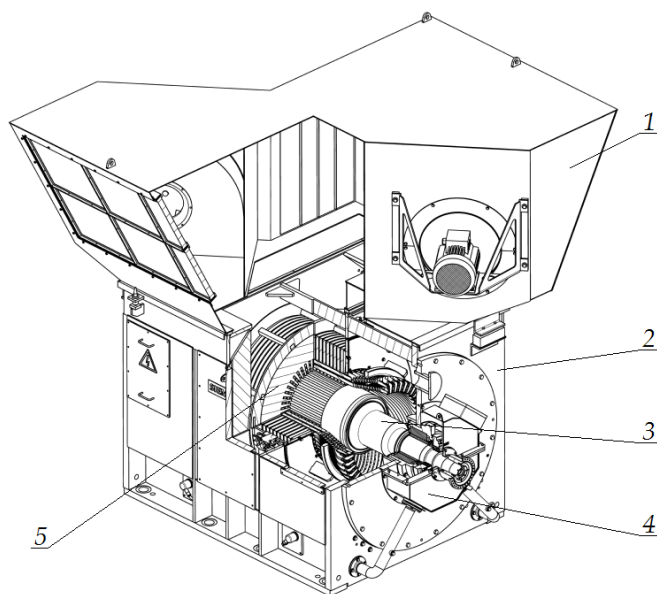


Рис 3.2 – Состав асинхронного двигателя:

1 – локальная система охлаждения; 2 – корпус; 3 – ротор; 4 – МП;
5 – статор

АД имеет специальную конструкцию, позволяющую развивать высокую скорость вращения ротора и работать на ЦБН напрямую через соединительную муфту без использования повышающего редуктора (мультипликатора). Это позволяет исключить из состава ЭГПА повышающий редуктор.

Охлаждение АД – воздушное. Производится силами локальной системы охлаждения АД, расположенной непосредственно на АД. Забор и выброс воздух происходит из/в помещение установки АД.

Ротор АД установлен на магнитный подвес того же типа, что и подвес ЦБН. Основное отличие заключается в отсутствии в конструкции АД осевого магнитного подшипника. Осевая стабилизация ротора АД достигается осевой стабилизацией ротора ЦБН.

Таблица 8 – Технические характеристики асинхронного двигателя

Параметр	Обозначение	Ед. измер.	Значение
----------	-------------	------------	----------

1 Мощность АД номинальная	$P_{ном.}$	кВт	4000
2 Скорость вращения ротора номинальная	n	об/мин	8200
3 КПД АД (номинальный) по ИЕС	η_0	%	0,95
4 Максимальная мощность АД (при температуре изоляции по классу F/F)	$P_{мах.}$	кВт	4200 Не более 30 минут
5 Скорость вращения ротора АД при максимальной мощности	n_B	об/мин	8200
6 Перегрузка по току (относительно номинальной мощности ЦБН – 3,8 МВт)			1.1 Не более 30 минут
7 Напряжение питания при максимальной мощности АД 4,2 МВт	U_B	В	3300
8 Мощность потребления подвеса, включая систему бесперебойного питания		кВт	10
9 Длительность работы системы бесперебойного питания, не менее		мин	10
10 Направление вращения (со стороны выходного вала)			Может быть любым. Левое (CCW) из условия правильной работы ЦБН
11 Способ питания			ШИМ
12 Число фаз			3
13 Рабочий диапазон скоростей вращения ротора		об/мин	0...8610
14 Вес полумуфты	$M1$	кг	34
15 Вес двигателя		т	15,5
16 Максимально возможное аксиальное перемещение ротора		мм	± 2.5

4.3.1.1 Преобразователь частоты

Преобразователь частоты (ПЧ) обеспечивает питание, управления и защиту АД. ПЧ позволяет в широких пределах (0,7...1,05 номинальной частоты) регулировать частоту вращения ротора АД.

Управление частотой вращения АД достигается при помощи изменения частоты и величины выходного напряжения ПЧ. Необходимые выходные частота и напряжение ПЧ обеспечиваются за счет высокочастотной ШИМ. Фильтром, сглаживающим результат работы ШИМ, является индуктивность самого АД, а так же выходные фильтры ПЧ. В состав ПЧ входит тормозной резистор. Тормозной резистор необходим в случае аварийного торможения ЭГПА, которое начинается из номинального режима работы и происходит за время не более 14 секунд.

Преимущества асинхронного электродвигателя двигателя «1ТА2832» относительно двигателя «СТД – 4000 – 2»:

- рабочий диапазон скоростей вращения ротора (5700...8610 об/ мин), следовательно: понижается расход энергии, повышенный КПД (0,97%), конструкция исключает повышающий редуктор.(экономия электроэнергии)
- использование магнитных подшипников (два радиальных, один осевой)
- плавный пуск АД без повышения номинального тока
- быстрое торможение ЭГПА путем перевода кинетической энергии вращения роторов машин в тепловую, рассеиваемую на специальном тормозном резисторе
- питание АД через ПЧ позволяет реализовать следующее: ограничить электрические и мощностные параметры АД на безопасном уровне как для самого АД, так и для ЦБН, контролировать в реальном времени параметры АД (частота вращения и крутящий момент на валу АД)
- У асинхронного двигателя высокая надежность относительно синхронного двигателя (отсутствует щеточный контакт)

4.3.2. Устройство и работа нагнетателя 220 – 11 – 1СМП

Нагнетатель 220-11-1СМП (далее – ЦБН) входит в состав газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р с приводом от быстроходного электродвигателя с частотным регулированием скорости вращения. Соединение валов электродвигателя и нагнетателя осуществляется трансмиссией с гибкой муфтой.

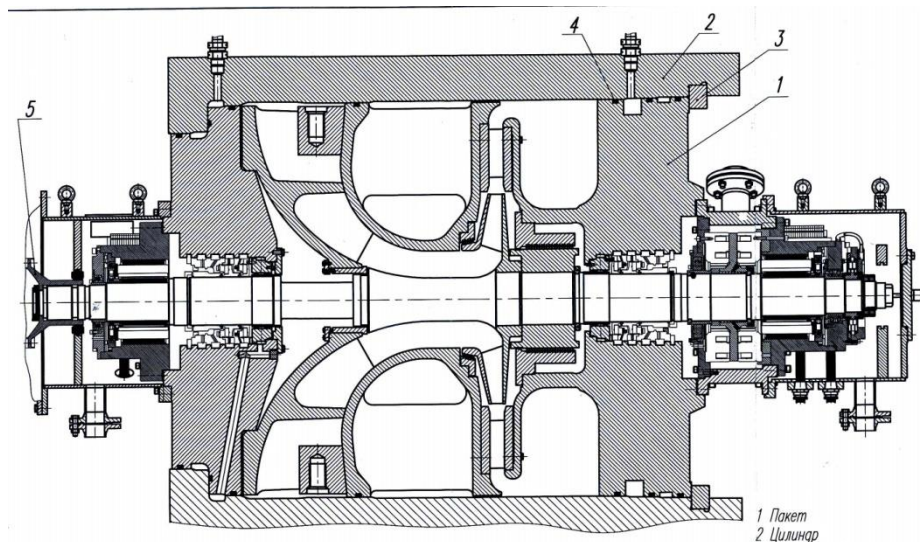


Рис 3.3 – Продольный разрез нагнетателя 220 – 11 – 1 СМП
 1 – пакет; 2 – цилиндр; 3 – кольцо из 8 частей;
 4 – уплотнительные резиновые кольца; 5 – полумуфта

В состав нагнетателя входит блок нагнетателя в сборе с магнитными подвесами, конфузор и переходной патрубком.

Блок нагнетателя состоит из следующих основных узлов: цилиндр, пакет, блок магнитно-опорного подшипника, блок магнитно-опорно-упорного подшипника, трубопровода, всасывающего патрубка, рамы фундаментной.

Пакет находится внутри цилиндра.

Полностью собранный пакет заводится в расточку цилиндра до упора в бурт и фиксируется от осевого перемещения кольцом из 8 частей. Кольцо воспринимает давление газа.

Между пакетом и кольцом предусмотрен натяг от 0,6 до 0,8 мм за счет сжатия диска нагнетательной части. Между цилиндром и пакетом нагнетателя по специальным расточкам, с обеспечением зазора между цилиндром и пакетом от 0,3 до 0,471 мм, установлены уплотнительные резиновые кольца. Между остальными поверхностями пакета и цилиндра выдерживаются гарантированные зазоры.

К торцу пакета со стороны привода крепится блок магнитно-опорного подшипника. С торца противоположной стороны крепится блок магнитно-

опорно-упорного подшипника. К блоку магнитно-опорного подшипника крепится узел стыкования с электродвигателем.

Нагнетатель крепится к фундаменту через фундаментную раму фундаментными стяжками.

К фланцу всасывающего патрубка нагнетателя крепится конфузор, присоединяющийся к газопроводу и служащий для измерения расхода газа. Между фланцами конфузора и нагнетателя установлен проставок, обеспечивающий возможность установки заглушек для проведения гидроиспытаний стационарной газовой обвязки. К фланцу нагнетательного патрубка крепится переходной патрубок с проставком, присоединяющийся к газопроводу.

Соединение нагнетателя с приводным электродвигателем осуществляется трансмиссией с гибкими муфтами. Трансмиссия входит в комплект электродвигателя.

ЦБН оснащен системой магнитного подвеса, системой «сухих» газовых уплотнений производства ЗАО «ТРЭМ-Казань».

ЦБН является турбомашинной центробежного типа. Движение газа и повышение давления в проточной части нагнетателя происходит за счет создания поля центробежных сил в рабочем колесе. Поле сил обеспечивает движение газа от центра рабочего колеса к его периферии и за счет преобразования кинетической энергии потока в потенциальную энергию давления.

Процесс сжатия происходит следующим образом. Поток газа поступает из всасывающего патрубка во всасывающую камеру, затем в рабочее колесо. В рабочем колесе повышается кинетическая и потенциальная энергия газа, возрастает его скорость и давление. Далее поток газа направляется в лопаточный диффузор, где происходит преобразование скоростного напора в давление и через сборную кольцевую камеру газ направляется в нагнетательный патрубок.

При работе ЦБН под давлением пакет находится под действием растягивающего усилия от давления газа. Величина удлинения размера определяется совместной работой цилиндра и пакета. Конструкция предусматривает предварительное сжатие пакета на величину, компенсирующую удлинение. В результате крепежные детали внутри пакета не находятся под нагрузкой. Конструкция нагнетателя позволяет производить разборку электромеханических узлов магнитного подвеса и сухих уплотнений без извлечения пакета из цилиндра и разборки проточной части нагнетателя.

Преимущества нагнетателя 220 – 11 – 1 СМП, относительно нагнетателя 280 – 12 – 7:

1.Отсутствие повышающего редуктора (электропривод соединен с нагнетателем напрямую через компенсирующую пластичную муфту), следовательно:

- Значительно сокращается, металло – емкость конструкции;
- Отсутствует масло система;
- Высокий ресурс выработки;
- Повышенный КПД (0,95);

2.Нагнетатель оснащен системой магнитного подвеса (магнитные подшипники радиальные), системой сухих газовых уплотнений;

3.Легкость и практичность при монтаже, ремонте и проведении ТО. Нагнетатель может подвергаться частичной и полной разборке

– В осмотре или ремонте магнитных подвесов и уплотнительных узлов сухих уплотнений, производится частичная разборка данных узлов без извлечения пакета из расточки цилиндра.

– В осмотре ротора, рабочего колеса и диффузора, производится полная разборка с извлечением пакета (пакет извлекается с помощью роликов, что способствует быстрому извлечению пакета из блока цилиндра).

4. Установлен антипомпажный клапан, для предотвращения аварийных ситуаций связанных с помпажом.

4.3.3. Магнитный подшипник

Магнитный подшипник – это управляемое мехатронное устройство, в котором стабилизация положения ротора осуществляется силами магнитного притяжения, действующими на ротор со стороны электромагнитов, ток в которых регулируется системой автоматического управления по сигналам датчиков перемещений ротора. Принцип работы основан на использовании левитации, создаваемой электрическими и магнитными полями. Магнитные подшипники позволяют без физического контакта осуществлять подвес вращающегося вала и его относительное вращение без трения и износа.

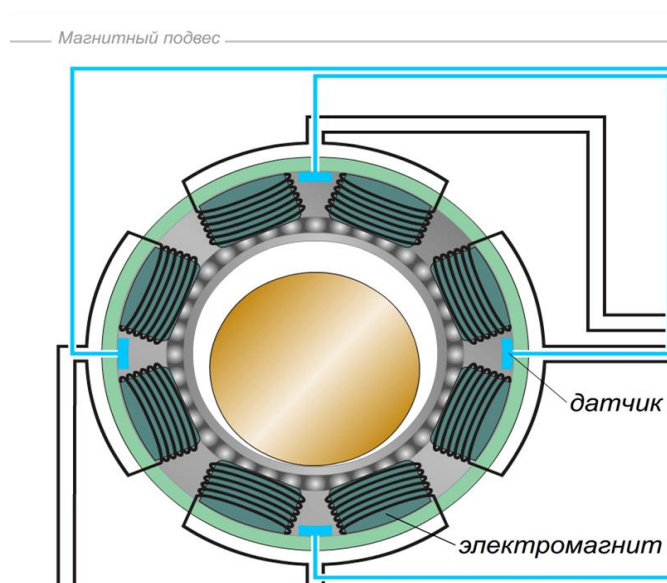


Рисунок 3.4 – Принципиальная схема магнитного подшипника

Радиальные и осевые усилия воспринимаются магнитными опорным и упорным подшипниками на любой частоте вращения. В случае отказа систем магнитных подвесов под действием усилий на ротор, происходит перемещение ротора на страховочный подшипник, который обеспечивает выбег ротора во время аварийной остановки.

Преимущества магнитных подшипников:

- относительно высокая грузоподъемность;
- возможность осуществления устойчивой неконтактной подвески тела;
- возможность изменения жесткости и демпфирования в широких пределах;
- возможность использования при высоких скоростях вращения, в вакууме, высоких и низких температурах, стерильных технологиях;
- позволяет обойтись без применения маслосистемы и сопутствующих ей подсистем;
- повышенный коэффициент полезного действия
- низкий шум относительно контактных подшипников

4.3.4. Система сухих газодинамических уплотнений

Настоящая система газодинамических уплотнений (СГДУ) предназначена для герметизации природного газа на концевых участках валов нагнетателя Н220-11-1СМП в динамическом и в статическом режиме работы.

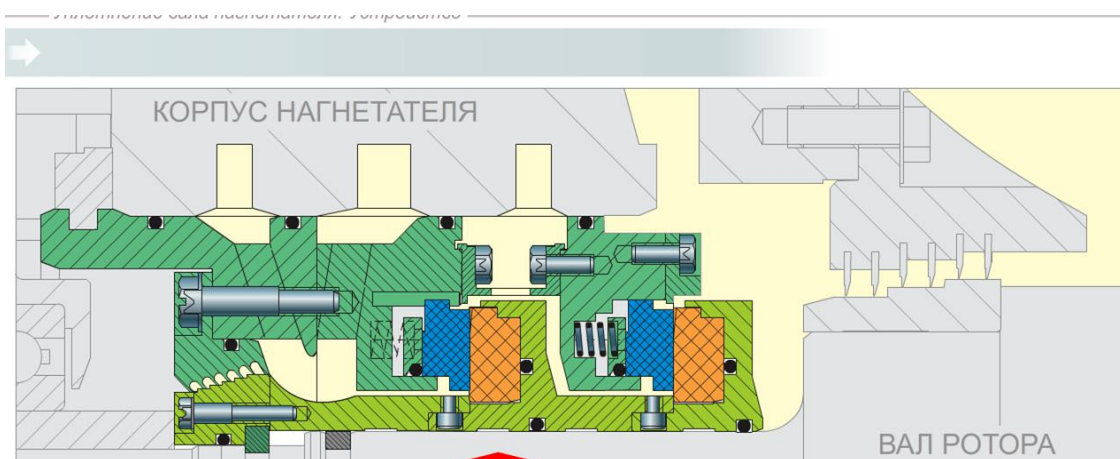


Рис 3.5 – сухое газодинамическое уплотнение

Система управления уплотнениями должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- сепарация и очистка буферного газа, подаваемого в уплотнения;

- контроль загрязненности фильтра-влагоотделителя, передача на ЦПУ сигнала (4...20 мА) о величине перепада давления на фильтре;
- регулирование и контроль перепада давления между давлением буферного газа, подаваемого в уплотнения, и давлением транспортируемого технологического газа в области уплотнений (перепад давления «газ-газ»), передача на ЦПУ сигнала (4...20 мА) о величине перепада давления «газ-газ»;
- контроль расхода буферного газа на подаче в уплотнения, передача на ЦПУ сигнала (4...20 мА) о величине расхода;
- контроль величин утечек из первых ступеней уплотнений;
- контроль давления за первой ступенью уплотнения, передача на ЦПУ сигнала (4...20 мА) о величине давления для возможности корреляции значений давления и утечки через первую ступень.

Таблица 9 – Параметры рабочих сред СГУ

Наименование параметра	Ед. измер.	Буферный газ	Барьерный газ
Рабочая среда		Природный газ	Воздух
Рабочее давление перед КИП СГУ	кг/см ²	до 86	на режиме пуска: от 0,5 до 0,7 на рабочем режиме от 1,5 до 5,0
Рабочая температура перед КИП СГУ	(°С)	от плюс 10 до плюс 60	От плюс 5 до плюс 60
Содержание паров масла		Не допускается	Не допускается
Содержание влаги	мг/норм.м ³	до 20	Капельная жидкость не допускается
Рабочая среда		Природный газ	Воздух
Содержание твердых частиц	мг/норм.м ³	до 1	до 25
Размер твердых частиц	мкм	до 30	до 25
Расход через КИП СГУ	мг/норм.м ³	от 360 до 400	200

Буферный газ, подаваемый в ГДУ, не должен содержать тяжелых углеводородов и прочих веществ, способных образовывать наслоения на деталях ГДУ в процессе эксплуатации, а также химически активных веществ, способных вызвать коррозию материалов. Проходит три этапа очистки: Грубая очистка, до 10 мкм, до 5 мкм.

Система сухих газодинамических уплотнений обладает рядом преимуществ относительно масляных уплотнений:

- Высокий ресурс выработки (130000 часов);
- Отсутствует масло система, (исключает попадание масла в трубопровод, снижает загрязнение трубопровода, качество компримирования газа улучшается);
- Потребляемые ресурсы: атмосферный воздух, природный газ;
- Утечки после первой и второй ступени минимальны 30л/мин, для примера 1 человек выдыхает 60 л/мин CO₂. Приведенные данные дают основания считать СГУ идеальным, с точки зрения экологии.

4.3.5. Система САУ ЭГПА

Система автоматического управления и регулирования электроприводного газоперекачивающего агрегата (САУ ЭГПА) на базе электронных средств контроля и управления фирмы «SIEMENS» - ЭЛЕСКУ-4000-XX предназначена для выполнения функций автоматического управления, регулирования, контроля и защиты электроприводного газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4.0/8200-56/1.26Р (далее ЭГПА).

САУ является единой, законченной, управляющей и информационной системой для ЭГПА и его вспомогательного оборудования. САУ выполнена, на основе промышленных и апробированных технических, информационных и программных средств с использованием рационального числа форм представления информации.

САУ предназначена для:

- автоматизации операций контроля, управления, защиты и регулирования ЭГПА;
- взаимодействия с системами автоматического управления "цехового уровня (САУ КЦ) в том числе с реализацией функций управления с АРМ диспетчера КЦ;
- работа без постоянного присутствия оперативного персонала КЦ управление с АРМ диспетчера КС;

– работы в автономном режиме при отсутствии или неработоспособности систем верхнего уровня или при ремонтных и наладочных работах этих систем;

– функционирования в условиях текущей нормальной эксплуатации и в режимах с отклонениями от нормальной эксплуатации, в предаварийных режимах и при авариях;

– повышения надежности и эксплуатационных характеристик ЭГПА за счет современных структурных решений САУ, ее конструктивного исполнения и применения современных контроллеров и датчиков с улучшенными техническими характеристиками и показателями надежности.

Перечень расчетных задач САУ ЭГПА:

- объемная производительность (по условиям всасывания);
- степень сжатия;
- граница запаса до помпажа;
- помпажная характеристика;
- запас до помпажа;
- политропический КПД
- потребляемая мощность ЦБН;
- антипомпажное регулирование

Антипомпажный регулятор позволяет обеспечить заданный режим работы и избежать аварийных ситуаций, связанных с помпажом. Значение регулятора передается на Антипомпажный клапан. Информация передается в АРМ.

САУ имеет в своем составе

а) Пульт контроля и управления, на группу ЭГПА - в составе:

- панель управления – одна на ЭГПА;
- АРМ оператора – один на группу ЭГПА;
- АРМ оператора резервный.

б) Шкаф управления в составе:

- контроллер с комплектом модулей связи с объектом фирмы «SIEMENS»
- блок экстренного останова;
- коммутационная аппаратура;
- комплект первичных датчиков, сигнализаторов и преобразователей сигналов;
- программное обеспечение;
- комплект эксплуатационной документации;
- дополнительная коммутационная аппаратура для управления исполнительными механизмами;

В процессе функционирования ЭГПА находится в одном из 10 основных режимах работы. Кроме того, для каждого алгоритма определяется время выполнения

Перед выполнением алгоритмов «Пуск», «Нормальный останов» и «Аварийный останов» назначаются параметры управления, иначе, ключи выбора режима управления (например, пуск в кольцо или магистраль; нормальный и аварийный останов со стравливанием газа из нагнетателя или без стравливания и другие). Аварийный останов имеет приоритет над нормальным остановом. После выполнения алгоритма выдается сообщение об успешном завершении алгоритма.

Для выполнения алгоритмов «Предпусковые условия» и «Пуск» необходимо отсутствие индикации «Неисправность» и «Авария».

По завершении алгоритмов нормального и аварийного остановов выдается сигнализация «Контур нагнетателя заполнен» или «Контур нагнетателя стравлен» в зависимости от режима останова.

Во всех режимах работы ЭГПА САУ обеспечивает контроль исправности оборудования и контроль нахождения измеряемых параметров в предельно-допустимых границах. При выявлении неисправностей в работе исполнительных механизмов ЭГПА (невыполнение команды, обрыв цепи датчика, пропадание напряжений на оборудовании агрегата) САУ выдает

сигнализацию неисправности. При срабатывании аварийной сигнализации САУ автоматически останавливает ЭГПА.

Нормальный режим работы ЭГПА – автоматический. При установке ключа режима управления в положение «Оператор» ответственность за работу ЭГПА возлагается на оператора. В этом режиме САУ предоставляет оператору возможность управлять исполнительными механизмами ЭГПА, и блокирует ошибочные действия оператора.

САУ поддерживает три уровня доступа к управлению и контролю ЭГПА, задаваемых с АРМ: «Оператор»; «Диспетчер»; «Администратор».

Уровень доступа к управлению «Оператор» обеспечивает штатные управление и контроль ЭГПА.

Уровень доступа к управлению «Диспетчер» обеспечивает уровень доступа к управлению «Оператор» и доступ к изменению аварийных масштабных и калибровочных установок и коэффициентов антипомпажного регулирования.

Уровень доступа к управлению «Администратор» обеспечивает уровень доступа к управлению «Диспетчер» и доступ к включению и отключению тестовых программ для опробования и настройки оборудования.

Система автоматического управления имеет ряд преимуществ:

1.САУ обеспечивает автоматическое регулирование (стабилизацию 5740...8610 об/мин;) объемной производительности или степени сжатия по командам цехового регулятора;

2.Ведение журнала событий, создание отчетов, редактирование форм и содержания отчетов;

3.Автоматическое запоминание первопричины срабатывания аварийной сигнализации до момента квитирования её оператором;

4.САУ поддерживает три уровня доступа: оператор, диспетчер, администратор;

5.САУ работает на основе заданных алгоритмов:

– автоматическая защита ЭГПА по технологическим параметрам;

– автоматическая проверка пусковой готовности и положения кранов газовой обвязки перед пуском ЭГПА;

– автоматический пуск ЭГПА, автоматический аварийный останов, экстренный аварийный останов ЭГПА;

6. Блокировка выполнения команд оператора при несанкционированном доступе и ошибочных действиях оператора, следовательно исключает человеческий фактор во время аварий и чрезвычайных ситуаций связанных с работой ЭГПА;

7. САУ обеспечивает автоматическое антипомпажное регулирование, обеспечивающее расход через нагнетатель на 5-15 % больше помпажного расхода и выходное давление нагнетателя не больше номинального значения.

5. Техническое обслуживание и ремонт ЭГПА и ГПА.

5.1 Ремонт ГПА и ЭГПА

Ремонт (техники) – комплекс мероприятий по восстановлению работоспособного или исправного состояния какого-либо объекта.

Средний и капитальный ремонты агрегатов предполагают вывод их в ремонт на определенное время. Виды ремонта перед реконструкцией и после реконструкции КС приведены в таблице 10,11.

Таблица 10 – Вид ремонта ГПА перед реконструкции КС.

Вид ремонта нагнетателя	Наработка, на час	Место проведения
Средний ремонт	10000	КС
Капитальный ремонт	15000	Специальное производство

Таблица 11 – Вид ремонта ЭГПА после реконструкции КС.

Вид ремонта нагнетателя	Наработка, на час	Место проведения
Средний ремонт	18000	КС
Капитальный ремонт	34000	Специальное производство

Средний ремонт – это комплекс работ, проводимых с целью восстановления эксплуатационных характеристик нагнетателя путем ремонта или замены поврежденных или изношенных деталей и узлов. При среднем ремонте проверяется состояние основных узлов и деталей нагнетателя, для чего осуществляется частичная или полная разборка нагнетателя.

Капитальный ремонт – наибольший по объему комплекс ремонтных работ, который заключается в полной разборке агрегата и дефектации его узлов и деталей с их дальнейшей заменой или ремонтом. При капитальном ремонте независимо от степени износа должна производиться замена ресурсных деталей, выработавших свой ресурс.

5.2 Техническое обслуживание ГПА и ЭГПА

Техническое обслуживание обеспечивает работоспособность оборудования и восстановление его основных технических характеристик.

Техническое обслуживание – это комплекс работ для поддержания работоспособности оборудования между ремонтами. Техническое обслуживание предусматривает периодическое проведение осмотров и регламентных работ, таких как регулировка, очистка, замена фильтрующих элементов, продувка и т. д.

В задачи технического обслуживания входит также контроль режимов работы, соблюдение правил эксплуатации, инструкций фирм-изготовителей и инструкций по эксплуатации оборудования. Техническое обслуживание проводится без нарушения технологического режима компрессорной станции на работающих или резервных агрегатах.

Для нагнетателя виды технического обслуживания и их периодичность представлены в таблицах 12,13.

Таблица 12 – виды технического обслуживания ГПА

технического обслуживания	Наработка, на час	Место проведения	Ориентировочная продолжительность техобслуживания, час
ТО-1	3000	КС	10
ТО-2	6000	КС	16
ТО-3	9000	КС	32

Таблица 13 – виды технического обслуживания ЭГПА

технического обслуживания	Наработка, на час	Место проведения	Ориентировочная продолжительность техобслуживания, час
ТО-1	750	КС	4
ТО-2	3000	КС	8
ТО-3	6000	КС	24

ТО 1:

– Контроль герметичности разъемных соединений по газу: осмотр соединений, протечки газа, контроль переносным газоанализатором, контроль мыльным раствором, подтянуть крепеж;

– Кабельные вводы: осмотр, контроль, негерметичный кабельный ввод контроль мыльным раствором, обновить уплотнитель.

ТО 2:

- Контроль герметичности разъемных соединений по газу: осмотр соединений, протечки газа, контроль переносным газоанализатором, контроль мыльным раствором, подтянуть крепеж, заменить уплотнитель;
- Наружный крепеж: наличие натяга соединений, подтянуть крепеж;
- Крепление к фундаментной раме: осмотр соединения ослабление крепления, подтянуть крепеж;
- Кабельные вводы: осмотр, контроль, негерметичный кабельный ввод контроль мыльным раствором, обновить уплотнитель.

ТО 3:

- Контроль герметичности разъемных соединений по газу: осмотр соединений, протечки газа, контроль переносным газоанализатором, контроль мыльным раствором, подтянуть крепеж, заменить уплотнитель;
- Наружный крепеж: наличие натяга соединений, подтянуть крепеж;
- Крепление к фундаментной раме: осмотр соединения ослабление крепления, подтянуть крепеж;
- Кабельные вводы: осмотр, контроль, негерметичный кабельный ввод контроль мыльным раствором, обновить уплотнитель.
- Соединительная муфта: осмотр шлицевого соединения, наличие износа или других повреждений, при необходимости заменить детали.

Основными целями технического обслуживания, являются: предупреждение повышенного износа деталей агрегата сохранение технических характеристик в установленных пределах, безотказной работы нагнетателя в межремонтные сроки.

Заключение

Эксплуатация компрессорной станции «Александровская», с использованием современного оборудования, способствует повышению надежности работы, сокращению затрат на электроэнергию и увеличению срока эксплуатации компрессорной станции.

В данной работе рассмотрены: виды оборудования, системы управления, технологические схемы компрессорной станции до реконструкции и после реконструкции, на примеры КС «Александровская» Александровского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск».

Проведен расчет, гидравлических и прочностной расчет технологического трубопровода.

Проведен сравнительный анализ технологических схем компрессорной станции до реконструкции и после реконструкции, путем выявления недостатков и преимуществ оборудования, систем управления на компрессорной станции «Александровская».

Данная работа по исследованию повышения эффективной работы компрессорной станции «Александровская» в соответствии нормами и правилами, предусматривает экологическую, санитарно – гигиеническую, взрывную, пожарную и взрывопожарную безопасность при реконструкции и эксплуатации.

Приложение А

(обязательное)

Today, the development of gas and a number of related industries largely depends on further improving the operation and maintenance of natural gas pipeline systems transporting fluid from remote and sometimes poorly developed regions to industrial and central regions of the country. All major gas fields are located at a considerable distance from large consumers. The gas is supplied through the gas pipelines of various diameters. When gas moves through the pipeline, its pressure drops, due to hydraulic resistance, which leads to a decrease in the capacity of the gas pipeline. Therefore, it is impossible to transport gas in sufficient quantities over long distances only due to natural reservoir pressure.

To maintain a given flow rate of the transported gas and to ensure its optimum pressure in the pipeline along the entire pipeline, compressor stations are installed. The modern compressor station is a complex engineering structure that provides the basic technological processes for the preparation and transport of natural gas. The compressor station is an integral part of the main gas pipeline that provides gas transportation with the help of power equipment installed on the compressor station. It serves as a control element in the complex of facilities included in the main gas pipeline. It is the parameters of the CS operation that determine the operating mode of the gas pipeline.

Line compressor station on gas mains compensates for the reduction of pressure in a pipeline and maintains it at the required level. The compression ratio and power outputs of line compressor stations depend on the capacity and technical and economic indexes of the compressor installations and the overall station equipment. The operating pressure and the distance between line compressor stations (75 – 200 km) depend on the pipeline parameters and are determined by technical and economic considerations of the gas main as a whole. The range of operating characteristics for line compressor station «Aleksandrovskaya» is as follows:

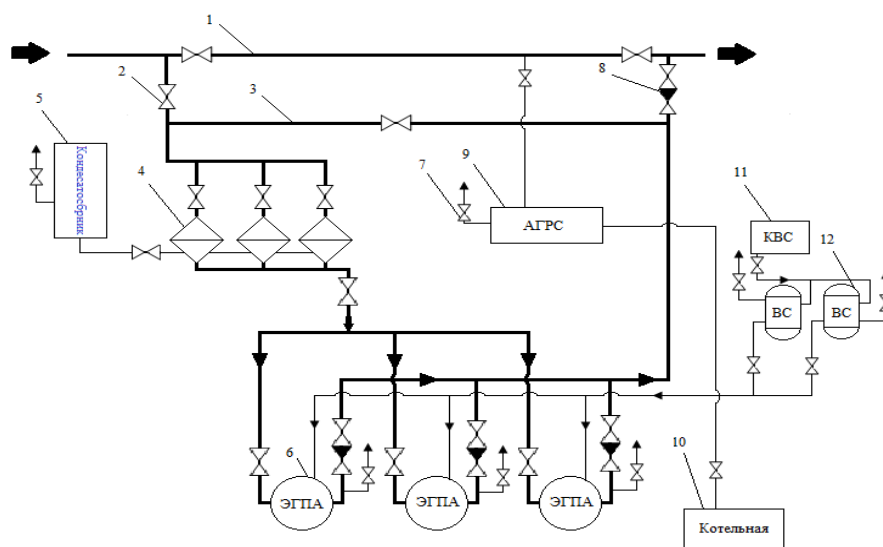
– Compression ratio (1.5);

- Operating pressure (55 kgf/cm²);
- Power output 4 MW;
- Daily capacity 33 million cu m.

General characteristic of the reconstructed compressor station «Aleksandrovskaya»

The compressor station was operated for thirty-three years. In 2014, the dismantling and reconstruction of the CS was carried out. The reconstructed compressor station «Aleksandrovskaya» was put into operation in 2014. The design capacity of the compressor station is 33 million Nm³ / day.

Single-station compressor station with electrically driven gas pumping units EDGPU 4,0 / 8200-56 / 1,26-P (3 pcs.). The total installed capacity of EDGPU is 12 MW.



Figure

Technological scheme of the compressor station after reconstruction:

- 1 - main gas pipeline; 2 - ball valve; 3 - bypass line; 4 - dust collectors; 5 - condensate collector; 6 - gas pumping unit; 7 - purging candle; 8 - check valve; 9 - automated gas distribution station; 10 - boiler house; 11 - compressed air compressor; 12 - air collector

Gas composition and flow accounting unit

The flow of natural gas through the crane No. 7 of the connection unit of the compressor station along the suction gas pipeline Du1020 is delivered to the platform of the process flow meter, where the contactless device is installed - the consignment gas flow meter 1010GC Controlotron - Siemens.

To automatically measure the composition of transported natural gas, the field chromatograph MicroSAM from Siemens is used. To automatically measure the dew point for moisture and hydrocarbons, the dew-point analyzer «CONG-Prima-10» manufactured by Scientific and Production Association «Vympel» is used.

To stabilize the temperature of the gas, which is supplied from the sampler to the measuring line to the gas preparation system with a dew point analyzer and a chromatograph, a heating system of the impulse pipe is used with a thermal cable. It is also possible to measure air temperature in gas metering units, concentration of methane in explosion-hazard zones within the area where the device for measuring gas flow is installed and the technological unit for measuring gas composition using gas analyzers-signaling devices for methane PIRECL is located. In addition, gas metering units are equipped with door-open signals.

To ensure normal operating conditions of the pressure sensor, an electrically heated explosion-proof instrument cabinet «ShoE8» manufactured by «Kaliningradgazavtomatika» LLC is provided.

All signals from the sensors and signaling devices are transmitted to the automatic control system (ACS) of the compressor shop (CC) (hardware room in the compressor workshop insert) and ACS PO and KZ (operator room in the compressor shop insert).

Gas cleaning section

After the gas metering and metering unit, the gas enters the collector inlet of the dust collectors and then enters one or two cyclone dust collectors in parallel, where it is cleaned of mechanical impurities and free moisture.

The cyclone dust collector consists of a cylindrical body, inlet and outlet nozzles of a single manhole DN 450, shut-off valves, level indicator, pressure collection devices, pressure measuring devices, drainage pipelines, instruments.

Gas Compression Unit

Purified natural gas enters the entrance of EDGPU. The gas piping of the blowers is collector and provides parallel operation of the units.

The centrifugal supercharger type 220-11-1SMP is designed for the compression and supply of natural gas to the main gas pipeline.

A stable operation of the supercharger should be ensured in the range of volumetric capacity from a value not exceeding 65% of the nominal value to the maximum value when the supercharger is operating on an undrained section.

The supercharger is driven by an asynchronous motor type 1TA2832-4AU01-Z with a power of 4000 kW with a rated speed of $n = 8200$ rpm. The supercharger is connected to the electric drive without the use of a step-up reducer (multiplier) directly via the compensating plate-type coupling ART-8 MNM 202-8 manufactured by FLENDER, Germany. The direction of rotation of the rotor of the supercharger is counter-clockwise, if you look at the supercharger from the free end.

Asynchronous high-speed electric motor

As a drive means in EDGPU, a three-phase asynchronous high-speed electric motor 1TA2832-4AU01-Z (hereinafter referred to as AD) with a massive (unshielded) squirrel-cage rotor is used.

The manufacturer and developer of the engine is Siemens, Germany. AD together with a frequency converter (FC) forms an electric drive EDGPU.

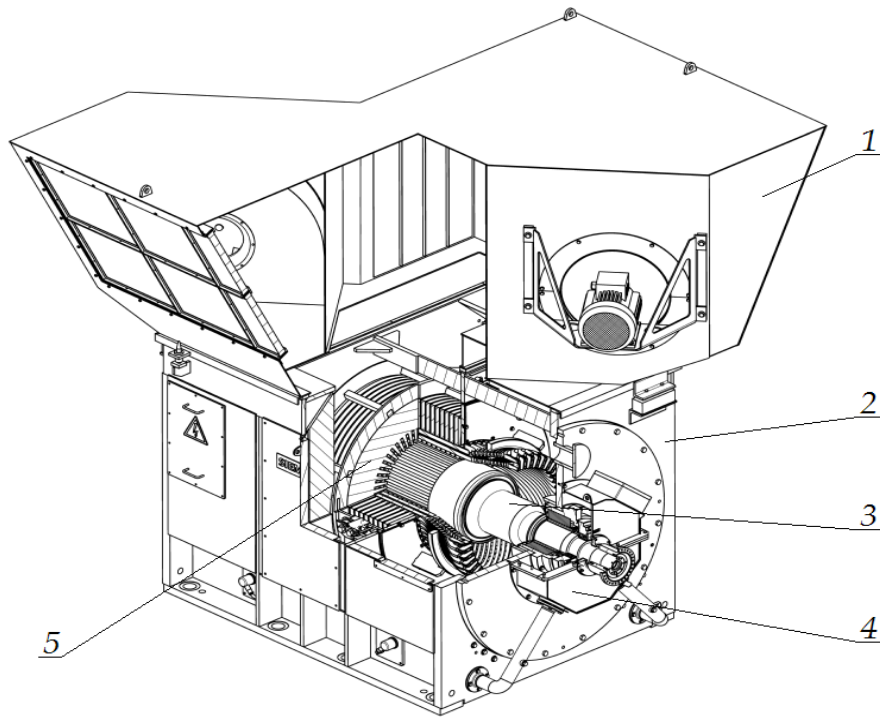


Figure - Composition of the induction motor:
1 - local cooling system; 2 - housing; 3 - rotor; 4 – Magnetic bearing;
5 – stator

AD has a special design that allows developing a high rotor speed and working directly on the supercharger via a coupling without the use of a step-up reducer (multiplier). This makes it possible to exclude from the EDGPU a step-up reducer.

Frequency converter

The frequency converter (FC) provides power, control and protection of AD. IF allows a wide range (0.7 ... 1.05 nominal frequency) to regulate the rotor speed of the AD.

Control of the speed of AD rotation is achieved by changing the frequency and magnitude of the output voltage of the drive. The required output frequency and voltage of the drive are provided by high-frequency pulse-width modulation. The filter that smoothes the result of pulse-width modulation operation is the inductance of the AD itself, as well as the FC output filters. The FC includes a braking resistor. Braking resistor is necessary in case of emergency braking

EDGPU, which starts from the nominal operating mode and occurs in a time not more than 14 seconds.

The device and operation of the supercharger 220 - 11 - 1SMP

The supercharger 220-11-1SMP is a part of the EDGPU -4,0 / 8200-56 / 1,26-P gas pumping unit driven by a high-speed electric motor with frequency-controlled rotation speed. The shafts of the electric motor and the supercharger are connected by a transmission with a flexible coupling.

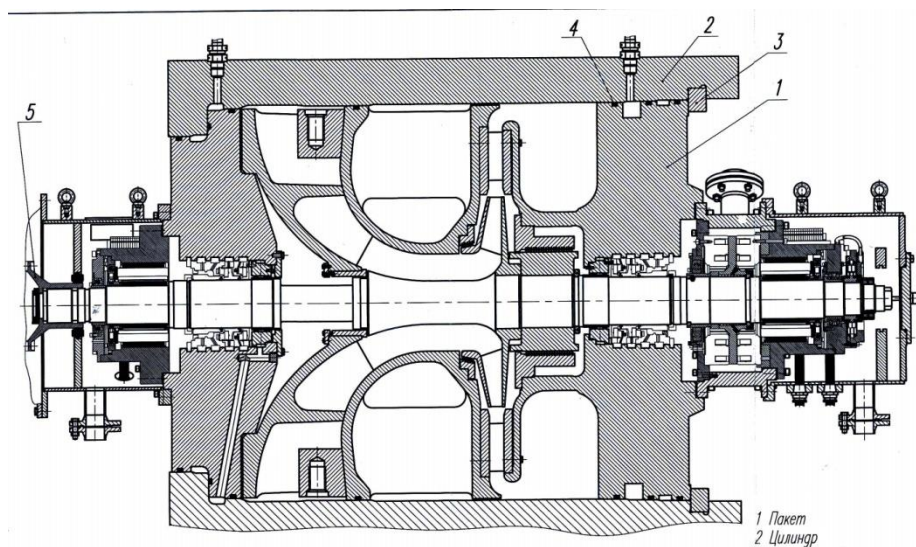


Figure - Longitudinal section of the supercharger 220 - 11 - 1 SMP

- 1 - package; 2 - the cylinder; 3 - a ring of 8 parts;
- 4 - sealing rubber rings; 5 - coupling half

The supercharger unit includes a supercharger assembly complete with magnetic suspensions, a confuser and a transition nozzle.

The supercharger unit consists of the following main units: cylinder, package, magnetic bearing support unit, magnetic bearing support unit, pipeline, suction pipe, foundation frame.

The package is inside the cylinder.

The fully assembled package is inserted into the bore of the cylinder until it stops in the collar and is fixed from axial movement by a ring of 8 parts. The ring senses the gas pressure.

Between the package and the ring, an interference of 0.6 to 0.8 mm is provided by the compression of the discharge disk. Between the cylinder and the supercharger package, special rubber bores are installed, with a clearance between the cylinder and the package from 0.3 to 0.471 mm, sealing rubber rings are installed. Guaranteed clearances are maintained between the remaining surfaces of the bag and cylinder.

To the end of the package on the drive side, the magnetic bearing support block is fixed. From the end of the opposite side, the magnetic bearing and thrust bearing block are fixed. The docking unit with the electric motor is attached to the magnetic bearing support block.

The supercharger is fixed to the foundation through the foundation frame with foundation screeds.

A confuser is attached to the flange of the suction pipe of the supercharger, which is attached to the gas pipeline and serves to measure the gas flow. Between the flanges of the confuser and the supercharger spacers are installed, which makes it possible to install plugs for hydrotesting the station gas strapping. To the flange of the discharge pipe a branch pipe with spacer is attached, which, in its turn, is attached to the gas pipeline.

Magnetic bearing

The magnetic bearing is a controlled mechatronic device in which the rotor position is stabilized by magnetic attraction forces acting on the rotor from the side of the electromagnets, the current in which is regulated by the automatic control system according to the signals of the rotor displacement sensors. The principle of operation is based on the use of levitation created by electric and magnetic fields. Magnetic bearings allow without physical contact carrying out suspension of the rotating shaft and its relative rotation without friction and wear.

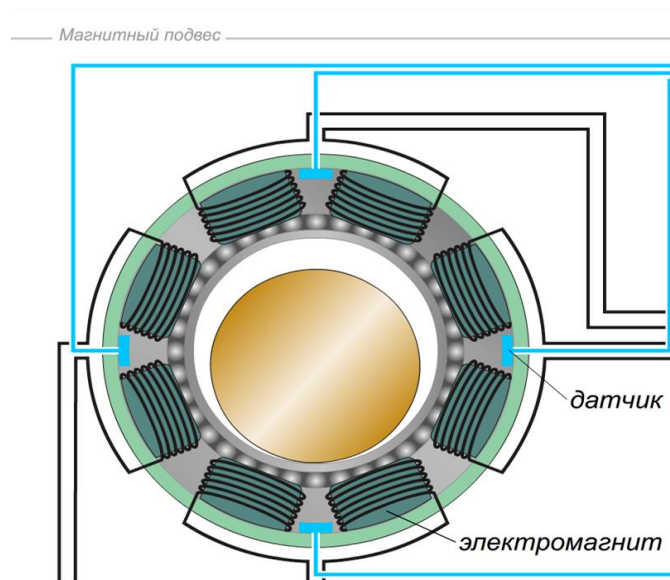


Figure - Schematic diagram of the magnetic bearing

Radial and axial forces are perceived by magnetic bearing and thrust bearings at any speed. In the event of failure of the magnetic suspension systems under the influence of the forces on the rotor, the rotor moves to the safety bearing, which ensures the rotor run-out during the emergency stop.

System of ACRS EDGPU

The automatic control and regulation system of the electric drive gas compressor unit (ACRS EDGPU) based on the electronic monitoring and control equipment of SIEMENS ELESCU-4000-XX is designed for automatic control, regulation, control and protection of the EDGPU-.0 / 8200- 56 / 1.26P (hereinafter EGPA).

The ACRS is a single, complete, control and information system for EDGPU and its auxiliary equipment. ACRS is executed, on the basis of industrial and approved technical, information and software tools using a rational number of forms of information presentation.

The ACRS is designed for:

- automation of control, management, protection and regulation of EDGPU;

- interaction with automatic control systems shop level (ACS CC), including the implementation of management functions from the dispatcher dispatcher's workstation;
- work without a permanent presence of operational personnel of the KC management from the dispatcher's workstation automation equipped working place;
- work in an autonomous mode in the absence or inoperability of top-level systems or in the repair and commissioning of these systems;
- functioning in conditions of current normal operation and in modes with deviations from normal operation, in pre-emergency modes and in case of accidents;
- increase in reliability and operational characteristics of EDGPU due to modern structural solutions of automatic control system, its design and application of modern controllers and sensors with improved technical characteristics and reliability indicators.

The list of calculation tasks of ACRS EDGPU:

- volumetric productivity (according to the conditions of absorption);
- compression ratio;
- margin of stock before surging;
- sweeping characteristic;
- stock before surging;
- polytropic efficiency;
- power consumption of the supercharger;
- anti-surge control

The antisurge controller allows providing the preset operating mode and avoiding emergency situations associated with surging. The value of the regulator is transferred to the Anti-surge valve. The information is transferred to the workstation.

The ACRS has in its composition

A) Control and control panel, for EDGPU group - consisting of:

- Panel control - one on EDGPU;
- workstation operator - one per EDGPU group;
- workstation operator backup.

B) Control cabinet consisting of:

- controller with a set of communication modules with the object of the company «SIEMENS»;
- emergency stop unit;
- switching equipment;
- a set of primary sensors, signaling devices and signal converters;
- software;
- set of operational documentation;
- additional switching equipment for controlling actuators.

In the process of functioning EDGPU is in one of the 10 basic modes of operation. In addition, for each algorithm, the execution time is determined

Before starting the «Start», «Normal stop» and «Emergency stop» algorithms, the control parameters are assigned, otherwise, the control mode selection keys (for example, start-up in a ring or main, normal and emergency stop with blowing gas from the supercharger or without bleeding, etc.) . The emergency stop has priority over normal stop. After the algorithm is executed, a message is displayed about the successful completion of the algorithm.

To perform the «Pre-start conditions» and «Start» algorithms, the «Failure» and «Failure» indications should be absent.

After the completion of the normal and emergency stopping algorithms, the signal «The supercharger circuit is full» or «The supercharger circuit is set» is issued, depending on the stop mode.

In all modes of operation ACRS EDGPU ensures control of the equipment serviceability and control of finding the measured parameters in the maximum permissible limits. If faults are detected in the operation of the EDGPU actuators

(failure to execute a command, an open circuit in the sensor, or loss of voltage on the equipment of the unit), the ACRS generates a fault signaling. When the alarm is triggered, the ACRS automatically stops EDGPU.

Normal operating mode EDGPU - automatic. When installing the control mode key in the «Operator» position, the operator is responsible for the operation of the EDGPU. In this mode, the ACRS provides the operator with the ability to control the EGPA actuators, and blocks the operator's erroneous actions.

The ACRS supports three levels of access to the management and control of EDGPU, set with the workstation: «Operator»; «Dispatcher»; «Administrator».

Level of access to management «Operator» provides regular management and control of EDGPU.

The access level to the «Dispatcher» management provides the level of access to the «Operator» management and access to the change of emergency scale and calibration settings and anti-surge control coefficients.

The level of access to the «Administrator» management provides the level of access to the «Dispatcher» management and access to enabling and disabling test programs for testing and setting up the equipment.

System of dry gas-dynamic seals

This system of gas-dynamic seals (SGDS) is designed to seal natural gas at the end sections of the shafts of the supercharger H220 11-1SMP in dynamic and static operation.

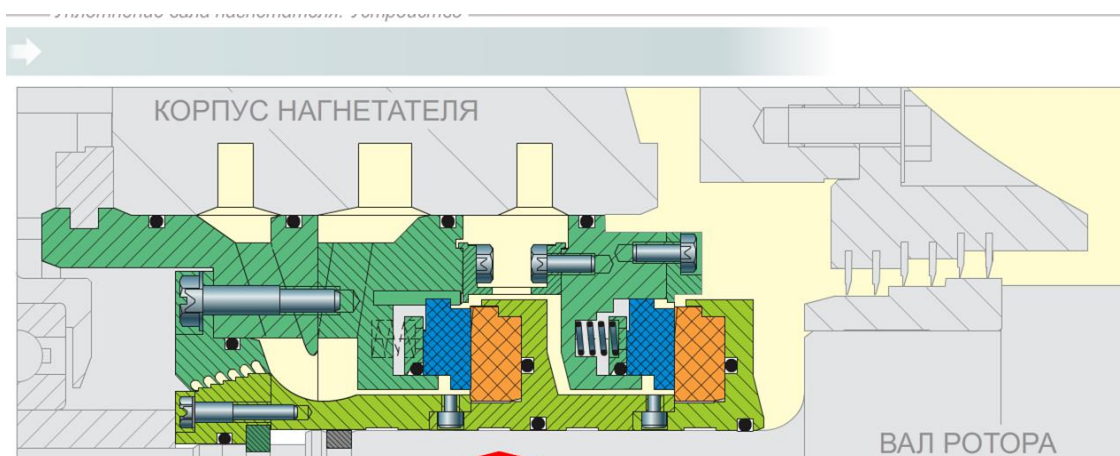


Figure - dry gas-dynamic seal

The seal control system must provide the following functions:

- separation and purification of the buffer gas supplied to the seals;
- control of the contamination of the filter-moisture separator, transfer to the control panel of the signal (4 ... 20 mA) about the magnitude of pressure drop across the filter;
- regulation and control of the pressure drop between the pressure of the buffer gas supplied to the seals and the pressure of the process gas being transported in the seal region (pressure drop «gas-gas»), transfer to the control panel of the signal (4 ... 20 mA) about the magnitude of the pressure drop «gas-gas»;
- control of the flow of buffer gas at the supply to the seals, transmission to the control panel of the signal (4 ... 20 mA) on the amount of flow;
- control of the leakage values from the first stages of the seals;
- control of the pressure behind the first stage of compaction, transfer to the control panel of the signal (4 ... 20 mA) about the magnitude of the pressure for the possibility of correlation of pressure values and leakage through the first stage.

Maintenance of EDGPU

Maintenance ensures the operability of the equipment and the restoration of its main technical characteristics.

Maintenance - is a set of works to maintain the operability of equipment between repairs. Maintenance involves periodic inspections and routine maintenance, such as adjusting, cleaning, replacing filter elements, blowing, etc.

Maintenance tasks also include monitoring of operating modes, observance of operating rules, instructions of manufacturers and instructions for operating equipment. Maintenance is carried out without disrupting the technological mode of the compressor station on operating or standby units. The main purposes of maintenance are as follows: prevention of increased wear on the parts of the unit,

retention of technical characteristics within the established limits, failure-free operation of the supercharger during the inter-repair periods.

Maintenance 1:

- Check the tightness of detachable gas connections: inspection of connections, gas leaks, control of a portable gas analyzer, control of soap solution, tighten fasteners;
- Cable glands: inspection, inspection, unsealed cable entry control of soap solution, renew seal.

Maintenance 2:

- Check the tightness of detachable gas connections: inspection of connections, gas leaks, portable gas analyzer monitoring, soap solution control, tighten fasteners, replace gasket;
- External fasteners: presence of a tightness of connections, tighten fasteners;
- Fastening to the base frame: inspection of the connection loosening of the fastening, tighten the fasteners;
- Cable glands: inspection, inspection, unsealed cable entry control of soap solution, renew seal.

Maintenance 3:

- Check the tightness of detachable gas connections: inspection of connections, gas leaks, portable gas analyzer monitoring, soap solution control, tighten fasteners, replace gasket;
- External fasteners: presence of a tightness of connections, tighten fasteners;
- Fastening to the base frame: inspection of the connection loosening of the fastening, tighten the fasteners;
- Cable glands: inspection, inspection, unsealed cable entry control of soap solution, renew seal.

– Coupling: inspection of splined joint, wear or other damage, replace parts as necessary.

The main purposes of maintenance are as follows: prevention of increased wear on the parts of the unit, retention of technical characteristics within the established limits, failure-free operation of the supercharger during the inter-repair periods.

Repair of GPU and EDGPU

Repair (mechanisms) – a set of measures to restore a workable or serviceable condition of an object.

The average and major repairs of the units assume their withdrawal for repair for a certain time.

Medium repair is a set of works performed to restore the performance characteristics of the supercharger by repairing or replacing damaged or worn parts and assemblies. With an average repair, the status of the main components and components of the supercharger is checked, for which a partial or complete disassembly of the supercharger is carried out.

Overhaul - the largest in scope of a complex of repair works, which implies complete dismantling of the unit and defecting its parts and parts with their further replacement or repair. In case of major repairs, regardless of the degree of wear, replacement of resource components that have exhausted their life should be made.