

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

Институт Энергетический
Направление подготовки Автоматизация технологических процессов и производств (в теплоэнергетике)
Кафедра Автоматизация теплоэнергетических процессов

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТП

(Подпись) _____ (Дата) Стрижак П.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5Б2В	Ляховской Ольге Евгеньевне

Тема работы:

Модернизация АСУ ТП горения в топке водогрейного котла ПТВМ-50 при переходе с жидкого на газообразное топливо	
Утверждена приказом директора	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Модернизация автоматической системы управления технологическим процессом в топке водогрейного котла ПТВМ-50 при переходе с жидкого на газообразное топливо. При разработке системы локальной автоматики предусмотреть использование современных микропроцессорных технических средств автоматизации для реализации функций автоматического контроля параметров и управления горелками.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Разработка проектной и конструкторской документации для системы локальной автоматики горения в топке котла, обзор выпускаемых средств управления, обоснование выбора технических средств.
Перечень графического материала	1) схема структурная АСУ ТП горения в топке водогрейного котла;

	2) схема функциональная АСУ ТП горения в топке водогрейного котла; 3) схема электрическая щита управления ТП в топке водогрейного котла; 4) общий вид щита автоматического управления ТП в топке водогрейного котла; 5) мнемосхемы.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Попова С.Н., доцент кафедры МЕН
Социальная ответственность	Василевский М.В., доцент каф. ЭБЖ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2014 г.
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер-исследователь каф. АТП	Глушков Дмитрий Олегович	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б2В	Ляховская Ольга Евгеньевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 50с., 20 рис., 15 табл., 20 источников, 2 прил.

Ключевые слова: водогрейный котел, горение в топке котла, автоматическая система управления, микропроцессорный контроллер.

Объектом исследования является технологический процесс сжигания газообразного топлива в топке водогрейного котла.

Цель выпускной квалификационной работы – модернизация автоматической системы управления технологическим процессом горения в топке котла при переходе с жидкого на газообразное топливо.

В процессе исследования проводились анализ и выбор структурной схемы АСУ ТП горения, технических средств автоматизации, разработка функциональной схемы АСУ ТП. Проведена оценка ресурсоэффективности проекта.

В результате исследования разработан комплект проектной и конструкторской документации для системы автоматического управления технологическим процессом горения в топке водогрейного котла. Разработанная система построена по трехуровневому принципу с использованием технических средств автоматизации на основе микропроцессорной техники.

Введение

Газовая промышленность является одним из важнейших элементов российской экономики. Россия является одним из мировых лидеров по добыче, изведенным запасами ресурсам природного газа, обеспечивает более 22 % его мирового производства и обеспечивает около 26 % всех международных поставок.

В настоящий период времени в мировой газовой промышленности используются газоперекачивающие агрегаты для транспортировки природного газа на дожимных и линейных компрессорных станциях. Газоперекачивающие агрегаты в своем составе имеют нагнетатели со сменными проточными частями (СПЧ). Сменные проточные части предназначены для проведения модернизации газоперекачивающих агрегатов, выработавших свой ресурс и морально устаревших, так же в связи с изменениями режима работы компрессорных станций.

По мере падения пластового давления в районе скважины, давление на входе в газоперекачивающий агрегат неизбежно падает. Одним из важнейших критериев выбора сменной проточной части компрессора газоперекачивающего агрегата, является постоянная производительность и постоянное давление на выходе из газоперекачивающего агрегата.

Целью данной работы является модернизация компрессорной станции путем замены СПЧ в газоперекачивающем агрегате, на примере ГПА-6.3 «Урал».

ГЛАВА 1

1.1 Основные сведения о газоперекачивающих агрегатах

Газоперекачивающие агрегаты впервые появились в 60х годах прошлого века, эти машины представляли собой одноступенчатые центробежные компрессоры, приводимые в движение поршневыми двигателями внутреннего сгорания. Газоперекачивающие агрегаты данного типа имели малую производительность в сравнение с хорошо развитыми поршневыми компрессорами. В 90х годах прошлого века НПО «Искра» начали разработку ГПА нового поколения, в основе этих машин были газотурбинный двигатель и многоступенчатый компрессор, данная компоновка позволяла получить большие показатели производительности с относительно малыми энергозатратами. В 1995 г. впервые был пущен в эксплуатацию принципиально новый ГПА-12Р, компоновка данного агрегата позволяла доставить его практически любыми видами наземного и водными видами транспорта. Но одной из важнейших проблем первых ГПА являлись контактные уплотнения, которые на больших частотах вращения вала компрессора пропускали смазку, которая смазывала и охлаждала подшипники этого вала. Проблема была решена в 1998 г. путем модификации имеющегося компрессора, взамен контактных уплотнений были разработаны и установлены «сухие» газовые уплотнения (Рис. 1 СГУ).

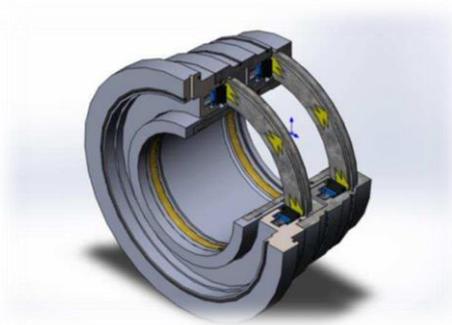


Рис. 1 СГУ

Данная модификация позволила увеличить производительность путем увеличения частоты вращения вала компрессора. Современные ГПА имеют модульно-блочный тип компоновки, что позволяет быстро монтировать их на площадках заказчика.

1.2 Состав современных ГПА

Современные газоперекачивающие агрегаты состоят из:

- газотурбинный двигатель, в теплозвукоизолирующем контейнере с системами вентиляции, охлаждения контейнера, с системами маслообеспечения двигателя (с агрегатом воздушного охлаждения масла), топливными и воздушными системами;
- центробежный компрессор природного газа с «сухими» уплотнениями;
- системы подвода буферного газа и барьерного воздуха для обеспечения работы «сухих» уплотнений;
- трансмиссия ГТД;
- центробежный компрессор;
- выхлопная улитка с выхлопным трактом (выхлопной трубой) включающем шумоглушитель, опорные конструкции, допускающий постановку утилизационного теплообменника;
- отсек САУ (блок-бокс) в том числе САУ ГПА и системой управления магнитным подвесом;
- отсек электротехнический в т.ч. НКУ;
- автоматическая система пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения;
- входной тракт ГТД включающий комплексное воздухоочистительное устройство, противообледенительной системой и шумоглушением;
- индивидуальное легкосборное здание (укрытие) агрегата, оборудованное всеми инженерными системами и устройствами (система вентиляции, система аварийной вентиляции, системы отопления, освещения,

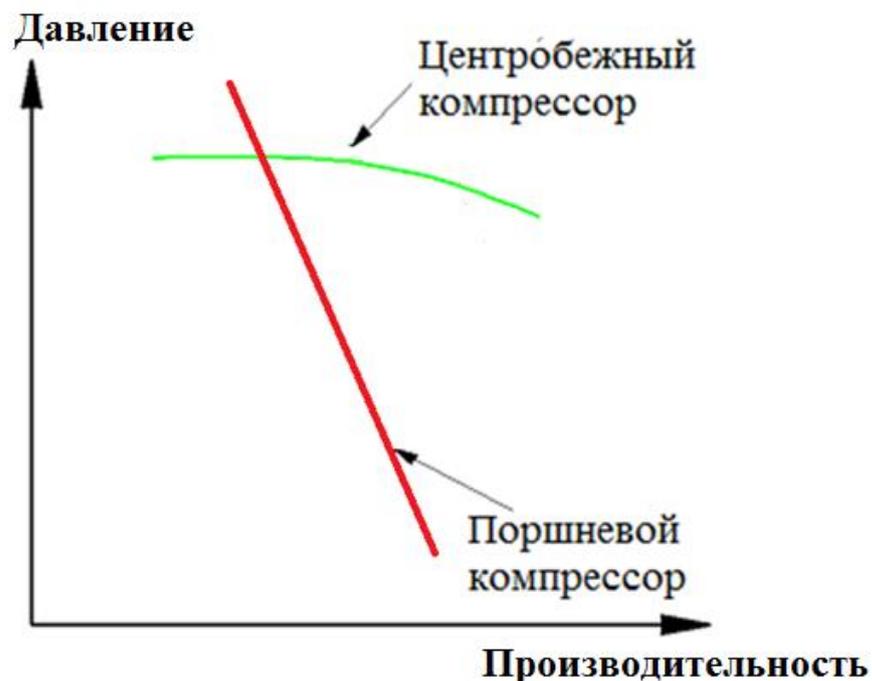
пожарной сигнализации и пожаротушения, взрывозащиты, грузоподъемными устройствами);

- площадки обслуживания, лестницы и ограждения.

1.3 Выбор типа компрессора

В современных газоперекачивающих агрегатах используют нагнетатели двух типов: поршневой и центробежный компрессор. У центробежного компрессора как видно из графика (Рис. 2) производительность сильно изменяется при незначительном изменении давления, а у объемных компрессоров производительность будет почти неизменна, при сене давления. Из этого можно сделать вывод, что центробежный компрессор, это машина с изменяющейся производительностью, и практически постоянным давлением, а у объемных наоборот.

Таким образом, целесообразно использовать центробежный компрессор в тех случаях, когда необходима большая производительность при постоянном давлении.



1.4 Параметры эксплуатации

Обслуживание ГПА (пуски, остановки, эксплуатация и регламентные работы) должно проводиться в соответствии с требованиями технических инструкций заводов-изготовителей и «Правилами технической эксплуатации компрессорных цехов с газотурбинным приводом». При пуске агрегат доводится до рабочего состояния, во время останова возвращается к исходному нерабочему или к состоянию готовности повторного пуска. Пуск является весьма тяжелым режимом для ГПА: возникают максимальные термические напряжения; наибольшими могут быть и деформации; происходит полусухое трение в подшипниках; температура масла недостаточна; работает пусковое устройство с высокими напряжениями; линия совместных режимов проходит в опасной близости к линии помпажа; вибрация часто повышенная (как по причине изогнутости вала во время останова, так и из-за срывных явлений в осевом компрессоре, резонансов на переходных режимах). Именно при пуске часто происходят задевания в проточной части и уплотнениях из-за температурной неоднородности агрегата при стоянке и соответствующих деформациях. Вредные последствия пусков настолько велики, что в зависимости от их числа устанавливаются промежутки между ревизиями и общий ресурс ГТУ. Даже срок службы жаропрочных материалов может снижаться при частых пусках в результате резких теплосмен.

Основным в проведении пусков (остановов) можно считать обеспечение минимальных технических допустимых термических напряжений, деформаций и износа, избежание помпажа, проведение пуска в кратчайшие сроки и при умеренной мощности пускового двигателя. Пуск современных ГПА производится только автоматически, скорость пуска лимитируется главным образом ограничением термических напряжений.

Если необходим особенно быстрый пуск, то этому требованию должна быть подчинена вся конструкция агрегата.

Основными характерными этапами пуска являются следующие: подготовка предпусковых условий; приведение во вращение; зажигание; прогрев и выход на рабочий режим.

Перед пуском ГПА необходимо убедиться в отсутствии посторонних предметов на оперативной отметке обслуживания, нулевой отметке и лестницах. Особенно тщательно проследить, нет ли горючих материалов (масла, пропитанной ветоши, досок и т.д.), кислородных и газовых баллонов вблизи горячих корпусов агрегатов, воздухопроводов, газоходов, камеры сгорания. Убедиться в готовности к действию систем и средой пожаротушения. Первый пуск после ремонта можно осуществлять пооперационном, последующие пуски – только автоматически. Как при пооперационном, пооперационном, так и при автоматическом пуске следует выполнять последовательность операций, предусмотренную технической инструкцией завода-изготовителя по обслуживанию ГПА.

Перед зажиганием факела в камере сгорания следует провентилировать тракты газотурбинной установки. Для обеспечения надежной вентиляции трактов ГТУ допускается выполнять холодную прокрутку на турбодетандере без включения зажигания. После неудачной попытки запуска повторны; цикл зажигания категорически запрещается без предварительной вентиляции трактов ГПА.

Последовательность пусковых операций агрегата (Рис. 3 ГПА) осуществляется одинаково при ручном и автоматическом пусках. Если температура масла в маслобаке перед пуском ниже 25 °С, необходимо провести его подогрев штатными подогревающими устройствами.

После нажатия кнопки «Пуск» включаются пусковой насос и насос уплотнения. Затем открывают кран и проводят продувку газом контура нагнетателя 5 в течение 15 с. После закрытия крана и роста давления газа в нагнетателе до срабатывания дифференциального реле давления на экране

(перепад при этом должен быть не более 0,2-0,3 МПа) происходит его открытие. Одновременно открывают кран и закрывают кран, через который осуществляется заполнение контура нагнетателя. Такой пуск называется пуском ГПА с заполненным контуром. Далее открывают стопорный клапан и включают в работу валоповоротное устройство.

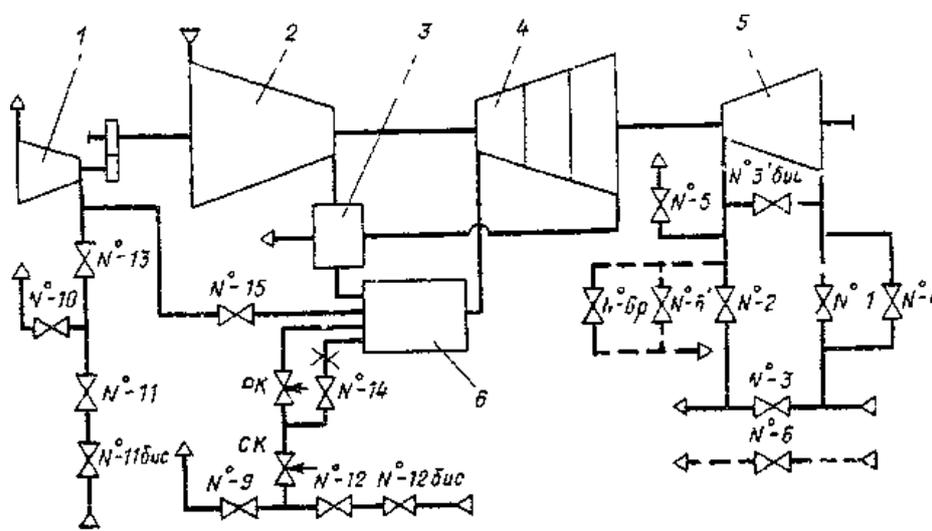


Рис. 3 ГПА

Перед загрузкой агрегата необходимо проверить отключение пускового масляного насоса и общее состояние агрегата: проконтролировать, нет ли каких-либо задеваний в проточной части. При задевании или появлении посторонних, необычных звуков агрегат необходимо остановить для выяснения причин обнаруженных ненормальности. Следует проследить за перепадом давления «масло-газ» уплотнения нагнетателя. Он должен быть не менее 0,15 МПа. Своевременное закрытие сбросных воздушных клапанов за четвертой ступенью осевого компрессора говорит о нормальном процессе пуска агрегата.

Во время работы ГПА эксплуатационный персонал компрессорного цеха обязан: поддерживать требуемый режим работы ГПА, обеспечивая его наиболее экономичную загрузку; следить за показаниями приборов, не должно быть любого ненормального отклонения в показаниях приборов. При

отклонении должны быть немедленно выяснены причины для принятия соответствующих мер; поддерживать температуру масла на выходе из маслоохладителей в пределах 35–50 °С: следить за чистотой фильтров в маслосистеме в маслобаке; осуществлять контроль за работой системы уплотнения по уровню масла в поплавковой камере, перепаду давления «масло-газ» расходу масла и загазованности маслосистемы; следить по перепаду давления на воздушных фильтрах воздухозаборной камеры за их чистотой, в случае загрязнения или обледенения (перепад давления выше 980 Па) фильтры и воздухозаборная камера подлежат очистке на остановленном агрегате; вести необходимые записи в эксплуатационных документах и ведомостях; строго выполнять требования должностных и эксплуатационных инструкций.

Каждой исправной ГТУ свойствен нормальный шум. Если при эксплуатации ГТУ характер шума изменяется, появляются посторонние звуки, пульсации шума и удары, то это означает, что компрессор попал в помпаж или работает на его границе. Удары, стук, скрежет свидетельствуют прежде всего о поломках лопаточного аппарата или задеваниях. Чтобы правильно определить характер и причину неполадок, необходимо привыкнуть к шуму нормально работающей ГПА. Для точного определения состояния оборудования его прослушивают, применяя стетоскопы – «слухачи».

Важным показателем нормального состояния оборудования ГПА является уровень его вибрации. Необходимо не только знать, укладывается ли амплитуда вибрации в установленные нормы, но и как она изменяется со временем и какова ее частота. Эти данные помогают определить характер и место возникновения неполадок. Так, частота колебаний, меньшая частоты вращения ротора, возникает в результате его неустойчивости на масляной пленке подшипников; частота, равная частоте вращения ротора, – при его разбалансировке и задеваниях, а равная двойной частоте вращения – при прогибе вала и расцентровке муфт.

Под постоянным контролем должно находиться взаимное расположение ротора и статора. Чрезмерное осевое перемещение ротора может привести к задеваниям и свидетельствует о срабатывании колодок упорного подшипника. Кроме того, контролируется состояние самих подшипников: по температуре масла и баббитовой заливки, а также по качеству масла, его расходу.

О нормальной работе камер сгорания судят прежде всего по неравномерности температур газа перед турбиной, а также по давлению топлива и характеру дыма. Уменьшение давления топлива при постоянной нагрузке турбины связано с износом форсунок, а увеличение – с их загрязнением. Изменение интенсивности дымления, появление белого или темного дыма может быть признаком повреждения пламенных труб и трактов отработавшего газа. В темном дыме содержится большое количество сажи, а в белом – несгоревшего топлива.

Все работы по оперативному и техническому обслуживанию ГПА должны выполняться качественно, в срок, без ущерба для безопасности и здоровья обслуживающего и ремонтного персонала.

Обслуживание ГПА, проведение регламентных и ремонтных работ должны быть организованы так, чтобы производственные травмы и несчастные случаи были исключены. Каждый работник должен знать и строго выполнять правила безопасного обслуживания и проведения ремонтных работ. Администрация обязана обеспечить организационные и технические мероприятия по созданию безопасных условий труда.

Регулярный инструктаж, обучение персонала и постоянный контроль за соблюдением правил техники безопасности на электростанциях обязательны. Ответственность за несчастные случаи несет как администрация, не обеспечивающая соблюдение правил безопасного производства работ, так и лица, нарушившие эти правила.

ГЛАВА 2

Патентный поиск (ОФОРМИТЬ)

В результате патентного поиска были выявлены следующие изобретения:

1. А.с. № _____, "Название изобретения"

Краткое описание сущности изобретения.

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

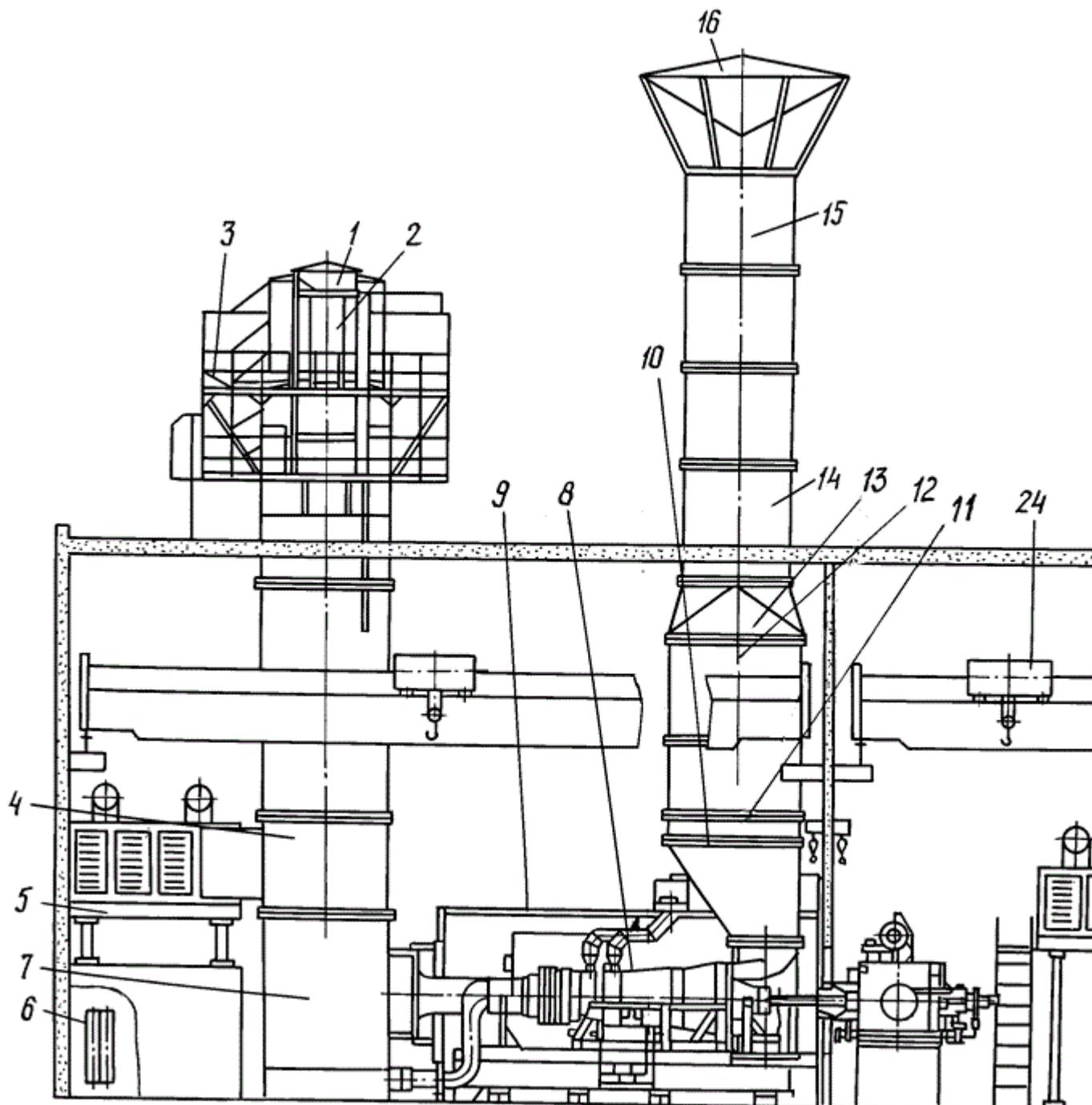
(21)(22) Заявка: 2001131393/06 , 22.11.2001	(71) Заявитель(и):
(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 22.11.2001	Общество с ограниченной ответственностью "Самара-Авиагаз" (RU)
(45) Опубликовано: 10.07.2003 Бюл. № 19	(72) Автор(ы):
(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: ГАЗОТУРБИННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, июль - август 2001, с.14-16. SU 1413284 A1, 30.07.1988. RU 2122143 C1, 20.11.1998. GB 1512993 A, 01.06.1978. ТИТОВ В.А. Монтаж оборудования насосных и компрессорных станций. - М.: Недра, 1979, с.120-129.	Барсуков В.И. (RU), Водбольский И.Ю. (RU), Васин О.Е. (RU), Ефанов В.И. (RU), Забродин Ю.В. (RU), Канаев Александр Васильевич (UA), Николаев В.В. (RU), Никишин В.А. (RU), Олексийко С.М. (RU), Рыжинский И.Н. (RU)
Адрес для переписки: 443045, г.Самара, ул.Авроры, 122, кв.333, пат.пов. Л.И.Синицыной, рег.№ 274	(73) Патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью "Самара-Авиагаз" (RU)

(54) ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ

(57) Реферат:

Изобретение относится к созданию газоперекачивающих станций с газотурбинными двигателями для эксплуатации преимущественно в сложных климатических условиях. Техническим результатом изобретения является компактность газоперекачивающей станции с наличием комфортных, безопасных условий труда для обслуживающего персонала при монтаже, текущем обслуживании, ремонте и **модернизации** газоперекачивающего оборудования, не ухудшающих экологию окружающей среды, а также снижение материалоемкости, сроков монтажа и **модернизации**, снижение эксплуатационных затрат. Газоперекачивающая станция расположена в одном здании, содержит систему воздухозаборную с

воздухоочистительным устройством, воздуховодом и шумоглушителем, площадками обслуживания и лестницами, камерой всасывания; газовыхлопной тракт с запорным устройством, шумоглушителем и утилизатором тепла, газотурбинный двигатель с шумоглушащим контейнером, системой маслообеспечения, блоком маслоохладителя, блоком фильтров топливного и пускового газа, блоком пожаротушения и блоком вентиляции; **центробежный компрессор** с системой маслообеспечения и маслоохладителем; блок противопожарной системы, блок автоматического управления технологическими процессами, размещена в здании таким образом, что к входу газотурбинного двигателя пристыкована воздухозаборная система с камерой всасывания, воздуховодом с шумоглушителем, расположенными в здании, и воздухоочистительным устройством с площадками обслуживания и лестницами, установленным над крышей здания; к выходу газотурбинного двигателя, соединенному с **центробежным компрессором**, также вертикально пристыкован газовыхлопной тракт переменного сечения с переходником, запорным устройством, утилизатором тепла, расположенными в здании, и выхлопной трубой, расположенной над крышей здания; непосредственно к шумоглушащему контейнеру двигателя пристыкована камера всасывания с возможностью вкатки и выкатки через нее



Фиг. 1

(21)(22) Заявка: [2012152819/06](#), 07.12.2012

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
07.12.2012

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 07.12.2012

(45) Опубликовано: [10.06.2014](#) Бюл. № 16

(72)

Сафиуллин АнасГадулович (RU),
Харитонов Александр Петрович (RU),
Шнепп Сергей Владимирович (RU)

(73)

Патентообладатель(и):
Закрытое акционерное общество "Научно-

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: SU 1281756 A1, 07.01.1987. SU 1719724 A1, 15.03.1992. RU 2184877 C2, 10.07.2002. SU 889869 A1, 15.12.1981. US 20040005220 A1, 08.01.2004. JP 2009156122 A, 16.07.2009.

Адрес для переписки:
121165, Москва, Г-165, а/я 15, ООО "ППФ-ЮСТИС"

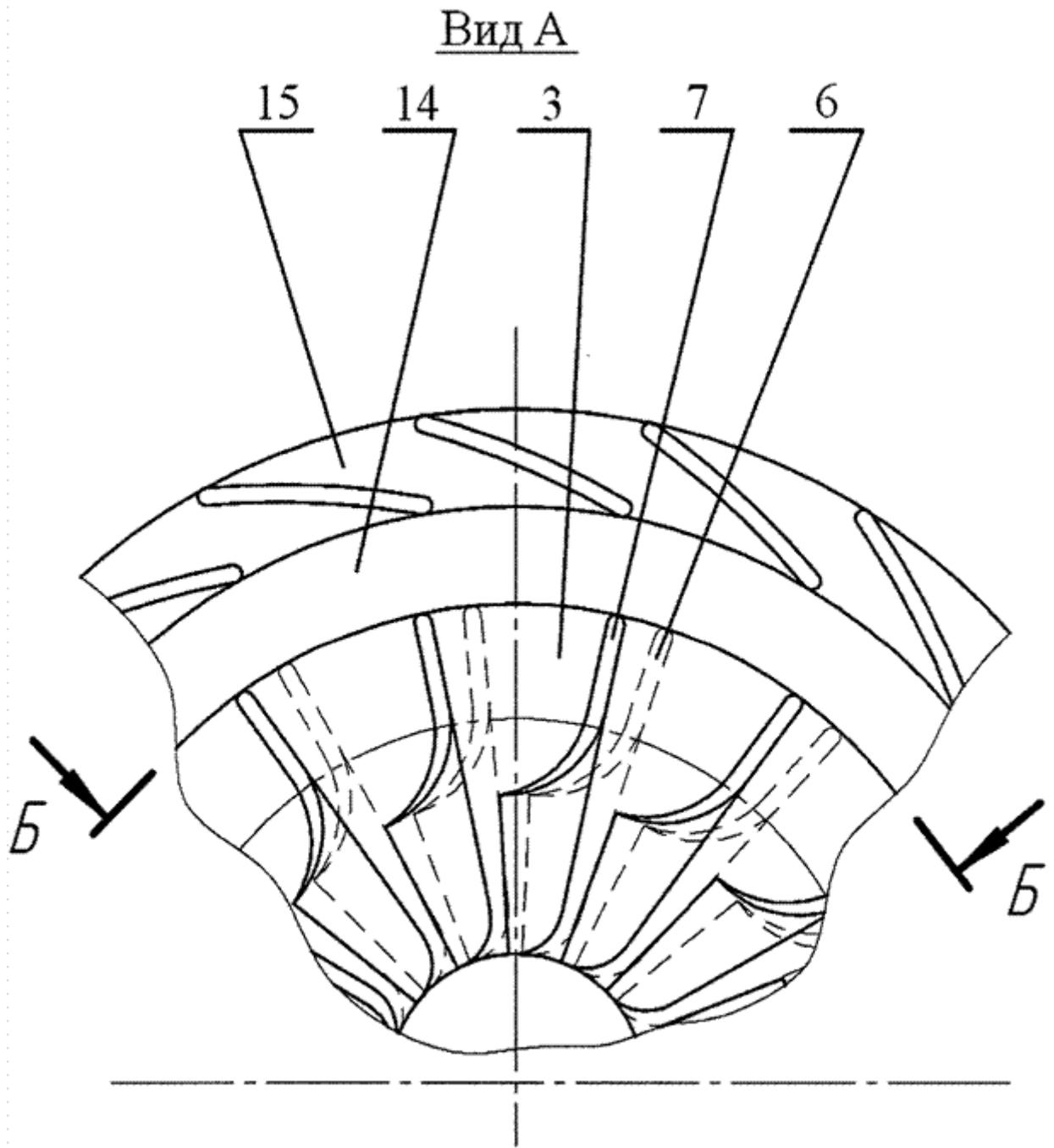
исследовательский и конструкторский институт центробежных и роторных компрессоров им. В.Б. Шнеппа" (RU)

(54) РАБОЧЕЕ КОЛЕСО **ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА**

(57) Реферат:

Изобретение относится к области машиностроения, а именно к **центробежным компрессорам**. Рабочее

колесо **центробежного компрессора** содержит несущий диск и расположенные с обеих его сторон лопатки, при этом лопатки, расположенные с одной стороны несущего диска, смещены по окружности относительно лопаток, расположенных с другой стороны несущего диска, на расстояние, не превышающее высоты лопаток на выходе из рабочего колеса. Техническим результатом изобретения является усиление перемешивания потоков, стекающих с передней и задней поверхности лопаток рабочего колеса, локализация вихревого следа на меньшем диаметре и предотвращение гидравлических потерь в лопаточном диффузоре, связанных с неоптимальным обтеканием лопаток диффузора потоком сжимаемой среды, включающим в себя вихревой след, повышение КПД **центробежного компрессора**. 3



Фиг. 2

ГЛАВА 3

Расчетно-конструкторская часть

3.1 Расчет и построение газодинамических характеристик НЦ-6ДКС

Как показывает опыт эксплуатации, большую часть времени компрессор работает на переменных по производительности режимах и только около 15 % времени – на расчетном (соответствующем максимуму КПД) режиме. Газодинамическими характеристиками компрессоров и их элементов называют графические зависимости энергетических параметров от расходных.

В нашем случае энергетические параметры: мощность, отношение давлений, КПД. Расходные: производительность.

Исходными данными для расчета являются данные, представленные в таблице 3.1, 3.2.

Таблица 3.1 – Исходные данные

Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Режим				
			1	2	3	4	5
Частота вращения	n	об/мин	9150				
Начальная температура	T_n	К	298,15				
Конечное давление	p_k	МПа	6,215	5,530	5,077	4,777	4,679
Конечная температура	T_k	К	323,3	328,7	334,3	339,6	343,6
Газовая постоянная	R	Дж/кг · К	390,3	396,4	400,4	403,2	404,0
Показатель адиабаты	k	–	1,356	1,341	1,331	1,326	1,324
Плотность	ρ	кг/м ³	53,41	46,79	42,52	39,74	38,84
Производительность	Q	м ³ /мин	163,7	143,9	118,1	91,2	69,5

ть объемная							
Мощность на сжатие газа	N	МВт	5,5	5,3	4,9	4,1	3,4

Таблица 3.2 – Исходные даны

Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Давление на входе в ДКС, кгс/см ²	55	50	45	40	35	30

Начальные условия, на которые строятся ГДХ:

- температура начальная T_H ;
- давление конечное p_K ;
- газовая постоянная R ;
- показатель адиабаты k ;
- частота вращения ротора n .

Расчет и построение ГДХ осуществлен в программном комплексе MathCAD. Все единицы измерения соответствуют системе СИ.

Исходные данные для расчета и построения ГДХ НЦ-6ДКС

Частота вращения, *об/мин*:

$$n1 := 9150.$$

Начальная температура, *К*:

$$T_H := 298.15,$$

$$\text{ORIGIN} := 1.$$

Конечная температура, *К*:

$$T_K := (323.3 \ 328.7 \ 334.3 \ 339.6 \ 343.6)^T.$$

Конечное давление, *Па*:

$$p_K := 7.350 \cdot 10^6.$$

Начальное давление, $Па$:

$$p_{н1} := (6.215 \ 5.530 \ 5.077 \ 4.679 \ 4.655)^T \cdot 10^6$$

Объемная производительность, $м^3/с$:

$$Q_{н1} := \frac{(163.7 \ 143.9 \ 118.1 \ 91.2 \ 69.5)^T}{60}$$

Мощность на сжатие газа, $Вт$:

$$N_{затр1} := (5.5 \ 5.3 \ 4.9 \ 4.1 \ 3.4)^T \cdot 10^6$$

Закон изменения параметров газа выражается уравнением процесса. Обычно при термодинамических расчетах компрессоров принимают, что процесс сжатия является политропным. Для совершенного газа уравнение политропного процесса имеет вид:

$$p \cdot v^n = \frac{p}{\rho^n} = \text{const} \quad (3.1)$$

где n – показатель политропы, принимаемый либо постоянным для всех элементов проточной части, либо переменным для каждого элемента ступени или для каждой ступени в пределах компрессора; v – удельный объем, $м^3/кг$; ρ – плотность газа, $кг/м^3$.

Для любого участка канала (элемента проточной части):

$$\frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)^n \quad (3.2)$$

При конечном давлении газового компрессорного процесса менее 10 МПа уравнение состояния идеального газа Клайперона обеспечивает на практике приемлемую точность. Используя его, можно преобразовать (3.2) к виду:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \quad (3.3)$$

Отсюда можно выразить показатель политропы сжатия:

$$n = \left(1 - \frac{\ln\left(\frac{T_2}{T_1}\right)}{\ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)} \right)^{-1} . \quad (3.4)$$

Используя начальные параметры, по формуле (3.4) можно найти n:

$$n = \left(1 - \frac{\ln\left(\frac{T_K}{T_H}\right)}{\ln\left(\frac{P_K}{P_{H1}}\right)} \right)^{-1} = \begin{pmatrix} 1.934 \\ 1.522 \\ 1.448 \\ 1.405 \\ 1.451 \end{pmatrix} ,$$

$$\frac{n-1}{n} = \begin{pmatrix} 0.483 \\ 0.343 \\ 0.309 \\ 0.288 \\ 0.311 \end{pmatrix} .$$

В общем случае под КПД понимают отношение полезной работы (или мощности) к приведенной (затрачиваемой):

$$\eta = \frac{l_{\text{полез}}}{l_{\text{затр}}} = \frac{N_{\text{полезн}}}{N_{\text{затр}}} . \quad (3.5)$$

В зависимости от того, что понимается под полезной и затраченной работами, получают различные виды КПД.

Полезная работа при политропном процессе сжатия:

$$l_{\text{полез}} = \frac{n}{n-1} \cdot P_1 \cdot v_1 \cdot \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] . \quad (3.6)$$

Если вместо удельного объема v_1 подставить объемный расход за секунду Q_1 по входу, то получится выражение для полезной мощности:

$$N_{\text{полез}} = \frac{n}{n-1} \cdot P_1 \cdot Q_1 \cdot \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] . \quad (3.7)$$

Таким образом, согласно (3.7), полезная мощность составит:

$$N_{\text{полез}1_i} := \frac{n_i}{n_i - 1} \cdot P_{H1_i} \cdot Q_{H1_i} \left[\left(\frac{P_K}{P_{H1_i}} \right)^{\frac{n_i - 1}{n_i}} - 1 \right],$$

$$N_{\text{полез}1} := \begin{pmatrix} N_{\text{полез}1_1} \\ N_{\text{полез}1_2} \\ N_{\text{полез}1_3} \\ N_{\text{полез}1_4} \\ N_{\text{полез}1_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2.963 \times 10^6 \\ 3.964 \times 10^6 \\ 3.917 \times 10^6 \\ 3.43 \times 10^6 \\ 2.646 \times 10^6 \end{pmatrix}.$$

Следовательно, политропный КПД согласно (3.5):

$$\eta_1 := \frac{N_{\text{полез}1}}{N_{\text{затр}1}} = \begin{pmatrix} 0.539 \\ 0.748 \\ 0.799 \\ 0.837 \\ 0.778 \end{pmatrix}.$$

Степень сжатия:

$$\varepsilon_1 := \frac{P_K}{P_{H1}} = \begin{pmatrix} 1.183 \\ 1.329 \\ 1.448 \\ 1.571 \\ 1.579 \end{pmatrix}.$$

Аппроксимация исходных точек полиномом второй степени:

$$m := 2,$$

$$A\varepsilon := \text{regress}(Q_{H1}, \varepsilon_1, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ 1.444 \\ 0.283 \\ -0.139 \end{pmatrix},$$

$$AN := \text{regress}(Q_{H1}, N_{\text{затр}1}, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ -1.593 \times 10^5 \\ 3.783 \times 10^6 \\ -6.262 \times 10^5 \end{pmatrix},$$

$$A_{\eta} := \text{regress}(Q_{H1}, \eta1, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ 0.1 \\ 0.887 \\ -0.264 \end{pmatrix} .$$

Газодинамические характеристики в аналитическом виде:

$$\varepsilon_{9150}(Q_H) := A_6 \cdot Q_H^2 + A_5 \cdot Q_H^1 + A_4 \cdot Q_H^0 .$$

В операторном виде:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{9150}(Q_H) &:= \text{interp}(A_{\varepsilon}, Q_{H1}, \varepsilon1, Q_H), \\ N_{9150}(Q_H) &:= \text{interp}(A_N, Q_{H1}, N_{затр1}, Q_H), \\ \eta_{9150}(Q_H) &:= \text{interp}(A_{\eta}, Q_{H1}, \eta1, Q_H). \end{aligned}$$

Таким образом имеются ГДХ компрессора при частоте вращения $n1 = 9150$ об/мин. Далее требуется перестроить характеристики на иные частоты вращения, большие или меньшие, при неизменном составе газа и начальных параметрах.

3.2 Пересчет ГДХ

Задача пересчета состоит в том, чтобы для каждой точки исходной характеристики с координатами ε_c и Q_c найти соответствующие точки новой характеристики с координатами ε_H и Q_H , где режимы подобны.

Объемная подача компрессора определяется по уравнению неразрывности значением абсолютной скорости (радиальной в центробежных компрессорах и осевой в осевых), которая по условию кинематического подобия пропорциональна окружной скорости и, следовательно, частоте вращения. Поэтому при небольших степенях сжатия для пересчета подачи можно пользоваться обычной формулой пропорциональности:

$$Q_H = Q_C \cdot \frac{n_{\text{врн}}}{n_{\text{врс}}} \quad (3.8)$$

Пересчет производительности по (3.8) дает тем большую неточность, чем выше степень повышения давления.

Для более строгого соблюдения кинематического подобия, необходимо пользоваться формулой:

$$Q_H = Q_C \cdot \frac{n_{\text{врн}}}{n_{\text{врс}}} \cdot \sqrt{\frac{\varepsilon_H}{\varepsilon_C}} \quad (3.9)$$

Из первого свойства компрессоров известно, что удельная работа сжатия (напор) прямо пропорциональна квадрату числу оборотов ротора, т.е. $l_k \propto n_{\text{вр}}^2$

Удельная работа на сжатие 1кг газа:

$$l_k = \frac{n}{n-1} \cdot p_1 \cdot v_1 \cdot \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] = \frac{n}{n-1} \cdot R \cdot T_1 \cdot \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \quad (3.10)$$

На этом основании для подобных режимов можно записать в общем виде:

$$\frac{l_{\text{кс}}}{l_{\text{кн}}} = \left(\frac{n_{\text{врс}}}{n_{\text{врн}}} \right)^2 = \frac{\frac{n_c}{n_c-1} \cdot R_c \cdot T_{1c} \cdot \left(\varepsilon_c^{\frac{n_c-1}{n_c}} - 1 \right)}{\frac{n_H}{n_H-1} \cdot R_H \cdot T_{1H} \cdot \left(\varepsilon_H^{\frac{n_H-1}{n_H}} - 1 \right)} \quad (3.11)$$

Если меняется только частота вращения ротора $n_{\text{вр}}$ то:

$$n_H = n_c = n \quad R_H = R_c \quad T_{1H} = T_{1c}$$

Тогда:

$$\left(\frac{n_{\text{врс}}}{n_{\text{врн}}} \right)^2 = \frac{\varepsilon_c^{\frac{n_c-1}{n_c}} - 1}{\varepsilon_H^{\frac{n_H-1}{n_H}} - 1} \quad (3.12)$$

Откуда:

$$\epsilon_{\text{H}}^{\frac{n-1}{n}} = \left(\epsilon_{\text{c}}^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \cdot \left(\frac{n_{\text{врн}}}{n_{\text{врс}}} \right)^2 + 1 \quad (3.13)$$

Окончательно формула для расчета измененной степени повышения давления ϵ_{H} при новой частоте вращения $n_{\text{врн}}$:

$$\epsilon_{\text{H}} = \left[\left(\epsilon_{\text{c}}^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \cdot \left(\frac{n_{\text{врн}}}{n_{\text{врс}}} \right)^2 + 1 \right]^{\frac{n}{n-1}} \quad (3.14)$$

При допущениях, указанных ранее, и имея в виду, что мощность компрессора пропорциональна плотности газа, пересчет мощности можно вести по приближенной формуле:

$$N_{\text{H}} = \frac{\rho_{\text{H}}}{\rho_{\text{c}}} \cdot \left(\frac{n_{\text{врн}}}{n_{\text{врс}}} \right)^3 \cdot N_{\text{c}} \quad (3.15)$$

Начальная температура при новых условиях неизменна, следовательно, плотность газа по входу прямо пропорциональна только начальному давлению, поэтому (3.15) можно переписать:

$$N_{\text{H}} = \frac{p_{\text{HН}}}{p_{\text{Hс}}} \cdot \left(\frac{n_{\text{врн}}}{n_{\text{врс}}} \right)^3 \cdot N_{\text{c}} \quad (3.16)$$

где $p_{\text{HН}}$ – начальное давление при новых условиях (частоте вращения $n_{\text{врн}}$);

$p_{\text{Hс}}$ – начальное давление при старой частоте вращения ротора $n_{\text{врс}}$.

Пересчет ГДХ на 9450 об/мин

$n_2 := 9450$

Степень сжатия согласно (3.14):

$i := 1..5$

$$\epsilon_{2_i} := \left[\left[\left(\epsilon_{1_i} \right)^{\frac{n_i-1}{n_i}} - 1 \right] \cdot \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^2 + 1 \right]^{\frac{n_i}{n_i-1}},$$

$$\varepsilon_2 := \begin{pmatrix} \varepsilon_{2_1} \\ \varepsilon_{2_2} \\ \varepsilon_{2_3} \\ \varepsilon_{2_4} \\ \varepsilon_{2_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1.195 \\ 1.353 \\ 1.482 \\ 1.616 \\ 1.624 \end{pmatrix} .$$

Производительность по формуле (3.9):

$$i := 1..5,$$

$$Q_{H2_i} := \frac{n_2}{n_1} \cdot Q_{H1_i} \cdot \sqrt{\frac{\varepsilon_{2_i}}{\varepsilon_{1_i}}},$$

$$Q_{H2} := \begin{pmatrix} Q_{H2_1} \\ Q_{H2_2} \\ Q_{H2_3} \\ Q_{H2_4} \\ Q_{H2_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2.833 \\ 2.499 \\ 2.057 \\ 1.592 \\ 1.213 \end{pmatrix} .$$

Новое начальное давление (при неизменном конечном давлении P_K):

$$P_{H2} := \frac{P_K}{\varepsilon_2} = \begin{pmatrix} 6.149 \times 10^6 \\ 5.431 \times 10^6 \\ 4.96 \times 10^6 \\ 4.549 \times 10^6 \\ 4.525 \times 10^6 \end{pmatrix} .$$

Мощность, затрачиваемая на сжатие газа при неизменных начальных условиях по формуле (3.16):

$$i := 1..5,$$

$$N_{затp2_i} := \frac{P_{H2_i}}{P_{H1_i}} \cdot \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3 \cdot N_{затp1_i},$$

$$N_{\text{загр}2} := \begin{pmatrix} N_{\text{загр}2_1} \\ N_{\text{загр}2_2} \\ N_{\text{загр}2_3} \\ N_{\text{загр}2_4} \\ N_{\text{загр}2_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 5.994 \times 10^6 \\ 5.734 \times 10^6 \\ 5.274 \times 10^6 \\ 4.391 \times 10^6 \\ 3.641 \times 10^6 \end{pmatrix} .$$

Полезная мощность по зависимости (3.7):

$$i := 1..5,$$

$$N_{\text{полез}2_i} := \frac{n_i}{n_i - 1} \cdot p_{H2_i} \cdot Q_{H2_i} \cdot \left[\left(\varepsilon_{2_i} \right)^{\frac{n_i - 1}{n_i}} - 1 \right] ,$$

$$N_{\text{полез}2} := \begin{pmatrix} N_{\text{полез}2_1} \\ N_{\text{полез}2_2} \\ N_{\text{полез}2_3} \\ N_{\text{полез}2_4} \\ N_{\text{полез}2_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 3.246 \times 10^6 \\ 4.327 \times 10^6 \\ 4.265 \times 10^6 \\ 3.726 \times 10^6 \\ 2.874 \times 10^6 \end{pmatrix} .$$

Пересчет политропного КПД:

$$\eta_2 := \frac{N_{\text{полез}2}}{N_{\text{загр}2}} = \begin{pmatrix} 0.542 \\ 0.755 \\ 0.809 \\ 0.849 \\ 0.789 \end{pmatrix} .$$

Аппроксимация пересчитанных точек:

$$B\varepsilon := \text{regress}(Q_{H2}, \varepsilon_2, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ 1.462 \\ 0.315 \\ -0.144 \end{pmatrix} ,$$

$$\varepsilon_{9450}(Q_H) := \text{interp}(B\varepsilon, Q_{H2}, \varepsilon_2, Q_H) ,$$

$$BN := \text{regress}(Q_{H2}, N_{\text{затр}2}, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ -1.038 \times 10^5 \\ 3.757 \times 10^6 \\ -5.664 \times 10^5 \end{pmatrix},$$

$$N_{9450}(Q_H) := \text{interp}(BN, Q_{H2}, N_{\text{затр}2}, Q_H),$$

$$B\eta := \text{regress}(Q_{H2}, \eta^2, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ 0.081 \\ 0.887 \\ -0.253 \end{pmatrix},$$

$$\eta_{9450}(Q_H) := \text{interp}(B\eta, Q_{H2}, \eta^2, Q_H).$$

Пересчет ГДХ на 9000 об/мин

$$n3 := 9000$$

Степень сжатия согласно (3.14):

$$i := 1..5,$$

$$\varepsilon_{3_i} := \left[\left[\left(\varepsilon_{1_i} \right)^{\frac{n_i-1}{n_i}} - 1 \right] \cdot \left(\frac{n3}{n1} \right)^2 + 1 \right]^{\frac{n_i}{n_i-1}},$$

$$\varepsilon_3 := \begin{pmatrix} \varepsilon_{3_1} \\ \varepsilon_{3_2} \\ \varepsilon_{3_3} \\ \varepsilon_{3_4} \\ \varepsilon_{3_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1.176 \\ 1.317 \\ 1.431 \\ 1.549 \\ 1.557 \end{pmatrix}.$$

Производительность по соотношению (3.9):

$$i := 1..5,$$

$$Q_{H3_i} := \frac{n3}{n1} \cdot Q_{H1_i} \cdot \sqrt{\frac{\varepsilon_{3_i}}{\varepsilon_{1_i}}},$$

$$Q_{H3} := \begin{pmatrix} Q_{H3_1} \\ Q_{H3_2} \\ Q_{H3_3} \\ Q_{H3_4} \\ Q_{H3_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2.677 \\ 2.349 \\ 1.925 \\ 1.485 \\ 1.131 \end{pmatrix} .$$

Новое начальное давление (при неизменном конечном давлении P_K):

$$P_{H3} := \frac{P_K}{\varepsilon_3} = \begin{pmatrix} 6.248 \times 10^6 \\ 5.579 \times 10^6 \\ 5.135 \times 10^6 \\ 4.744 \times 10^6 \\ 4.72 \times 10^6 \end{pmatrix} .$$

Мощность, затрачиваемая на сжатие газа при неизменных начальных условиях по формуле (3.16):

$$i := 1..5,$$

$$N_{затр3_i} := \frac{P_{H3_i}}{P_{H1_i}} \cdot \left(\frac{n_3}{n_1}\right)^3 \cdot N_{затр1_i} ,$$

$$N_{затр3} := \begin{pmatrix} N_{затр3_1} \\ N_{затр3_2} \\ N_{затр3_3} \\ N_{затр3_4} \\ N_{затр3_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 5.261 \times 10^6 \\ 5.088 \times 10^6 \\ 4.716 \times 10^6 \\ 3.956 \times 10^6 \\ 3.281 \times 10^6 \end{pmatrix} .$$

Полезная мощность по зависимости (3.7):

$$i := 1..5,$$

$$N_{полез3_i} := \frac{n_i}{n_i - 1} \cdot P_{H3_i} \cdot Q_{H3_i} \cdot \left[\frac{n_i - 1}{n_i} (\varepsilon_3)_i^{n_i} - 1 \right] ,$$

$$N_{\text{полез3}} := \begin{pmatrix} N_{\text{полез3}_1} \\ N_{\text{полез3}_2} \\ N_{\text{полез3}_3} \\ N_{\text{полез3}_4} \\ N_{\text{полез3}_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2.827 \times 10^6 \\ 3.789 \times 10^6 \\ 3.749 \times 10^6 \\ 3.287 \times 10^6 \\ 2.536 \times 10^6 \end{pmatrix} .$$

Пересчет политропного КПД:

$$\eta_3 := \frac{N_{\text{полез3}}}{N_{\text{затр3}}} = \begin{pmatrix} 0.537 \\ 0.745 \\ 0.795 \\ 0.831 \\ 0.773 \end{pmatrix} .$$

Аппроксимация пересчитанных точек:

$$C\varepsilon := \text{regress}(Q_{\text{H3}}, \varepsilon_3, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ 1.434 \\ 0.269 \\ -0.136 \end{pmatrix} ,$$

$$\varepsilon_{9000}(Q_{\text{H}}) := \text{interp}(C\varepsilon, Q_{\text{H3}}, \varepsilon_3, Q_{\text{H}}),$$

$$CN := \text{regress}(Q_{\text{H3}}, N_{\text{затр3}}, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ -1.78 \times 10^5 \\ 3.782 \times 10^6 \\ -6.537 \times 10^5 \end{pmatrix} ,$$

$$N_{9000}(Q_{\text{H}}) := \text{interp}(CN, Q_{\text{H3}}, N_{\text{затр3}}, Q_{\text{H}}),$$

$$C\eta := \text{regress}(Q_{\text{H3}}, \eta_3, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ 0.108 \\ 0.888 \\ -0.269 \end{pmatrix} ,$$

$$\eta_{9000}(Q_{\text{H}}) := \text{interp}(C\eta, Q_{\text{H3}}, \eta_3, Q_{\text{H}}).$$

Пересчет ГДХ на 8550 об/мин

$$n4 := 8550$$

Пересчет степени сжатия согласно (3.14):

$$i := 1..5,$$

$$\varepsilon_{4_i} := \left[\left[\left(\varepsilon_{1_i} \right)^{\frac{n_i-1}{n_i}} - 1 \right] \cdot \left(\frac{n4}{n1} \right)^2 + 1 \right]^{\frac{n_i}{n_i-1}},$$

$$\varepsilon_4 := \begin{pmatrix} \varepsilon_{4_1} \\ \varepsilon_{4_2} \\ \varepsilon_{4_3} \\ \varepsilon_{4_4} \\ \varepsilon_{4_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1.159 \\ 1.284 \\ 1.384 \\ 1.488 \\ 1.495 \end{pmatrix}.$$

Новая производительность по соотношению (3.9):

$$i := 1..5,$$

$$Q_{H4_i} := \frac{n4}{n1} \cdot Q_{H1_i} \cdot \sqrt{\frac{\varepsilon_{4_i}}{\varepsilon_{1_i}}},$$

$$Q_{H4} := \begin{pmatrix} Q_{H4_1} \\ Q_{H4_2} \\ Q_{H4_3} \\ Q_{H4_4} \\ Q_{H4_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2.523 \\ 2.203 \\ 1.799 \\ 1.382 \\ 1.053 \end{pmatrix}.$$

Новое начальное давление (при неизменном конечном давлении P_K):

$$P_{H4} := \frac{P_K}{\varepsilon_4} = \begin{pmatrix} 6.344 \times 10^6 \\ 5.725 \times 10^6 \\ 5.309 \times 10^6 \\ 4.939 \times 10^6 \\ 4.916 \times 10^6 \end{pmatrix}.$$

Мощность, затрачиваемая на сжатие газа при неизменных начальных условиях по формуле (16):

$$i := 1..5,$$

$$N_{\text{затр}4_i} := \frac{P_{H4_i}}{P_{H1_i}} \cdot \left(\frac{n4}{n1}\right)^3 \cdot N_{\text{затр}1_i},$$

$$N_{\text{затр}4} := \begin{pmatrix} N_{\text{затр}4_1} \\ N_{\text{затр}4_2} \\ N_{\text{затр}4_3} \\ N_{\text{затр}4_4} \\ N_{\text{затр}4_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 4.581 \times 10^6 \\ 4.476 \times 10^6 \\ 4.18 \times 10^6 \\ 3.531 \times 10^6 \\ 2.929 \times 10^6 \end{pmatrix}.$$

Полезная мощность по зависимости (3.7):

$$i := 1..5,$$

$$N_{\text{полез}4_i} := \frac{n_i}{n_i - 1} \cdot P_{H4_i} \cdot Q_{H4_i} \cdot \left[\left(\varepsilon_{4_i} \right)^{\frac{n_i - 1}{n_i}} - 1 \right],$$

$$N_{\text{полез}4} := \begin{pmatrix} N_{\text{полез}4_1} \\ N_{\text{полез}4_2} \\ N_{\text{полез}4_3} \\ N_{\text{полез}4_4} \\ N_{\text{полез}4_5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2.442 \times 10^6 \\ 3.29 \times 10^6 \\ 3.268 \times 10^6 \\ 2.876 \times 10^6 \\ 2.219 \times 10^6 \end{pmatrix}.$$

Пересчет политропного КПД:

$$\eta_4 := \frac{N_{\text{полез}4}}{N_{\text{затр}4}} = \begin{pmatrix} 0.533 \\ 0.735 \\ 0.782 \\ 0.814 \\ 0.757 \end{pmatrix}.$$

Аппроксимация пересчитанных точек:

$$D\varepsilon := \text{regress}(Q_{H4}, \varepsilon_4, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ 1.404 \\ 0.229 \\ -0.129 \end{pmatrix},$$

$$\varepsilon_{8550}(Q_H) := \text{interp}(D\varepsilon, Q_{H4}, \varepsilon 4, Q_H),$$

$$DN := \text{regress}(Q_{H4}, N_{\text{затр}4}, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ -2.054 \times 10^5 \\ 3.729 \times 10^6 \\ -7.263 \times 10^5 \end{pmatrix},$$

$$N_{8550}(Q_H) := \text{interp}(DN, Q_{H4}, N_{\text{затр}4}, Q_H),$$

$$D\eta := \text{regress}(Q_{H4}, \eta 4, m) = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ 0.132 \\ 0.894 \\ -0.289 \end{pmatrix},$$

$$\eta_{8550}(Q_H) := \text{interp}(D\eta, Q_{H4}, \eta 4, Q_H).$$

В результате проведенных вычислений получены ГДХ НЦ-6ДКС для следующих частот вращения: 8550 об/мин, 9000 об/мин, 9150 об/мин, 9450 об/мин (рисунок 3.1, рисунок 3.2).

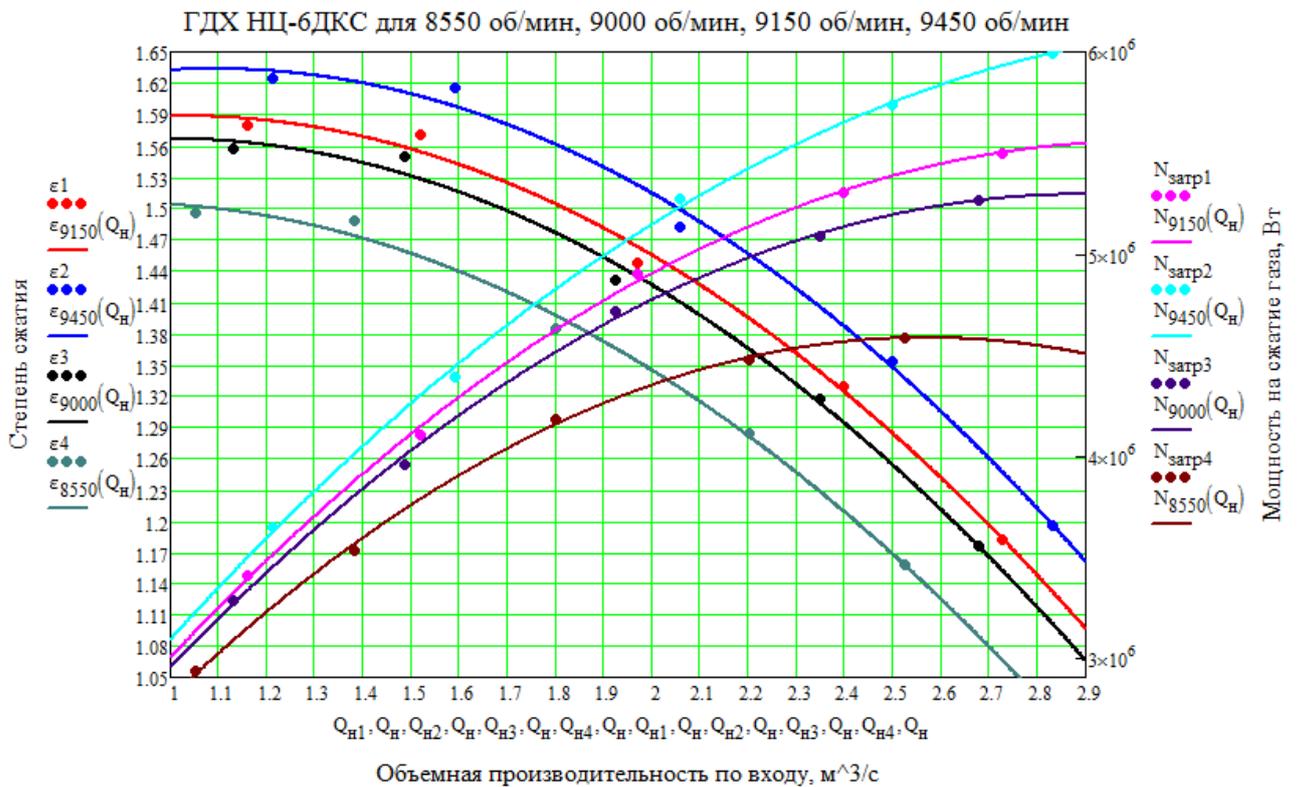


Рис. 3.1 – ГДХ НЦ-6ДКС

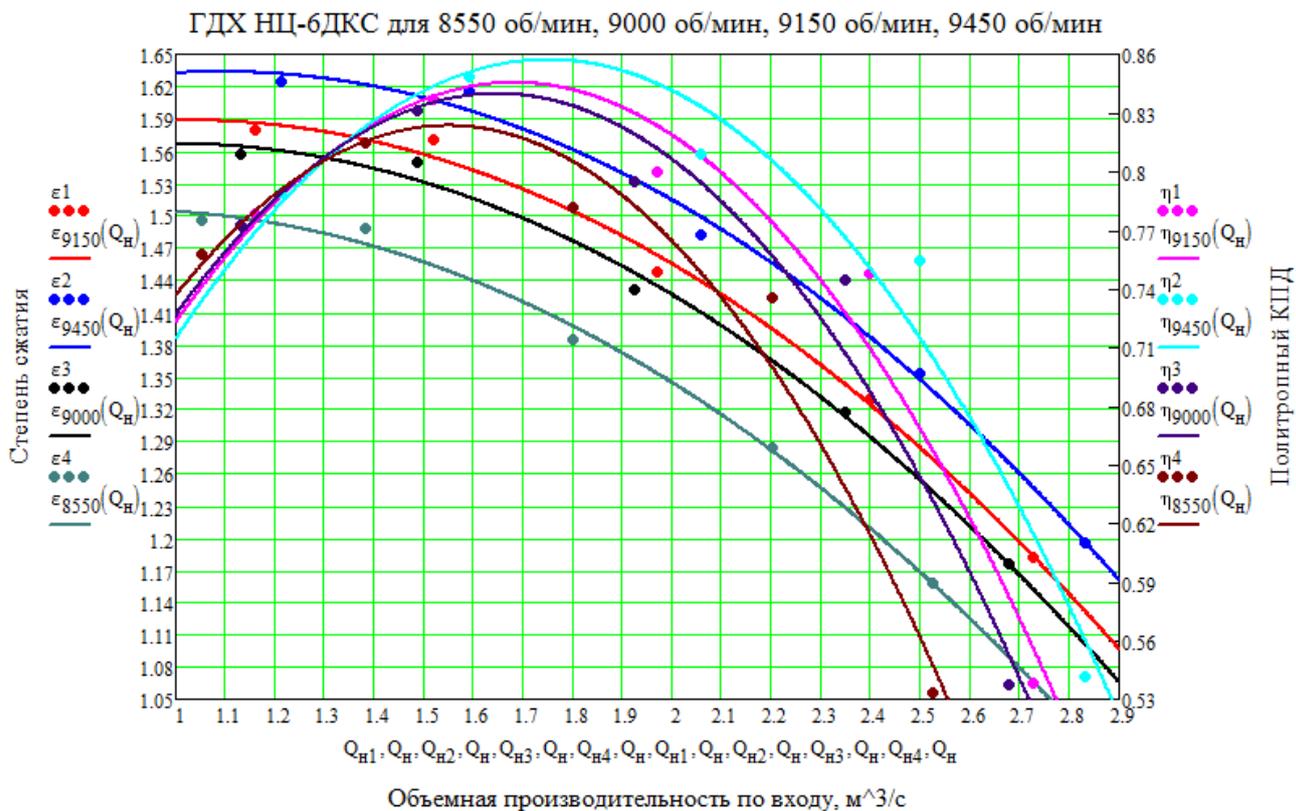


Рис. 3.2 – ГДХ НЦ-6ДКС

3.3 Подбор проточной части

Как видно из предыдущих расчетов компрессор НЦ-6ДКС в настоящее время работает на предельных режимах работы, что приводит к снижению его ресурса и уменьшению производительности. Исходя из данных таблицы 3.2 и представленных выше газодинамических характеристик, был сделан подбор проточной части НЦ-6.3В/41-2.2. Данная проточная часть позволит получить желаемую производительность ГПА, так же будут снижены нагрузки на ГТУ и трансмиссию ГТУ, тем самым будет увеличен ресурс ГПА.

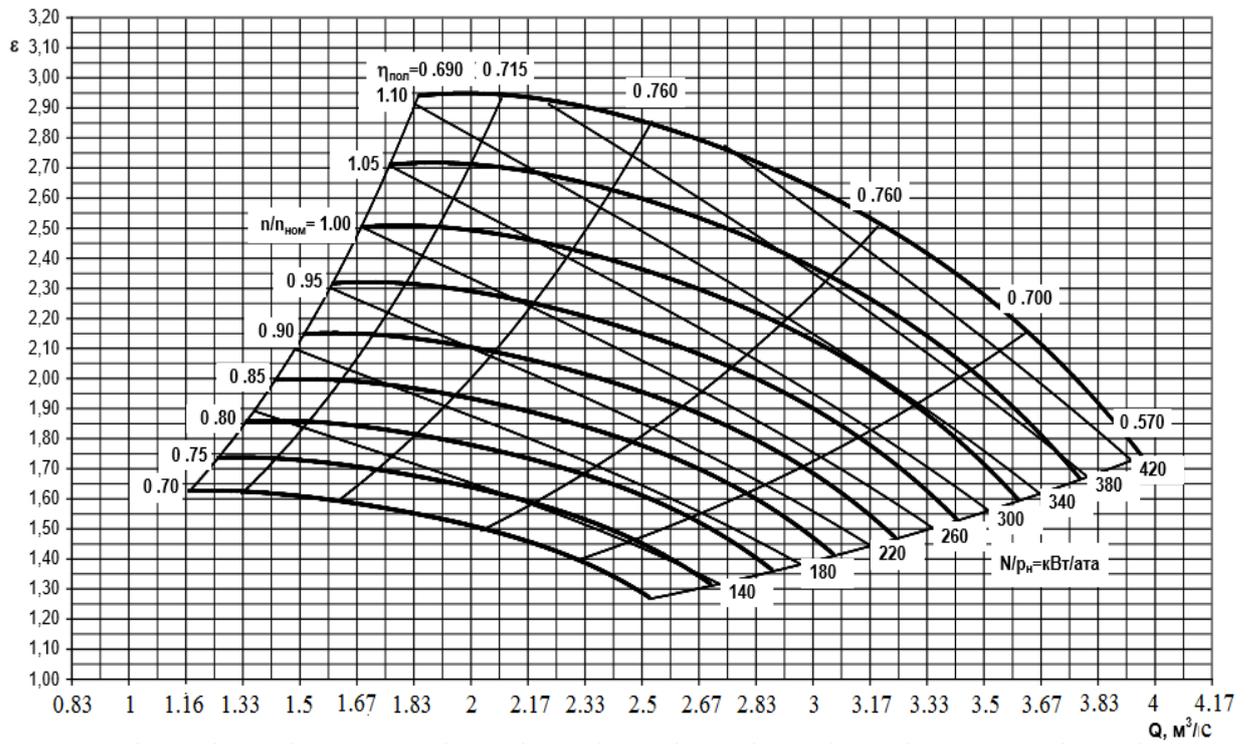


Рис. – 3.3 ГДХ НЦ-6.3В/41-2.2

ГЛАВА 4

АНАЛИЗ И ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

Капитальные вложения в проект

Размеры капитальных вложений в реализацию проекта складываются из следующих составляющих: стоимость проектирования (проектные работы); стоимость оборудования; стоимость дополнительного оборудования; стоимость транспортировки оборудования до заказчика; монтажные и пусконаладочные работы;

$$K = K_{\text{проект}} + K_{\text{оборуд}} + K_{\text{трансп}} + K_{\text{монтаж}} + K_{\text{первич.обсл}},$$

где $K_{\text{проект}}$ – проектные работы; $K_{\text{оборуд}}$ – стоимость оборудования; $K_{\text{трансп}}$ – стоимость транспортировки; $K_{\text{монтаж}}$ – затраты на монтажные и пусконаладочные работы; $K_{\text{первич.обсл}}$ – затраты на первичное обслуживание. При расчете индекс 1 примем для расчета затрат на постройку нового ГПА, индекс 2 примем для расчета затрат на проектирование и замену проточной части.

Затраты на создание проекта

Проектирование включает в себя несколько этапов. Рассчитывается смета расходов, включающая затраты на приобретение необходимого оборудования для проведения работы и текущие расходы. В нашем случае проектирование не может быть произведено силами рабочего персонала, поэтому созданием проектов будет заниматься проектное бюро. Стоимость и продолжительность по времени проектировочных работ занесены в таблицу.

Таблица 4.1. – Стоимость и продолжительность по времени проектировочных работ

	Постройка нового ГПА	Замена СПЧ
Стоимость проектировочных работ, руб.	1500000	750000
Продолжительность по времени, дней.	160	90

$$K_{\text{проект.1}}=1500000 \text{ руб.},$$

$$K_{\text{проект.2}}=750000 \text{ руб.}$$

Затраты на покупку оборудования.

Исходя из проектного решения выбирается подходящий перечень оборудования.

Все необходимое оборудование для реализации проекта по постройке нового ГПА приведены в таблице.

Таблица 4.2. –Стоимость оборудования для постройки ГПА

Наименование	Стоимость, руб.
Ангар	310 000
Турбо блок	120 000
Нагнетатель природного газа	57 500 000
Газотурбинный двигатель	220 000 000
Входной тракт	2 400 000
Выхлопной тракт	1 800 000
Блок САУ	5 400 000
Блок маслоснабжения	1 250 000
Система охлаждения и вентиляции	2 300 000
Блок систем оснащения	5 400 000
Трансмиссия	5 200 000
Системы контроля	8 400 000
Система подготовки топливного газа	1 300 000
Система видеонаблюдения	750 000
Площадки обслуживания, лестницы и ограждения	500 000

Итого	307 430 000
-------	-------------

Все необходимое оборудование для реализации проекта по смене проточной части приведены в таблице.

Таблица 4.3. –Стоимость оборудования для замены проточной части

Наименование	Стоимость, руб.
Проточная часть	13 000 000
Сухие газовые уплотнения	7 500 000
Блок подшипников	5 350 000
Направляющий аппарат	2 500 000
Соединительная муфта	1 250 000
Итого	29 600 000

$K_{\text{оборуд.1}}=307430000$ руб.

$K_{\text{оборуд.2}}=29600000$ руб.

Затраты на транспортировку оборудования

Транспортировка оборудования является очень ответственным мероприятием, практически все детали оборудования являются очень тяжелыми при небольших габаритах. Газоперекачивающий агрегат возможно транспортировать только в разобранном состоянии из-за его больших габаритов и размера. К примеру ГПА-6.3 «Урал» возможно транспортировать в 27 контейнерах, стоимость транспортировки одного контейнера до заказчика составляет около 50000 руб. Таким образом:

$$K_{\text{трансп1}} = 50000 * 27$$

$$K_{\text{трансп1}} = 1350000 \text{ руб.}$$

Доставка проточной части и ее составных частей может быть осуществлена двумя контейнерами, таким образом:

$$K_{\text{трансп.2}} = 50000 * 2$$

$$K_{\text{трансп.2}} = 100000 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж пусконаладочные работы

Стоимость монтажа и пусконаладочных работ принимаем как 25% от стоимости оборудования. Стоимость работ составит:

$$K_{\text{монтаж1}} = 0.25 * K_{\text{оборуд.1}} ;$$

$$K_{\text{монтаж1}} = 0.25 * 307430000 = 76867500 \text{ руб.};$$

$$K_{\text{монтаж2}} = 0.25 * K_{\text{оборуд.2}} ;$$

$$K_{\text{монтаж2}} = 0.25 * 29600000 = 7400000 \text{ руб.}$$

Затраты на первичное обслуживание

К затратам на первичное обслуживание относятся затраты на первое техническое обслуживание после постройки агрегатов и их модификации. Стоимость затрат на первичное обслуживание примем как 0.5% от стоимости оборудования.

$$K_{\text{первич.обсл1}} = 0.005 * K_{\text{оборуд.1}} ;$$

$$K_{\text{первич.обсл1}} = 0.05 * 307430000 = 1537150 \text{ руб.};$$

$$K_{\text{первич.обсл2}} = 0.005 * K_{\text{оборуд.2}} ;$$

$$K_{\text{первич.обсл2}} = 0.005 * 29600000 = 148000 \text{ руб.}$$

Расчет капитальных вложений в проект

$$K1 = K_{\text{проект1}} + K_{\text{оборуд1}} + K_{\text{трансп1}} + K_{\text{монтаж1}} + K_{\text{первич.обсл1}},$$

$$K1 = 1500000 + 307430000 + 1350000 + 76867500 + 1537150 = 388684650 \text{ Руб.}$$

$$K2 = K_{\text{проект2}} + K_{\text{оборуд2}} + K_{\text{трансп2}} + K_{\text{монтаж2}} + K_{\text{первич.обсл2}},$$

$$K2 = 750000 + 29600000 + 100000 + 7400000 + 148000 = 37998000 \text{ Руб.}$$

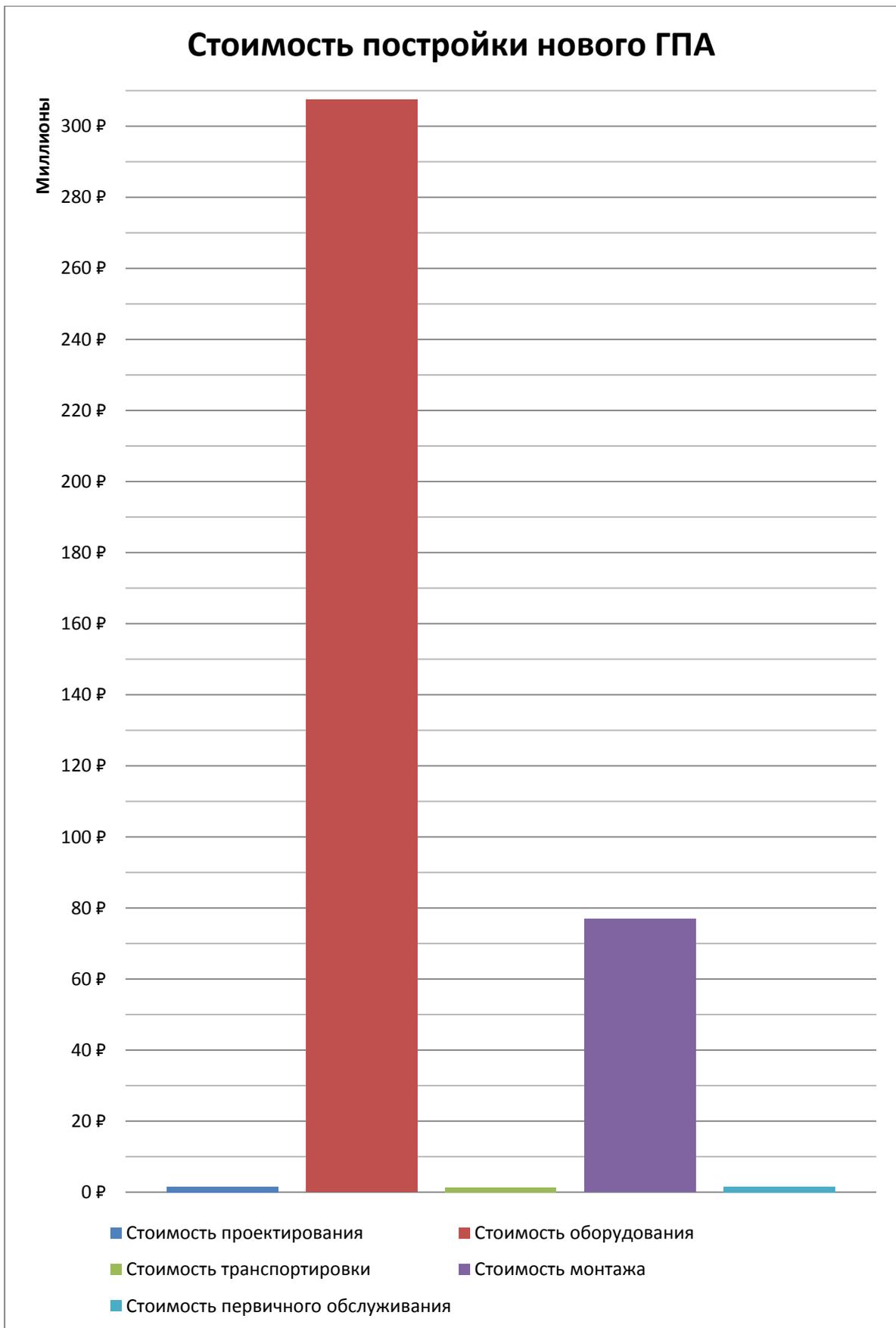


Рис. 4.1-График стоимости постройки нового ГПА

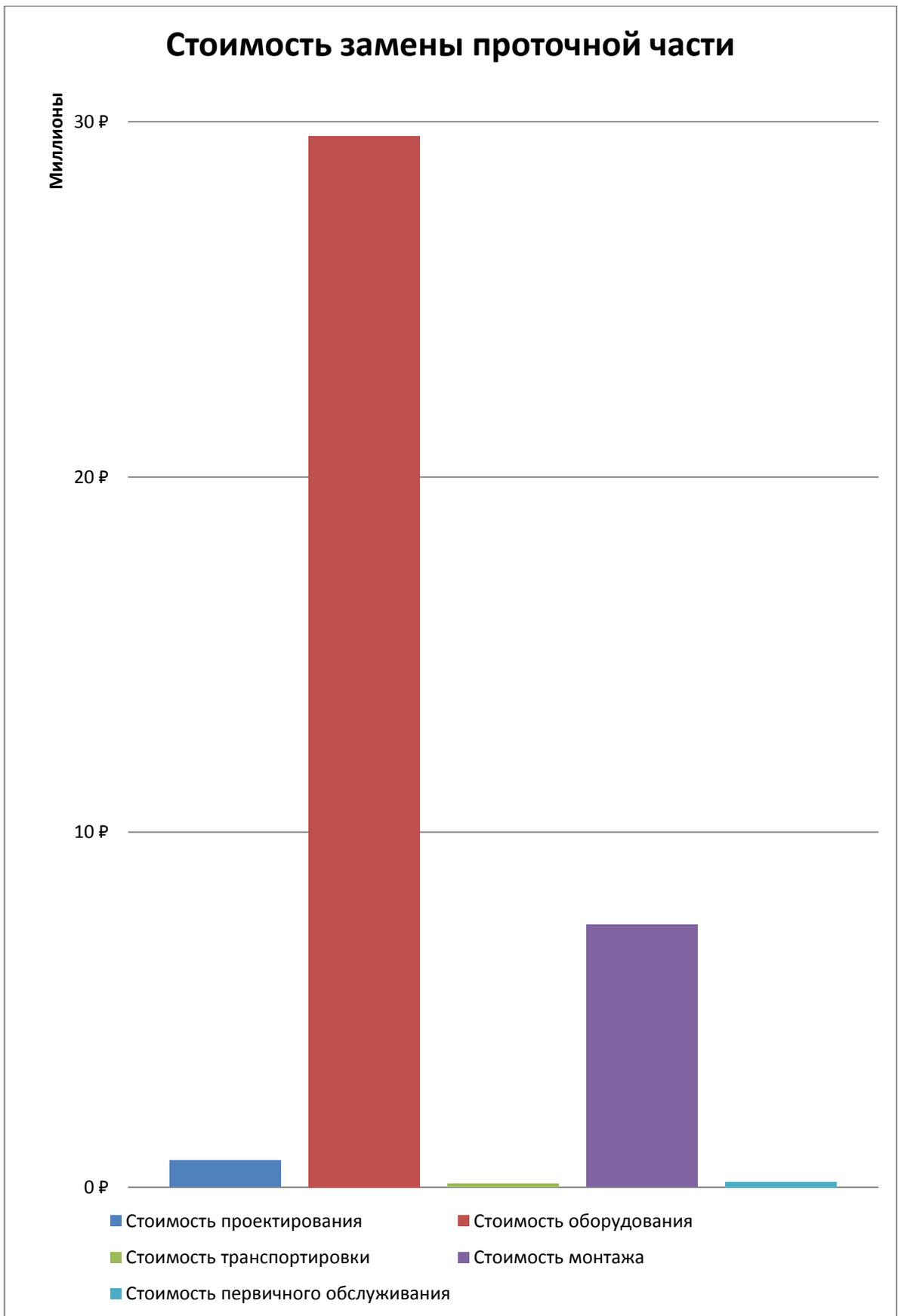


Рис. 4.2-График стоимости замены проточной части

ГЛАВА 5

5. Социальная ответственность

В обязанности слесаря нефтепромыслового оборудования входит производить текущий, средний, капитальный ремонт, монтаж, регулировку и испытание средней сложности нефтепромыслового оборудования. Очищать поверхности переносным наждачным кругом на гибком валу. Сверлить отверстия диаметром до 25 мм электродрелью, пневматическим сверлом и трещоткой. Нарезать резьбу метчиком и плашками. Обрабатывать детали зубилом. Производить ремонт и монтаж крупногабаритного оборудования под руководством слесаря-ремонтника высокой квалификации.

Так же он должен знать правила эксплуатации и ремонта грузоподъемного оборудования и механизмов. Правила эксплуатации и ремонта сосудов, работающих под давлением. Правила безопасности при эксплуатации и ремонте нефтепромыслового оборудования.

В данном разделе рассмотрены вредные и опасные факторы, действующие на слесаря нефтепромыслового оборудования на рабочем месте машинном зале. Разработаны требования безопасности и комплекс защитных мероприятий на рабочем месте. Также этот раздел включает подразделы охраны окружающей среды и чрезвычайных ситуаций.

5.1. Техногенная безопасность

5.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды.

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 в машинном зале могут быть выделены следующие вредные факторы:

- вредные вещества;
- повышенный шум и вибрация

- плохая освещенность;
- плохой микроклимат.

Вредные вещества:

Природный газ добывается на газовых месторождениях или попутно с нефтью и конденсатом на газонефтяных, газоконденсатных или газоконденсатонефтяных месторождениях.

Сжимается и перекачивается с помощью нагнетателя НЦ-6-ДКС. При среднем и капитальном ремонте с целью заменить подшипниковый узел необходимо производить разгерметизацию рабочей зоны компрессора с неисключенной возможностью выхода газа.

Газ имеет следующие свойства :

плотность газа – 0.994 кг/м^3 ;

среднепластовое давление – $191,5 \text{ кгс/см}^2$

потенциальное содержание тяжелых углеводородов – 60 г/м^3

газ не имеет цвета, запаха, легче воздуха.

Относятся к веществам 4-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007.

Точка росы газа по влаге должна быть в соответствии с ОСТ 51.40-93, не выше – $10 \text{ }^\circ\text{C}$ с 1.05 по 30.09 (летний период)

– $20 \text{ }^\circ\text{C}$ с 1.10 по 30.04 (зимний период)

Теплота сгорания и плотность газа в основном зависит от содержания метана (CH_4). В зависимости от месторождения содержание его в природном газе колеблется в пределах 80-95%.

Метан не ядовит, но при недостатке в воздухе рабочей зоны кислорода и при длительном вдыхании он вызывает удушье.

Погибнуть человеку в воздухе, с высокой концентрацией метана можно только от недостатка кислорода в воздухе для дыхания при очень высоких концентрациях метана. При содержании в воздухе 25-30 % метана появляются первые признаки асфиксии (учащение пульса, увеличение объёма дыхания, нарушение координации тонких мышечных движений и т.д.). Более высокие концентрации метана в воздухе вызывают у человека

кислородное голодание – головную боль, одышку, – симптомы, характерные для горной болезни.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) содержания метана в воздухе рабочей зоны не должно превышать: объема при выполнении огневых работ - 1% (300 мг/м³). При выполнении газоопасных работ – 0.7 % .

В целях предотвращения попадания газа из галереи нагнетателя в отсек газогенератора, в местах прохода вала через перегородки, ставится герметичное уплотнение.

На ДКС осуществляется постоянный контроль над содержанием газа в воздухе в рабочих помещениях. Контроль ведётся как с помощью автоматических сигнализаторов, так и с помощью модифицированных интерферометров, которые должны быть на каждом цехе.

При газоопасных работах, где присутствуют в воздухе или не исключено появление газа необходимо использовать СИЗ, а также противогаз шланговый (ПШ-1, ПШ-2) в состоянии «на готове».

Масло марки ТП-22 спользуется для смазки трущихся поверхностей нагнетателя НЦ-6-ДКС, основной расход идет на подшипниковые узлы.

Турбинные нефтяные масла с присадками являются малоопасными продуктами, по степени воздействия на организм человека относятся к 4-му классу опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007.

Предельно допустимая концентрация паров углеводородов масел в воздухе рабочей зоны 300 мг/м³. Предельно допустимая концентрация масляного тумана в воздухе 5 мг/м³.

Во избежание попадания масла в другие полости компрессора, а также из корпуса в атмосферу в подшипниковом узле предусмотрены два уплотнительных кольца по краям корпуса подшипника. Перед разборкой компрессора все масло сливается в расширительный бак.

При разливе масла его необходимо собрать в отдельную тару, место разлива протереть сухой тканью, при разливе на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим его удалением.

Нефтяные турбинные масла с присадками представляют собой в соответствии с ГОСТ 12.1.044 горючие жидкости средневоспламеняемые с температурой вспышки 186-220 °С.

Помещение, в котором производятся работы с маслами, должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией. При попадании масла на кожу и слизистую оболочку глаз вызывает раздражение. Необходимо обильно промыть кожу теплой мыльной водой, слизистую оболочку глаз - теплой водой.

При работе с нефтяными турбинными маслами с присадками применяются индивидуальные средства защиты (спецодежда, очки, резиновые перчатки, сапоги,), утвержденные в установленном порядке.

Укрытие оборудовано системой вытяжной и приточной вентиляцией необходимая для исключения содержания в воздухе недопустимых концентрация загрязняющих веществ.

5.1.2. Повышенный уровень шума и вибрация

Основным источником шума и вибрации является ГПА, повышенный шум влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям. При большой длительности и (или) интенсивности шума происходят необратимые потери слуха, характеризующиеся постоянным изменением порога слышимости.

Основным контролем занимается машинист ТК, слесарь по необходимости проверяет работающий ГТУ на предмет шумов в подшипниках, утечек масла и т.д.

Шумовые эффекты на всасе достигают 120 дБА .

По ГОСТ 12.1.003-83 допустимый уровень шума составляет 80 дБА .

Согласно ГОСТ 12.4.026 укрытие компрессора оснащается предупредительным знаком. Для уменьшения шума на всасе

устанавливаются глушители. Так же для турбин предусмотрена обшивка с отсосом воздуха из-под неё для понижения шума и тепловыделения в блок, где установлена ГТУ. Изнутри обшивка покрыта шумопоглощающей изоляцией. Обслуживающий персонал в качестве индивидуальной защиты слуха использует защитные наушники по ГОСТ 12.4.051.

Воздействие вибрации приводит к ухудшению состояния здоровья работников, в том числе к профессиональным заболеваниям (вибрационной болезни), а также к значительному снижению комфортности условий труда

Допустимую интенсивность вибрации опор ГТУ устанавливают в соответствии со стандартом ГОСТ 12.1.012-90 $V=0,45...2,8$ мм/с. Эти условия достигаются тщательной центровкой и балансировкой, правильно сконструированным фундаментом под машину. Изолированно от фундамента выполняются конструкции блок-боксов.

5.1.3. Производственное освещение

В соответствии с нормами СНиП 23-05-95 дожимная компрессорная станция обеспечивается естественным и искусственным освещением.

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов. Неравномерное освещение может создавать проблемы адаптации, снижая видимость. Работая при освещении плохого качества или низких уровней, люди могут ощущать усталость глаз и переутомление, что приводит к снижению работоспособности. В ряде случаев это может привести к головным болям.

Нормы освещенности :

Необходимая величина искусственного освещения для основных и вспомогательных помещений без постоянного дежурного персонала

(укрытие ГПА) - 75 лк при газоразрядных лампах и 30 лк при лампах накаливания.

При работах высокой точности и разрядах зрительной работы «в» - общее освещение 300 лк.

Естественное освещение осуществляется боковым светом через боковые световые проёмы в наружных стенах. Искусственное обеспечивается благодаря газоразрядным лампам и лампам накаливания установленных внутри. Искусственное освещение внутри укрытия является круглосуточным. Сборка и разборка компрессора проводится только днем соответственно в условиях совмещенного освещения. Для дополнительного освещения могут быть применены светильники местного освещения.

5.1.4. Микроклимат

Укрытие ГПА является замкнутым производственным помещением со своим микроклиматом на которые влияет тепловое излучение работающей газотурбинной установки, нагнетателя, масляного бака, трубопроводов с водой или газом.

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности .

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 для данного вида работ (средней тяжести): Па категория (общее наблюдение за производственным процессом) на рабочих местах должны соблюдаться следующие условия :

1) Для тёплого периода года:

- температура воздуха: 21-23 °С;
- влажность: 40-60%;

- скорость движения воздуха: 0,3 м/с;
- оптимальная температура поверхностей: 19-23 °С;
- допустимая температура поверхностей: 18-18 °С.

2) Для холодного периода года:

- температура воздуха: 18-20 °С;
- влажность: 40-60%;
- скорость движения воздуха: 0,2 м/с;
- оптимальная температура поверхностей 18-22 °С;
- допустимая температура поверхностей 16-24 °С.

По санитарным нормам СН-245-71 температура наружных частей ГТУ не должна превышать 45 °С. Для обеспечения нормальных температурных условий необходимо:

- использование наружной и внутренней изоляции;
- воздушное охлаждение внутренней поверхности корпуса, дисков, хвостовиков;
- установка защитных экранов.

Для поддержания нормального микроклимата наиболее совершенным средством является вентиляция. Согласно СНИП 2.04.05086 в укрытии ГТУ с объёмом 20-40 м³ предусматривается приточно-вытяжная вентиляция, обеспечивающая подачу воздуха не менее 20 м³/час на человека . Для поддержания заданной температурой в зимнее время года ангар оборудован тепловой завесой и отоплением.

5.2 Анализ опасных факторов производственной среды.

При работе ГПА возникают опасные факторы такие как:

- пожаровзрывоопасность;
- термическое травмирование;
- механическое травмирование;

5.2.1 Пожаровзрывоопасность

Согласно НПБ 105-95, по степени пожарной опасности ангар относится к категории «Г» в связи с особенностью газа образовываться при концентрации от 5 до 15 % взрывоопасные и горючие смеси с воздухом, а также в связи применением турбинного масла, воспламеняющегося при температуре 125 °С. Галерея нагнетателя в следствие применения в ней природного газа в качестве рабочего тела относится к категории «А». В связи с этим эти два помещения обязательно разделяются перегородкой. По степени огнестойкости здание относится к категории II по СНиП 2.01.02-85, т.к. здание выполнено из огнестойкого материала.

Взрывозащищенность компрессора обеспечивает:

- применение светильников и электрооборудования во взрывобезопасном исполнении;
- герметизация внутренних полостей компрессора, исключающей возможность протечек.
- выполнением электромонтажа в соответствии с требованиями комплекса стандарта ГОСТ Р 511330;
- наличием датчиков аппаратуры контроля загазованности в помещении укрытия;
- системой вентиляции

Для оповещения пожара в укрытии имеется установка пожарной сигнализации оповещающая световыми индикаторами и звуковой сиреной в укрытии, сигнал также приходит на пульт оператора.

Для тушения пожара в укрытии имеется:

- автоматическая система пожаротушения (углекислотное);
- противопожарный трубопровод с установкой гидрантов;
- ручные огнетушители (ОУ-3, ОП-8)
- водонасосная станция;
- железобетонный резервуар для хранения запасов воды.

Основной показатель для разделения производств по степени пожарной опасности физико-химические свойства веществ, применяемых в производственном процессе. В соответствии с противопожарными нормами все производства по степени пожарной опасности подразделяют на пять категорий .

Категория А - производства, связанные с получением, применением или хранением газов и паров с нижним пределом взрываемости до 10% (по объёму), содержащихся в таких количествах, при которых возможно образование с воздухом взрывоопасных смесей, жидкостей с температурой вспышки паров 28 °С и ниже; твёрдых веществ и жидкостей, воспламенение или взрыв которых может последовать при взаимодействии с водой или кислородом воздуха.

Категория Г – производства, связанные с обработкой несгораемых веществ и материалов в горячем состоянии, раскалённом или расплавленном состоянии с выделением лучистой энергии, искр, пламени, а также производства, связанные со сжиганием твёрдого, жидкого и газообразного топлива.

5.2.2 Фактор термического травмирования

Источником термических опасностей является работающий ГПА а именно такие его части как элементы маслосистемы (85 °С), тракт выхлопа ГТУ (354 °С), УТО (115 °С), нагнетательная линия трубопровода (100 °С) и пр .

Результатом термического воздействия являются ожоги различной степени, в зависимости от температуры и времени контакта.

Мера безопасности - ни при каких обстоятельствах не контактировать с объектами, указанными выше. Работа с ними допускается только при полной остановке и охлаждении ГПА.

В качестве групповой безопасности тракт выхлопа, как самый опасный, имеет двойную стенку, заполненную шумотеплоизолирующим материалом. Индивидуальным средством защиты являются термостойкие перчатки.

5.2.3. Фактор механического травмирования

К опасной зоне относятся места сопряжения муфт ГТУ и мультипликатора, мультипликатора и компрессора. Источником травмирования служит вращающаяся муфта. В целях безопасности места соединения муфт изолируют металлическим кожухом.

В укрытии, в качестве грузоподъемного механизма, используется кран грузоподъемностью 5 т и таль ручная грузоподъемностью 1 т. При неосмотрительной работе с ними механизмы могут послужить источником травмы.

Согласно ГОСТ Р 54767-11 кран визуально осматривается и испытывается согласно установленного графика, результаты записываются в паспорт крана. Использование крана должно осуществляться согласно ПБ 10-382-00. Управлением крана с пола допускается слесарь, прошедший соответствующий инструктаж и проверку навыков. Его помощники так же должны пройти инструктаж под роспись.

Ручная таль по ГОСТ 28408-89 проходит проверку на соответствие требованиям. Кран и таль, когда ими не пользуются должны располагаться в непроходных местах.

Слесарь при нахождении в укрытии должен быть в СИЗ: каске, робе, перчатках, кирзовых сапогах.

2. Региональная безопасность

2.1 Защита атмосферы

В основе рабочего процесса ГТУ лежит процесс горения топлива, поэтому их развитие и применение сопровождается как возрастанием потребления топлива, так и увеличением масштабов загрязнения атмосферы выхлопными газами. Мощность выброса составляет 1,562 г/с . Предельно допустимый выброс на единицу топлива: 1,99 г/м³. Эти газы представляют собой смесь продуктов сгорания с избыточным горением. В общем случае продукты сгорания могут содержать:

- продукты полного сгорания горючих компонентов топлива;
- компоненты неполного сгорания топлива;
- окислы азота;
- золотые частицы, образующиеся из негорючих минеральных примесей.

Выхлопные газы, загрязняя атмосферу, приводят к уменьшению потока солнечной энергии на поверхности земли к ухудшению видимости в результате поглощения и рассеивания света взвешенными частицами. Эти частицы представляют также серьёзную угрозу для здоровья человека – попадая в органы дыхания, они приводят к тяжёлым заболеваниям.

Применение УТО позволяет получить дополнительную тепловую мощность, снизить выбросы теплоты в окружающую среду с выхлопными газами но это не снижает количество вредных частиц.

Одной из возможностей уменьшить вред от выхлопных газов является улучшенная очистка газа от мех примесей и дополнительная осушка на стадии подготовки топливного газа. Это позволит сжигать более чистый газ в турбине, соответственно выхлопной газ на выходе будет тоже чище.

2.2 Защита гидросферы.

Единственный сброс жидкости с территории ДКС производит охлаждающая система ГПА. Последствия влечёт за собой сброс в водоёмы нагретой охлаждающей воды. Повышая температуру воды в водоёмах и уменьшая тем самым концентрацию растворённого в ней кислорода, что неблагоприятно влияет на биологические и химические процессы, определяющие жизнедеятельность растительных и животных организмов, населяющих водоёмы.

СТО Газпром 8-2005 нормирует качество сбрасываемой воды в водоемы рыбного хозяйства. Однако, на территории Мыльджинского ГКМ отсутствуют такие водоемы, сброс воды происходит в болото.

2.3 Защита литосферы.

Работа ГПА требует регулярного технического обслуживания. Замена отработавших материалов и объектов влечет за собой образование твердых отходов производства. К ним относятся: металлолом черный и цветной, фторопласт, каучук, поронит, стекловата, прочий бытовой и технический мусор. Твердые отходы производства регулярно собираются с территории ДКС и вывозятся в места временного хранения отходов. Откуда потом баржами по реке вывозятся для утилизации.

3. Организационные мероприятия обеспечения безопасности.

Машинный зал (укрытие) как рабочее место слесаря нефтепромысловых объектов должно находиться в чистоте и порядке: на полу не должно быть разлитых жидкостей, предметов на путях прохода, на раме масляных луж, вся ветошь должна храниться в специальном ящике.

Все электрооборудование должно быть заземлено. Трубопроводы окрашены в цвета: газ – желтый; вода – зеленый. Стрелочками указаны направления потока сред. Все ЗРУ должны иметь бирку с позицией.

Предохранительная арматура тарирована согласно графика и иметь табличку с характеристиками. В укрытии должна висеть технологическая схема ГПА.

Перед началом работ ГПА должны быть остановлена, охлаждена, отсечена на входе и выходе газа, установлены заглушки, продута инертным газом. Все жидкости слиты в специальные емкости. На щите управления повешена табличка: «Не включать! Работают люди!». Для выполнения работ создаются условия достаточной освещенности – лампами накаливания, микроклимата – калорифером и тепловой завесой, ПДК вредных веществ в рабочей зоне – приточно-вытяжной вентиляцией.

Необходимые для работы инструменты должны быть исправны и находится поблизости. Слесарь использует безопасные приемы работы исключающие травмы. Работа в основном выполняется в количестве двух и более человек.

4. Особенности законодательного регулирования проектных решений

Правила безопасного ведения работ регламентируются ПБ 12-368-00 "Правила безопасности в газовом хозяйстве", который разработан в соответствии с "Положением о Федеральном горном и промышленном надзоре России" и учитывают требования Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ, а также других действующих нормативных документов.

Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.

Лица женского пола могут привлекаться к проведению отдельных газоопасных работ, предусмотренных технологическими регламентами и инструкциями и допускаемых законодательством о труде женщин.

К выполнению работ допускаются руководители, специалисты и рабочие, обученные и сдавшие экзамены на знание правил безопасности и техники безопасности, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты и знающие способы оказания первой (доврачебной) помощи.

Первичное обучение рабочих безопасным методам и приемам труда; руководителей и специалистов, лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию газового хозяйства и ведение технического надзора, а также лиц, допускаемых к выполнению газоопасных работ, должно проводиться в организациях (учебных центрах), имеющих соответствующую лицензию.

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости. В ее структуру входят Управление надзора и контроля за соблюдением законодательства о труде, территориальные органы по государственному надзору и контролю за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, государственные инспекции труда субъектов Российской Федерации.

5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Работающий газоперекачивающий агрегат относится к объектам повышенной взрывоопасности и пожароопасности.

Пожар может возникнуть при различных обстоятельствах:

- нарушение герметичности трубопроводов и установки, разливы масла;
- неисправность электрооборудования;
- перегрузка электрических приборов;

- применение открытого огня, проведение сварочных работ вблизи мест расположения горюче-смазочных материалов, сгораемых конструкций и горючих веществ.

Как уже говорилось ранее в укрытии ГПА, как и поблизости имеется ряд сигнализирующих об опасности устройств и огнетушащих средств. Действия персонала в случае пожара должны исполняться строго по плану ликвидации возможных аварий на ДКС.

Опасной ситуацией является высокая концентрация газа в воздухе. При запале (искра или открытый огонь) в закрытом помещении происходит взрыв. Скопление газа в машинном зале произойти может по следующим причинам:

- порыв трубопроводов по газу;
- разгерметизация галереи нагнетания компрессора;
- негерметичная сборка оборудования и трубопроводов после ремонта;
- не продутое оборудование перед разборкой;
- неработающая вентиляция.

Для предотвращения подобных ситуаций машинный зал оборудован датчиками загазованности. Порог загазованности 10% - сигнал на пульт оператора, световая и звуковая сигнализация в укрытии, включение аварийной вентиляции. Порог загазованности 20% - останов ГПА, закрытие пневматических задвижек на входе и выходе ДКС.

Другой взрывоопасной ситуацией является рост давления на выходе ГПА. Сам по себе рост давления не даёт повода для беспокойства, если оно не превышает допустимое давление на выходе из нагнетателя, так как расчетная прочность конструкции имеет запас. В этом случае дежурный персонал принимает режим байпасирования, который заключается в перезапуске газа из зоны повышенного давления в зону пониженного (с выхода на вход). Вся операция осуществляется со щита управления КС автоматически.

Заключение

В выпускной квалификационной работе была разработана АСУ ТП горения в топке водогрейного котла ПТВМ-50 при переходе с жидкого на газообразное топливо.

Розжиг горелок теперь осуществляется с автоматизированного рабочего места оператора, при этом можно наблюдать за технологическим процессом на экране монитора, открывать и закрывать необходимые клапана и задвижки и при этом следить за их положением не сходя с места. При автоматизации розжига горелок увеличилась надежность и безопасность их работы.

Для реализации системы автоматизированного управления системой розжига водогрейного котла выполнена разработка:

- 1) структурной схемы;
- 2) функциональной схемы;
- 3) заказной спецификации приборов;
- 4) принципиальной электрической схемы (с перечнем элементов);
- 5) чертежа общего вида щита управления.

Комплект проектной и конструкторской документации удовлетворяет требованиям технического задания.

Расчет автоматической системы регулирования подачи топлива показал, что система обладает хорошим быстродействием и устойчивостью. Выбранный ПИ-регулятор удовлетворяет требованиям, предъявляемым в данной АСУ.

Проведя анализ экономической эффективности проекта можно сделать вывод о необходимости модернизации АСУ ТП горения в топке котла при переходе на газообразное топливо. При больших затратах на покупку оборудования срок окупаемости составил один год.

Список используемой литературы

1. Плетнев Г.П. Автоматическое регулирование и защита теплоэнергетических установок: учебник для энергетических и энергостроительных техникумов/ Г.П. Плетнев. – 2-е изд., перераб. И доп. М.: «Энергия», 1976. – 424 с.
2. Проектирование систем автоматического контроля и регулирования: учебное пособие/ А.В. Волощенко, Д.Б. Горбунов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 109 с.
3. Стефани Е.П. Основы построения АСУ ТП: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 352 с.
4. Лохматов В.М. Автоматизация промышленных котельных. Л., «Энергия», 1970. – 208 с.
5. Андык В.С. Теория автоматического управления: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 108 с.
6. СТО ТПУ 2.5.01–2011. Работы выпускные квалификационные, проекты и работы курсовые. Структура и правила оформления.
7. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов/Сост. Н.В. Крепша. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 53 с.
8. ГОСТ 21.404–85. Обозначения условных приборов и средств автоматизации в схемах.
9. ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
10. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
11. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.

12. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

13. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.– М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.

14. СП (своды правил) 2.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты.

15. Департамент тарифного регулирования – Режим доступа:<http://rec.tomsk.gov.ru/>Загл. с экрана.

16. Компания «АРМАДАНЕФТЬ» – Режим доступа:<http://novokuznetsk.toplivo-opt.ru/>Загл. с экрана.

17 . Компания Siemens, номенклатурный каталог – Режим доступа:<http://www.siemens-pro.ru/components/s7-1200.htm>/Загл. с экрана.

18. Компания Rittal, номенклатурный каталог - Режим доступа:www.rittal.ru/Загл. с экрана.

19. ПГ «Метран», номенклатурный каталог - Режим доступа:<http://www.metran.ru> - Загл. с экрана.