МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К. И. Сатпаева

Б. К. Кумар
Е. К. Ботаханов

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Рекомендовано Научно-методическим советом
университета в качестве учебного пособия

Алматы 2015

УДК 622.6(075.8)
ББК 33.131 я 73
К92

Рецензенты:
Мырзахметов М. М., д-р. техн. наук, профессор, КазНТУ имени К. И. Сатпаева
Иргибаев Т. И., канд. техн. наук, доцент, КазНТУ имени К. И. Сатпаева
Кошумбаев М. Б., д-р техн. наук, академик МАИ при ООН

Печатается по плану издания министерства образования и науки Республики Казахстан на 2015 г.

К92 Кумар Б. К., Ботаханов Е. К. Эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учеб. пособие. – Алматы: КазНИТУ имени К. И. Сатпаева, 2015. –С. 392.
Ил. 106. Табл. 30. Библиогр. – 58 наим.
ISBN 978–601–228–766–0

В учебном пособии рассмотрены номенклатура и характеристика механо-энергетического оборудования, используемого при перекачке нефти по нефтепроводам. Приведены основные сведения по организации эксплуатации оборудования и инженерных сооружений, освещены вопросы планирования работ по техническому обслуживанию и ремонту, рассмотрены вопросы контроля работоспособности оборудования и систем станции. Показаны пути повышения эффективности работы магистральных и подпорных насосных агрегатов.

Во второй части рассмотрены технологические схемы компрессорных станций, режимы их работы, эксплуатации и основные принципы технического обслуживания газоперекачивающих агрегатов ГПА с газотурбинным и электрическим видами привода. Приведены характеристики ГПА и их элементов, методы определения показателей ГПА в эксплуатационных условиях. Показано много конкретных примеров. Рассмотрены основные пути и способы по экономии энергетических затрат при транспорте природных газов по газопроводам.

Пособие предназначено для студентов 5В070800 «Нефтегазовое дело», специализирующихся по эксплуатации и обслуживанию газотранспортных систем страны и специальности 050729(4) «Строительство газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

ISBN 978–601–228–766–0

© Кумар Б. К., Ботаханов Е. К., 2015
© КазНИТУ им. К. И. Сатпаева, 20

ВВЕДЕНИЕ

Магистральные центробежные насосы – мощные энергоемкие машины, поэтому эффективная экономичная эксплуатация их – весьма важная задача обслуживающего персонала. Необходимо также поддерживать высокую надежность этих машин, что значительно снижает расходы на ремонт и эксплуатацию.

Основным оборудованием НПС являются магистральные основные НА типа НМ номинальной подачей от 1250 до 10 000 $м^3$/ч (ГОСТ 12184-87) с электродвигателями типа СТД, СТДП, АЗП, АЗМВ и подпорные НА типа НПВ и НМП. На долю насосов типа НМ приходится около 65 % основных агрегатов, подпорных типа НПВ и НМП – около 55 %. Эти насосы разработаны свыше 30 лет тому назад. Остальную часть насосов составляют насосы более устаревших типов с худшими показателями надежности и значениями коэффициента полезного действия (КПД).

Насосные агрегаты типа НМ по коэффициенту полезного действия и основным техническим характеристикам соответствуют лучшим зарубежным образцам и имеют при номинальной подаче максимально возможный КПД (от 83 до 89 % в зависимости от типоразмера). Фактические же показатели отличаются отпаспортных в худшую сторону вследствие несоответствия качества их изготовления установленной документации и нарушения технологии ремонта. Недостаточна надежность отдельных узлов и деталей НА в целом.

Применительно к основным насосам около 30 % всех отказов падают на торцовые уплотнения валов, 15 % – на подшипники, 9 % – на маслосистему. По вине обслуживающего персонала имеет место до 12 % всех отказов. Повышенная вибрация вызывает от 4 до 10 % отказов, и так объясняется различной оснащенностью НПС виброконтрольной аппаратурой. Анализ причин отказов показывает, что приведенные данные не отражают в достаточной мере надежность элементов насосных агрегатов и не позволяют разработать эффективные меры по снижению отказов.

Так, например, повышенная вибрация в значительной мере способствует более интенсивному износу и выходу из строя подшипников, элементов пар трения и резиновых колец узлов торцевых уплотнений, появлению усталостных разрушений трубопроводов маслосистемы. При повышенной вибрации происходит более быстрый износ элементов щелевого уплотнения рабочего колеса, что вызывает ухудшение объемного КПД насоса и приводит к снижению экономических показателей работы НПС.

Низок уровень надежности подпорных вертикальных насосов типа НПВ нормального исполнения, особенно на подачи 3600 и 5000 $м^3$/ч, что объясняется большими динамическим нагрузками на основные детали и узлы (особенно подшипники и уплотнения) и низким качеством изготовления электродвигателей. Выполненные ПО "Уралгидромаш" и институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР) работы по модернизации указанного насоса, связанные с укорочением вала на 1,4 м, значительно повысили наработку на отказ и межремонтный ресурс.

Имеются проработки по созданию принципиально новых конструкций магистральных насосов, которые не имеют мировых аналогов и будут способствовать снижению металлоемкости и улучшению показателей надежности магистрального транспорта нефти.

Агрегатная и станционная автоматика не обеспечивает достаточно надежной защиты насосов и другого оборудования НПС от аварийных ситуаций, не обладает необходимой информативностью для контроля текущего состояния изделий.

Часть оборудования НПС практически работают до наступления отказа, не имеют четкого регламента по техническому обслуживанию, ремонту и оценке технического состояния.

Отсутствие необходимого метрологического обеспечения не позволяет достоверно оценивать экономичность работы насосных агрегатов и эффективность системы энергоснабжения, допускает ложное срабатывание системы автоматики и управления технологическим режимом перекачки.

Учитывая длительный срок службы и моральное старение используемого оборудования, большую его металлоемкость и недостаточную ремонтопригодность, более низкие экономические по-

казатели из-за неоптимальности проточной части и рабочих колес, особенно на режимах недогрузки, все более снижающиеся показатели безопасности при их эксплуатации, целесообразно при планировании модернизации НПС и перевооружения объектов магистрального транспорта ориентироваться на вновь создаваемые технические средства и технологии эксплуатации оборудования.

Показатели надежности насосов и другого оборудования НПС должны обеспечить эксплуатацию станции без постоянного присутствия на ней персонала в периоды между проведением работ по обслуживанию, ремонту или пусконаладке.

Работы по совершенствованию насосов, его деталей, узлов и системы, разработке рабочих колес со сложным пространственным профилированием приведут к увеличению межремонтного ресурса до 12+14 тыс. ч, росту КПД на 2–4 %, снижению отказов.

На ряде нефтепроводов за рубежом используются полнонапорные высокооборотные регулируемые по частоте вращения насосы. Их установка на НПС по параллельной схеме обвязки способствует более гибкому и экономичному регулированию параметров перекачки, снижает динамические нагрузки при пуске и остановке насоса, значительно упрощает компоновку НПС, размеры здания насосной и технологической обвязки. Решение этой проблемы приведет к сокращению общего числа типоразмеров магистральных насосов.

Для трубопроводов, требующих частого регулирования режимов перекачки, перспективным является регулируемый по оборотам насосный агрегат в пределах частоты вращения ротора до 3000 об/мин на базе электропривода с тиристорным преобразователем частоты тока или гидромуфтой.

В настоящее время при добыче нефти сжигается более 15 млрд. $м^3$ попутного газа, и его промышленное использование в качестве топлива газотурбинного привода полнонапорных регулируемых по оборотам насосов помогло бы решить дополнительно многие проблемы по строительству и вводу в строй НПС в районах Севера, Восточной Сибири, Дальнего Востока, шельфов морей и других, где отсутствует или слабо развито централизованное энергоснабжение.

Помимо попутного газа, в аварийных или других особых случаях, газотурбинный привод может работать на нефти.

При газотурбинном приводе, помимо основных приведенных достоинств регулируемого привода, отпадает необходимость в строительстве ЛЭП, что особенно важно при транспортировании нефти из отдаленных неэлектрифицированных труднодоступных районов. Особо следует обратить внимание, что наряду со значительной экономией энергоресурсов при использовании в качестве топлива турбины попутного газа, который, как правило, сжигается на факелах, решаются многие экологические проблемы.

Методологический подход к решению указанных проблем, направленных на оптимизацию конструкции насосов, совершенствование их эксплуатации и ремонта, обеспечение безопасности функционирования опасного производственного объекта (каким является НПС), представлен в части настоящей пособие.

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.

Решение этой важнейшей для отрасли задачи возможно как за счет внедрения газоперекачивающих агрегатов нового поколения с КПД 34–36 % взамен устаревших и выработавших свой моторесурс, так и за счет повышения эффективности эксплуатации установленных на КС различных типов ГПА рассматривается во второй части пособий.

Повышение эффективности эксплуатации газоперекачивающих агрегатов неразрывно связно с обеспечением необходимой энергосберегающей технологии транспорта газа, диагностированием установленного энергомеханического оборудования ГПА, выбором оптимальных режимов его работы, дальнейшим ростом общей технической культуры эксплуатации газопроводных систем в целом.

Мощная и разветвленная сеть магистральных газопроводов с тысячами установленных на них газоперекачивающих агрега-

тов, многие из которых уже выработали свой моторесурс, обязывают эксплуатационный персонал компрессорных цехов и производственных предприятий по обслуживанию газопроводов детально знать технику и технологию транспорта газов, изучать опыт эксплуатации и на основе этого обеспечить, прежде всего, работоспособность и эффективность эксплуатации установленного энергомеханического оборудования КС.

В данной пособи авторы стремился на основе своего опыта работы показать технологию транспорта газа с описанием оборудования современных компрессорных станций и режимов работы, установленных на них ГПА, предложить инженерные решения, направленные на повышение эффективности эксплуатации газоперекачивающих агрегатов.

Приведенные схемы решения типовых задач эксплуатации ГПА на газопроводах, по мнению автора, в значительной степени помогут эксплуатационному персоналу использовать предлагаемый материал книги в своей повседневной работе и повысить эффективность использования установленного силового оборудования.

Для решения разного рода задач при проведении инженерных расчетов на практике часто приходится применять законы как идеальных, так и реальных газов, пользоваться понятиями и определениями термодинамики. Этим и объясняется введение в книгу раздела, посвященного рассмотрению термодинамических характеристик природных газов и описанию их основных свойств.

В пособии использованы материалы из учебников авторов Козаченко А. Н. «Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов» и Гумеров А. Г., Гумеров Р. С., Акбердин А. М. «Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций».

ЧАСТЬ 1

1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

Основным элементом магистрального нефтепровода, выполняющим функции передачи энергии потоку нефти для его перемещения к конечному пункту трубопровода, является нефтеперекачивающая станция.

Нефтеперекачивающие станции являются структурными подразделениями магистрального нефтепровода (МН) и представляют комплекс сооружений, установок и оборудования, предназначенных для обеспечения транспорта нефти по трубопроводу.

НПС подразделяются на головные и промежуточные.

Головная НПС – начальная на магистральном нефтепроводе нефтеперекачивающая станция с резервуарным парком, осуществляющая операции по приему нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки по магистральному нефтепроводу.

Промежуточная НПС – нефтеперекачивающая станция, осуществляющая повышение давления перекачиваемой жидкости в магистральном нефтепроводе. Промежуточная НПС может иметь резервуарный парк.

В состав НПС входят: насосные с магистральными и подпорными насосными агрегатами; резервуарные парки; системы водоснабжения, теплоснабжения, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, связи; технологические трубопроводы; печи подогрева нефти; узлы учета; производственно-бытовые здания, сооружения и другие объекты.

Насосная – сооружение нефтеперекачивающей станции, в котором устанавливается основное (магистральные, подпорные насосы, электродвигатели) и вспомогательное (системы смазки, охлаждение, подачи топлива, контроля и защит) оборудование.

По исполнению насосные станции могут быть: на открытой площадке; в капитальном помещении; в блочном и блочно-модульном исполнении.

Насосные в капитальном помещении, в блочном и блочно-модульном исполнении оборудуются также системами водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции и канализации.

Нефть от предыдущей станции с давлением, больше необходимого для бескавитационной работы насосов, поступает в устройство приема и пуска скребка (если оно имеется), а затем, пройдя фильтры-грязеуловители, попадает во всасывающую линию насосной с подключенными к ней сбросными предохранительными устройствами. Пройдя последовательно насосные агрегаты, нефть через регулирующие клапаны направляется в магистраль.

Технологическая схема насосной станции представлена на рис. 1.1.

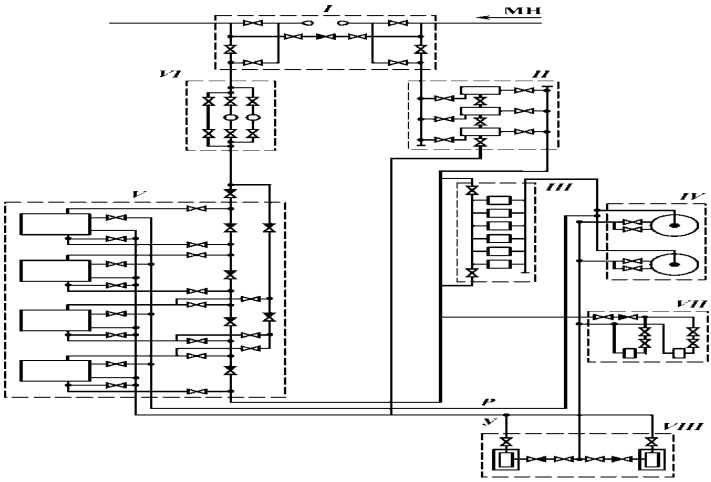


Рис. 1.1. Технологическая схема насосной станции:
I – узел пуска-приема скребка (УППС);
II *– фильтры-грязеуловители;*
III *– устройство гашения ударной волны;*
IV *– емкости сбора нефти, сброса ударной волны и разгрузки;*
V *– насосная с МНА для последовательной и параллельной перекачки;*
VI *– помещение регулятора давления;*
VII *– насосная внутренней перекачки*
VIII *– подземные емкости с погружными на*

На приеме насосной станции устанавливаются фильтры - грязеуловители для улавливания крупных механических частиц (рис. 1.2). О работоспособности фильтров судят по разнице давлений на приеме и выходе фильтров. При увеличении перепада давления до величины более 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) или уменьшении до величины менее 0,03 МПа (0,3 кгс/см^2), которое свидетельствуют о засорении или повреждении фильтрующего элемента, должно проводиться переключение на резервный фильтр.

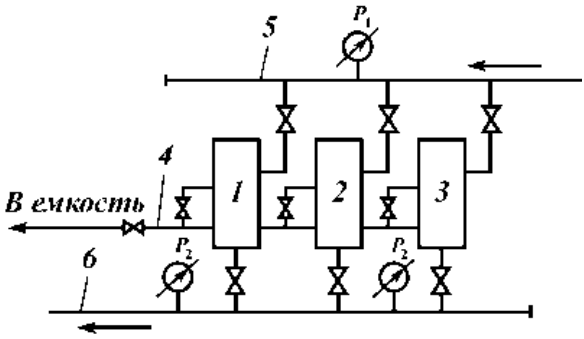


Рис. 1.2. Расположение фильтров-грязеуловителей на НПС:
1, 2, 3 – фильтры грязеуловители;
4 – трубопроводы для опорожнения фильтров при зачистке;
5, 6 – прием и выкид фильтров

Для предохранения приемного коллектора технологических трубопроводов НПС от чрезмерных давлений на приеме станции, возникающих при внезапных отключениях НПС, предусматривают предохранительные устройства типа "Аркрон" или УСВД – система сглаживания ударной волны и предохранительные сбросные клапаны. Сброс избыточного давления производится в безнапорные технологические емкости. Устройство типа "Аркрон" (рис. 1.3) работает по следующему принципу: при резком нарастании давления на приеме станции со скоростью более 0,2 МПа открываются клапаны устройства "Аркрон" и происходит уменьшение скорости нарастания давления, что гарантирует невозможность гидравлического удара.

При постепенном нарастании давления (со скоростью менее 0,1÷0,2 МПа) "Аркрон" не срабатывает.

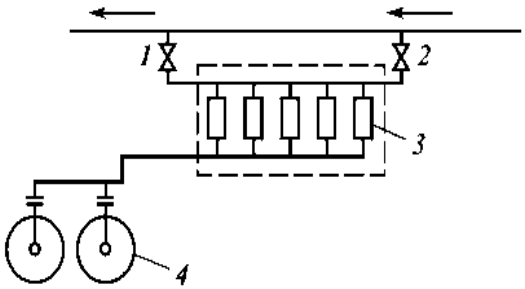


Рис. 1.3. Установка предохранительных устройств «Аркрон» на НПС:
1, 2 – электроприводные (управляемые) задвижки;
3 – эластичный перепускной клапан;
4 – безнапорные емкости сброса нефти

Предохранительные сбросные клапаны срабатывают при достижении давления в коллекторе независимо от скорости нарастания аварийного значения 2,0–3,0 МПа. Их схема подключения к технологическим трубопроводам НПС показана на рис. 1.4.

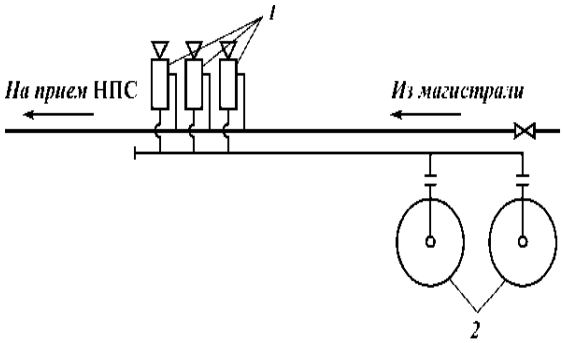


Рис.1.4. Подключение предохранительных клапанов к трубопроводной обвязке НПС:
1 – предохранительные клапаны; 2 – емкость для сбора нефти

После прохождения фильтров-грязеуловителей и площадочных сооружений промежуточной НПС с системами сглаживания и сброса волн давления нефть поступает в насосную на вход магистрального насосного агрегата.

Насосные относятся к взрывоопасным помещениям класса В-1а, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасных смесей горючих паров с воздухом быть не должно; их появление возможно только в результате аварий или неисправностей. Оборудование насосных агрегатов делится на основное и вспомогательное. К основному оборудованию относятся магистральные насосы и электродвигатели к ним, к вспомогательному – системы, предназначенные для обслуживания основного оборудования: смазки подшипников насосов, оборотного водоснабжения для охлаждения масла в маслоохладителях и воздушного пространства электродвигателей при замкнутом цикле вентиляции, отвода перекачиваемой жидкости от разгрузочных устройств насосов и отвода утечек от торцовых уплотнений, вентиляции, отопления, а также грузоподъемные механизмы.

Все системы имеют закрытое исполнение, рабочие реагенты циркулируют по замкнутому контуру.

Насосы, как правило, имеют встроенную систему импеллерного охлаждения торцевых уплотнений.

В зависимости от исполнения электродвигателей установка насосов и электродвигателей может быть осуществлена в общем зале и разных залах насосной.

Если двигатели в насосной установлены в невзрывобезопасном исполнении, то между залами насосных агрегатов и электродвигателей имеется разделительная стенка. Для защиты электрозала от проникновения взрывоопасных смесей, горючих паров с воздухом предусматриваются:

а) создание избыточного давления воздуха в электрозале подпорными вентиляторными;

б) установка сальниковых узлов между насосным и электрозалом;

в) установка безпромвальной камеры с подачей избыточного давления воздуха в места технологических разъемов разделительной стенки.

Работа магистрального насосного агрегата взаимоувязана с комплексом, состоящим из технологических трубопроводов с приемо-выкидными задвижками и обратным клапаном, электродвигателем, вспомогательными системами и агрегатной автоматикой.

Насосная с насосными агрегатами, как главная составляющая часть НПС, во многом определяет надежность и безопасность эксплуатации нефтепроводной системы. Магистральные и подпорные насосные агрегаты потребляют 92–97 % всей энергии подводимой к НПС, поэтому качество изготовления, оптимальный выбор рабочих колес и современные конструкции их узлов, рациональная технология ремонта, постоянный контроль и анализ рабочих параметров предопределяют высокие требования к технологии их эксплуатации.

Для перекачки нефти по нефтепроводам применяются магистральные (типа НМ) и подпорные (типа НПВ) насосы по ГОСТ 12124-87 РФ. На их долю падает около 90 % парка всех насосов. Кроме того, в качестве магистральных используются насосы типа НД и ЦНС, а в качестве подпорных – насосы Вортингтон и НМП.

Насосы по ГОСТ 12124-87 выпускаются в климатическом исполнении УХЛ и У. Категории размещения по ГОСТ 15150-69 для насосов могут быть 1, 2 и 4. Все насосы допускают параллельную работу.

По конструкции магистральные насосы по ГОСТ 12124-87 разделяются на два типа. Это насосы на подачу от 125 до 710 $м^3$/ч и насосы на подачу от 1250 до 10000 $м^3$/ч. Первый тип представляет собой центробежный насос, горизонтальный, секционный, многоступенчатый с кольцевыми подводами и отводом жидкости и односторонним расположением рабочих колес. Осевые усилия ротора насоса разгружены посредством гидравлической пяты. Концевые уплотнения ротора – торцового типа. Для восприятия радиальных усилий служат подшипники скольжения с принудительной смазкой. Предельное рабочее давление в корпусе – 10 МПа. Насосы с напорами более 550 м последовательной работы не допускают. Насосы подачей

до 360 м^3/ч допускают последовательную работу двух, остальные – трех одновременно работающих насосов.

Насосы второго типа, подачей от 1250 до 10000 м^3/ч представляют собой центробежную машину, горизонтальную, одноступенчатую, с рабочим колесом двухстороннего входа. Спиральный корпус насоса имеет осевой разъем в горизонтальной плоскости. В корпусе отлиты каналы полуспирального подвода и двух заходного спирального отвода. Концевые уплотнения ротора торцового типа. Опорами ротора служат подшипники скольжения с принудительной смазкой. Неуровновешенное осевое усилие воспринимается сдвоенным радиально-упорным подшипником.

Насосы с подачей 1250 м^3/ч и более допускают применение сменных роторов для работы на подачах, вне рабочей зоны основного (номинального) ротора.

Для расширения области применения насосов НМ допускается уменьшение напора и подачи путем обточки колес.

Насосы НМ соединяются с двигателем зубчатой или пластинчатой муфтой. Муфты могут быть выполнены с промежуточным валом.

Назначение подпорных насосов типа НПВ – обеспечение необходимого подпора для бескавитационной работы магистральных насосов. На НПС они соединяются по параллельной схеме. Четыре типа насоса рассчитаны на номинальные подачи 1250, 2500, 3600 и 5000 м^3/ч.

Категория их размещения – 1 (на открытом воздухе), нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха – не ниже минут 50 °С.

Подпорные нефтяные насосы типа НПВ представляют собой вертикальную, одноступенчатую, с рабочим колесом двустороннего входа машину. Базовой деталью насоса является стакан, в нижней части которого приварено эллиптическое днище. К стакану приварен горизонтально направленный входной патрубок.

На напорном фланце стакана установлена крышка с горизонтальным напорным патрубком. К верхнему фланцу крышки крепится фонарь для монтажа электродвигателя. Проточная

часть насоса имеет двухзавитковый спиральный отвод. На роторе насоса, помимо рабочего колеса, устанавливаются предвключенные колеса.

Гидравлическое осевое усилие ротора уравновешивается за счет применения рабочего колеса двустороннего входа. Масса ротора и неуравновешенная часть осевого усилия воспринимаются сдвоенным верхним радиально-упорным шарикоподшипником с консистентной смазкой. Радиальные усилия воспринимаются нижним и промежуточным подшипниками скольжения, смазываемые перекачиваемой жидкостью. Концевое уплотнение ротора торцового типа.

Насос с двигателем соединяется упруго-пальцевой или пластинчатой муфтой с проставкой.

Насосы типа НПВ имеют два варианта исполнения – с нормальным и укороченным валом.

Предельное рабочее давление насосов типа НПВ – 1,6 МПа, стакана – 1,0 МПа.

Подпорные насосы типа НМП (насос нефтяной магистральный подпорный) предназначен для перекачивания нефти к магистральным насосам и создания перед ними подпора, необходимого для обеспечения бескавитационной работы. Насосы этого типа центробежные, горизонтальные, одноступенчатые, с рабочим колесом двустороннего входа, корпус насоса имеет осевой горизонтальный разъем по оси насоса. В нижней части корпуса отлиты входной и напорный патрубки, расположенные горизонтально. Корпус имеет каналы полуспирального подвода и двухзаходного спирального отвода. На валу устанавливается рабочее колесо и два предвключенных осевых колес (по одному с каждой стороны рабочего колеса). Концевые уплотнения ротора торцового типа с подводом перекачиваемой жидкости от напорной полости насоса. Опорами ротора служат шарикоподшипники с жидкой смазкой при помощи смазочных колец. В корпусах подшипников выполнены камеры для охлаждающей жидкости.

Подшипник со стороны свободного конца вала наряду с радиальными воспринимает и осевые неуравновешенные усилия. Валы насоса и электродвигателя соединяются зубчатой муфтой.

Насосы НМП изготовлялись трех типов на номинальные подачи 2500, 3600 и 5000 $м^3$/ч.

В настоящее время их производство прекращено.

Подпорные вертикальные насосы Вортингтон (типа 26 QL CM/2) нашли применение в нефтепроводном транспорте ввиду хороших показателей надежности по сравнению с аналогичными насосами отечественного производства типа НПВ. В первую очередь это объясняется тем, что они имеют частоту вращения ротора 980 об/мин по сравнению с 1500 об/мин насосов НПВ. Сравнительно низкие обороты значительно снижают динамические нагрузки на основные детали и узлы насосов Вортингтон, что в сочетании с более высоким качеством изготовления увеличивают межремонтный ресурс в 22,5 раза по сравнению с насосами НПВ. Насосы Вортингтон типа 26 QL CM/2 при номинальной подаче 5000 $м^3$/ч имеют напор 120 м. Корпус насоса рассчитан на давление 1,6 МПа, стакана – 1,0 МПа.

Корпус насоса состоит из первой ступени, включающей рабочее колесо двустороннего всасывания, расположенное в корпусе с двойной улиткой. Вторая ступень состоит из входного раструба, рабочего колеса и многолопаточного осевого диффузора. Опорой вала служит подшипник качения с бочкообразными роликами. Смазка жидкая, принудительная.

Вал насоса с двигателем соединяется при помощи зубчатой или пластинчатой муфты. В системе магистрального транспорта нефти используются в небольшом количестве насосы типа ЦНС (МС). Они представляют собой многоступенчатые секционные центробежные однокорпусные насосы. Число ступеней, в зависимости от требуемого напора, составляет от 218 до 10. По исполнению они изготавливаются двух групп – нормальной и высокооборотной. Подача насосов различных типоразмеров охватывает величины от 22 до 850 $м^3$/ч, напор от 50 до 1440 м.

В качестве подпорных насосов на предприятиях нефтепроводного транспорта эксплуатируются еще насосы типа НДВН и НДСН. Это одноступенчатые насосы с рабочим колесом двухстороннего входа и частотой вращения до 1000 об/мин. Насосы чугунного исполнения и имеют горизонтальный разъем вдоль

оси вала. Уплотнение вала, как правило, сальниковое. Опорами вала служат либо подшипники скольжения (насосы типа 14НДСН, 24НДСН), либо шарикоподшипники (насосы типа 8НДВН, 12НДСН, 20НДСН, 32НД-8х1). Отличительной особенностью насосов этого типа являются высокие значения КПД, которые сохраняются в течение продолжительного срока работы, хорошая всасывающая способность, низкие уровни вибрации, надежность в эксплуатации.

В качестве привода магистральных насосов используются синхронные типа СТД, СТДП и асинхронные типа АТД, АТД2, АЗП, ВЗМЗ, АРМП и другие электродвигатели на 6 и 10 кВ. Для привода подпорных насосов типа НМП и НПВ используются двигатели типа ДС, СДН, ВАОВ.

Электродвигатели характеризуются видом их механической характеристики

$$W = f(M_{вр}) \qquad (1.1)$$

W – угловая скорость вращения; $M_{вр}$ – вращающий момент двигателя.

Различают три вида механических характеристик электропривода (рис. 1.5).

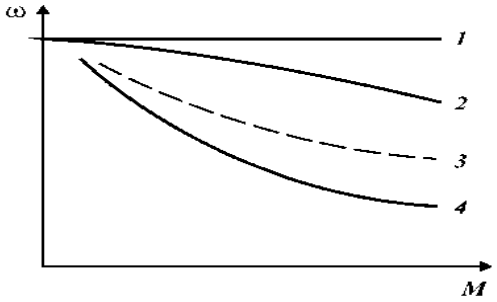


Рис. 1.5. Характеристика электропривода

Синхронные двигатели имеют абсолютно жесткую механическую характеристику, кривая 1.

Угловая скорость ротора такого двигателя не изменяется с изменением вращающего момента.

Асинхронные двигатели имеют менее жесткую характеристику, которая приводит (с ростом вращающего момента) к снижению угловой скорости двигателя на 3–6 %, кривая 2.

Двигатели постоянного тока, нерегулируемые по оборотам, синхронные и асинхронные двигатели имеют мягкую характеристику, кривая 4.

При регулировании режима работы насоса частотой вращения ротора двигателя рекомендуется характеристика 3, занимающая среднее положение между жесткой и мягкой характеристиками.

Двигатели мощностью до 5 МВт могут быть с разомкнутым или замкнутым циклом вентиляции. При мощности более 5 МВт имеет место замкнутый цикл вентиляции.

Основное насосное силовое оборудование перекачивающих станций имеет, как правило, принудительную систему смазки (рис. 1.6).

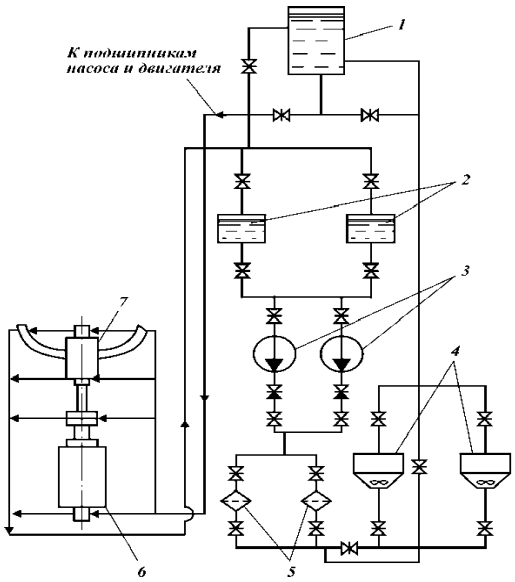


Рис. 1.6. Система смазки подшипниковых узлов насосных агрегатов:
1 – аккумулирующая емкость; 2 – маслобаки; 3 – маслонасосы;
4 – агрегат воздушного охлаждения масло; 5 – фильтры;
6 – электродвигатель; 7 – насос

Маслосистема состоит из основного и резервного маслонасосов, подающих масло из маслобака к подшипниковым узлам насоса и электродвигателя, маслофильтров, маслоохладителя (при необходимости). Для самотечного слива масла в маслобак – оборудование маслосистемы размещается ниже уровня основной насосной в приямках или в отдельных, обустроенных помещениях.

С целью обеспечения надежной подачи масла к узлам трения работающих насосов при кратковременных исчезновениях напряжения предусмотрены аккумулирующие маслобаки, устанавливаемые на высоте 9 м в помещении электрозала либо вне него.

В качестве маслонасосов используются шестеренные роторные насосы типа РЗ подачей от 1,1 до 18 $м^3$/ч, давлением от 0,3 до 1 ,4 МПа.

Подача масла к подшипникам осуществляется под давлением 0,05÷0,1 МПа и расходом 0,4–0,6 $м^3$/ч на один подшипник. Температура масла на входе в агрегат должна находиться в пределах 35–55 °С.

На НПС магистральных нефтепроводов применяются системы двух типов разгрузки торцовых уплотнений насосов – групповая и автономная.

Групповая система является единой для всех установленных в насосной агрегатов. Автономная система обеспечивает охлаждение торцовых уплотнений одного насоса.

Торцовые уплотнения надежно работают при наличии постоянной циркуляции нефти в зоне трущейся пары, необходимой для охлаждения элементов контактных пар и снижения коэффициента трения. Подачу нефти к торцовым уплотнениям осуществляют с помощью импеллеров, устанавливаемых на валу насоса. Объем нефти, перетекающий через контактные пары торцовых уплотнений, при нормальной работе насосов, а также при разрушении уплотнений, отводится в резервуар – сборник утечек НПС (рис. 1.7).

Система охлаждения насосных агрегатов предназначена для обеспечения требуемого температурного режима электро-

двигателей и охлаждения масла, подаваемого к подшипникам насосного агрегата.

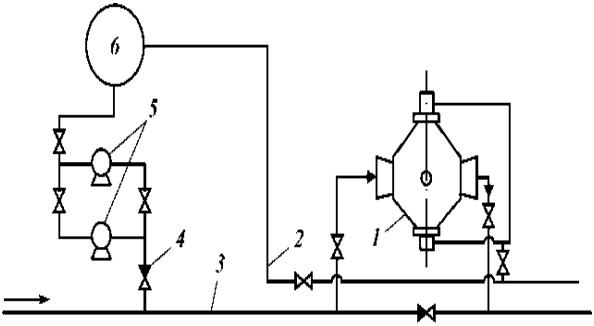


Рис. 1.7. Схема сбора утечек:
1 – магистральный насос; 2 – линия сбора утечек;
3 – приемный коллектор магистральных насосов;
4 – обратный клапан; 5 – насос откачки утечек;
6 – резервуар-сборник утечек

Электродвигатели охлаждаются путем создания циркуляции воздуха внутри двигателя (продуваемое исполнение двигателя). Циркуляция воздуха в двигателе может выполнять также функции взрывозащиты – взрывозащищенное исполнение электродвигателя.

Продуваемые электродвигатели могут работать как при разомкнутом цикле вентиляции, так и при замкнутом. В первом случае свежий воздух для продувания подается в электродвигатель снаружи через фундаментную яму по специальному желобу с помощью вентиляторов, установленных в воздуховоде. После охлаждения двигателя воздух отводится за пределы взрывоопасной зоны по воздуховоду. У взрывозащищенных электродвигателей, работающих под избыточным давлением, регулирование давления воздуха осуществляется заслонкой, расположенной в выходящем воздуховоде. Ряд двигателей имеют вентиляторы, устанавливаемые на роторе.

Взрывозащищенные двигатели, продуваемые под избыточным давлением, могут работать по замкнутому циклу вентиляции. При этом воздух снаружи засасывается вентилятором, и

прежде чем поступить в двигатель охлаждается в воздухоохладителе, установленном в фундаментной яме.

Воздухоохладитель, как правило, применяется водяного трубчатого типа. Нагретый воздух возвращается из двигателя снаружи воздуха и засасывается вентилятором, создавая замкнутую систему его циркуляции.

Взрывозащищенные электродвигатели типа СТДП, устанавливаемые в одном зале с насосом, имеют водяное охлаждение. Вода циркулирует по замкнутому контуру при помощи насосов, устанавливаемых в специальном помещении. В жаркое время года вода может охлаждаться в радиаторах, имеющих воздушное охлаждение.

Охлаждение масла, используемого в подшипниковых опорах насосного агрегата, осуществляется, как правило, в летнее время года с применением водяных или воздушных маслоохладителей. Воздушные маслоохладители имеют два радиатора, продуваемые при помощи вентилятора.

Система приточно-вытяжной вентиляции насосной состоит из двух приточных вентиляторов с калориферами, двухчетырех вытяжных вентиляторов и разводящих воздуховодов.

В функции системы приточно-вытяжной вентиляции входит: ограничение максимальной концентрации паров в воздухе насосного зала;

подача воздуха для отопления машинного зала и поддержания температуры в пределах требований, предъявляемых по техническим уровням установленного там оборудования и аппаратуры автоматики;

поддержание перепада давления между воздушной камерой уплотнения промежуточного вала и помещением насосного зала (для насосных с разделительной стенкой).

На нефтеперекачивающих станциях предусматривается также естественная вытяжная вентиляция. Схема приточной вентиляции применительно к насосной, где размещение магистрального насоса выполнено в одном зале с взрывозащищенным двигателем типа 4АЗМВ, представлена (рис. 1.8) из двух вентиляторов, один из вентиляторов является резервным. Размещение вентиляторов, калориферов, огневого предохранителя и обрат-

ных клапанов выполнено в отдельном от насосного зала помещении. Воздухораспределительные насадки и регулируемые заслонки находятся в насосной. Насадки располагаются у стены напротив каждого насосного агрегата.

При применении электродвигателей невзрывозащищенного исполнения размещение насоса и привода производится в различных помещениях –насосном зале и электрозале. Разделительная стенка между залами является герметичной.

Промежуточный вал, соединяющий валы насоса и электродвигателя и проходящий через разделительную стенку, имеет уплотнение.

Уплотнение находится под избыточным давлением, создаваемым приточными вентиляторами.

Электрозал в этом случае находится под избыточным давлением воздуха за счет работы специальных подпорных вентиляторов.

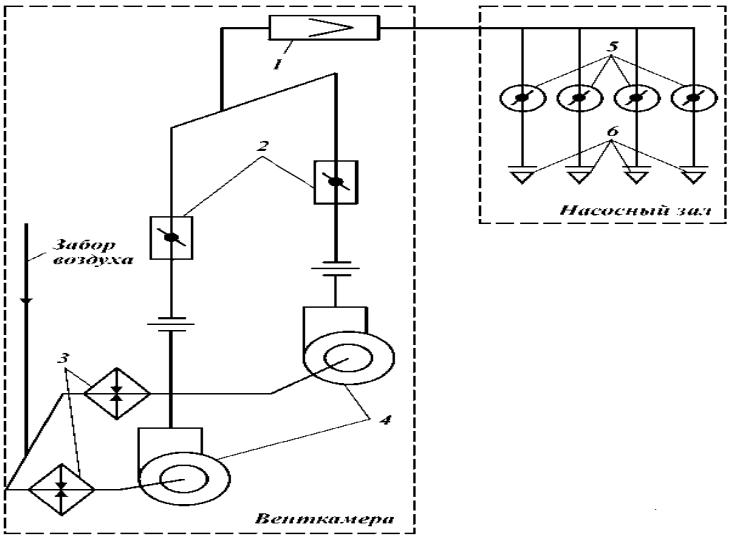


Рис.1.8. Схема приточной вентиляции НПС:
1 – огневой предохранитель типа АЗЕ-170; 2 – обратный клапан; 3 – колорифер; 4 – вентиляционный агрегат типа У-4-75-8; 5 – заслонка; 6 – воздухораспределительная насадка

Схема вытяжной вентиляции насосной, где нефтяной насос располагается в одном помещении с взрывозащищенным электродвигателем, показана на рис. 1.9.

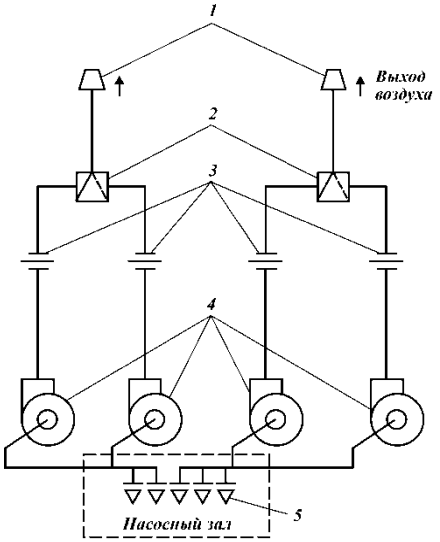


Рис. 1.9. Схема вытяжной вентиляции НПС:
1 – факельная насадка; 2 – клапан перекидной типа АЗЕ-105; 3 – шибер; 4 – вентиляционный агрегат типа Ц-4-75-6,3; 5 – пристенная воздушная насадка

Вентиляторы устанавливаются снаружи помещения. Вытягиваемый из насоса воздух по воздуховоду направляется наверх выше крыши здания насосной. Воздуховод заканчивается перекидным клапаном и факельной насадкой. Вентиляторы располагаются, как правило, попарно с каждого торца здания. Один из вентиляторов каждой пары – резервный.

Пристенные воздушные насадки, располагаемые внутри насосной, обеспечивают забор и отсос воздуха из помещения. Воздушные насадки вытяжной вентиляции устанавливаются также в приямке насосного зала, где расположены маслонасосы.

В состав вытяжной вентиляции входят также дефлекторы, устанавливаемые на крыше насосной. Дефлекторы имеют шибера, регулирующие расход воздуха. Открытие шибера осуще-

ствляется при помощи троса. Дефлекторы обеспечивают естественное удаление из верхней зоны помещения воздуха, в котором могут содержаться взрывоопасные смеси газов.

Регуляторы давления предназначены для регулирования давления (минимального на приеме и максимального на выкиде насосной станции) методом дросселирования потока нефти в заданных пределах.

В качестве исполнительных механизмов используются или заслонки с электроприводом во взрывозащищенном исполнении, или пневматические заслонки, как правило, импортного производства.

Принцип функционирования электроприводных заслонок следующий: датчики давления на приеме и выкиде передают свои значения давления с зарегистрированной уставкой и направляют сигналы на селектор. Селектор посылает сигнал на электронные позиционеры, которые, в свою очередь, переводят заслонки в положение, затребованное этим сигналом, с помощью электропривода.

Электроснабжение НПС осуществляется от электроподстанций, на которых устанавливают понижающие трансформаторы. От двух вторичных обмоток каждого трансформатора по четырем воздушным и двум кабельным получают самостоятельное питание секции сборных шин в ЗРУ. ЗРУ обеспечивает питание электродвигателей насосных агрегатов.

Электроприемники особой группы (электроотопление, аварийное освещение, система пожаротушения, узел подключения НПС к магистрали и операторная) при исчезновении электроэнергии автоматически переключаются на питание от дизельных электростанций.

В состав автоматики обычно входят:

– средства контроля и защиты технологических параметров;

– система автоматического регулирования давления нефти в трубопроводе на выходе и входе НПС;

– средства автоматики, управления, контроля технического состояния, насосных агрегатов и вспомогательного оборудования;

– средства контроля уровня в емкостях и автоматического управления вспомогательными системами;

– средства противопожарной автоматики;

– системы телемеханики.

Помимо промежуточных нефтеперекачивающих станций имеются головные станции. Они устанавливаются в начале нефтепровода или по длине трубопровода через каждые 4–6 промежуточные станции.

Головная НПС отличается от промежуточных НПС наличием резервуарного парка (объемом равным двух–трехсуточной пропускной способности нефтепровода), подпорной насосной, приемного пункта.

К основным инженерным сооружениям НПС относятся системы канализации, водоснабжения и отопления.

На НПС устраивается производственно-ливневая канализация, бытовая канализация и канализация условно чистых вод. Очистка сточных вод производится в комплексе очистных сооружений с пропускной способностью: 400 $м^3$/сут – для бытовых стоков; 240 $м^3$ – для производственных стоков.

Все производственные стоки собираются в резервуар-сборник вместимостью 20 $м^3$. Производственные стоки из резервуара-сборника откачиваются в резервуары-отстойники. Далее после очистки во флотационной установке стоки перекачиваются в первую секцию пруда-отстойника.

На станциях, как правило, имеются: напорно-бытовая канализация, идущая от жилого поселка, и безнапорная бытовая канализация от насосной.

Для каждой НПС система канализации имеет свои особенности, зависящие от места расположения НПС, рельефа местности, наличия жилпоселков, характера перекачиваемого нефтепродукта и т. д.

Водоснабжение НПС включает системы: производственного, противопожарного, хозяйственно-питьевого назначения.

В качестве источников водоснабжения выбирают открытые и подземные источники воды. При открытом источнике воду очищают и обеззараживают на пунктах очистки, особенно для системы хозяйственно-питьевого снабжения. При подземных

источниках предусматривают не менее двух артезианских скважин, причем каждая из них должна полностью обеспечивать потребность станции и жилого поселка в воде.

Кроме того, предусматривают специальные резервуары для создания запаса воды на противопожарные нужды и шестичасового запаса воды на хозяйственно-питьевые и производственные нужды. Особое внимание обращают на качество: питьевой воды; воды для систем охлаждения основного оборудования; воды для подпитки водяных тепловых сетей и котлов.

Системы отопления зданий и сооружений НПС обеспечивают: равномерное нагревание воздуха помещений в течение всего отопительного периода; возможность регулирования температуры; увязку с системами вентиляции.

В качестве теплоносителей для систем отопления и вентиляции, в том числе и взрывоопасных, применяется, как правило, горячая вода. Температура теплоносителя для систем отопления и вентиляции не должна превышать 150 °С.

Основным источником теплоносителя на НПС являются котельные, которые используются, как правило, для нужд станций и прилегающих жилпоселков.

Широкое применение нашли автоматические котельные иностранного производства, работающие в водогрейных режимах.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

Нефтеперекачивающие станции, базы приема и отгрузки нефти, станции смешения, пункты подогрева нефти должны приниматься в эксплуатацию после завершения всех строительно-монтажных работ, предусмотренных проектом проведения пуско-наладочных работ и предъявления генподрядчиком исполнительно-технической документации, удостоверяющей соответствие выполнения строительно-монтажных работ проекту, строительным нормам и правилам, ведомственным нормативным документам, а также после выполнения комплекса работ по испытанию, наладке, опробованию отдельных узлов.

Приемка в эксплуатацию вновь построенной НПС и объектов НПС после реконструкции и капитального ремонта, проведенных с внесением изменений в первоначальный проект и изменением технических характеристик объекта, должна проводиться приемочной комиссией. До предъявления вновь построенной НПС приемочной комиссии должна быть проведена приемка объектов рабочей комиссией, назначаемой не позднее, чем за 3 мес. до планируемого срока начала работы комиссии.

Рабочая комиссия приступает к работе после получения письменного извещения генерального подрядчика о готовности объекта к сдаче.

Приемочные комиссии назначаются не позднее, чем за 3 месяца до планируемого срока приемки объектов НПС в эксплуатацию.

Работоспособность и готовность на вновь построенной НПС оборудования, сооружений, агрегатов, резервуаров, технологических систем, систем энергообеспечения, автоматики к работе и после реконструкции и капитального ремонта должны проверяться комплексным опробованием.

При комплексном опробовании в соответствии с утвержденной заказчиком программой проводится проверка исправности и работоспособности оборудования, систем и сооружений под нагрузкой совместно с системами сигнализации, защиты, автоматики и телемеханики.

Комплексное опробование работоспособности оборудования НПС считается проведенным при условии отсутствия неис-

правностей и непрерывной работе под нагрузкой каждой единицы оборудования совместно с системами обеспечения, автоматики, телемеханики в течение 72 часов.

Комплексной приемке оборудования насосной станции должны предшествовать опробование и регулировка всех вспомогательных систем, защит, а также индивидуальное опробование каждого насосного агрегата с оформлением соответствующих актов.

До начала комплексного опробования объекты МН должны быть укомплектованы обученным эксплуатационным персоналом. Рабочие места обеспечены инструкциями, технологическими картами, схемами, технической и оперативной документацией; оснащены требуемыми материалами, инструментами и запасными частями, средствами индивидуальной защиты. На объектах должны быть выполнены противопожарные мероприятия: смонтированы, налажены автоматические системы защиты агрегатов, общестанционные защиты, системы сигнализации и извещения о пожаре и пожаротушения.

Приемка электроустановок в эксплуатацию осуществляется согласно требованиям СНиП 3.05.05. Правил устройства электроустановок, Правил эксплуатации электроустановок потребителей.

При приемке в эксплуатацию вновь построенных НПС, станций смешения и пунктов подогрева нефти рабочей и приемочной комиссиями подрядчика предъявляются следующие документы:

- эксплуатация оборудования НПС осуществляется оперативным (дежурным) и эксплуатационно-ремонтным персоналом в соответствии с технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации оборудования;

- инструкции по эксплуатации оборудования НПС разрабатываются с учетом требований заводов-изготовителей, определяют общие правила организации эксплуатации оборудования и систем, в т. ч. порядок пуска и остановки оборудования, действия персонала в процессе эксплуатации и в аварийных ситуациях;

- по результатам технических осмотров и показаниям контрольно-измерительных приборов оперативный персонал ин-

формирует службы НПС о необходимости проведения диагностического контроля на работающем или остановленном оборудовании, несет ответственность за процесс остановки и пуска оборудования, осуществляет оперативное переключение основного и вспомогательного оборудования согласно утвержденным технологическим картам или указаниям диспетчера ПДС (ЦДП). При выходе параметров работы оборудования за допустимые пределы оперативный персонал контролирует и, при необходимости, осуществляет переключения неисправного оборудования на резервное, о чем делает запись в журнале и извещает диспетчера ПДС и руководство НПС.

Ответственность персонала НПС за соблюдение требований действующих нормативно-технических документов на каждой НПС определяется должностными инструкциями.

Ответственность за правильную и безопасную эксплуатацию оборудования и сооружений НПС наряду с начальником НПС несут старший инженер НПС, инженеры соответствующих служб или отделов и главный инженер нефтепроводного управления. Кроме того, начальник НПС несет ответственность за рациональное комплектование оперативного и эксплуатационно-ремонтного персонала и оснащение служб и персонала современными средствами ремонта и контроля технического состояния.

Лицо, ответственное за техническую эксплуатацию оборудования и сооружений НПС, обязано обеспечить:

– надежную, экономичную и безопасную работу каждого объекта НПС;

– разработку и внедрение мероприятий по учету и экономии электроэнергии, топлива и материалов;

– внедрение новой техники и технологии эксплуатации и ремонта оборудования, способствующих более надежной, экономичной и безопасной работе оборудования и сооружений НПС;

– организацию и своевременное проведение ремонта, периодических контролей и испытаний оборудования; внедрение прогрессивных методов ремонта; проведение диагностических проверок работоспособности оборудования;

– наличие и своевременную проверку средств защиты и противопожарного инвентаря;

– организацию своевременного расследования отказов в работе оборудования, а также несчастных случаев, произошедших во время эксплуатации и ремонта оборудования, и своевременно устранение причин и последствий отказов.

Оперативный, инженерно-технический и эксплуатационно-ремонтный персонал по графику и местным инструкциям осуществляет с учетом оперативной ситуации контроль технического состояния оборудования НПС (табл. 2.1).

Таблица 2.1

График технических осмотров и оперативных контролен объектов НПС

Объекты	Должность	Периодичность технических осмотров и оперативных контролей
Магистральные и подпорные насосные агрегаты	Дежурный персонал	Через 2 ч 2 раза в день
	ИТР НПС	Через 2 дня
	Старший инженер	Через неделю
	Начальник НПС	2 раза в смену
Запорная арматура, регуляторы	Дежурный персонал	1 раз в день
давления, блок гашения ударной	ИТР НПС	Через 2 дня
волны, предохранительные кла-	Старший инженер	Через неделю
паны система охлаждения масла и	Начальник НПС	
воды, фильтры-грязеуловители,		1 раз в смену
система откачки утечек.	Дежурный персонал	Через день
Емкости для сбора и хранения	ИТР НПС	Через 2 дня
нефти, технологические и вспо-	Старший инженер	Через неделю
могательные трубопроводы, уста-	Начальник НПС	
новки автоматического пожароту-		
шения и противопожарных	Дежурный персонал	2 раза в смену для котельных,
средств, система вентиляции.	ИТР НПС	находящихся в работе
Котельная, тепловые сети.		1 раз в день для котельных,
	Старший инженер	находящихся в работе
		Через 2 дня
	Начальник НПС	
	Дежурный персонал	Через неделю 1 раз в сутки
	ИТР НПС	Через неделю
	Старший инженер	Через 2 недели Через месяц
Водопроводы, артскважины, ка-	Начальник НПС	1 раз в сутки
нализация, очистные сооружения	Дежурный персонал	Через неделю
	ИТР НПС	Через 2 недели Через месяц
Здания и сооружения	Старший инженер	
	Начальник НПС	

Продолжение таблицы 2.1

Котельная, тепловые сети.	Дежурный персонал	2 раза в смену для котельных, находящихся в работе
	ИТР НПС	1 раз в день для котельных, находящихся в работе
		Через 2 дня
Водопроводы, артскважины, канализация, очистные сооружения	Старший инженер	Через неделю 1 раз в сутки
	Начальник НПС	Через неделю
	Дежурный персонал	Через 2 недели
	ИТР НПС	Через месяц 1 раз в сутки
Здания и сооружения	Старший инженер	Через неделю
	Начальник НПС	Через 2 недели
	Дежурный персонал	Через месяц
	ИТР НПС	
	Старший инженер	
	Начальник НПС	

При приемке смены оперативный (дежурный) персонал НПС обязан:

– ознакомиться со схемой и режимом работы, состоянием оборудования на своем участке путем личного осмотра в объеме, установленном инструкцией (инструкция разрабатывается для конкретной НПС и утверждается главным инженером НУ (ЛПДС);

– получить сведения от сдающего смену об оборудовании, за которым необходимо вести тщательное наблюдение для предупреждения аварий или неполадок, и об оборудовании, находящемся в ремонте или резерве;

– проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, средства защиты, измерительные приборы, оперативную документацию, инструкции;

– ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его последнего дежурства;

– оформить приемку смены отметкой в журнале или ведомости с подписью принимающего и сдающего смену.

Приемка и сдача смены во время ликвидации отказа, производства переключений или операций по включению и отключению оборудования запрещаются.

При длительном времени ликвидации отказа сдача смены проводится с разрешения руководства НПС.

Производственные здания и сооружения в процессе эксплуатации должны находиться под систематическим наблюдением инженерно-технических работников НПС, ответственных за эксплуатацию и сохранность этих объектов (см. табл. 2.1).

За сохранность жилого и культурно-бытового фонда предприятия и его своевременный ремонт отвечает заместитель начальника НПС по общим вопросам (или лицо, курирующее его).

Все производственные здания и сооружения подвергаются периодическим техническим осмотрам, которые проводятся два раза в год – весной и осенью.

Весенний осмотр проводится после таяния снега с целью освидетельствования состояния здания или сооружения и уточнения объемов работ по текущему ремонту, который будет проводиться в летний период, и капитальному ремонту для включения в перспективный план.

При весеннем техническом осмотре необходимо:

- тщательно проверить состояние несущих и ограждающих конструкций и выявить возможные повреждения их в результате атмосферных и других воздействий;
- установить дефектные участки, требующие постоянного наблюдения;
- проверить механизмы и открывающиеся элементы окон, дверей, ворот и других устройств;
- проверить состояние и привести в порядок водостоки, отмостки и ливнеприемники.

Осенний осмотр проводится с целью проверки подготовки зданий и сооружений к зиме. К этому времени должны быть закончены все летние работы по текущему ремонту.

При осеннем техническом осмотре необходимо:

- тщательно проверить несущие и ограждающие конструкции зданий и сооружений и принять меры по устранению всякого рода щелей и зазоров;
- проверить подготовленность покрытий зданий к зиме, исправность желобов и водостоков, наличие необходимых средств для удаления снега;

- проверить исправность и готовность к работе в зимних условиях открывающихся элементов окон, дверей, ворот, фонарей и других устройств.

Состояние противопожарного оборудования во всех зданиях и сооружениях, как при периодических, так и при текущих технических осмотрах проверяется с представителями пожарной охраны в сроки, зависящие от специфических условий эксплуатации производственных зданий, но не реже одного раза в месяц.

Текущий осмотр основных конструкций зданий с тяжелым крановым оборудованием (насосные и электрозалы) проводится один раз в месяц.

Внеочередные осмотры зданий и сооружений проводятся после стихийных бедствий (пожаров, ураганных ветров, больших ливней или снегопадов, землетрясений – в районах с повышенной сейсмичностью и т. д.) или аварий.

Особо жесткий режим всех видов осмотров должен устанавливаться для производственных зданий и сооружений, возведенных на подработанных подземными горными выработками территориях, на просадочных грунтах, в районах вечной мерзлоты, а также эксплуатируемых в условиях с постоянной внешней вибрацией (например, вблизи железнодорожного полотна и пр.).

Кроме перечисленных задач по осмотру зданий, целью технических осмотров является разработка предложений по улучшению технической эксплуатации зданий, а также качеству проведения всех видов ремонта.

Результаты всех видов осмотров оформляются актами, в которых отмечаются обнаруженные дефекты, а также необходимые меры для их устранения с указанием сроков выполнения работ.

Вся техническая документация по сданным в эксплуатацию зданиям и сооружениям – утвержденный технический проект (проектное задание), рабочие чертежи, данные о гидрогеологических условиях участка застройки, акт приемки в эксплуатацию с документами, характеризующими примененные материалы, условия и качество производства работ по возведению объектов, а также сведения об отступлениях от проекта и не-

доделках к моменту ввода объекта в эксплуатацию – должна храниться комплектно в техническом архиве РНУ и НПС.

Для учета работ по обслуживанию и текущему ремонту соответствующего здания или сооружения должен вестись технический журнал ан НПС, в который вносятся записи о всех выполненных работах по обслуживанию и текущему ремонту с указанием вида и места работ.

При наличии явления пучения грунтов должна проводиться ежегодная проверка высотных нивелирных отметок оборудования и инженерных сооружений. При изменении нивелирных отметок на величину больше допустимой должны приниматься меры к уменьшению или компенсации влияния пучения грунта на напряженно-деформированное состояние патрубков насосов, элементов трубопроводов, фундаментов и т. п.

3. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ ОБОРУДОВАНИЯ И СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

3.1. Стратегии технического обслуживания и ремонта оборудования нефтеперекачивающих станций

Надежная работа НПС неразрывно связана с организацией ремонта и межремонтного обслуживания эксплуатируемого оборудования и аппаратуры. Как известно, при этом расходы на поддержание работоспособности оборудования зачастую значительно превосходят его первоначальную стоимость.

Однако, как показывает опыт эксплуатации, широко применявшаяся до настоящего времени планово-предупредительная система (ППР), регламентирующая заранее установленные сроки и объемы ремонта, имеет ряд существенных недостатков, главные из которых – недоиспользование ресурса деталей, что приводит к завышению общего количества, а, следовательно, и суммарной трудоемкости ремонтных работ; эксплуатация магистральных и подпорных насосных агрегатов с заниженными значениями КПД и напора; невозможность поддержания требуемых показателей надежности, что может привести к невыполнению требований промышленной безопасности и сокращению объемов перекачки нефти.

Кроме того, анализ фактического состояния системы технического обслуживания и ремонта (ТОР), выполненный по ряду предприятий, показывает на очень большие отклонения фактических сроков проведения ремонтов по основному технологическому оборудованию.

Это объясняется тем, что действующие нормативные документы системы ППР, оборудования нефтеперекачивающих станций недостаточно учитывают влияние условий эксплуатации на техническое состояние машин.

С точки зрения достижения реального снижения трудозатрат на ТОР более эффективным считается в настоящее время применение качественно нового подхода к системе планирова-

ния и организации ТОР, основывающегося на результатах контроля и оценки фактического технического состояния оборудования НПС. Сохраняя, в принципе, плановый характер организации ремонта и контроля технического состояния оборудования, такая система ТОР в перспективе будет опираться на широкое применение средств технической диагностики. Ее эффективность предопределяется тем, что сроки вывода в ремонт и объемы работ определяются не как заранее определенные среднестатистические и нормированные величины, а назначаются индивидуально для каждого агрегата путем математической обработки диагностических параметров о его состоянии.

С учетом изложенного для выявления и предупреждения отказов можно выделить следующие стратегии ТОР оборудования НПС:

- по потребности после отказа;
- планово-предупредительная в зависимости от наработки;
- по состоянию.

Стратегия ТОР после отказа состоит в том, что оборудование НПС и их составные части ремонтируют по потребности после возникновения отказа, поломки в случайные моменты времени. Трудоемкость восстановления в этом случае тоже величина случайная. Система обеспечивает почти полное использование ресурса (долговечности), отдельных деталей, так как элементы эксплуатируются до отказа. В то же время показатель безотказности остается низким в связи с отсутствием работ по предотвращению отказов. Кроме того, аварийный ремонт сопровождается большими материальными издержками. Факт отказа при такой стратегии ТОР может привести к серьезным последствиям, влекущим за собой сокращение перекачки, длительный простой оборудования, ухудшению безопасности эксплуатации объекта.

Основу планово-предупредительной системы ТОР составляет плановый предупреждающий отказы ремонт (обслуживание) оборудования, осуществляемый регламентно через отказывает в случайный момент t_i, в межремонтном периоде, то проводится внеплановый ремонт длительностью $t_в$,

Следующий плановый ремонт осуществляется через время $t_м$ или через врем $t_м+t_i$, т. е. данная система ТОР имеет две разновидности: с учетом наработки до отказа в межремонтном периоде и без учета наработки до отказа. В первом случае возникает необходимость постоянной корректировки графиков планово-предупредительного ремонта. По этой системе при планировании технического обслуживания и ремонта оборудования НПС используют так называемые календарный и регламентный методы.

Календарный метод состоит в проведении технического обслуживания в зависимости от срока службы оборудования (узла или элемента), т. е. календарного времени их эксплуатации. Интенсивность использования оборудования при этом не учитывается. Этот метод применяется для оборудования, находящегося в эксплуатации в режиме ожидания (задвижки, вентиляторы, компрессоры и т. п.). Замена и ремонт по календарным срокам без учета использования оборудования ведет к неоправданным материальным и трудовым потерям.

Регламентный метод состоит в проведении технического обслуживания оборудования по достижении определенной наработки, при достижении которой происходит выработка ресурса. Организация технического обслуживания остается сравнительно простой, но возможности экономии сил и средств используются неполностью.

Ввиду высоких требований к безотказности агрегатов и систем НПС межремонтный ресурс должен назначаться таким образом, чтобы его с высокой вероятностью, например не менее $\gamma_н$ = 95 %, все отработали узлы и детали. Однако если в расчетах пользоваться среднестатистическими данными о надежности элементов рассматриваемого типа, распределение которых обычно подчиняется нормальному закону, то при таком подходе, во-первых, все же не исключается возможность отказа отдельных элементов в счет вероятности, равной (100 – $\gamma_н$) %, и в подавляющем большинстве элементов не полностью используются индивидуальные резервы их работоспособности.

Практический опыт и исследования показывают, что традиционный метод замены узлов и деталей оборудования, по отра-

ботке установленного межремонтного ресурса имеет целый ряд существенных недостатков. К ним относятся: низкий коэффициент использования деталей из-за частых снятий и выполнения неоправданно большого объема ремонтных работ; недоиспользование индивидуальных ресурсов подавляющего большинства деталей; отрицательное влияние на надежность оборудования вследствие повышения интенсивности послеремонтных отказов. Кроме того, при данном методе замены не исключаются случаи внезапных отказов и требуется наличие большого обменного фонда запасных частей и значительных трудовых затрат при восстановлении работоспособности оборудования.

Одним из радикальных путей повышения надежности и эффективности использования узлов и деталей оборудования на перспективу, является разработка и внедрение в практику эксплуатации нефтепроводного транспорта метода обслуживания оборудования по техническому состоянию. Сущность метода заключается в проведении непрерывного или периодического контроля и измерения параметров, определяющих техническое состояние деталей, для обеспечения заданного уровня их надежности при эксплуатации и более полного использования индивидуальных ресурсов. При этом элемент подвергается замене только тогда, когда значение прогнозируемого параметра данного элемента (агрегата) приблизилась к предельному уровню. В остальных случаях эксплуатация продолжается до очередной проверки его состояния. При этом значительно сокращаются трудозатраты на обслуживание, сокращается расход дорогостоящих узлов и деталей. Принципиальная возможность и внедрение метода замены по техническому состоянию обеспечивает увеличение средней наработки деталей и узлов между заменами в 1,5÷2 раза, сокращение удельных приведенных затрат на ТОР и восстановление работоспособности в 1,5 раза.

Эта стратегия ремонта наиболее целесообразна для магистральных и подпорных насосных агрегатов, на долю которых приходится 90-96 % всей потребляемой электроэнергии НПС, и отказы которых могут привести к серьезным последствиям. При реализации этой стратегии ТОР периодически проводят провер-

ку состояния насосного агрегата, по результатам которой оценивают его состояние в момент контроляи прогнозируют его к моменту последующего контроля $t_{кi}$. На основании анализа текущих прогнозных параметров состояния насосного агрегата в сопоставлении с предельно допустимыми определяют потребность в ремонте его на межпроверочном интервале времени ($t_{кi}$, $t_{кi+1}$). В этом случае проводят ремонт агрегата по потребности, характеризующейся тем, что срок его заранее не регламентируется, а определяется остаточным ресурсом. Объем ремонта определяют потребностью в замене узлов или деталей, обусловивших предотказовое состояние оборудования. В случае возникновения отказа на периоде ($t_{кi}$, $t_{кi+1}$) агрегат подвергается восстановительному ремонту.

Стратегия ТОР по состоянию может иметь две разновидности: первая характерна для ремонта по потребности без диагностирования состояния НА, когда отклонение параметра состояния превышает предельно допустимое значение; вторая – для ремонта по потребности с диагностированием состояния (или дефектовкой), когда отклонение фактического значения параметра состояния равно предельно допустимому.

Обслуживание и ремонт по состоянию с контролем параметров предусматривает непрерывный или периодический контроль и измерение параметров, определяющих техническое состояние функциональных систем и изделий. Такими параметрами для насосных агрегатов могут быть вибрация, температура, напор, КПД, кавитационный запас, сила тока и пр.

Данная стратегия требует разработки методов и средств диагностирования, обладающих большой информативностью.

Стратегия ТОР – по состоянию обладает максимальными возможностями по управлению техническим состоянием оборудования НПС.

Реализация стратегии ТОР по "состоянию" потребует знания характеристик надежности функциональных систем и изделий в процессе эксплуатации, четкой организации информационного обеспечения, наличие средств контроля и диагностики. Это, в свою очередь, повлечет перестройку технологии и организации эксплуатационных и ремонтных служб предприятия.

При каждой системе технического обслуживания и ремонта используют определенные управляющие показатели. В условиях системы по потребности применяют минимальное число показателей: степень восстановления ресурсных и функциональных параметров, а также полный срок службы машины или ее составной части до списания. При плановопредупредительной системе по периодичности дополнительно используют периодичность обслуживания и ремонта. При плановопредупредительной системе по состоянию дополнительно используют межконтрольную наработку, допускаемые без технических воздействий отклонения параметров состояния, погрешность измерения параметров, а также остаточный ресурс до ремонта.

Управляющие показатели ТОР, используемые при указанных стратегиях ремонта приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Управляющие показатели, используемые различными системами ТОР

Управляющие показатели	Системы ТОР		
	по потребности	планово- предупредительная по наработке	ТОР по состоянию
Межконтрольная наработка (или воздействий отклонения пара-	-	+	+
Погрешность измерения пара-	-	-	+
Степень восстановления пара-	+	+	+
Остаточный ресурс до ремонта	-	-	+
Полный срок службы	+	+	+

Совершенство любого метода обслуживания и ремонта определяется тем, насколько полно он обеспечивает взаимодействие между объективно существующим процессом изменения технического состояния конкретного оборудования и процессом его технической эксплуатации.

Контроль фактического технического состояния оборудования требует совершенной системы диагностики, обучения пер-

сонала, организации единой автоматизированной системы сбора и анализа показателей надежности, разработки мероприятий по снижению погрешностей определения технологических параметров, создания системы метрологического обеспечения измерений и обработки сигналов и т. д. Без выполнения всех этих условий переход на новую систему ТОР не возможен.

Планирование ТОР должно осуществляться с учетом технических, экономических и технико-экономических критериев. На рис. 3.1 показаны основные критерии планирования ТОР.



Рис. 3.1. Критерии планирование ТОР

3.2. Организация и планирование работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования по фактическому техническому состоянию

Системой технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию (ТОР по техническому состоянию) называется техническое обслуживание и ремонт (ТОР), заключающееся в регламентных остановках и ремонтах, производимых в соответствии с регламентом, а также в контроле технического состояния оборудования, осуществляемом с установленной периодичностью между регламентными остановками

и обслуживанием (или ремонтом) в зависимости от этого состояния.

Техническое обслуживание и ремонт по фактическому техническому состоянию представляет собой совокупность правил по определению режимов и регламента диагностирования оборудования НПС и принятию решений о необходимости его обслуживания, замены или ремонта на основе информации о фактическом техническом состоянии.

При данной стратегии обслуживания и ремонта оборудование НПС эксплуатируется до предотказового состояния.

Таким образом, в основе метода ТОР по техническому состоянию заложен принцип предупреждения отказов оборудования, систем НПС и их элементов – при условии обеспечения максимально возможной наработки их до замены и минимально возможных затрат на ТОР.

С учетом большой номенклатуры оборудования на НПС, отличий по начальному их техническому состоянию и наработки, разной степени их сложности, значительного числа дефектов и резервирования использование системы ТОР по техническому состоянию на базе диагностики для всего оборудования НПС экономически нецелесообразно. В связи с этим новая система ТОР по фактическому техническому должна быть смешанной: для некоторой части оборудования – по техническому состоянию на основе диагностирования, для другой – планово-предупредительная система, а для остальной – по потребности после отказа. Поэтому в основу выбора стратегии ТОР для каждого типа оборудования (при переводе всей НПС на систему ТОР по фактическому техническому состоянию) должен быть положен технико-экономический критерий.

Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию требует разработки методов и средств диагностирования, обладающих большой информативностью. Такую базу технической диагностики экономически целесообразно применять в первую очередь для основного оборудования НПС – насосных агрегатов. Причем для насосных агрегатов, определяющих надежность и экономичность работы НПС, необходимо регламентировать контроль и анализ уровня

вибрации, температуры, утечек, параметры напора, КПД, потребляемой мощности.

Эти величины (кроме КПД) должны контролироваться автоматизированной системой. В виде исключения, допускается временный контроль параметров портативными (переносными) приборами с определенной периодичностью.

На основе контроля и анализа вибрации, как наиболее информативного метода обнаружения неисправности, определяется глубина развития дефектов, причина их появления, прогнозируется ресурс работы или время работы оборудования до ремонта.

Если вибродиагностика, в первую очередь, решает задачи повышения надежности оборудования, то параметрическая диагностика насосных агрегатов способствует достижению более экономичных эксплуатационных параметров. В основу параметрической диагностики положены оценка напора, мощности и КПД насоса и агрегата в целом, определение причин, вызывающих ухудшение данных параметров, разработка и реализация мероприятий по улучшению или восстановлению напорной и энергетической характеристики насоса, определение тенденции их изменения по мере наработки.

Этот метод диагностики необходимо использовать на начальной стадии работы агрегата, чтобы выявить дефекты заводского характера, монтажа и ремонта, а также в период эксплуатации для своевременного обнаружения и оценки причин, ухудшающих рабочие параметры насоса или электродвигателя и в целом насосного агрегата.

В ряде случаев приобретение, установка и обслуживание диагностических средств для вспомогательного оборудования дороже, чем проведение ремонта по графику ППР (т. е. для вспомогательного оборудования минимум приведенных затрат на единицу наработки при планово-предупредительной системы ТОР меньше чем минимум приведенных затрат для ТОР по техническому состоянию.

С другой стороны, оперативный контроль технического состояния должен обеспечивать высокую безотказность и предотвращать внезапные отказы.

Поэтому область применения стратегии обслуживания и ремонта с контролем параметров целесообразно ограничить системами и оборудованием, которые по соображениям безотказной работы всей НПС не могут быть допущены к эксплуатации до отказа (т. е. ограничить тем оборудованием, отказ которого приведет к остановке всей НПС или опасной аварийной ситуации).

При выборе оборудования для перевода на ТОР по техническому состоянию следует учесть и "возрастной" состав оборудования.

Необходимость ограничения срока службы оборудования НПС обусловливается его физическим и моральным износом, повышением отказов, снижением технико-экономических характеристик и требуемой надежности.

В связи с тем, что ресурсы и условия эксплуатации деталей, узлов, агрегатов оборудования отличаются друг от друга, при любой стратегии ТОР вводится система (вид) ремонтов (текущий, средний, капитальный).

В системе ППР виды ремонта осуществляются в определенной последовательности, а при ремонте по техническому состоянию – в зависимости от результатов диагностирования.

Текущий ремонт (ТР) – это ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене (или) восстановлении отдельных частей.

Средний ремонт (СР) – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния частей, выполняемого в объеме, установленном в нормативно-технической документации.

Капитальный ремонт (КР) – это ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Время между двумя последовательно проведенными ремонтами, то называется межремонтным периодом.

В промежутках между периодическими ремонтами осуществляется межремонтное техническое обслуживание (ТО) машин, основная цель которого заключается в предупреждении отказов и ликвидации последствий недопустимых отказов. Межремонтное обслуживание включает периодические осмотры машин.

При любой стратегии ремонта объемы восстановительных работ и фактические сроки службы деталей и узлов должны определяться ремонтным персоналом вне зависимости от того, насколько ему известны средние значения и рассеивание сроков службы. Отсутствие информации о надежности элементов изделия ведет к недоиспользованию сроков службы (для гарантии узлы ремонтируются значительно чаще, чем это необходимо) или к повышенной вероятности отказов изделия в межремонтный период и большому объему неплановых ремонтов.

Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию (ТОР по техническому состоянию) основывается на проведении профилактических, восстановительных и диагностических работ через интервалы времени (наработки), определенные по фактическим показателям надежности, результатам предыдущих диагностических контролей, значениям параметров оценки работоспособного состояния данного вида оборудования с учетом срока службы каждой единицы оборудования.

В системе технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию проводятся: техническое обслуживание; диагностические контроли, в т. ч. оперативный, плановый, неплановый; ремонт по фактическому состоянию в объеме текущего, среднего и капитального ремонта; регламентные остановки.

Для ТОР по техническому состоянию обязательными являются:

- проведение диагностических обследований с оценкой работоспособности оборудования и прогнозированием дальнейшей эксплуатации;

- выполнение ремонтных работ по результатам диагностических обследований;

- ведение нормативной, исполнительной, оперативной (эксплуатационной) баз данных, формирование периодических сводок по наработке оборудования, ведение базы данных отказов, хранение в электронном виде документации по организации и выполнению ремонтных работ на уровнях предприятий нефтепроводного транспорта.

Выполнение условий реализации ТОР по состоянию, является обязательным в первую очередь для того оборудования и систем НПС, которые с точки зрения безопасной эксплуатации не могут быть допущены к эксплуатации до отказа, а по экономическим соображениям – к эксплуатации до выработки установленного межремонтного периода.

С целью выделения основных объектов НПС, подвергаемых первоочередному обязательному контролю, диагностическому обследованию и ремонту, все механотехнологическое оборудование НПС разделено на три условные категории.

Первая категория – оборудование, которое с точки зрения безопасной эксплуатации и по экономическим показателям не может быть допущено к эксплуатации до отказа, а, следовательно, переводится на систему ТОР по техническому состоянию: магистральные и подпорные насосы; трубопроводная арматура; системы маслоснабжения, охлаждения; система приточной вентиляции; система подачи воздуха в камеры уплотнения беспромвальной установки магистральных насосных агрегатов; система откачки утечек; блок гашения ударной волны; блок регуляторов давления; система пожаротушения; система предохранительных клапанов; блок фильтров-грязеуловителей; технологические трубопроводы; промышленная канализация.

Вторая категория – оборудование, которое по экономическим показателям переводится на систему ТОР по техническому состоянию по мере необходимости: система водоснабжения и фекальной канализации, очистные сооружения; котлы и котельно-вспомогательное оборудование, тепловые сети; камеры пуска и приема скребка; компрессоры.

Третья категория – оборудование, которое по экономическим показателям нецелесообразно переводить на систему ТОР по техническому состоянию: емкости подземные, топливные;

здания и сооружения, при обязательных обходах; водоснабжение, в случае наличия резервных емкостей запаса воды.

Руководство предприятий обязано обеспечить условия, необходимые для первоочередного перевода оборудования первой категории на систему ТОР по фактическому техническому состоянию (обеспечение приборами контроля и диагностики, контроль за ведением журналов регистрации сведений о работоспособном состоянии оборудования, разработка и внедрение инструкций и методик диагностирования оборудования, обеспечение автоматизированного контроля и сбора информации по надежности и т. д.).

В переходный период, т. е. до внедрения ТОР по состоянию, для оборудования второй и третьей условных категорий система технического обслуживания и ремонта оборудования НПС основывается на выполнении восстановительных работ через заранее определенные по фактическим показателям надежности интервалы времени (наработки) – плановая система ТОР. При этом ТО, ТР, СР, КР выполняются в плановом порядке на основании графиков, составленных в соответствии с ремонтным циклом и показателями надежности. При отклонениях параметров работы оборудования, регистрируемых установленными контрольно-измерительными приборами или полученных в результате проведения оперативных контролей (см. табл. 2.1), оборудование выводится в неплановый ремонт.

Вид системы ТОР для каждого типа оборудования выбирается на основании технико-экономического обоснования.

Рекомендуемые виды системы ТОР для различных типов оборудования НПС представлены в табл. 3.2.

Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию включает в себя проведение технического обслуживания, диагностических контролей технического состояния, выполнение работ при регламентных остановках и восстановление работоспособного состояния в случае отклонения значений диагностируемых параметров от установленных в нормативно-технической документации.

Таблица 3.2

Рекомендуемые виды системы ТОР оборудования НПС

Наименование оборудования	Вид системы ТОР
Магистральные насосы	ТОР по техническому состоянию
Подпорные насосы	ТОР по техническому
Маслосистема	состоянию, ППР
Система охлаждения электродвигателей	То же
Система воздушного охлаждения масла	«
Система воздушного охлаждения воды	«
Система вентиляции	«
Трубопроводная арматура: задвижки	«
обратные клапаны	«
Система откачки утечек	«
Блок регуляторов давления	«
Блок фильтров-грязеуловителей	««
Устройство гашения ударной волны	«
Котлы и котельно-вспомогательное оборудование	ТОР по техническому состоянию, ППР
Инженерные коммуникации	То же
Магистральные, подпорные и насосы собственных нужд, трубопроводная арматура, все вспомогательные и технологические системы в случае, если они не эксплуатировались более 0,5 года и не были законсервированы	ППР

Примечание. Сохранение работоспособности оборудования НПС! временно выведенной из эксплуатации без выполн шия работ по консервации,обеспечивается поддержанием в помещениях сре дней температуры не ниже + 10 °С и относительной влажности не более 70 % и периодическим контролем технического состояния, осмотром и технич- еским обслуживанием зарезервированного оборудования по графику, утвер- жденному главным инженером НУ. Рекомендуется обкатка оборудования не реже 1 раза в полгода. Обкатка проводится в соответствии с паспортами или инструкциями по эксплуатации, время обкатки не менее 1 часа

Система телемеханики, автоматизации и АСУ должна обеспечивать надежный контроль, измерение и регистрацию технологических параметров перекачки и эксплуатационных параметров оборудования и систем, которые используются для принятия решения о необходимости ремонта.

Исполнителем плановых диагностических контролей является бригада диагностики (с соответствующей диагностической аппаратурой) БПО (ЦБПО) или эксплуатационно-ремонтный персонал НПС, имеющий допуск к работе с диагностической аппаратурой или стороннее предприятие, имеющее лицензию на проведение работ по диагностике на объектах НПС.

Исполнителем оперативного контроля является дежурный персонал и ИТР НПС (см. табл. 3.1).

Анализ изменения контролируемых параметров осуществляется главными специалистами предприятий с использованием базы данных по номенклатуре и начальным параметрам работы оборудования.

В случае резкого изменения постоянно контролируемых (оператором или приборами телеметрии) параметров проводится неплановый диагностический контроль с последующим решением о выводе в ремонт данного оборудования. Решение о выводе в ремонт механоэнергетического оборудования принимается старшим инженером НПС по согласованию с главным механиком или главным энергетиком предприятия.

Неплановый диагностический контроль осуществляется также и в случае, если по результатам оперативного контроля выносится решение о предполагаемом развитии дефекта. Анализ изменения контролируемых параметров проводится с учетом возможных изменений режимов перекачки. Необходимость проведения непланового контроля определяет старший инженер НПС после оповещения диспетчера ПДС (ЦДП).

Исполнителями непланового диагностического контроля являются эксплуатационно-ремонтный персонал НПС, бригада диагностики БПО (ЦБПО).

Исполнителем ремонта оборудования является эксплуатационно-ремонтный персонал НПС, ремонтная бригада БПО

(ЦБПО) или сторонней организации, имеющей право на производство ремонтных работ на НПС.

Ремонт по фактическому техническому состоянию осуществляется по результатам планового (непланового) диагностического контроля.

Исполнителем работ во время регламентной остановки является эксплуатационно-ремонтный персонал НПС, бригада диагностики или выездная ремонтная бригада БПО (ЦБПО).

Регламентная остановка проводится независимо от результатов последнего диагностического контроля для оборудования, у которого подошел срок регламентных работ, оговоренных в других действующих документах.

Старший инженер НПС обязан обеспечить условия для проведения диагностического контроля оборудования, определенного планом диагностических контролей, подготовить ремонтный персонал НПС для этого или вызвать бригаду диагностики.

Результатом работы бригады диагностики является заключение о работоспособности или неработоспособности диагностируемого оборудования.

Если оборудование работоспособно, бригада должна дать прогноз о предполагаемом времени работы оборудования без отказа или времени следующего диагностического контроля, оформить акт о результатах диагностического контроля.

Если оборудование неработоспособно, бригада диагностики должна указать предполагаемые дефекты и причины неработоспособного состояния и совместно со старшим инженером НПС определить объем ремонта, оформить акт о результатах диагностического контроля.

Решение о выводе неработоспособного оборудования в ремонт принимается старшим инженером НПС совместно с главным специалистом соответствующей службы НУ (ЛПДС).

Определение сложности и трудоемкости ремонта осуществляется после проведения диагностического контроля, решения о выводе данного оборудования в ремонт и определения предполагаемого объема работ. По предполагаемому объему ра-

бот оборудование выводят в текущий, средний или капитальный ремонт.

Вид ремонта устанавливается по предполагаемому объему работ, но не по периодичности.

Если в объеме ремонта предусматривается разборка оборудования, то бригада диагностирования проводит контроль параметров, оценка которых возможна только при разборке, и корректирует предполагаемый объем ремонта.

На основании вынесенных решений старший инженер НПС после согласования с БПО (ЦБПО) или НУ (ЛПДС) вызывает ремонтную бригаду БПО (ЦБПО).

При наличии резервного работоспособного оборудования срок ремонта допускается переносить по согласованию с соответствующими службами. Ответственность за перенос срока ремонта несет старший инженер НПС и главный механик НУ (ЛПДС).

При достижении оборудованием срока регламентной остановки старший инженер НПС обязан по согласованию с руководством НУ (ЛПДС) и БПО (ЦБПО) вывести данное оборудование из работы и передать его для проведения диагностического контроля и регламентных работ исполнителям.

Срок регламентной остановки разрешается переносить в пределах месяца по заключению службы ТОР БПО (ЦБПО) лишь с письменного разрешения главного инженера НУ (ЛПДС) и в случае, если продолжение работы данного оборудования не представляет опасности возникновения аварийной ситуации.

Ответственность за выполнение оперативного контроля работоспособного состояния оборудования НПС, измерение диагностируемых параметров, предварительную обработку диагностической информации, решение задач прогнозирования, сбора данных по отказам и наработкам оборудования НПС, учет издержек на восстановление работоспособности, регламентные остановки и диагностирование, взаимодействие со службами НУ (ЛПДС) и БПО (ЦБПО), реализацию технических решений несет старший инженер НПС или по его указанию руководители соответствующих служб НПС.

Основным документом в организации технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию является годовой (с разбивкой по кварталам и месяцам) график периодичности ТО, плановых диагностических контролей и регламентных остановок (или плановых ремонтов в случае обслуживания оборудования по системе ППР).

Ответственность за организацию, своевременность проведения, качество технического обслуживания, диагностических контролей и ремонта оборудования несут начальники соответствующих служб НПС, БПО и главные специалисты НУ (ЛПДС).

Общий контроль за выполнением ТОР оборудования объектов МН осуществляют главные специалисты предприятий.

Годовой график составляется на каждый вид оборудования за 2 месяца до окончания текущего календарного года инженерами соответствующих служб НПС совместно с начальниками соответствующих участков БПО (ЦБПО), визируется главными специалистами БПО (ЦБПО), и утверждается главным инженером НУ (ЛПДС).

Исходными данными для составления графиков периодичности ТО, плановых диагностических контролей и регламентных остановок являются показатели надежности каждого типа оборудования, информация о предусмотренных ранее ТО, диагностических контролях, регламентных остановках, наработке и количестве пусков.

При реализации системы ТОР по фактическому техническому состоянию для оборудования, оставляемого на обслуживании по планово-предупредительной системе, устанавливают периодичность оценки (проверки) технического состояния равную межремонтной наработке, а для оборудования, обслуживаемого по фактическому техническому состоянию, – допускаемое значение контролируемого параметра и межконтрольную наработку.

Межконтрольную наработку, а, следовательно, и периодичность диагностического контроля можно устанавливать различными способами. Периодичность контролей может быть жесткой и гибкой.

При жесткой системе последовательность проверок определена заранее и в процессе эксплуатации не изменяется. При гибкой системе срок очередного контроля устанавливается в ходе диагностического процесса, т. е. решение о проведении следующего контроля принимается после анализа результатов предыдущего контроля, на основании прогнозных оценок надежностных параметров с учетом наработки и фактических эксплуатационных показателей.

Так как на первоначальном этапе перевода системы на обслуживание и ремонт по фактическому техническому состоянию опыт прогнозных оценок не накоплен, то следует говорить о жесткой системе проверок. В этом случае межконтрольная наработка регламентируется и остается неизменной в процессе всего времени эксплуатации.

Для обеспечения достаточной надежности работы оборудования, обслуживаемого по фактическому техническому состоянию, значение межконтрольной наработки должно быть не больше чем значение наработки на отказ узла с самым большим значением параметра потока отказов, т. е. определение объема и сроков выполнения ТОР базируется на методе "слабейшего звена".

Для выбора "слабейшего звена" диагностируемого оборудования следует воспользоваться данными по отказам, провести определение элементов оборудования и систем, лимитирующих надежность НПС. Например, обобщенные причины отказов насоса по данным различных предприятий приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Усредненные значения отказов (в %) основных элементов насосных агрегатов

Причины отказов	НМ 10000-210	НМ 7000-210	НМ 3600-210
Отказы торцовых уплотнений	31	36	38
насоса			
Отказы подшипниковых узлов	26	13	19
Отказы вспомогательных систем	19	14	18
Прочие причины	24	37	25

Из анализа приведенных данных ясно, что "слабейшим звеном" насоса следует считать торцовое уплотнение.

Так как межконтрольный период должен быть не больше наработки на отказ "слабейшего звена", то следующим этапом определения периодов между контролями является рассмотрение средних наработок между отказами оборудования из-за отказов отдельных его узлов (в т. ч. и "слабейшего звена") (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Обобщенные показатели наработки деталей насосных агрегатов

Детали и узлы	Наработка, ч
Торцовое уплотнение:	4200-6000
резиновое уплотнение	4200-6000
нажимные пружины	8400-12 000
трущиеся пары (подвижные и неподвижные втулки)	4200-10 000
Узлы смазки и охлаждения агрегата	8400-11000
Подшипник радиально-упорный	10 000-12 000
Подшипники скольжения	8400-12 000
Ротор насоса (в сборе)	28 000-36 000
Зубчатые муфты	50 000-80 000
Вал насоса и промежуточный вал	

Следовательно интервалы между контролями $t_м$ должны быть для насоса не больше чем наработка на отказ торцевых уплотнений (4200).

По соображениям ремонтопригодности

$$t_м \leq 0{,}9\, T_{слз}^{\,ср}, \qquad (3.1)$$

где $t_м$ – межконтрольный период; $T_{слз}^{\,ср}$ – средняя наработка на отказ "слабейшего звена".

С другой стороны, оптимальная периодичность проверок технического состояния должна рассматриваться и с точки зрения минимума затрачиваемых на ТОР средств

$$\varphi(t_{\text{м}}^{\text{опт}}) = \min_{0<t_{\text{м}}<0,9T_{\text{слз}}^{\text{ср}}} \left\{ \frac{1+Q(t_{\text{м}})(A_{\text{o}}-1)}{t_{\text{ф}}t_{\text{м}}} + \frac{B_{\text{o}}}{t_{\text{м}}} \right\}, \qquad (3.2)$$

где $Q(t_м)$ – вероятность отказа в зависимости от периодичности проверок $t_м$; $t_{ср}(t_м)$ – межремонтный ресурс в зависимости от периодичности проверок $t_м$; $A_o = A/C$; $B_0 = B/C$; A – средние затраты на послеотказовый ремонт; B – средние затраты на проверку технического состояния; C – средние затраты на предупредительный ремонт, выполняемый для доведения значения параметра состояния до номинальной величины.

$Q(t_м)$ и $t_ф$ $(t_м)$ определяются в зависимости от наработки между отказами.

Методом минимизации функции первого порядка на отрезке 0; 0,9 $T_{слз}^{ср}$ находится значение $t_ф$ $(t_м)$ и соответствующее значение периодичности проверок технического состояния.

При определении оптимальной периодичности контроля (выражение 3.2) необходимы дополнительные данные (о процессе изменения диагностических параметров, о соответствующем ему ряде наработок в момент измерения параметра технического состояния, экономические показатели), которые появятся лишь после перехода на ТОР по фактическому техническому состоянию.

Необходимо отметить также и тот факт, что виды оборудования на НПС имеют различные сроки службы и установленные ресурсы до ремонта, а следовательно, и различные остаточные ресуссы.

Очевидно, что чем меньше остаточный ресурс, тем более тщательного и частого контроля требует оборудование. Можно условно принять, что выработанный ресурс $t_в$ пропорционален межконтрольной наработке.

Расчет периодичности диагностических контролей, так же как и межконтрольной наработки, производится с учетом фактически полученных показателей надежности и основывается на методе слабого звена (значение наработки между двумя плановыми диагностическими контролями t_k должно быть не больше значения наработки на отказ слабого звена – $T_{слз}$, т. е. того зве-

на, которое наиболее часто отказывает в данном виде оборудования). Дополнительно учитывается срок службы или ресурс оборудования.

Если отработанный ресурс оборудования $t_{от}$ меньше паспортного ресурса $t_п$:

$$t_{от} < t_{п,} \tag{3.3}$$

т. е. когда $a > 1$,

$$\text{где } a = \frac{\text{tп}}{\text{tот}}, \tag{3.4}$$

то контроль осуществляется через время не более чем $t_к$, которое определяется по формуле

$$t_к = 0{,}9\ T_{слз}^{\ ср}. \tag{3.5}$$

Если отработанный ресурс оборудования $t_{от}$ больше или равен паспортному ресурсу $t_п$:

$$t_{от} \geq t_п \tag{3.6}$$

или $a<1$, то

$$t_к = a\ T_{слз} \bullet 0{,}9. \tag{3.7}$$

На переходном этапе (до получения достоверной информации о $T_{сл\ з}$) периодичность диагностических контролей определяется на основании показателей надежности прошлых лет.

Рекомендованная периодичность диагностических контролей уточняется в зависимости от наработки с начала эксплуатации оборудования по формулам (3.3)–(3.7). При этом на переходном этапе вместо $T_{слз}$ используется значение периодичности, указанной в таблицах последующих разделов.

Объем работ при проведении плановых диагностических контролей равен сумме объемов работ по определению каждого диагностируемого параметра с учетом вида применяемого диагностического оборудования и объема работ при проведении текущего ремонта.

Объем работ, проводимых во время регламентных остановок, равен сумме объемов работ по определению каждого диагностируемого параметра (до разборки и после нее), работ при проведении ТО, разборки и сборки оборудования и работ, регламентированных другими действующими документами.

Если для оценки технического состояния оборудования недостаточно существующих контролируемых параметров, то должны быть приняты меры по разработке дополнительных методик и инструкций оценки технического состояния оборудования.

С внедрением новых методов диагностирования объем контролируемых параметров должен пересматриваться. С пересмотром объема контролируемых параметров должны быть внесены коррективы в существующие нормы трудоемкости плановых диагностических контролей.

Диагностирование технического состояния основывается на сравнении базовых и фактических характеристик оборудования, полученных за определенный период времени.

Базовыми характеристиками являются характеристики, полученные после монтажа нового (или после капитального ремонта) и доводки эксплуатируемого оборудования. Эти характеристики могут отличаться от паспортных из-за несоответствия производственных размеров деталей конструктивным, износа элементов проточной части и рабочих органов насоса, погрешности пересчета характеристик насоса с воды на перекачиваемую жидкость (нефть) и др.

Фактическими (текущими) характеристиками являются характеристики, получаемые в данный период времени (в процессе эксплуатации).

При переходе к техническому обслуживанию и ремонту по фактическому техническому состоянию оборудования, прежде всего, уточняются (а в отдельных случаях снимаются новые) базовые характеристики оборудования на головных и промежуточных НПС.

При применении стратегии обслуживания и ремонта систем и оборудования НПС по техническому состоянию должно вво-

диться ограничение эксплуатации насосных агрегатов с пониженным КПД.

Износ деталей щелевого уплотнения рабочего колеса в процессе эксплуатации насоса, приводит к увеличению радиального зазора в щелевом уплотнении и, вследствие этого, снижению объемного КПД насоса, ухудшению характеристик насоса (напорной и энергетической), а следовательно, к увеличению расхода потребляемой электроэнергии.

При контроле КПД насоса и проведении своевременных мероприятий по его восстановлению до начального базового, сокращается расход потребляемой электроэнергии от 2,5 до 13 % в зависимости от типоразмера насоса.

Для насоса типа НМ 10000-210, ТОР которого осуществляется по техническому состоянию, при снижении КПД на 2 %, необходимо проведение своевременных ремонтных мероприятий с целью предотвращения дальнейшего его падения.

В случае проведения ремонтных мероприятий, связанных с восстановлением деталей щелевого уплотнения, снижение расхода потребляемой электроэнергии для одного насоса НМ 10 000-210 может составлять 700 тыс. кВт-ч в год.

3.3. Определение сроков замены оборудования

Решение о целесообразности проведения ТОР (дальнейшее поддержание работоспособности) действующего оборудования или приобретении нового выносят на основе результатов технико-экономического расчета.

Технико-экономический расчет должен быть основан на сравнении и анализе суммы затрат на приобретение нового оборудования и суммы затрат на дальнейшее поддержание работоспособности (проведение диагностирования и ремонта) действующего оборудования.

Исходными данными для технико-экономического расчета о целесообразности проведения ремонта являются:

для действующего оборудования:

– затраты, связанные с заменой и восстановлением элементов и деталей при проведении ТОР, в т. ч. затраты на диагностирование;

– величина отношения общей стоимости ремонтных работ за весь срок службы и скорректированной первоначальной стоимости;

– величина повышения эксплуатационных затрат, связанная с применением экономически невыгодного оборудования (эксплуатация насосов с пониженным КПД);

для нового оборудования:

– сумма затрат на приобретение и транспортировку; затраты по демонтажу "старого", монтажу и выведение на рабочий режим нового оборудования.

В технико-экономическом расчете требуется определить: общую сумму затрат на поддержание работоспособности (проведение ТОР и диагностирования) действующего оборудования, сумму затрат на приобретение и установку нового оборудования, срок окупаемости дополнительных капитальных вложений.

С учетом указанных исходных данных экономическую эффективность замены действующего оборудования новым определяют из условия

$$T_з < T_c < T_н \qquad (3.8)$$

или

$$\frac{\left[\Phi_н \frac{T_с}{T_1} + \Phi_с (A_р - A_к)(F - F_н)\right] - (P_к + Л)}{(C_с - C_н)П_н - (\Phi_н - \Phi_с)K_{оф}} \le T_с \le T_н, \qquad (3.9)$$

где $T_з$ – срок окупаемости дополнительных капитальных вложений на замену действующего оборудования новым за счет годовой экономии эксплуатационных затрат с учетом стоимости основных производственных фондов, лет; T_c – продолжительность межремонтного цикла действующего оборудования после проведения очередного капитального ремонта, лет; $T_н$ – установленный для данного вида оборудования нормативный срок окупаемости капитальных вложений, лет; $\Phi_н$ и $\Phi_с$ – соответственно балансовая (первоначальная) стоимость нового и действующего оборудования, тенге ; P – амортизационный срок

службы действующего оборудования, лет; $Р_н$ – число лет, прошедших с начала эксплуатации оборудования до очередного капитального ремонта; $А_р$ и $А_к$ – нормы амортизационных отчислений соответственно на реновацию и капитальный ремонт в долях единицы; $Р_к$ – допустимые предельные затраты на проведение очередного капитального ремонта, тенге; $Л$ – ликвидационные стоимости действующего оборудования, тенге; $С_с$ и $С_н$ – себестоимости единицы продукции, производимой соответственно с помощью действующего и нового оборудования, тенге; $П_н$ – производительность нового оборудования в соответствующих единицах измерения; $К_{оф}$ – коэффициент, учитывающий размер платы за основные производственные фонды в долях от их балансовой стоимости.

Замена действующего оборудования новым будет эффективна, если дополнительные капитальные вложения на приобретение и установку нового оборудования окупаются в течение межремонтного цикла эксплуатации действующего оборудования после проведения очередного капитального ремонта за счет снижения трудоемкости и затрат на проведение ремонтов, но при условии, что длительность этого цикла не превышает нормативного срока окупаемости для данного вида оборудования. В то же время замена действующего НА новым эффективна в том случае, если эксплуатация действующего НА с пониженным КПД экономически не выгодна, а проводимые ремонтные мероприятия по повышению КПД до допустимого значения на действующем НА не дают желаемых результатов.

Известно, что в процессе эксплуатации любого оборудования очень важным является определение рационального (в некотором смысле и оптимального) момента снятия его с эксплуатации.

Согласно принятой терминологии под сроком службы оборудования понимается календарная продолжительность его эксплуатации до разрушения или другого предельного состояния. Для подавляющего большинства машин и оборудования, используемых в народном хозяйстве, предельное состояние практически устанавливается, исходя из экономических соображений, поскольку при современном уровне ремонтной техники,

длительность эксплуатации оборудования может быть практически величиной неограниченной, если не считаться с экономическим соображениями.

Сроки замены узлов и элементов оборудования магистральных нефтепроводов (МН) достаточно изучены. Однако оборудование МН, как правило, имеют элементы и узлы значительно отличающиеся друг от друга периодами безотказной работы. Очевидно, срок службы оборудования МН зависит от срока службы узлов и элементов, организации работ по диагностике, техническому обслуживанию и ремонту, от совершенства оборудования и квалификации технического персонала.

Досрочное снятие оборудования с эксплуатации приводит к нерациональным потерям от недоиспользования срока службы оборудования, а чрезмерная продолжительность срока службы оборудования приводит к тому, что эксплуатационные расходы увеличиваются; происходит это в связи с увеличением трудоемкости ремонтных работ, что приводит к росту численности ремонтного персонала, расходов на запасные части, оснащением эксплуатирующих организаций дополнительным количеством технических средств обслуживания и ростом издержек на устранение отказов оборудования. Таким образом, в процессе длительной эксплуатации оборудования наступает момент, когда на поддержание надежности требуются чрезмерные затраты, связанные с заменой и восстановлением элементов, отслуживших свой срок службы. Эти затраты могут быть столь высоки, что эффект от повышения надежности оборудования не возместит их, а суммарный результат от проведенных мероприятий будет отрицательным.

Исходя из изложенного следует, что затраты, отвечающие стратегии замены оборудования, должны учитывать два фактора:

R_{ik} – стоимость замены оборудования возраста i на отрезке K новым оборудованием при условии реализации на этом отрезке старого оборудования по его остаточной стоимости;

$Э_{kt}$ – стоимость эксплуатации оборудования на отрезке K, возраст которого в конце этого отрезка равен t.

Статистические данные показывают, что стоимость замены оборудования НПС возраста i с достаточной точностью может быть аппроксимирована выражением:

$$R_{iK} = R(1 - \psi^{-di}), \tag{3.10}$$

где K – стоимость устаревшего оборудования; ψ – доля K, остающаяся в качестве продажной цены оборудования сразу после приобретения; d – показатель, зависящий от типа оборудования.

Затраты на эксплуатацию оборудования $Э_{Kb}$ зависят от длительности интервала между ремонтами и обслуживаниями $T_в$, на котором происходит замена деталей или узлов, величины затрат на приобретение и хранение запасных частей, трудозатрат на восстановление узлов и деталей оборудования. Очевидно, что длительность интервалов $T_в$ определяет объем запасных частей, их стоимость и время восстановления. В общем виде значение $Э_{kt}$ можно записать в виде функционала:

$$Э_{Kt} = Э_{Kt}^{нн} + Э_{1Kt}(T_в) + Э_{2Kt}(T_в), \tag{3.11}$$

где $Э_{kt}^{HH}$ – эксплуатационные затраты, не зависящие от надежности оборудования; $Э_{1Kt}\ (T_в)$; $Э_{2Kt}\ (T_в)$ – соответственно затраты на приобретение и хранение запасных частей и обслуживание оборудования в зависимости от $T_в$.

Значения $Э_{1Kt}(T_в)$ и $Э_{2Kt}(T_в)$ также зависят от числа запасных частей, необходимого для обеспечения заданного уровня надежности оборудования в процессе эксплуатации.

Зная объемы запасных частей, можно определить и соответствующие им затраты по формулам

$$Э_{1Kt} = \sum_{j=1}^{N} C_{1j} \cdot n_{3j}(T_в) \cdot \varepsilon, \tag{3.12}$$

где C_{1j} – стоимость j-й запасной части; n_{3j} – число j-х запасных частей; ε – коэффициент нормативной эффективности;

$$Э_{2Kt} = C_{рп} \cdot H_р \cdot \frac{D}{T_в} \sum_{j=1}^{N} n_{3j}(T_в) \cdot B_{3j}, \tag{3.13}$$

где $C_{рп}$ – стоимость 1 ч работы ремонтного персонала; O – продолжительность эксплуатации; $H_р$ – накладные расходы; B_{3j} – трудозатраты на восстановление j-го элемента оборудования (чел/ч).

Таким образом, функционал (3.11) может быть записан с учетом (3.12) и (3.13) в следующем виде:

$$Э_{Kt} = Э_{Kt}^{нн} + \sum_{j=1}^{N} C_{1j} n_{3j}(T_в) \cdot в + C_{рн} \cdot H_р \cdot \frac{D}{T} \sum_{j=1}^{N} n_{3j}(T_в) \cdot B_{3j}. \quad (3.14)$$

С учетом (3.10) и (3.14) можно определить оптимальную политику замены оборудования при различных предположениях относительно текущих затрат. Так как решения должны приниматься почти ежегодно в зависимости от характерного для данного процесса периода времени, имеем многошаговый процесс решения.

Если оптимальное решение сводится к сохранению оборудования и попадает на отрезок K_n, то

$$f_{n(t)} = Э_{Ki} + 1 + f_{K+1}(i+1), \quad (3.15)$$

но если оптимальное решение сводится к его замене, то

$$f\,n(t) = R_{iK} + 1 + f_{K+1}(i+1). \quad (3.16)$$

Таким образом, имеем

$$f\,n(t) = min[Э_{Ki+1} + f_{K+1}(i+1),\ R_{iK} + Э_{Ki} + f_{K+1}(i+1),] \quad (3.17)$$

$n = 1, 2, 3..., N - 1$, где $fn(t) = 0$.

Из (3.17) видно, что если на начало планового периода рассматриваемая единица оборудования отсутствует, то величина K_m – покупная цена нового оборудования и решение сохранить оборудование при $n = 1$ не имеет смысла.

Определение оптимального срока службы до списания оборудования и своевременная ее замена являются важным сред-

ством повышения технического уровня и снижения трудоемкости обслуживания магистральных нефтепроводов.

3.4. Нормы резерва запасных частей для технического обслуживания и ремонта оборудования

Разработка и организация обеспечения оборудования НПС запасными частями, инструментами и принадлежностями (ЗИП) являются одним из необходимых условий эффективности системы технического обслуживания и ремонта, а, следовательно, бесперебойной работы магистральных нефтепроводов.

Действующая в настоящее время на предприятиях нефтепроводного транспорта система ТОР предусматривает централизованное ремонтное обслуживание объектов нефтепроводов базами производственного обслуживания (БПО, ЦБПО) с использованием агрегатных методов ремонта. Такая форма организации обслуживания требует создания обменного фонда с определенным резервом запасных частей (ЗПЧ) и периодического их выполнения.

В качестве запасных частей выступают как крупные оборотные единицы (узлы), восстанавливаемые и используемые многократно, так и отдельные детали, работоспособность которых в случае возникновения отказа не подлежит восстановлению. Поэтому при планировании резерва запасных частей в обменных фондах БПО, ЦБПО в целях более точного прогнозирования ожидаемой потребности необходимо учесть указанные выше особенности и соответственно использовать дифференцированный подход к выбору критериев оценки величины обменного фонда.

В любом случае расход запасных частей при организации ремонта оборудования НПС по техническому состоянию является величиной случайной, т. к. потребность в них появляется в случайные моменты времени, определяемые его предельно-допустимым состоянием (значением контролируемого параметра). Поэтому оценка необходимого количества запасных частей производится по критериям, характеризующим возможность бесперебойной работы оборудования в течение определенного пери-

ода времени, т. е. в течение этого периода не будет вынужденных простоев из-за отсутствия необходимой запасной части.

Для расчета запасных частей к восстанавливаемым и используемым многократно составным частям насосного агрегата и другого оборудования НПС в качестве такого критерия рекомендуется использовать вероятность бесперебойной работы его в течение требуемого интервала времени, т. е. вероятность того, что число потребных для замены запчастей будет не более имеющихся в запасе, а, следовательно, не будет в рассматриваемом интервале времени вынужденных простоев из-за их недостатка.

Для расчета потребного для ТОР насосных агрегатов по техническому состоянию количества запчастей к невосстанавливаемым элементам (вкладыши подшипников скольжения, уплотнительные кольца, валы, подшипники качения) за математическую модель, адекватно описывающую процесс возникновения спроса на невосстанавливаемые запасные части и их расход, принят процесс восстановления с мгновенным временем восстановления (восстановление элемента здесь условное, состоящее в замене отказавшего на новый из состава ЗИП):

$$H(t)=\int_0^t R(t)dt, \qquad (3.18)$$

где $H(t)$ – функция восстановления рассматриваемого элемента, характеризующая среднее число его замен за период времени t, обусловливаемых достижением предельного состояния (отказа); $R(t)$ – функция плотности (интенсивности) восстановления, равная среднему числу отказов, происшедших к моменту за единицу времени.

Уравнение (3.18) позволяет оценить среднее число замен элемента, обусловленных достижением им предельного состояния (отказа) без учета времени восстановления, нехарактерного для рассматриваемой группы элементов насосного агрегата (невосстанавливаемых деталей). При этом в зависимости от числа охватываемых слагаемых может быть достигнута любая наперед заданная точность.

Таблица 3.5

Характеристики надежности узлов деталей магистральных насосов типа НМ

Узел детали	Вид закона распределения	Математическое ожидание наработки между отказами (или до отказа)	Коэффициент вариации
Вал насоса	Экспоненциальный	78 000	1,0
Рабочее колесо	Нормальный	70 500	0,35
Торцовое уплотнение	Вейбулла-Гнеденко	7420	0,87
Подшипник качения	Вейбулла-Гнеденко	12 000	0,72
Вкладыши подшипников скольжения	Логарифмически нормальный	28 000	0,80
Ротор насоса в сборе	Вейбулла-Гнеденко	9132	0,68
Уплотнительная	Нормальный	10 000	0,30
Втулка			

Значение функции восстановления *H(t),* вычисленное по характеристикам надежности рассматриваемого элемента для периода времени *t*, равного одному году, может быть принято за среднегодовой норматив расхода запасных частей при организации ТОР насосных агрегатов НПС по их техническому состоянию.

Конкретный вид функций зависит от вида закона распределения ресурса элементов оборудования НПС, для которых рассчитываются нормы запасных частей.

Вид закона распределения наработки деталей магистральных насосов типа НМ до отказа и значения параметров распределения приведены в табл. 3.5.

С учетом изложенного в табл. 3.6 в качестве примера приведены ычисленные усредненные значения среднегодового расхода невосстанавливаемых элементов магистральных насосов НПС при ТОР по техническому состоянию.

Таблица 3.6

Усредненные значения среднегодового расхода невосстанавливаемых элементов магистральных насосов НПС при ТОР по техническому состоянию, шт. в год на 1 насос

Показатель	Подшипники качения	Вкладыши подшипников скольжения	Рабочее колесо	Вал насоса	Уплотнительная втулка	Защитная втулка
Среднегодовой норматив расхода запасных частей к од-	0,30	0,15	0,021	0,09	0,03	0,69

3.5. Порядок передачи в ремонт и приемки из ремонта оборудования

Передача оборудования в ремонт осуществляется старшим инженером НПС.

Перед сдачей в ремонт оборудование с соответствующими технологическими коммуникациями должно быть очищено от пыли, масла, грязи. Подходы к оборудованию, а также рабочее место для ремонта или демонтажа должны быть освобождены от посторонних предметов и подготовлены для укладки деталей и узлов оборудования.

Ответственность за подготовку оборудования к передаче в ремонт возлагается на инженеров служб НПС.

При выводе оборудования в ремонт паспорт (формуляр) на соответствующее оборудование, акт сдачи оборудования в ремонт с результатами диагностического контроля (в случае пе-

рехода к системе ТОР по фактическому техническому состоянию) передается исполнителю ремонта (БПО).

Старший инженер и ИТР НПС осуществляют контроль качества ремонта с применением методов и средств технической диагностики, а также контроль своевременного и правильного заполнения соответствующих журналов и формуляров сведениями о выполненных ремонтных операциях.

Приемка оборудования из ремонта осуществляется старшим инженером НПС у начальника участка или мастера участка БПО.

Вышедшее из ремонта оборудование НПС считается принятым в эксплуатацию после проверки его технического состояния, проведения испытаний в рабочем режиме (обкатки): после текущего ремонта – в течение 8 ч; после среднего и капитального ремонта – 72 ч.

3.6. Техническая документация

Каждая НПС должна иметь техническую документацию, в соответствии с которой оборудование НПС допускается к эксплуатации:

– утвержденную проектную и исполнительную документацию (чертежи, схемы, перечень оборудования, пояснительные записки и др.) со всеми последующими изменениями;

– технические паспорта всего установленного оборудования; инструкции по обслуживанию каждого вида оборудования; должностные инструкции по каждому рабочему месту;

– оперативную (эксплуатационную) документацию с указанием предельных величин контролируемых рабочих параметров оборудования и величины срабатывания предупредительной сигнализации и аварийных защит;

– документацию по сбору данных о надежности оборудования;

– документацию технического обслуживания и ремонта объектов НПС.

Все конструктивные изменения, вносимые в процессе эксплуатации и во время ремонтов оборудования, должны быть согласованы с заводом-изготовителем или организацией, имеющей право на проведение экспертизы безопасности, утверж-

дены главным инженером филиала предприятия и отражены в схемах, чертежах, паспортах оборудования старшим инженером НПС с указанием даты внесения изменения.

В должностных инструкциях должны быть указаны:

– перечень инструкций по эксплуатации и техническому обслуживанию оборудования и директивные материалы, схемы систем и устройства оборудования, знание которых обязательно для лица, занимающего данную должность;

– права, обязанности и ответственность персонала; взаимоотношения с руководством, подчиненными и другим персоналом, связанным по работе.

В случае изменения условий эксплуатации оборудования в инструкции вносятся соответствующие дополнения, о чем сообщается работникам, с записью в журнале инструктажа.

Инструкции пересматриваются через 5 лет (или по мере поступления нового оборудования, внесения изменений в технологические схемы перекачки и т. д.).

Оперативная документация по эксплуатации оборудования НПС должна включать:

– оперативный журнал;

– формы учета работы объектов НПС, в которых должны отражаться дата, время, причина пуска и остановок объектов НПС, а также время простоя; сведения о режиме перекачки (формы должны позволять определять наработку и число пусков оборудования);

– ведомости результатов оперативных диагностических контролей, проводимых ежесменно;

– журналы результатов обхода объектов начальником НПС, старшим инженером, инженерами соответствующих служб и дежурным персоналом.

Оперативная документация заполняется дежурным персоналом станции.

Документация по сбору данных о надежности оборудования включает в себя журналы учета отказов и неисправностей НПС, в которых регистрируются следующие данные:

– дата и время возникновения отказа; наименование (код) отказавшего узла; причина отказа;

– наработка с начала эксплуатации и после предыдущего ремонта;

– число пусков (включений) насосных агрегатов и арматуры;

– время и трудозатраты на проведение ремонтных работ;

– должность и фамилия лица, ответственного за выполнение ремонта.

Расследование причин отказов осуществляется инженерами соответствующих служб. Сведения хранятся у старшего инженера НПС.

До обслуживающего персонала доводятся причины возникновения отказов и принятые меры по предотвращению их повторения.

Документация технического обслуживания и ремонта объектов НПС содержит:

– графики плановых ремонтов, технических обслуживаний, плановых диагностических контролей и регламентных остановок для каждого вида оборудования;

– журнал учета ремонтов и ТО, в котором указываются дата проведения ТО или ремонта, вид ремонта или ТО, трудоемкость, наработка между ремонтами или ТО, расход и стоимость материалов или деталей, время простоя оборудования, ответственный исполнитель;

– журнал учета диагностических контролей и регламентных остановок для системы ТОР по фактическому техническому состоянию, который содержит дату диагностического контроля и регламентной остановки, диагностируемые параметры, их значения (допустимые и реальные), решение о работоспособности, предполагаемый и выполненный объем ремонта;

– бланки нарядов-допусков на производство ремонтных и диагностических работ;

– акты сдачи и приемки из ремонта оборудования;

– акты проведения плановых диагностических контролей и регламентных остановок.

Журналы ТО, ремонтов и диагностических контролей можно совместить.

Форма журналов учета ТО, ремонтов, диагностических контролей должна иметь возможность ведения их в электронном виде.

4. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНЫХ, ПОДПОРНЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ НАСОСОВ

4.1. Общие положения

Система технического обслуживания и ремонта магистральных, подпорных и вспомогательных насосов предусматривает выполнение диагностических контролей, всех видов ремонтов выездными ремонтными и диагностическими бригадами БПО (ЦБПО) или ремонтными бригадами НПС (при предполагаемом малом объеме ремонта).

Диагностический контроль осуществляется на работающих и выведенных из эксплуатации насосных агрегатах.

Текущий ремонт не требует транспортировки узлов на БПО (ЦБПО) и осуществляется без вскрытия крышки насосов; средний ремонт предусматривает разборку насоса (без демонтажа с фундамента), при этом ротор заменяется новым или отремонтированным. Демонтированный ротор в сборе доставляется на БПО для дефектоскопии и ремонта.

Капитальный ремонт насоса, как правило, выполняется силами БПО (ЦБПО). Ремонт фундамента, стакана вертикального насоса, демонтаж и монтаж насоса производятся выездной ремонтной бригадой БПО (ЦБПО).

В случае прекращения производства ремонтных работ, связанных с разборкой насоса, на восемь и более часов (например, на ночь) крышка должна быть установлена на корпус насоса и закреплена. Места установки торцовых уплотнений должны быть заглушены. Перед проведением технического обслуживания или выводом в ремонт на эксплуатируемом насосном агрегате необходимо замерить вибрационные параметры, проконтролировать величину утечек в уплотнениях, герметичность вспомогательных трубопроводов, давление и температуру масла, температуру подшипников и другие параметры, характеризующие исправность оборудования. Перед выводом насосного агрегата в ремонт замерить и оценить напор, мощность и КПД насосного агрегата. Результаты контроля представить ре-

монтной бригаде для целенаправленного выполнения технического обслуживания и ремонта.

Магистральные и подпорные насосные агрегаты, вводимые в эксплуатацию, подлежат обкатке в течение 8 ч после текущего ремонта и 72 ч после среднего и капитального ремонтов. При обкатке контролируются и фиксируются эксплуатационные параметры насосного агрегата, оцениваются их значения по сравнению с измеренными до вывода агрегата в ремонт и составляется заключение о качестве ремонта.

После обкатки определяются базовые характеристики (напорные, энергетические, виброакустические), КПД, температура подшипников с указанием режима работы (подачи, напора и давления на входе) и сравниваются со значениями, при которых допускается ввод НА в эксплуатацию.

Полученные характеристики и параметры вводятся в базу данных АСУ (АРМ, системы СКУТОР).

Базовые характеристики определяются на установившихся рабочих режимах нефтепровода или (по возможности) на режимах, близких к номинальной подаче насоса. Вспомогательные насосы после ремонта подлежат обкатке в течение 1 ч. По параметрам работы вспомогательных насосов во время обкатки выносится заключение о допуске их к эксплуатации. Базовые характеристики работы вспомогательных насосов определяются после обкатки. Монтаж, обслуживание и ремонт виброизолирующей компенсирующей системы (ВКС) магистральных агрегатов должны выполняться в соответствии с техническими условиями, инструкциями по монтажу и эксплуатации соответствующих комплектующих изделий ВКС. Все основные составные элементы ВКС – упрочненная вибродемпфирующая рама, виброизолирующие опоры типа А, АГП, АПМ, упругая компенсирующая муфта У КМ, компенсирующие патрубки ПРКУ, КР или компенсаторы типа СК – не требуют специального обслуживания и проведения каких-либо регулировочных работ в течение всего срока службы. Необходимо лишь периодически (не реже одного раза в год) проверять плотность затяжки крепежных болтов и протирать поверхность изделий ветошью в случае попадания на них нефти или минеральных масел.

4.2. Контроль работоспособности насосных агрегатов

Контроль работоспособности насосных агрегатов осуществляется при проведении диагностических контролей (оперативного, планового, непланового) по параметрическим и виброакустическим критериям, а также по техническому состоянию отдельных узлов и деталей, оцениваемому при выводе насосов из эксплуатации.

Для проведения диагностических контролей используется виброаппаратура с возможностью измерения спектральных составляющих вибрации, шумомеры с возможностью измерения октавных составляющих, приборы, позволяющие определять техническое состояние подшипников качения или аналогичные им, но с большими функциональными возможностями отечественного или зарубежного производства.

Средства контроля вибрации и методы вибродиагностики должны обеспечивать решение следующих задач:

своевременного обнаружения возникающих дефектов составных частей оборудования и предотвращения его аварийных отказов;

определения объема ремонтных работ и рационального их планирования;

корректировки значений межремонтных интервалов и прогнозирования остаточного ресурса составных частей оборудования по его фактическому техническому состоянию;

проверки работоспособности оборудования после монтажа, модернизации и ремонта, определения оптимальных режимов работы оборудования.

Все магистральные и подпорные насосные агрегаты должны быть оснащены контрольно-сигнальной виброаппаратурой (КСА) с возможностью контроля текущих параметров вибрации, автоматической предупредительной сигнализацией и автоматическим отключением при предельно допустимом значении вибрации.

До установки контрольно-сигнальных средств контроль и измерение величины вибрации осуществляются портативными

(переносными) средствами виброметрии, которые должны быть на каждой НПС. Контроль уровня вибрации вспомогательных насосов – насосов откачки утечек, маслонасосов, насосов систем водоснабжения и отопления и прочих должен осуществляться с помощью переносной аппаратуры.

Таблица 4.1

Нормы вибрации магистральных и моторных насосов

Среднее квадратическое значение виброскорости, мм/с	Оценка вибросостояния насоса	Оценка длительности эксплуатации
До 2,8	Отлично	Длительная
Свыше 2,8 до 4,5	Хорошо	Длительная
Свыше 4,5 до 7,1 (для номинальных режимов)	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
Свыше 4,5 до 7,1 (для режимов, отличных от номинального)	Удовлетворительно	Длительная
Свыше 7,1 до 11,2 (для режимов, отличных от номинального)	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
Свыше 11,2	Недопустимо	Недопустимо
Примечание. При режим перекачки, отличных от номинального, и интенсивности вибрации насоса при этом свыше 7, 1 до 11,2 мм/с длительность эксплуатации магистральных и подпорных насосов ограничивается до замены рабочих колес насосов на колеса соответствующей подачи		

Датчики контрольно-сигнальной виброаппаратуры устанавливаются обязательно на каждой подшипниковой опоре магистрального и горизонтального подпорного насосов для контроля вибрации в вертикальном направлении. Для вертикальных подпорных насосов датчики устанавливаются на корпусе опорно-упорного подшипникового узла насоса для контроля вибрации в вертикальном (осевом) и горизонтально-поперечном направлениях.

При наличии многоканальной виброаппаратуры рекомендуется дополнительно устанавливать датчики для контроля вибрации в горизонтально-поперечном и осевом направлениях каждого подшипникового узла.

Вертикальная составляющая вибрации измеряется на верхней части крышки подшипника над серединой длины его вкладыша.

Горизонтально-поперечная и горизонтально-осевая составляющие вибрации измеряются на уровне оси вала насоса против середины длины опорного вкладыша.

Таблица 4.2

Предельно допустимые нормы вибрации при эксплуатации насосов вспомогательного оборудования

Высота оси вращения ротора, мм	Среднее квадратическое значение виброскорости, мм/с
До 80	1,8
От 80 до 132	2,8
От 132 до 225	4,5
Свыше 225	7,1

Вибрация всех элементов крепления насоса к фундаменту измеряется и контролируется в вертикальном направлении.

У насосов, не имеющих выносных подшипниковых узлов (насосы со встроенными подшипниками), вибрация измеряется как можно ближе к оси вращения ротора.

При определении шумовых характеристик измеряются в соответствии с ГОСТ 23941 уровень звука L_A (дБА) в контрольных точках; уровень звукового давления (L_i, дБ) в октавных полосах частот (от 31,5 до 8000 Гц) в контрольных точках.

Приборы, применяемые для измерения шумовых характеристик, число точек измерения и измерительные расстояния определяются ГОСТ 12.1.028, технической документацией на конкретный шумомер и условиями эксплуатации диагностируемого оборудования.

При определении шумовых характеристик (базовых и текущих) должны соблюдаться одинаковые условия измерений (режим работы и количество одновременно работающего оборудования, режим работы вентиляционного оборудования и т. д.).

При измерении шумовых характеристик во взрывоопасных зонах следует применять приборы соответствующего исполнения, либо соблюдать условия безопасного проведения работ, допускающие применение приборов в обычном исполнении.

Допустимые уровни вибрации (нормы) приведены в табл. 4.1 и 4.2.

По результатам диагностических контролей принимается решение о выводе насосов в ремонт (текущий, средний или капитальный) или их дальнейшей эксплуатации.

4.2.1. Типовой объем работ при оперативном диагностическом контроле

Оперативный диагностический контроль основных, подпорных и вспомогательных насосных агрегатов осуществляется оператором каждые 2 ч визуально по показаниям контрольно-измерительной аппаратуры, установленной в операторной (аппаратура контроля вибрации, температуры, давления, подачи, утечек, силы тока и пр.).

Периодичность, форма и объем регистрируемых параметров должны быть определены нормативными документами с учетом возможной ручной, автоматизированной или смешанной системы регистрации информации.

Оценка вибрации основных магистральных и подпорных насосов осуществляется по контрольно-сигнальной виброаппаратуре (КСА). Регистрация величины вибрации осуществляется не менее одного раза в смену по каждой контролируемой точке при установившемся режиме. При отсутствии КСА дежурный персонал проводит измерения переносными виброметрами.

В качестве измеряемого и нормируемого параметра вибрации устанавливается среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости в рабочей полосе частот 10–1000 Гц.

Измерение значений виброскорости осуществляется в вертикальном направлении на каждой подшипниковой опоре. При этом регистрируется соответствующий режим работы насоса – подача и давление на входе.

Необходимость проведения каких-либо дополнительных диагностических или проверочных работ по результатам оперативного диагностического контроля определяет старший инженер НПС.

4.2.2. Типовой объем работ при плановом диагностическом контроле

Периодичность планового диагностического контроля определяется по наработке на отказ наиболее слабого звена.

В объем работ планового диагностического контроля магистральных и подпорных насосов входит контроль параметров, предусмотренный табл. 4.3 с учетом требований разделов 4.2.4 и 4.2.5.

Для магистральных и подпорных насосов, если $I_{0ТА}$ превышает 2000 ч, кроме планового контроля через каждые 2000 ч наработки, осуществляется оценка КПД и напора без остановки насоса. При величинах КПД и напора, соответствующих допустимым значениям согласно разделу 4.2.5, насосный агрегат эксплуатируют до наработки, равной наработке на отказ слабого звена.

Периодичность оценки КПД и напора для магистральных и подпорных насосов определена в 2000 ч из-за необходимости контроля снижения КПД по мере износа элементов щелевого уплотнения рабочего колеса и других факторов.

При наработке, соответствующей $T_{НА}$, насосный агрегат выводят из эксплуатации для проведения диагностического контроля данного звена и оценки технического состояния других деталей, доступных для осмотра.

Перед остановкой определяют эксплуатационные параметры НА при установившемся режиме перекачки для оценки его работоспособности и определения необходимости какого-либо ремонта.

Таблица 4.3

Виды диагностических работ и допустимые значения контролируемых виброакустических параметров и значений температур для магистральных и подпорных насосов

Вид диагностических работ	Контролируемый параметр и место измерения	Допустимое значение параметра
Оперативный диагностический контроль	СКЗ виброскорости на подшипниковых опорах в вертикальном направлении	6,0 мм/с
	СКЗ виброскорости на лапах корпуса насоса в вертикаль-	1,8 мм/с
	Температура подшипников	Увеличение температуры относительно базового значения на 10 °С
Плановый диагностический контроль	СКЗ и спектральные составляющие виброскорости на всех подшипниковых опорах в трех взаимно перпендикулярных направлениях	6,0 мм/с
	СКЗ виброскорости на лапах корпуса насоса, головках анкерных болтов в вертикальном направлении	1 ,8 мм/с
	Уровень шума	Увеличение относительно базового значения на 6 дБА
	Температура подшипников	Увеличение температуры относительно базового значения на 10 °С
	Вибрация опорно-упорного подшипника или подшипников качения	Не более 45 дБ

Продолжение таблицы 4.3

Неплановый диагностический контроль	Контролируемые параметры, их допустимые значения и место измерения соответствуют плановому диагностическому контролю	
Послеремонтный диагностический контроль	СКЗ виброскорости на подшипниковых опорах в трех взаимно перпендикулярных направлениях	Не более 4,5 мм/с
	СКЗ виброскорости на лапах корпуса насоса и головках анкерных болтов в вертикальном направлении	Не более 1 мм/с
	Вибрация опорно-упорного подшипника или подшипников качения Температура подшипников	Не более 35 дБ Не выше 70 °С

Во время планового диагностического контроля с выводом из эксплуатации насоса осуществляются все операции, выполняемые при техническом обслуживании согласно разделу 4.4.

Для вспомогательных насосных агрегатов определяется интенсивность вибрации по величине среднеквадратического значения виброскорости на корпусах подшипниковых узлов и на лапах крепления насосов к фундаментной плите или раме, измеряемого в вертикальном направлении.

4.2.3. Неплановый диагностический контроль

Внеплановый диагностический контроль проводится в следующих случаях:

- при резком изменении параметрических характеристик НА, не связанном с изменением режима перекачки;
- если интенсивность вибрации, приведенная к номинальному режиму перекачки, в любой из контролируемых точек

превысила 6,0 мм/с для основных магистральных и подпорных насосов или величину, равную 0,9 от предельно допустимого значения – для вспомогательных насосов;

- если интенсивность вибрации превысила базовое значение в 2 раза;
- если интенсивность вибрации на лапах корпуса насоса превысила 1,8 мм/с;
- если при установившемся режиме перекачки происходит внезапное изменение вибрации на 2 мм/с от любого предшествующего измеренного уровня виброскорости на подшипниковой опоре;
- если уровень шума насоса изменился на 6 дБА относительно базового значения;
- если температура подшипников изменилась на 10 °С относительно базового значения в определенных климатических условиях (зима, лето).

В объем внепланового диагностического контроля входят работы планового диагностического контроля, а также работы, определяемые в зависимости от результатов оперативного диагностического контроля и характера отклонений измеряемых величин:

- проверка центровки агрегата;
- осмотр и оценка технического состояния муфты, соединяющей валы насоса и двигателя;
- снятие крышки узла радиально-упорного подшипника и контроль степени затяжки гайки, состояния деталей подшипников, контровочного кольца и их посадки;
- демонтаж и осмотр деталей торцевых уплотнений; измерение и анализ спектральных составляющих виброскорости в точках, не предусмотренных плановым диагностическим контролем, с целью определения причин повышенной вибрации (корпус насоса, всасывающий и напорный патрубки, лапы насоса и головки фундаментных болтов и пр.), построение контурных виброхарактеристик.

4.2.4. Контроль работоспособности насосов по виброакустическим параметрам и температуре

Общая оценка технического состояния по вибрации проводится в соответствии с нормами вибрации насосов (табл. 4.1).

После монтажа нового или отремонтированного насоса, проведения ремонта, замены муфты, установки рабочего колеса другого типоразмера проводятся измерения и фиксируются базовые значения вибрации, температуры и шума. При этом, если режим работы насосного агрегата лежит в диапазоне подач от 0,8 $Q_{ном}$ до 1,2 $Q_{ном}$, насос допускается к эксплуатации при интенсивности вибрации на подшипниковых узлах не более 4,5 мм/с, на головках фундаментных болтов (лапах корпуса) – не более 1,0 мм/с. В противном случае считается, что насос неисправен или его монтаж выполнен некачественно. Необходимо установить причины повышенной вибрации и устранить их.

Основные причины вибрации насосных агрегатов и характер их проявления представлены в табл. 4.4, там же рекомендованы способы устранения дефектов.

Таблица 4.4

Влияние неисправностей на виброакустический спектр насосного агрегата

Причина неисправностей	Частота преобладающей, составляющей вибрации, $с^{-1}$	Направление	Примечание
Дисбаланс вращающихся элементов. Ослабление посадки деталей ротора	$f=1\times\frac{n}{60}$	Радиальное	Частая причина высокой вибрации оборудования
Несоосность	$f=1\times\frac{n}{60}$ $f=2\times\frac{n}{60}$ $f=3\times\frac{n}{60}$ $f=4\times$	Радиальное и осевое	Частая причина вибрации. Осевая вибрация - главный показатель, часто она превышает радиальную

Продолжение таблицы 4.4

Причина неисправностей	Частота преобладающей, составляющей вибрации, с-1	Направление	Примечание
Нецилиндричность шейки вала	$f=1\times\frac{n}{60}$	Радиальное	
Повреждение подшипников качения Овальность внутреннего кольца Радиальный зазор Неуравновешенность, разностенность сепаратора Волнистость, гранность шариков Дефекты дорожки внутреннего кольца Дефекты дорожки внешнего кольца	Частоты, вызываемые повреждением отдельных деталей, и высокие частоты (до 20-60 кГц) $fов=\frac{n}{60}$ $fра=\frac{n}{120}\left(1-\frac{d_m}{D_0}\cos\beta\right)$ $fс=\frac{n}{120}\left(1-\frac{d_m}{D_0}\cos\beta\right)$	Радиальное и осевое, обычно с низкой амплитудой	Zm – число тел качения; dm – диаметр шарика; D0 – средний диаметр подшипника D0= $\frac{D+d}{2}$ D и d – наружный и внутренний диаметры подшипника; β – угол давления (соприкосновения) К – число волн, граней) на шарике К1 и К2 – число дефектов внутреннего и наружного колец
Неравномерный зазор ротор - статор электродвигателя	$f=2\times\frac{n}{60}$	Радиальное	
Короткое замыкание обмотки возбуждения синхронного электро-	$f=1\times\frac{n}{60}$	Радиальное	
"Масляное биение" в подшипнике скольжения	$f=(0.42\div0.48)\times\frac{n}{60}$	Радиальное	

Продолжение таблицы 4.4

Причина неисправностей	Частота преобладающей, составляющей вибрации, $с^{-1}$	Направление	Примечание
Неравномерность потока охлаждающего воздуха	$f = Z_n \times \frac{n}{60}$	Радиальное	Zn – число лопаток вентилятора
Гидравлический небаланс рабочего колеса	$f = 1 \times \frac{n}{60}$	Радиальное	
Неравномерность поля скоростей и вихре образование в насосе	$f = Z_{рК} \times \frac{n}{60}$	Радиальное, осевое	
Кавитационные явления в насосе	Частоты в начальной стадии кавитации до 3 кГц в начале срывной стадии на 1-2 кГц	Радиальное, осевое	
Неисправность зубчатой муфты	$f = 1 \times \frac{n}{60}$ и высокочастотная		Для обоих смежных с муфтой подшипниковых опор
Ослабление жесткости подшипникового узла	$f=1 \times \frac{n}{60}$ $f=2 \times \frac{n}{60}$	Радиальное, горизонтальное	

Приведенная диагностическая таблица может помочь при обнаружении источников и причин повышенной вибрации и шума, частоты которых можно определить методами частотного анализа.

Основные причины вибрации насосных агрегатов обусловливаются механическими, электромагнитными и гидродинамическими явлениями, а также жесткостью опорных систем.

Краткая характеристика причин вибрации, позволяющая принять меры по их устранению, следующая.

А. Неуравновешенность ротора (дисбаланс) – состояние ротора, характеризующееся таким распределением масс, которое во время вращения вызывает переменные нагрузки на опорах ротора и его изгиб. Это наиболее общая из частот встречающаяся причина вибрации. Максимальная амплитуда вибрации при дисбалансе имеет радиальное направление.

Частота вибрации (в Гц), характерная для дисбаланса, равна:

$$f = \frac{n}{60},$$

где n – частота вращения ротора в минуту.

Б. Качество смазки подшипников скольжения.

Основными причинами повышенных уровней вибрации являются:

а) силы трения между поверхностями подшипника и шейки вала, возникающие в результате неравномерной и неправильной смазки подшипников; в неправильно смазанных подшипниках возникает контакт поверхностей вала и подшипника и появляется "скрип" в результате скачкообразного движения шейки вала и поверхности опоры. Эти колебания происходят на субгармониках частоты вращения, т. е. 1/2 и 1/3 основной частоты вращения; максимальная амплитуда вибрации имеет радиальное направление;

б) вихревая смазка, она определяется на частоте, близкой к половинной основной частоты вращения; эта вибрация является процессией вала в подшипнике под влиянием смазки; пленка смазки, непосредственно соприкасающаяся с валом в граничном слое, вращается со скоростью вала, а пленка, находящаяся на неподвижной поверхности подшипника, неподвижна; средняя частота вращения смазки примерно равна половине частоты вращения вала и является частотой его процессии в зазоре подшипника; максимальная амплитуда вибрации имеет радиальное направление.

В. Дефекты подшипников качения характеризуются высокочастотной составляющей, с частотой равной – $n \cdot f$ и кратными ей (n – число тел качения, f – оборотная частота).

Г. Некачественная сборка – основные неисправности этой группы – несовпадение осей, большие зазоры в подшипниках, дефекты шестерен зубчатых передач, ослабление механических соединений и т. д. Основная особенность этой группы причин – зависимость амплитуды вибрации от оборотной частоты и нагрузки. Наиболее распространенный дефект этой группы – несоосность характеризуется значительной вибрацией в аксиальном направлении. Следует отметить, что несоосность идентифицируется по различным гармоническим составляющим частоты вращения, чаще всего по второй. Однозначно оценить несоосность по какой-либо гармонической составляющей частоты вращения в настоящее время не представляется возможным из-за сложности и недостаточной изученности динамических процессов, возникающих при указанной неисправности.

Д. Магнитные силы – проявляются у электродвигателей. Характеризуются вибрацией на частоте питающей сети и ей кратных.

Е. Источники вибрации гидродинамического происхождения. Эти вибрации возникают в тех случаях, когда рабочее колесо насоса изготовлено недостаточно точно и различается по шагу, углу между лопастями, по длине, толщине и углам установки лопастей. Силы, действующие на отдельные лопасти рабочего колеса, при этом не уравновешиваются и создают вибрацию с частотой f. Силы, ее вызывающие, существенно меньше сил от механической неуравновешенности и могут быть обнаружены, когда ротор хорошо отбалансирован.

Гидродинамическими источниками колебаний могут быть динамические составляющие радиальных и осевых сил, действующих на ротор насоса и обусловленных неравномерностью распределений давлений в проточных каналах насоса. Пульсации этих сил являются сложными колебаниями, содержащими компоненты на частоте вращения f, лопастной частоте $Z \cdot f$ (Z – число лопаток) и их гармоники – kf и kZf (k – 1, 2, 3... – номер гармо-

ники). Работа насоса с отклонениями от номинальной подачи или с недостаточным подпором на входе – одна из частых причин повышенной вибрации. По возможности, режим насоса следует привести к номинальному, что обычно снижает вибрацию агрегата, если она была вызвана гидродинамическими явлениями режимного характера.

Ж. Специфический источник вибрации у насосов – кавитация, которая возникает при местном понижении давления в тех областях потока, где скорости достигают максимального значения, т. е. при обтекании тел. В результате возникающего при этом разрыва сплошности жидкости в ней образуются кавитационные полости – пузырьки или каверны, заполненные газом или паром. Захлопывание кавитационных пузырьков сопровождается значительным местным повышением давления и образованием ударной волны. При этом возникают вибрации, охватывающие широкую область частот от 1000 Гц и выше.

И. Резонансные колебания элементов и узлов насосного агрегата. Наиболее опасны для механических систем, так как даже при сравнительно малых возмущениях могут возникнуть в них большие динамические напряжения.

Резонансные колебания могут возникнуть из-за близости рабочих частот вращающихся деталей агрегата или кратных им частот; из-за изменения условий работы подшипников, способствующих приближению собственных частот агрегата к рабочим частотам; из-за дефектов фундамента (оседание фундамента, нарушение металлоконструкций, ослабление анкерных болтов агрегата и т. п.). Направление максимальной вибрации любое.

К. Внешние причины. Насосные агрегаты имеют неразделенные или слабо разделенные фундаменты. В этих случаях вибрация передается через фундамент и может привести к ослаблению креплений и соединений, разрушению подшипниковых узлов и т.д. В случае близости рабочих частот вращения агрегатов наведенная вибрация может быть обнаружена по тому, что измеренные колебания будут иметь вид биений. Направление максимальной вибрации любое.

При проведении измерений необходимо попытаться разделить перечисленные источники повышенной вибрации НА. При наличии повышенной вибрации подшипниковых опор агрегата необходимо проверить жесткость крепления подшипниковых опор к корпусу или раме, жесткость крепления корпуса насоса и рамы двигателя к фундаменту. Повышенная вибрация в горизонтальной плоскости указывает на уменьшение жесткости в горизонтальных направлениях.

При нормальной жесткости опоры ее колебания во всех направлениях равномерно уменьшаются при приближении к плоскости крепления и не уменьшаются в случае ослабления крепления опоры к раме или корпусу. Имеет место резкое различие величин колебаний и фаз при замере вибрации опоры и рамы в близлежащих точках при ослаблении жесткости. При отрыве рамы или корпуса от фундамента, их вибрация по величине и фазе будут резко отличаться от вибрации фундамента. Если жесткость находится в допустимых пределах, вибрация фундамента и агрегата в близлежащих точках будет одного значения.

Л. Изменение вибрации подшипниковых опор при уменьшении тока возбуждения синхронного электродвигателя свидетельствует о наличии короткозамкнутых витков в обмотке ротора или неравномерном радиальном воздушном зазоре между ротором и статором электродвигателя. При уменьшении тока возбуждения вибрации от замыкания в роторе снижается без задержки во времени, а при снятии возбуждения исчезает совсем.

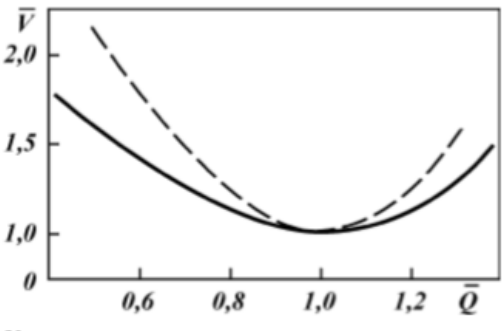


Рис. 4.1. Усредненная зависимость изменения интенсивности вибрации насосов с номинальными рабочими колесами от подачи: ---- – насосы НМ с подачей от 7000 до 100000 м³/ч; —— – насосы НМ с подачей от 1250 до 3600 м³/ч

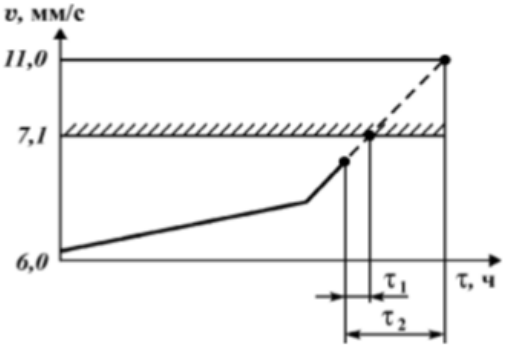


Рис. 4.2. К определению остаточного ресурса машины по уровню вибрации

Сравнение и анализ изменения величин вибрации насосного агрегата, эксплуатируемого на различных подачах, необходимо проводить по приведенным к номинальной подаче величинам вибрации. Зависимость изменения вибрации от конкретной подачи ориентировочно представлена на рис. 4.1. Для конкретного типоразмера насоса и его рабочего колеса рекомендуется получить такую зависимость экспериментально.

По результатам измерения вибрации для каждой контролируемой точки строится график (тренд) изменения среднего квадратичного значения виброскорости в зависимости от наработки, например, как на рис. 4.2.

До виброскорости 6,0 мм/с линию тренда можно представить прямой линией, проведенной согласно полученным значениям вибрации. Далее линия тренда проводится по значениям вибрации, соответствующим наработке насосного агрегата после виброскорости 6,0 мм/с. Линия тренда, построенная после достижения уровня вибрации 6,0 мм/с, как правило, будет располагаться под большим углом к оси абсцисс и позволит оценить время наступления предельно допустимого значения вибрации τ_1 при предельном значении виброскорости 7,1 мм/с или τ_2 – при 11,2 мм/с.

Для более достоверной оценки технического состояния и остаточного ресурса отдельных деталей или узлов рекомендуется строить также тренд по основным спектральным составляющим, указывающим возможные дефекты насосных агрегатов.

4.2.5. Оценка работоспособности насосов по параметрическим критериям

После монтажа и пуска в эксплуатацию нового насосного агрегата или после ремонта необходимо определить рабочие параметры, называемые базовыми, и сравнить их с паспортными. При отклонении напора насоса от паспортных значений в сторону уменьшения на 4 % и более, а КПД насоса –более 3 % в зависимости от типоразмера необходимо провести техническое обследование насосного агрегата, запорной арматуры вспомогательных систем, включая обследование проточной части насоса на предмет обнаружения искажения отливки корпуса и рабочего колеса, некачественного выполнения литья и механической обработки. Деформации характеристик насосного агрегата могут быть вызваны причинами, указанными в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Причины деформаций характеристик насосов

Описание деформации характеристик	Возможная причина
Насос развивает меньший напор и потребляет меньшую мощность, КПД – без изменений по сравнению с базовыми (паспортными) значениями	Искажение отливки рабочего колеса Уменьшенный диаметр рабочего колеса КПД двигателя ниже паспортного
Напор, КПД снижены, мощность – без изменений	Увеличение шероховатости проточной части корпуса насоса Грубая, некачественно обработанная поверхность межлопаточных каналов рабочего колеса и корпуса Колесо установлено несимметрично относительно вертикальной оси улитки насоса

Продолжение таблицы 4.5

Напор – без изменения, мощность – выше, а КПД ниже базовых значений	Дефекты подшипниковых узлов и их сборки; Расцентровка частей НА; Прогиб вала; Работа около критической частоте вращения Контакт в уплотнении рабочего колеса; Загрязнение внутренней полости электродвигателя Повышенный температурный режим работы.
Насос развивает больший напор и потребляет большую мощность, КПД – без изменений по сравнению с базовыми значениями	Наружный диаметр рабочего колеса увеличен
КПД насоса резко падает, падение напора имеет срывной характер по сравнению с базовыми характеристиками	Недостаточный подпор на входе в насос, кавитация
При заданных значениях напора подача меньше базовой, КПД несколько ниже базовых значений	Увеличены (но не чрезмерно) утечки через уплотнения рабочего колеса и вала
Значения напора и КПД ниже, а мощности – выше базовых значений	Чрезмерные утечки через уплотнение рабочего колеса и торцевые уплотнения пропускает обратный клапан
Напорная характеристика ниже базовой, особенно в области малых и больших подач	Наличие крупнодисперсных включений газа в перекачиваемой жидкости (но не более 2–5 % по объему)
Для всей области подач требуется больший допускаемый кавитационный запас	Износ входных кромок лопатки рабочего колеса

Продолжение таблицы 4.5

Мощностная характеристика – без изменений, напорная характеристика проходит круче, напор при 0 = 0 – выше, макси-	Площади спирального отвода уменьшены по сравнению с расчетными
Напорная характеристика более полога, максимальный КПД возрастает и смещается в сторону больших подач	Перерасширение площади спирального отвода

В случае значительного отличия базовых значений характеристик от паспортных необходимо производить доводку насосного агрегата с последующим повторным определением новой базовой характеристики и сравнением ее с паспортной.

Основным критерием удовлетворительной работы торцевых уплотнений является величина утечек, замеряемая объемным способом, она должна быть не более $0{,}3–10^{-3}$ м^3/ч (0,3 л/ч).

Допускается кратковременное (в течение 24 ч работы насоса) увеличение утечек до 0,7 л/мин.

Контроль работоспособности торцевых уплотнений насоса может осуществляться также измерением температуры торцевого уплотнения с помощью термодатчика и температуры нефти в насосе на входе в камеру торцевых уплотнений.

Он основан на сравнении температур обоих уплотнений между собой и их изменении во времени.

При этом в обоих торцевых уплотнениях насоса через определенный интервал времени измеряется температура назадней стенке невращающегося контактного кольца. Каждое значение температуры на торцевом уплотнении сравнивается с предельно допустимым, при достижении предельного значения выдается сигнал на остановку насосного агрегата. Если значения температуры на торцевом уплотнении не превышают предельных, то проводится анализ изменения температуры на каждом торцевом уплотнении и по отношению друг к другу. Если значения температуры на обоих торцевых уплотнениях постоянны во времени и равны друг другу, то работа узлов торцевых уплотнений является нор-

мальной. Если на одном торцевом уплотнении значение температуры во времени постоянно, а на втором уплотнении растет, то во втором уплотнении обнаружен режим сухого трения, который может быть вызван нарушением геометрии контакта, засорением части системы охлаждения, относящейся к этому уплотнению (например, импеллера), и другими причинами. Если на одном уплотнении значение температуры во времени постоянно, а на втором уплотнении падает, то второе уплотнение неработоспособно. Эта неработоспособность может быть вызвана заклиниванием аксиально-подвижной втулки, если температура упала до значения температуры нефти в насосе.

Причиной незначительного падения температуры является утечка через резиновые уплотнения или утечка через контакт пары трения. Если температура на первом уплотнении повышается, а на втором – понижается или постоянна, то неработоспособен радиально-упорный подшипник, причем осевая нагрузка действует на первое уплотнение и может его разрушить. Если температуры на обоих уплотнениях повышаются, то неработоспособна система охлаждения (например, из-за засорения или износа импеллера). Если значения уплотняющего давления и температуры основного потока жидкости не постоянны, то поставленный диагноз носит предварительный характер. Если при этом диагностируется отказ, то выдается предупредительный сигнал, а не сигнал на аварийную остановку. Если режим по указанным параметрам постоянный, то при диагностировании отказа выдается сигнал на аварийную остановку насосного агрегата.

Указанный метод диагностирования реализуется простым устройством на центробежных насосах двухстороннего всасывания, имеющих два торцевых уплотнения вала. Устройство содержит два датчика температуры в торцевых уплотнениях и датчик температуры и давления перекачиваемой жидкости на входе в насос (или в камере торцевых уплотнений), искробезопасные блоки, коммутирующие сигналы и сопрягаемые с системой автоматики НПС или АСУ ТП или входом ПЭВМ.

В качестве термопар можно использовать применяемые в оборудовании НПС хромель-копелевые термопары, а датчиков давления – преобразователи давления типа "Минитран".

Как правило, в обвязке насосов восьмиканальными устройствами сигнализации СТ-136М минимум два канала на каждый насос не задействованы. Эти каналы можно использовать для подключения к датчикам температуры, в качестве которых рекомендуется использовать термометры сопротивления ТСМ-0979 градуировки 50 М. С учетом результатов опытной эксплуатации таких систем в качестве контрольного и предельного значений температуры в торцевых уплотнениях необходимо установить соответственно 105 и 130 °С для уплотнений типа ТМ-120М, 95 и 105 °С – для уплотнений типа УНИ.

Реализация метода также возможна на НПС с венгерской автоматикой типа AVH-MINITAK.

При внедрении метода необходимо также учитывать температуру нефти и давление на входе в насосы, которые фиксируются в существующей системе телемеханики. Поэтому использование этих параметров не потребует дополнительных работ.

В процессе эксплуатации насосного агрегата его техническое состояние меняется вследствие износа деталей и узлов. Наиболее распространенной и значимой причиной ухудшения характеристик насоса в процессе эксплуатации является износ деталей щелевого уплотнения рабочего колеса.

Причины отличия текущих характеристик насосных агрегатов от базовых те же, что и базовых от заводских паспортных, за исключением причин, связанных с литьем и механической обработкой проточной части насоса (табл. 4.5).

Насосные агрегаты необходимо выводить в ремонт при снижении величины напора насоса от базовых значений на 5–6 % и более для насосов горизонтального исполнения и на 7 % – для вертикальных подпорных насосов. Значение возможного снижения КПД относительно базового значения может уточняться для конкретного типоразмера насоса на основании экономической оценки из условия, что стоимость ремонта, при котором обеспечивается восстановление первоначального КПД, будет выше затрат, вызванных перерасходом электроэнергии из-за снижения КПД насоса. Для насосов типа НМ значение снижения КПД составляет 2–4 % в зависимости от типоразмера

(НМ 500-300, НМ 710-280 – 4 %; НМ 1250-260 – 3,5 %; НМ 2500-230 – 3 %; НМ 3600-230, НМ 5000-210, НМ 7000-210, НМ 10000-210 и подпорные насосы – 2 %; подпорные вертикальные насосы – 3,5 %).

Решение о дальнейшей эксплуатации насосного агрегата или выводе его в ремонт принимается с учетом результатов вибродиагностики.

Диагностирование состояния насосных агрегатов по параметрическим критериям допускается проводить как на основе данных, полученных по каналам телемеханики, так и на основе контрольных измерений с применением образцовых средств измерений давления, подачи, мощности, частоты вращения ротора насоса, плотности и вязкости перекачиваемой нефти.

Измеряемые параметры и средства измерения:

давление на входе и выходе насосного агрегата измеряется штатными первичными преобразователями давления с точностью 0,6 % при использовании АСУ или образцовыми манометрами класса 0,25 или 0,4;

подача определяется по узлу учета, по объемам резервуаров с помощью переносных ультразвуковых расходомеров или другими способами;

мощность, потребляемая насосом, измеряется при помощи штатных первичных преобразователей мощности с точностью не ниже 0,6 %. При установившихся режимах для грубой оценки допускается определять мощность по счетчику потребляемой электроэнергии или вольтметру и амперметру. Мощность, потребляемую насосным агрегатом, можно замерить и комплектами К-506, К-505 или им подобными;

частота вращения ротора замеряется датчиком частоты вращения с точностью 0,5 %;

плотность и вязкость перекачиваемой нефти определяются по узлам учета или в химлаборатории НПС.

Условия выполнения измерений параметров следующие: из расчетов должны быть исключены значения текущих параметров, измеренные в первые 72 часа после монтажа или ремонта насоса, так как в это время происходит приработка дета-

лей и интенсивный рост зазоров в щелевых уплотнениях рабочего колеса;

при запуске или остановке контролируемого насосного агрегата или соседних с ним агрегатов НПС;

при переключении измерительных линий на узлах учета нефти.

Замер параметров проводится только при установившемся (стационарном) режиме перекачки.

Контроль стационарности режима осуществляется по подаче (при возможности непосредственного измерения) или по давлению на входе или выходе НА. Колебания контролируемого параметра не должны превышать ±3 % от среднего значения.

Параметры измеряются при бескавитационном режиме работы НА (контролируются при измерении вибрации и по давлению на входе в насос) и отсутствии перетока нефти через обратный клапан.

При проведении параметрических испытаний выполняется анализ перекачиваемой нефти с определением плотности и вязкости каждый раз при смене потока нефти, но не реже одного раза в сутки.

Значения текущих параметров должны быть приведены к условиям, при которых получены базовые характеристики согласно ГОСТ 6134.

Для насосов типа НМ с постоянной частотой вращения ротора влияние вязкости перекачиваемой нефти на напорную характеристику необходимо учитывать при вязкости более 1,0–10^{-4} м^2/с для насосов с подачей 1250–2500 м^3/ч, вязкости более 2–10^{-4} м^2/с – для остальных насосов. Влияние вязкости на энергетическую характеристику ($\eta - Q$) необходимо учитывать при вязкости более 0,6–10^{-4} м^2/с.

Оценку текущих параметров (подачи, мощности, напора и КПД) необходимо производить по среднеарифметическому значению трех замеров (не менее).

Для построения базовых характеристик необходимо обработать в соответствии ГОСТ 6134, не менее десяти точек (режи-

мов) в диапазоне подач от 0 до Q_{max}, для построения текущих характеристик – не менее 3–4 точек (режимов).

4.3. Выполнение регламентных работ

Если в паспортах, ТУ, инструкциях и других нормативных документах на насосные агрегаты регламентированы другие работы с объемом и периодичностью, отличными от изложенных, то они являются обязательным дополнением к приведенным в работах и могут выполняться как при работающих насосах, так и при регламентных остановках.

Перед регламентной остановкой осуществляется диагностический контроль насоса в объеме планового.

Если регламентная остановка насоса связана с проведением дефектоскопии вала, то выполняемый объем работ приравнивается к среднему ремонту.

Регламентная остановка также производится для замены рабочих колес насоса на другие типоразмеры, если это предусматривается технологическими режимами работы нефтепровода.

Регламентные остановки совмещаются по возможности с ремонтами насосов, техническим обслуживанием или плановым диагностическим контролем.

4.4. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

Техническое обслуживание (ТО) насосов осуществляется эксплуатационно-ремонтным персоналом НПС.

Для магистральных и подпорных насосов проводятся проверки состояния фланцевых и резьбовых соединений, затяжки фундаментальных болтов; уровня масла в маслобаках, герметичности маслопроводов и вспомогательных трубопроводов; герметичности торцевых уплотнений ротора насоса; затяжки болтовых соединений зубчатой или пластинчатой упругой муфты; равномерности зазора по окружности между втулкой и диафрагмой беспромвального узла, наличия всех болтов и их затяжки; герметичности уплотнения в разделительной стенке

между отделениями насосов и электродвигателей (через каждые шесть месяцев).

Кроме того, для подпорных насосов проводятся:

– дополнение консистентной смазки Литол 24 в опорно-упорные подшипники насосов НПВ 1250-60 и НПВ 2500-80;

– проверка по маслоуказателю уровня турбинного масла в НПВ 3600-90 и НПВ 5000-120 и восстановление уровня при необходимости;

– замена смазки для насосов НПВ 1250-60 и НПВ 2500-80 через каждые 900±50 ч работы, для насосов НПВ 3600-90 и НПВ 5000-120 – через каждые 3000±300 ч;

– осмотр резиновых колец втулочно-пальцевой муфты через каждые 7000 ч работы;

– полная замена масла в корпусе упорного подшипника, смазка радиального подшипника промежуточного вала и зубчатой муфты насоса Вортингтон 26QL CM/2 через каждые 5000 ч работы.

Устранение обнаруженных неисправностей и дефектов осуществляется при отключенном насосном агрегате и его обесточивании.

Если насосный агрегат находится в состоянии резерва более месяца, то с целью проверки его работоспособности производится кратковременное включение его в работу один раз в месяц и прокрутка ротора не реже 1 раза в 15 дн. с поворотом на 180° для предотвращения прогиба вала насоса.

Для насосов вспомогательных систем осуществляются:

проверка состояния фундаментных болтов, муфты соединения насоса с электроприводом; набивка или замена сальника насоса, смазка подшипников;

подтяжка фланцевых соединений насоса;

проверка герметичности запорной арматуры, трубопроводов, плавности открытия и закрытия задвижек и вентилей;

устранение подтеков и неплотностей маслопроводов, трубопроводов утечки нефти и опорожнения насоса.

4.5. Типовой объем работ при текущем ремонте

Для магистральных и подпорных насосов проводятся все операции технического обслуживания, а также: подготовка транспортных средств, подъемных механизмов и приспособлений, инструментов; проверка наличия и состояния запасных частей, мест для укладки узлов и деталей насоса; проверка состояния подшипников, торцевых уплотнений, зубчатой и пластинчатой муфт; смена смазки зубчатой муфты; измерение радиальных зазоров во вкладышах подшипников, натяга крышек радиально-упорного подшипника и подшипника скольжения; разборка, дефектация и сборка торцевых уплотнений; вновь устанавливаемые торцевые уплотнения должны пройти обкатку и испытание на стенде БПО (ЦБПО); проверка герметичности стыков крышки с корпусом основных и горизонтальных подпорных насосов, крышки со стаканом вертикальных подпорных насосов; контроль работоспособности и, при необходимости, ремонт системы обогрева элементов картера вертикальных насосов; проверка центровки и подготовка насосного агрегата к пуску; пуск, измерение и анализ рабочих параметров насосного агрегата под нагрузкой.

Для насосов вспомогательных систем выполняются все операции ТО, а также разборка, промывка деталей и узлов, дефектация и замена изношенных деталей, сборка и монтаж отремонтированного насоса; проверка центровки, пуск и проверка рабочих параметров.

4.6. Типовой объем работ при среднем ремонте

При среднем ремонте магистральных и подпорных насосов проводятся все операции текущего ремонта, а также:

– опорожнение от нефти, вскрытие и разборка насоса;

– очистка, промывка и визуальный осмотр узлов и деталей;

– проверка состояния надежности крепления и стопорения втулок вала, радиально-упорных подшипников (если вал не меняется);

– проверка степени износа импеллерных втулок;

– контроль размеров и технического состояния посадочных и резьбовых поверхностей вала, лопаток и дисков рабочего колеса, при необходимости ремонт или замена;

– измерение радиальных зазоров в щелевых уплотнениях рабочего колеса и, в случае превышения нормативных значений, указанных на рис. 4.3–4.5 и в табл. 4.6 – 4.9, замена уплотнительного кольца или восстановление размеров элементов щелевого уплотнения;

– дефектоскопия вала (если срок ее проведения совпадает с временем выполнения среднего ремонта);

– замена паронитовых прокладок между крышкой и корпусом насосов.

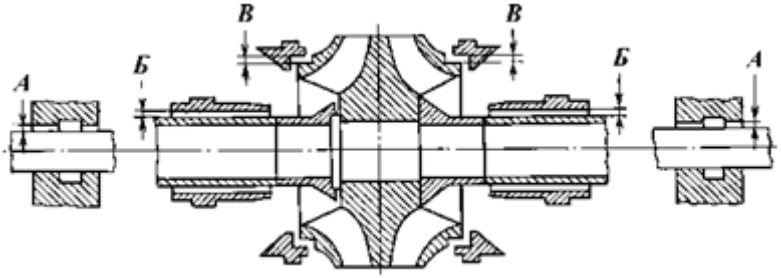


Рис. 4.3. Зазоры в щелевых уплотнителях роторных насосов типа НМ (см. табл. 4.6)

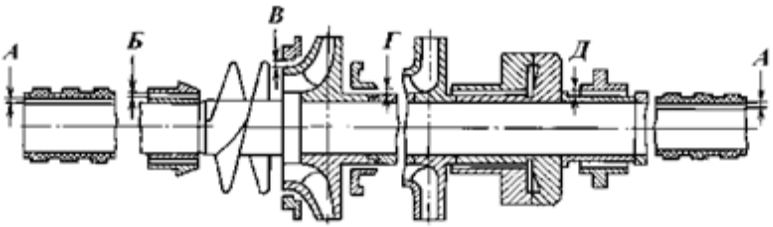


Рис. 4.4. Зазоры в щелевых уплотнениях роторов насосов типа НМ (секционные) (см. табл. 4.7)

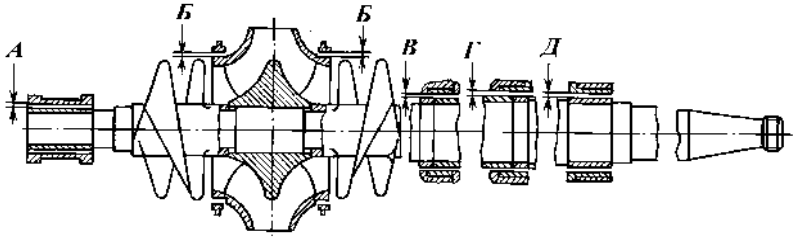


Рис. 4.5. Зазоры в щелевых уплотнениях роторов насосов типа НПВ. (см. табл. 4.8)

Таблица 4.6

Типоразмер насоса	Размер зазора, мм (см. рис. 4.3)		
	А	Б	В
НМ 10000-210	0,12-0,21	0,4-0,5	0,25-0,33
НМ 7000-210	0,12-0,21	0,4-0,5	0,25-0,33
НМ 5000-210	0,08-0,16	0,25-0,38	0,25-0,33
НМ 3600-230	0,08-0,21	0,25-0,34	0,25-0,33
НМ 2500-230	0,08-0,21	0,25-0,50	0,25-0,33
НМ 1250-260	0,065-0,185	0,4-0,5	0,25-0,33

Таблица 4.7

Типоразмер насоса	Размер зазора, мм (см. рис. 4.4)				
	А	Б	В	Г	Д
НМ 125-550 - НМ 710-280	0,10-0,18	0,08-1,20	0,22-0,27	0,22-0,27	0,25-0,30

Таблица 4.8

Типоразмер	Размер зазора, мм (см. рис. 4.4)				
Типоразмер насоса	Размер зазора, мм (см. рис. 4.5)				
	А	Б	В	Г	Д
НПВ 1250-60	0,06-0,10	0,25-0,37	0,25-0,35	0,10-0,17	0,25-0,35
НПВ 2500-80	0,06-0,10	0,25-0,37	0,25-0,35	0,10-0,17	0,25-0,35
НПВ 3600-90	0,17-0,22	0,25-0,37	0,25-0,35	0,175-0,220	0,25-0,35
НПВ 5000-120	0,17-0,22	0,25-0,37	0,25-0,35	0,175-0,220	0,25-0,35

Таблица 4.9

Величина значения зазоров в щелевых уплотнениях ротора насоса тина 26 QL CM/2 (Вортингтон)

Между какими деталями указывается зазор (см. рис. 4.5)	Размер зазора, мм
Между корпусом первой ступени и сменными кольцами рабочего колеса	0,6-0,8
Между средней частью корпуса и сменными кольцами рабочего колеса	0,8-1,0
Между валом первой ступени и подшипником всасывающего раструба (нижнего и верхнего)	0,345-0,485
Между валом первой ступени и подшипником скольжения корпуса	0,345-0,485
Между валом первой ступени и защитной втулкой	≈ 2
Между промежуточным валом и промежуточным подшипником корпуса	0,345-0,485
Между втулкой промежуточного вала и уплотнительной втулкой	0,230-0,333
Между втулкой промежуточного вала и защитной втулкой механического уплотнения	0,8-1,0

В зависимости от технического состояния узлов и деталей насоса проводятся замена (или ремонт) ротора, устанавливаемый ротор должен быть динамически отбалансирован; ремонт (восстановление) или замена уплотняющих втулок, колец импеллерных втулок; замена (или ремонт) подшипников скольжения, пришабровка новых вкладышей по валу с проверкой прилегания вкладышей к корпусу подшипника; замена шарикоподшипников; восстановление антикоррозионных покрытий и окраски; разборка, ремонт, сборка воздушной камеры беспромвального узла и установка зазоров между втулкой и диафрагмой беспромвального узла; проверка избыточного давления в воздушной камере уплотнения промежуточного вала (не менее

196,2 Па (20 мм вод. ст.); сборка, центровка, опробование под нагрузкой, измерение и анализ рабочих режимов.

Все резиновые уплотнительные кольца подлежат замене на новые.

Для вертикальных подпорных насосов, кроме того, проводятся проверка отсутствия течи из стакана, из-под крышки и из картера; замена импеллера, всех прокладок и крепежных деталей со смятой или сорванной резьбой более двух ниток; проверка состояния шнеков, рабочего колеса уплотнительных колец и узла торцевого уплотнения; ремонт торцевого уплотнения с заменой пар трения и уплотняющих колец.

Полная разборка, составление дефектной ведомости и восстановление деталей ротора производятся на БПО (ЦБПО). После сборки новых или восстановленных деталей осуществляется динамическая балансировка ротора.

4.7. Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте осуществляются все операции среднего ремонта, а также демонтаж насосов; проверка состояния корпусов, патрубков насоса, состояния стакана насосов типа НПВ и Вортингтон и, при необходимости, их ремонт, заварка обнаруженных дефектов стальных корпусов и деталей насосов, нанесение вновь антикоррозионного и декоративного покрытия, покраска насосов; испытания на герметичность и прочность заваренных стальных корпусов.

При обнаружении поверхностных трещин или негерметичности проводят дефектоскопию деталей.

Чугунные детали с обнаруженными трещинами заменяются на новые.

Демонтаж подлежащего капитальному ремонту и монтаж нового или заранее отремонтированного насоса осуществляется персоналом выездной ремонтной бригады или специализированными пуско-наладочными организациями, при этом проводятся дефектация и ремонт фундамента с заменой анкерных болтов (при необходимости); установка и монтаж насоса; гидравлические испытания насосов при давлении $P_{исп} = 1{,}5P_{раб.}$;

центровка агрегата, опробование под нагрузкой в течение 72 ч (при работе на нефтепроводе) и повторная проверка центровки; измерение и анализ рабочих параметров.

Для насосов вспомогательных систем проводятся демонтаж подлежащего капитальному ремонту насоса и доставка его на БПО, монтаж нового или заранее отремонтированного насоса, центровка и опробование его под нагрузкой.

4.8. Нормативы технического обслуживания и ремонта

Периоды времени между плановыми диагностическими контролями определяются для каждого насоса с учетом прогнозных оценок предыдущего диагностического контроля, срока службы и показателей надежности данного насоса.

До получения расчетных значений периодичность диагностических контролей насосов рекомендуется определять по табл. 4.10 с учетом данных оперативного диагностического контроля.

При эксплуатации насосов, ресурс которых приближается к предельному сроку службы, значения периодичностей, приведенные в табл. 4.10, уточняются в соответствии с изложенными в разделе 3.3.

В случае принятия решения для какого-либо типа насоса о выполнении восстановительных работ через заранее определенные интервалы времени ТО, Т, С и К ремонты выполняются в плановом порядке, с учетом периодичностей, указанных в паспорте агрегата.

5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

5.1. Контроль работоспособности арматуры

Вся вновь устанавливаемая отечественная и импортная арматура должна иметь сертификат соответствия требованиям стандартов и нормативных документов.

Предприятия должны осуществлять учет срока службы, наработки и количества циклов включения арматуры.

Технологический режим работы запорной арматуры с указанием диапазона перепада давления (до и после арматуры), максимального рабочего давления, обязательности местного и дистанционного управления устанавливается на основании проектной документации, утверждается главным инженером предприятия и доводится до сведения эксплуатационно-ремонтного персонала.

При аварийных ситуациях на НПС запорная арматура может эксплуатироваться непродолжительное время в режиме дросселирования с частично открытым запорным органом в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

Арматура считается работоспособной, если:

- обеспечиваются прочность и плотность материалов деталей и сварных швов, работающих под давлением;
- не наблюдаются пропуск среды и потение сквозь металл и сварные швы;
- обеспечивается герметичность сальниковых уплотнений и фланцевых соединений арматуры по отношению к внешней среде;
- обеспечивается герметичность затвора арматуры в соответствии с паспортом на запорную арматуру;
- обеспечивается плавное перемещение всех подвижных частей арматуры без рывков и заеданий;
- электропривод обеспечивает плавное перемещение затвора, открытие и закрытие в течение времени, указанного в паспорте;

- обеспечивается отключение электропривода при достижении затвором крайних положений и при превышении крутящего момента допустимого значения на бугельном узле.

При невыполнении любого из этих условий арматура считается неработоспособной и выводится из эксплуатации.

Работоспособность арматуры характеризуется также показателями надежности. К показателям надежности относятся назначенный срок службы арматуры, назначенный ресурс – в циклах "открыто-закрыто", назначенный срок службы до ремонта, вероятность безотказной работы в течение назначенного ресурса.

Неработоспособность арматуры определяется критериями отказов и предельных состояний.

Критериями отказов являются:

- потеря герметичности по отношению к внешней среде; пропуск среды в затворе сверх допустимого;
- отсутствие рабочих перемещений запорного органа (заклинивание подвижных частей) при открытии и закрытии арматуры;
- увеличение времени срабатывания сверх допустимого;
- выход из строя электропривода.

Критериями предельных состояний являются: разрушение или потеря плотности основного материала и сварных швов; изменение геометрических размеров сопряженных деталей (вследствие износа или коррозионного разрушения).

При достижении назначенного срока службы запорная арматура подвергается переосвидетельствованию с целью определения ее технического состояния и возможности продления сроков эксплуатации.

Показатели надежности, критерии отказов и предельных состояний указываются в паспортах на арматуру.

Контроль работоспособности и технического состояния арматуры осуществляется внешним осмотром, диагностированием и испытаниями.

При внешнем осмотре проверяются:

- состояние и плотность материалов и сварных швов арматуры;

- плавность перемещения всех подвижных частей арматуры и электропривода;
- исправность электропривода и электрооборудования;
- герметичность арматуры по отношению к внешней среде, в том числе:

- герметичность прокладочных уплотнений;
- герметичность сальникового уплотнения.

В работоспособном состоянии запорной арматуры пропуск среды через сальниковое и прокладочное уплотнения не допускается.

Техническое состояние задвижки в процессе эксплуатации может определяться диагностическим контролем. Для определения технического состояния корпуса и сварных швов задвижки применяются акустико-эмиссионный (АЭ), ультразвуковой (УЗК) и другие методы неразрушающего контроля.

Диагностический контроль задвижки совмещают по срокам с капитальным ремонтом, а также осуществляют при выявлении чрезмерных напряжений на патрубках или возникновении предельных состояний.

После капитального ремонта арматура подвергается испытаниям на прочность и плотность материалов и сварных швов, герметичность по отношению к внешней среде, герметичность затвора и работоспособность в соответствии с требованиями ГОСТ 5762 и нормативно-технической документации на капитальный ремонт запорной арматуры.

Испытание на прочность и плотность материала задвижки в сборе проводится при открытом затворе и заглушенных патрубках давлением $P_{пр}$ ($P_{пр}$ + 1,5 PN, где PN – давление номинальное). Испытания на прочность и плотность проводятся при постоянном давлении в течение времени, необходимого для осмотра задвижки. Пропуск среды и потение сквозь металл и сварные швы не допускаются.

Испытание арматуры на герметичность по отношению к внешней среде проводится давлением 1,1 PN в течение времени, необходимого для осмотра уплотнений и соединений. Проверяется герметичность верхнего уплотнения крышка-шпиндель при ослабленных креплениях сальникового уплотнения и полностью

поднятом шпинделе задвижки. Проверяется герметичность сальникового уплотнения и прокладки между крышкой и корпусом. Протечки среды не допускаются. Метод контроля визуальный.

Испытание арматуры на герметичность затвора проводится в соответствии с табл. 5.1 и требованиями ГОСТ 9544.

Испытания на герметичность затвора проводятся после закрытия запорного органа способом, предусмотренным в технических условиях на конкретный вид арматуры.

Минимальная продолжительность испытания на герметичность затвора приведена в табл. 5.2.

Максимально допустимые значения протечек в затворе по классам герметичности указаны в табл. 5.3.

Таблица 5.1

Испытание затвора на герметичность

Номинальный размер (условный проход) 014, мм	Номинальное давление *PN*, МПа (кгс/см^2)	Параметр испытания затвора на герметичность
DN < 80	*PN* > 0,1 (1)	Вода – давлением 1,1 *PN* или воздух – давлением 0,6 ± ± 0,05 МПа Вода – давлением 1,1*PM*
DN > 100 *DN* <200	*PN* < 5,0 (50) *PN* > 6,3 (63)	
DN > 250	*PN* > 0,1 (1)	

Таблица 5.2

Минимальная продолжительность испытаний на герметичность затвора

Номинальный размер *DN*, мм	Минимальная продолжительность испытаний, с	
	Уплотнение "металл по металлу"	Неметаллическое уплотнение
DN < 50	15	15
65 < *DN* < 200	30	15
25 < DN < 400	60	30
DN < 500	120	60

Таблица 5.3

Максимально допустимые протечки (в $см^3$/мин) в затворе при различных испытательных средах

Испытательная среда	Класс герметичности			
	А	В	С	Б
Вода	Нет видимых протечек	0,0006 *DN*	0,0018 *DN*	0,006 *DN*
Воздух	Истечение отсутствует	0,018 *DN*	0,18 *DN*	1,8 DN

Примечания:

1. При определении протечек номинальный диаметр *DN* принимается в миллиметрах.
2. Значения протечек соответствуют случаю истечения в атмосферу.
3. Класс герметичности для запорной арматуры указан в ТУ и паспорте на конкретный вид арматуры.
4. Испытательная среда выбирается в зависимости от назначения арматуры.
5. Температура испытательной среды – от 5 до 40 °С.
6. Погрешность измерений протечек не должна превышать:

±0,01 $см^3$/мин – для протечек менее 0,1 $см^3$/мин;

± 0,5 % – для протечек более 0,1 $см^3$/мин.

7. Сбор протечек осуществляется шприцем, измерение величины протечек – мензуркой (ГОСТ 1770) с ценой деления 0,1 $см^3$

Испытание на работоспособность арматуры осуществляется включением электропривода на три полных цикла "открыто-закрыто".

Подвижные детали должны перемещаться без рывков, заеданий и заклинивания. Проверяется ручное управление задвижкой вращением штурвала в обе стороны.

В закрытом состоянии задвижка подвергается перепаду давления, величина которого устанавливается согласно инструкции по эксплуатации завода-изготовителя. Также проверяются плавный ход движения затвора задвижки, работа электропривода с дистанционным и местным управлением, путевые выключатели на отключение электродвигателя при достижении запорным органом арматуры крайних положений, настраива-

ются моментные выключатели – на отключение электродвигателя при достижении электроприводом арматуры предельного значения крутящего момента при заедании запорного органа или подвижных частей арматуры. При этом контролируются время действия и величина тока электропривода, которые должны находиться в пределах номинальных значений.

При нормальной работе запорно-регулирующего органа крутящий момент $I_{кр}$ не должен отклоняться от номинального более чем на 10 %.

Определение значения $I_{кр}$ осуществляется измерением величины тока электропривода. Номинальному значению I соответствует номинальное значение силы тока электродвигателя.

Изменение величины силы тока электропривода от номинального значения свидетельствует о неисправности электропривода или элементов задвижки, приводящих затвор в движение.

Превышение силы тока свидетельствует о неисправности запорно-регулирующего органа (заклинивание затвора, излом подвижных частей задвижки, заклинивание деталей редуктора и электропривода и т. д.).

Уменьшение силы тока свидетельствует о неисправности электродвигателя или системы электроснабжения и коммутации.

Изменение силы тока на 10 % от номинального считается критическим.

На действующих магистральных нефтепроводах арматура также подвергается испытаниям на прочность и плотность материалов и сварных швов, герметичность по отношению к внешней среде, герметичность затвора и работоспособность. Проведение испытания арматуры совмещается по срокам с испытанием нефтепроводов или осуществляется после выполнения капитального ремонта нефтепроводов.

Режим испытания и испытательные давления устанавливаются в зависимости от срока и параметров эксплуатации нефтепроводов согласно нормативным документам, регламентирующим проведение испытаний на действующих нефтепроводах.

5.2. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объеме технического обслуживания проводятся следующие работы:

– мелкий ремонт арматуры, не требующий специальной остановки магистральных насосов (чистка наружных поверхностей, обслуживаемых площадок, устранение подтеков масла и т. д.);

– визуальная проверка состояния всех частей запорной арматуры, исключая электропривод, наличия смазки в подшипниках и редукторе, ее пополнение;

– проверка состояния и крепления клемм электродвигателя, проверка защиты электродвигателя от перегрузок и перекоса фаз;

– проверка срабатывания конечных выключателей, их ревизия;

– проверка срабатывания муфты ограничения крутящего момента;

– проверка герметичности сальникового уплотнения и фланцевых соединений.

Операция по ремонту сальниковых уплотнений выполняется согласно инструкции по эксплуатации завода-изготовителя.

Для обеспечения герметичности разъемного соединения два раза в год (весной и осенью) проводится оттягивание фланцевых соединений, обтяжка болтов и гаек осуществляется крест-накрест, без перекосов, при обнаружении течи во фланцевом соединении проводится равномерная обтяжка болтов и гаек; если умеренная обтяжка фланцев не дает положительных результатов и утечка продолжается, производится замена прокладки согласно инструкции по эксплуатации завода-изготовителя.

В объеме технического обслуживания обратного клапана проводятся следующие работы:

- проверка герметичности уплотнений, устранение обнаруженных утечек;
- проверка работоспособности демпфирующих устройств (амортизаторов) и их восстановление.

5.3. Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте проводятся все операции технического обслуживания, а также: для клиновых или шиберных задвижек – удаление воздуха из задвижки; подготовка необходимых ремонтных приспособлений, транспортных и подъемных механизмов; снятие редуктора с электроприводом, разборка редуктора и электропривода, очистка и промывка деталей, дефектация, замена изношенных деталей, смазка редуктора и механической части электропривода, их сборка; проверка и подтяжка контактных соединений электропривода, восстановление изоляции выходных концов проводов, проверка состояния уплотнителей взрывозащиты шарикоподшипников электродвигателя, правильности посадки крыльчатки вентилятора электродвигателя, замена дефектных деталей электродвигателей; проверка состояния подшипникового узла штока задвижки после его фиксации, определение степени износа резьбовой втулки штока (в случае чрезмерного износа – ее замена); устранение следов коррозии штока, задиров; замена сальников, нажимной втулки, при необходимости; прогонка шпинделя по гайке на всю рабочую длину; подтяжка шпилек разъема корпуса, полная сборка и установка электропривода на задвижку; регулировка конечных выключателей на открытие и закрытие, муфты ограничения крутящего момента на отключение по допустимым значениям.

Текущий ремонт запорной арматуры осуществляется без демонтажа.

При текущем ремонте может проводиться контроль технического состояния корпуса арматуры неразрушающими методами (измерение толщины, ультразвуковой контроль сварных швов, магнитопорошковый контроль для обнаружения подповерхностных и поверхностных трещин, капиллярный контроль для обнаружения поверхностных трещин, измерение механических напряжений на патрубках арматуры и другие методы).

5.4. Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте проводятся все операции текущего ремонта, а также:

– полная разборка и дефектация всех деталей и узлов, восстановление или замена пришедших в негодность в результате коррозии, чрезмерного механического износа узлов и базовых деталей запорной арматуры;

– для обратного клапана – проверка состояния комплектующих узлов и деталей, очистка и их дефектация, обследование состояния наружной поверхности и внутренней полости корпуса клапана; при обнаружении проникающей ржавчины или трещин в корпусе клапан отбраковывается.

Капитальный ремонт задвижек производится БПО (ЦБПО) или специализированной организацией по разработанным технологическим картам.

Демонтаж подлежащих капитальному ремонту задвижки, обратного клапана производится согласно плану производства работ, утвержденному главным инженером НУ (ЛПДС).

5.5. Нормативы технического обслуживания и ремонта

Для трубопроводной арматуры НПС межремонтный цикл и виды ремонта устанавливаются с учетом показателей надежности, срока эксплуатации и наработки циклов "открыто-закрыто", результатов диагностических контролей и испытаний, оценки технического состояния арматуры при проведении предыдущего ремонта или ТО.

Периодичность технического обслуживания и ремонта представлена в табл. 5.4

Таблица 5.4

Периодичность технического обслуживания и ремонта арматуры

Наименование оборудования	Периодичность				
	ТО, мес.		Контроль герметичности затвора, лет (циклов)	Т, мес	К, лет (циклов)
	осмотры, чистка, смазка	смена смазки, набивка сальника и т. д.			
Задвижки стальные: диаметром 50-350 мм;	3	6	2(220)	12	10-12 (1450)
диаметром 350-1220 мм:	1	6	2(250)	36	10-12 (1450)
на $P_{раб}$ от 1,6 до 2,5МПа	1	6	2(220)	12	8-10 (1450)
на $P_{раб}$ от 2,5 до 7,5 МПа	3	6	2(-)	-	12
Обратные клапаны					

Примечание. Если в паспорте задвижки указаны показатели надежности по сроку службы до ремонта и среднему ресурсу (циклах), то периодичность проведения ремента задвижки устанавливается согласно этим показателям

6. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

6.1. Контроль работоспособности, техническое обслуживание и ремонт оборудования систем смазки и охлаждения

В объеме оперативного диагностического контроля проводятся:

– для маслосистемы – контроль температуры масла на входе в подшипники насосных агрегатов, давления в конце масляной линии, уровня масла в емкостях, отсутствия течи масла в патрубках и технологических трубопроводах;

– для систем охлаждения электродвигателей – контроль разности температур между охлаждаемой средой и охладителем; температуры нагрева частей двигателя; давления воды (воздуха) в коллекторе водонасоса (на входе радиаторов), отсутствия течи воды в патрубках и технологических трубопроводах; уровня воды в емкостях.

В объеме планового диагностического контроля осуществляется контроль качества масла, измеряются вибрация и шум, проверяются крепление оборудования к фундаментным болтам и искрение в электродвигателях маслонасосов системы смазки, водяных насосов и вентиляторов системы охлаждения электродвигателей.

Признаки и возможные причины возникновения неработоспособности вспомогательных систем приведены в табл. 6.1.

По результатам контроля работоспособности оборудование систем смазки и охлаждения выводится в ремонт (текущий или капитальный).

Таблица 6.1

Признаки неработоспособности вспомогательных систем

Признак неработоспособности	Приборы и методы контроля	Причина неработоспособности
Маслосистема		
Давление в конце масляной линии (перед подшипниками) менее 0,118 МПа (1,2 кгс/см^2) или указанного в паспорте на маслосис-тему.	По показаниям манометров	Неправильноотрегулирован предохранительно-перепускной клапан. Рабочее давление больше давления перепуска. Недостаточно масла в баке. Засорение маслофильтров. Неисправен маслонасос
Перепад давления масла в маслофильтре больше указанного в паспорте	По показаниям манометров.	Засорение маслофильтров
Температура масла после маслоохладителя более 55 °С Температура масла на входе в подшипники насосных агрегатов более 55 °С или указанной в паспорте	Термодатчики Термодатчики	Неисправности в агрегата воздушного (водяного) охлаждения. Неисправности в агрегатах воздушного (водяного) охлаждения. Недостаточное поступление масла к подшипникам. Грязное масло
Наличие воды и механических примесей в масле	По результатам анализа масла	Недостаточно произведена очистка трубопроводов, маслобаков и маслоохладителей
Наличие нефти в масле	По результатам анализа масла	Повреждены уплотнения подшипников насосных агрегатов между масляной и нефтяной полостями. Переполнение полостей слива нефти из торцовых уплотнений (корыт насоса) в результате повышенной утечки через торцовые уплотнения.

Продолжение таблицы 6.1

Система охлаждения электродвигателей.		
Перегрев обмоток статора и ротора при прочих устраненных причинах	Термометр сопротивления	Неисправность в системе охлаждения, например, водяного насоса.
Течь воды из трубопроводов	Визуальный Для определения места течи испытать гидравлическим давлением $5–10^5$ Па	Негерметичность трубопроводов
Уменьшение разности между температурой охлажденной воды и воды перед охладителем; перегрев электродвигателей при прочих устраненных причинах	Термометры сопротивления или другого типа	Засорение трубок водоподачи: трубки промыть слабым (3...5 %) раствором соляной кислоты и прочистить специальными щетками
Давление воды в коллекторе водонасоса менее номинального	По показаниям манометров	Недостаточно воды в емкости. Неисправен водонасос. Засорение коллектора

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем работ по ТО входит устранение неисправностей без вмешательства в работу систем, например наружный осмотр, очистка наружных поверхностей от внешних загрязнений, ликвидация течей во фланцевых соединениях, проверка затяжки соединений, проверка состояния и промывка фильтрующей сетки, используемой при заливке масла, выпуск воздуха из масляной и водяной камер маслоохладителя.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте выполняются все операции техобслуживания, а также:

- для маслосистемы – разборка маслонасоса; промывка, дефектация изношенных деталей и узлов; замена торцевых уплотнений; затяжка фланцевых соединений; осмотр и, при не-

обходимости, замена эластичных элементов соединительной муфты, задвижек и вентилей, слив отработанного масла из емкости; промывка фильтров; промывка керосином и сушка масляной емкости; при необходимости, доливка нового масла; проверка срабатывания автоматического включения резервного насоса (при отключенном работающем);

- для маслоохладителей – разборка, чистка и замена изношенных деталей и узлов; сборка и опрессовка охладителей;
- для системы охлаждения электродвигателей – разборка, промывка и дефектация водяного насоса и его двигателя; замена или набивка сальников насоса, задвижек и вентилей; ремонт или замена изношенных деталей и узлов системы охлаждения двигателей, вентиляторов, воздушных охладителей воды.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте выполняются все операции текущего ремонта, а также:

– замена маслонасоса или привода на новый или отремонтированный, при необходимости, замена маслофильтров;

– промывка подводящих масляных трубопроводов 15 %-ным раствором ортофосфорной кислоты в целях очистки внутренней полости труб от отложений продуктов коррозии;

– ремонт или замена изношенных узлов и деталей; разборка, очистка, дефектация узлов и деталей воздушного маслоохладителя, опрессовка трубопроводов и агрегатов маслосистемы, маслоохладителей, обкатка всех элементов системы;

– замена, при необходимости, водяного насоса и привода системы охлаждения электродвигателей на новые или отремонтированные;

– замена изношенных деталей задвижек, вентилей; очистка внутренней полости трубопроводов от отложений и продуктов коррозии;

– замена изношенных и подвергшихся коррозии участков трубопроводов;

– окраска и восстановление изоляции наружной поверхности трубопроводов, задвижек;

– опрессовка трубопроводов водяного охлаждения электродвигателей; обкатка всех элементов системы;

– разборка и ремонт оборудования системы воздушного охлаждения, вентиляторов, покраска вентиляторов, ограждений, обкатка охладителей;

– ремонт и покраска блок-боксов и их коммуникаций.

Нормативы технического обслуживания и ремонта

Периодичность технического обслуживания, ремонта и диагностических контролей маслосистемы и системы охлаждения электродвигателей приведена в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Периодичность технического обслуживания, ремонта, диагностического контроля вспомогательных систем

Система	Периодичность, ч			
	ТО	Т	К	Плановый диагностический контроль
Маслосистема	700	4200, не реже 1 раза в год	25 200, не реже 1 раза в 3 года	700
Система охлаждения электродвигателей	700	4200, не реже 1 раза в год	25 200, не реже 1 раза в 3 года	700

Примечание. Не разрешается применять масла марок, не соответствующих указанным в паспорте на маслосистему. Контроль качества масла производится в сроки, оговоренные заводом-изготовителем маслоустановок, или во время планового диагностического контроля. Масло должно быть заменено свежим при обнаружении любого из следующих признаков:

– содержание механических примесей свыше 1,5 %;

– содержание воды свыше 0,25 %; кислотность выше 1,5 кг КОН на 1 г масла;

– температура вспышки по Бренкеру ниже 150 °С;

– в масле обнаружена нефть.

6.2. Контроль работоспособности, техническое обслуживание и ремонт компрессоров

Контроль работоспособности компрессора осуществляется с целью оценки его технического состояния и сравнения эксплуатационных параметров с гарантийными характеристиками завода-изготовителя (гарантийные характеристики компрессора указаны в паспорте завода-изготовителя или рассчитываются на основе паспортных данных).

К показателям работы компрессора относятся подача компрессора (расход воздуха на выходе из компрессора), мощность на муфте привода, КПД компрессора.

Расход воздуха рекомендуется измерять мерным звуковым соплом на линии выброса воздуха в атмосферу.

При измерении расхода (подачи) компрессора потребитель отключается, а воздух сбрасывается через сопло в атмосферу.

Кроме того, для диагностики технического состояния компрессора и его элементов ежедневно контролируются следующие параметры:

– давление и температура сжатого воздуха после каждой ступени сжатия и на выходе компрессора;

– непрерывность поступления в компрессор и холодильник охлаждающей воды;

– температура охлаждающей воды, поступающей и выходящей;

– давление и температура масла в системе смазки;

– исправность лубрикатора и уровень масла в нем; уровень вибрации на подшипниковых опорах компрессора и двигателя.

В случае резкого изменения или выхода за пределы рабочей зоны контролируемых параметров следует немедленно остановить работу компрессора, провести его обследование. Признаки и возможные причины неработоспособности компрессоров приведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Признаки и причины неработоспособности компрессоров

Признак неработоспособности	Причина неработоспособности
Рабочее давление не поднимается или возрастает медленно	Поршневые и промежуточные кольца изношены Воздушный вентиль пропускает; Предохранительный клапан пропускает; Изношены прокладки
Рабочее давление не поднимается или возрастает медленно	Неисправность всасывающего (нагнетательного) клапана. Утечки через резьбовые соединения. Отсутствует кольцевой вкладыша
Давление поднимается выше номинального	Неисправность всасывающего или нагнетательного клапанов следующей высшей ступени
Быстрый (резкий) нагрев подшипников	Неисправности смазки, попадание грязи и твердых частиц в масло
Перегрев коренного подшипника компрессора или подшипников	Ослабление крепления одного из подшипников, увеличение зазоров в подшипниках, вкладышах.
Перегрев наружной поверхности компрессора или головки цилиндра	Неисправности системы охлаждения и смазки, задиры цилиндров или поршней и пр.
Повышение температуры воздуха одной из ступеней	Неправильное распределение давления по ступеням; Недостаточное охлаждение в холодильнике предыдущей ступени.
Пропуск сальников	Износ уплотняющих колец Поломка или соскакивание пружин, прижимающих секции сальников одну к другой; Выработка штока, появление на его поверхности повреждений.
Глухой стук	Ослабление крепления кривошипных и коренных подшипников или выработка их и шеек вала.

Продолжение табл. 6.3

Резкий стук	Ослабление соединения поршневого штока с крейцкопфом; Ослабление соединения поршня соштоком; Разработка крейцкопфного подшипника и ползунов, износ пальца или ослабление натяжки клина подшипника; Попадание металлических частей между поршнем и одной из крышек цилиндра.
Повышенная вибрация выносного подшипника	Неправильная посадка маховика на вал
Повышенная вибрация коренных подшипников	Изогнут вал, ослабление затяжки подшипников, повышенный зазор в подшипниках и пр.
Не работает пневморазгружатель	Пропускает кольцо разгрузочного поршня или вентиль регулятора давления Изношена верхняя часть разгрузочного поршня Пропускает резьбовое соединение автоматической разгрузки Забиты каналы или регулятор давления
Приводной ремень пробуксовывает	Ремень ослаб. Ремень поврежден. Манометр неисправен
Не показывает манометр	Загрязнена или забита магистраль Возможны утечки рабочего тела из-за негерметичности в соединениях

По результатам диагностики технического состояния компрессоров, контроля показателей их работы, а также учитывая количество и сроки выполненных ранее ремонтов, наработку в часах после последнего ремонта, по каждому компрессору назначаются срок и объем проведения следующего ТО или ремонта. При отсутствии указанных данных ремонт компрессоров выполняется на основании графиков, составленных в со-

ответствии с ремонтным циклом и показателями надежности (плановая система ТОР).

Техническое обслуживание компрессоров

Ежедневно проводятся проверка предохранительных клапанов путем принудительного их открытия под давлением, после закрытия клапан должен сохранять полную герметичность; запись данных в журнале о расходе смазочного масла; проверка работы автодренажа путем открытия вентиля трапа и проверки наличия дренирования; продувка влагомаслоотделителя (автоматическая продувка производится один раз, ручная – два раза в смену); продувка воздухосборников (один раз в смену при наличии влагомаслоотделителя, два раза в смену – при отсутствии последнего); контроль целостности прокладки головки блока цилиндра; наблюдение за работой компрессорной установки.

Не реже одного раза в месяц проводятся проверка внешнего состояния оборудования, правильности работы доступных для осмотра движущихся частей; очистка, промывка клапанов, замена вышедших из строя пружин и пластин; осмотр клапанных коробок (в случае обильного нагарообразования – их очистка); проверка состояния штока и деталей крейцкопфа, а также сальниковых уплотнений; осмотр и очистка маслонасоса и лубрикатора, обратных клапанов в маслопроводе; очистка и промывка масляных и воздушных фильтров; замена загрязненного масла.

Один раз в шесть месяцев проводятся проверка рабочих манометров контрольным манометром с записью в журнале результатов проверки; очистка воздухосборников, влагомаслоотделителей, холодильников и нагнетательных воздухопроводов всех ступеней от масляных отложений (способом, не вызывающим коррозию металла); продувка сжатым воздухом в течение 30 мин.

Показания приборов через установленные инструкцией по эксплуатации компрессорной установки промежутки времени записываются в журнал учета работы компрессора.

Так как компрессоры работают, как правило, в автоматическом режиме, рекомендуется определять их среднюю наработку в течение месяца (года).

Типовой объем работ при текущем ремонте

Текущий ремонт компрессоров включает в себя технические осмотры, частичную разборку оборудования с ремонтом и заменой быстроизнашивающихся деталей, а также вскрытие крышек цилиндров, очистку цилиндров и поршней от нагара; замену поршневых колец; проверку состояния подшипников и, при необходимости, их замену; очистку рубашек цилиндров и холодильников от грязи и накипи; регулировку зазоров между сопрягаемыми деталями с доведением их до размеров, предусмотренных инструкцией завода-изготовителя; ремонт маслоподачи, чистку и промывку картера; полную замену масла, перенабивку и ремонт сальников; ремонт или замену запорной арматуры и предохранительных клапанов; ремонт противовесов; проверку и ремонт всех болтовых соединений, их шплинтовку; ремонт и замену всасывающих и нагнетательных клапанов; шлифовку и притирку клапанных гнезд; ремонт установок осушки воздуха; ремонт системы регулирования производительности и аварийной защиты; сборку компрессора, его обкатку.

При выполнении текущего ремонта, а также по результатам проведенных технических осмотров выявляют предельное состояние узлов и деталей компрессора. Учитывая этот фактор, а также количество выполненных ранее текущих ремонтов, капитальный ремонт может быть назначен до предусмотренных планом сроков.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

Капитальный ремонт компрессоров назначается по результатам диагностики их технического состояния, выполненных ранее ТО и текущих ремонтов или в плановом порядке и производится в условиях БПО (ЦБПО). Капитальный ремонт включает в себя операции текущего ремонта, а также полную разборку узлов и механизмов компрессора; промывку, протирку и дефектацию всех деталей; перезаливку всех подшипников скольжения; замену подшипников качения; проточку, шлифовку коренных и кривошипных шеек коленчатого вала; расточку цилиндров, а при необходимости, переопрессовку втулок; замену поршня; проверку поршневого и крейцкопфного пальцев на эл-

липтичность и конусность, их ремонт или замену; проточку, шлифовку, полировку, а в случае предельного износа - замену штока; ремонт или замену шатуна, проверку его положения по отношению к валу и поршню, устранение перекосов; замену всасывающих и нагнетательных клапанов; разборку маслонасоса и лубрикатора, ремонт или замену их новыми; замену масляных фильтров; ремонт промежуточного и концевого холодильников со вскрытием крышек и заменой трубок, прокладок, крепежных деталей. После ремонта проводят опрессовку и обкатку компрессора.

Нормативы технического обслуживания и ремонта

Периодичность ремонта компрессоров определяется по их фактическому техническому состоянию, а при отсутствии данных – согласно следующим данным.

Периодичность ремонта может быть скорректирована с учетом требований паспортов конкретных типов компрессоров.

Периодичность ……	ТО, мес	Т, мес
Компрессоры ……	По 6.3.2	12 (через 4200–5000 ч)

7. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ, ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

7.1. Номенклатура оборудования

В состав вентиляционного и нагревательного оборудования входят центробежные и осевые вентиляторы, электронагревательные установки, отопительно-вентиляционные агрегаты.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта вентиляционных систем и электронагревательных установок возлагается на механика и энергетика объекта. Общее техническое руководство и контроль выполнения качественного ремонта установок осуществляют службы главного механика и главного энергетика предприятия.

Вентиляционные и электронагревательные установки обслуживают работники, назначенные приказом, либо специально допущенные лица из ремонтного и дежурного персонала.

7.2. Контроль работоспособности вентиляционных систем и электронагревательных установок

Наряду с обслуживанием и ремонтом установок в плановом порядке при переходе к ТОР по фактическому техническому состоянию необходимо осуществлять контроль безопасности и эффективности их работы. Выполнение ТОР по фактическому техническому состоянию предполагает проведение осмотров оборудования один раз в неделю, замеры вибрации на подшипниковых опорах и фундаментных болтах установок переносными виброизмерительными приборами.

Повышенные вибрация и шум вентиляционных установок, нагрев подшипников свидетельствуют о необходимости проведения планового обследования. Проверка эффективности вентиляционных систем должна проводиться в соответствии с графиком, но не реже одного раза в год, а также после капитального ремонта и реконструкции. Проверка эффективности работы установок проводится также в случае отключения на-

сосной по сигналу "повышенная загазованность". Признаки и возможные причины неработоспособности вентиляционных установок приведены в табл. 7.1.

Дефекты и неполадки, выявленные при осмотрах, фиксируют в журнале ремонтной службы как подлежащие устранению при плановом, а при необходимости, неплановом ремонте.

По результатам контроля работоспособности установок могут быть внесены изменения в графики проведения плановых ремонтов.

Таблица 7.1

Признаки и причины неработоспособности вентиляционных установок

Признак неработоспособности	Причина неработоспособности
Повышенная вибрация, шум	Неудовлетворительная центровка, небаланс ротора агрегата; ослабление крепления фундаментных болтов или болтов крепления корпуса подшипника; неправильно установлены зазоры в подшипниках; неправильная пригонка соединительных пальцев полумуфт нагрузка от присоединенных воздухопроводов передается на кожух вентилятора из-за перекоса и натяга соединительных фланцев;
Повышенный нагрев подшипников	Неправильно установлены зазоры в подшипниках; недостаточное количество смазки; отсутствие воды на охлаждение подшипников; заедание смазочных колец подшипников скольжжения;
Стук внутри механизма	Попадание посторонних предметов в корпус механизма; задевание вращающихся частей о неподвижные
Недостаточное поступление масла в систему принудительной смазки	Засорение всасывающей линии насоса или фильтра; неправильно установлены зазоры между шестернями насоса и кожухом; недостаточный уровень масла в маслобаке; засорение напорных трубопроводов

7.3. Типовые объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту

Техническое обслуживание

В объем технического обслуживания вентиляционных и электронагревательных установок входят очистка наружной поверхности от грязи и пыли; проверка состояния всех узлов и деталей вентиляционных и электронагревательных установок (подшипников, муфт, шкивов, ременной передачи); подтяжка креплений вентиляторов, ремней, фиксаторов положения дросселей, шиберов и т.п.; проверка исправности виброгасящих устройств и нагревательных элементов; контроль состояния тепловой изоляции нагревательных камер, теплопроводов, коллектора и воздуховодов; контроль наличия и, при необходимости, смазка вращающихся частей вентиляторов.

Текущий ремонт

При текущем ремонте проводятся операции технического обслуживания, а также частичная разборка вентиляционных и электронагревательных установок; замена негодных болтов, фланцев, прокладок, гибких вставок, подвесок, хомутов, кронштейнов; ремонт (замена) и установка насадок, решеток, местных отсосов, сеток, дефлекторов, регулировка их положения и зазоров фиксирующих механизмов; полная очистка воздуховодов и теплопроводов, вентиляторов и других элементов вентиляционных систем; замена дефектных лопаток, подшипников качения и других деталей; балансировка ротора вентилятора; очистка от ржавчины всех подвергшихся коррозии элементов вентиляционных систем и смазка всех механизмов; восстановление окраски и антикоррозионных покрытий в местах повреждения; апробация.

Капитальный ремонт

При капитальном ремонте проводятся все операции текущего ремонта, а также разборка вентиляционных установок; ремонт или замена ротора вентилятора; полный ремонт конструктивных элементов вентиляционных камер и камер кондиционеров с заменой изношенных деталей и узлов; замена поврежденных участков воздуховодов, других комплектующих и

конструктивных элементов и узлов вентиляционных систем и систем кондиционирования воздуха вплоть до замены отдельных секций кондиционеров; полная очистка камер, оборудования пылеприемных, пылеулавливающих устройств местных отсосов, укрытий, воздуходувов от пыли, грязи, шлама; покраска оборудования; сборка, апробация отдельных узлов и системы в целом.

7.4. Нормативы технического обслуживания и ремонта

Периодичность ремонта вентиляционных и электронагревательных установок приведена в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Периодичность технического обслуживания и ремонта вентиляционных и электронагревательных установок

Оборудование	Периодичность		
	ТО, мес	Т, мес	К, лет
Центробежные вентиляторы низкого и среднего давлений	1	6	6
Осевые вентиляторы	1	6	4
Электронагревательные установки	1	6	4
Кондиционеры	1	6	6

8. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И УСТРОЙСТВ

8.1. Технологические трубопроводы

Технологические трубопроводы предназначены для внутриплощадочных операций с поступающей, хранящейся и откачиваемой нефтью.

В состав технологических трубопроводов входят внутриплощадочные нефтепроводы, соединительные детали трубопроводов, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, узлы учета и контроля, фильтры-грязеуловители и другие устройства.

В период эксплуатации обслуживающий персонал осуществляет постоянное наблюдение за состоянием наружной поверхности участков трубопроводов, проложенных открытым способом, фланцевых соединений (включая крепеж), арматуры, отводов, тройников и других деталей, антикоррозионной защиты и изоляции, сварных швов дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т. д.

Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, проводится без снятия изоляции, за исключением тех случаев, когда состояние стенок или сварных швов указывает на наличие дефекта.

Результаты осмотров фиксируются в вахтенном журнале не реже одного раза в месяц.

Трубопроводы, подверженные вибрации, а также опоры и эстакады для этих трубопроводов подлежат обследованию не реже одного раза в шесть месяцев. Проверяют состояние опор, креплений, уровень вибрации. Значение максимально допустимой амплитуды вибрации (виброперемещения) технологических трубопроводов составляет 0,2 мм при частоте не более 40 Гц.

Два раза в год при подготовке оборудования НПС к эксплуатации в осенне-зимний и весенне-летний периоды необходимо осуществлять осмотр и техническое обслуживание технологических трубопроводов и устройств. При этом контролируется

состояние изоляции и, при необходимости, осуществляется мелкий ее ремонт.

Проверяются исправность опор, креплений; герметичность мест соединений; наличие ограждений и необходимых табличек и надписей; состояние колодцев, хлопушек. Контролируется просадка фундаментов под опоры и устройства, величина просадки или сдвига грунта под трубопроводами, арматурой, емкостями и другими устройствами.

Осуществляется визуальный осмотр мест прокладки подземных трубопроводов и расположения устройства для обнаружения возможных утечек нефти, масел, топлива, воды.

По результатам осмотров и технического обслуживания корректируются планы или осуществляются неотложные ремонтные работы.

Периодически, не реже одного раза в четыре года, проводится ревизия технологических трубопроводов и оборудования.

При ревизии выполняются работы, предусмотренные техническим обслуживанием, а также осуществляется проверка эффективности электрохимической защиты, герметичности вводов трубопроводов в помещения, выборочно контролируются толщины стенок трубопроводов и патрубков оборудования, в том числе подземных, путем частичного вскрытия небольших участков трубопроводов (длиной не менее 2 м).

При обнаружении просадки грунта, смещения трубопроводов и оборудования относительно начального положения контролируется величина напряженно-деформированного состояния материала патрубков насосов, арматуры и другого оборудования.

По результатам выполненных работ уточняются границы дефектных участков трубопроводов и анализируются фактические нагрузки на патрубки.

При необходимости выполняют дополнительные замеры с применением других методов неразрушающего контроля: магнитопорошкового, капиллярного, ультразвукового, акустико-эмиссионного.

По результатам ревизии составляется акт, утверждаемый главным инженером НУ (ЛПДС) и содержащий перечень работ по устранению замеченных дефектов.

Полное техническое обследование технологических трубопроводов с целью определения возможности, условий и срока их дальнейшей эксплуатации осуществляется через 20 лет после ввода в эксплуатацию НПС. Срок каждого последующего обследования определяется по результатам предыдущего, но не реже чем через каждые восемь лет.

Обследование технического состояния технологических трубопроводов осуществляется также в случае, если трубопроводы были нагружены давлением, величина которого превышала допустимое значение, и если техническое состояние трубопроводов не обеспечивает требуемых показателей надежности и безопасности при эксплуатации.

Для оценки надежности проводятся гидравлические испытания технологических трубопроводов. Трубопроводы и оборудование испытываются давлением на прочность и плотность материала и сварных швов.

Давление и режим испытаний устанавливаются в зависимости от срока и параметров эксплуатации трубопровода согласно документам, регламентирующим проведение испытаний на действующем трубопроводе.

По результатам испытаний составляется акт и принимается решение о проведении ремонтных работ.

8.2. Контроль работоспособности технологических устройств

Контроль работоспособного состояния технологических устройств осуществляется дежурным персоналом и специалистами при обходе территории и объектов НПС.

Контроль работоспособности оборудования и надежности срабатывания автоматических регуляторов осуществляется оператором по показаниям контрольно-измерительных приборов.

Если значения контролируемых параметров работы технологических устройств изменяются в допустимых пределах, то

техническое обслуживание и ремонт указанных устройств выполняются с периодичностью и в объеме, которые представлены в табл. 8.2.

При обнаружении неисправностей оборудование должно быть выведено в ремонт согласно технической документации.

8.3. Блок регуляторов давления

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

При техническом обслуживании осуществляются внешний осмотр блока регуляторов давления; контроль за отсутствием утечек; контроль за наличием смазки; проверка и подтяжка контактных соединений; проверка функционирования системы обогрева блока, контроль точности и синхронности срабатывания заслонок с аппаратурой, задающей режим ее работы.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте проводятся операции технического обслуживания, а также проверка состояния и очистка поверхности подводящих трубопроводов, задвижек; разборка, осмотр и очистка поверхности регулирующих заслонок; осмотр воздухосборников и очистка их от загрязнений и коррозии; замена сальниковой набивки на каждой стороне вала; покрытие оголенных поверхностей антикоррозионным лаком и окраска; ремонт и замена, при необходимости, регулирующих заслонок, подшипников, пневмолиний, ограждающих устройств; чистка и ремонт шкафа управления; чистка фильтрующих элементов, виброобследование вентиляторов.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

В объем капитального ремонта входят работы текущего ремонта, а также опорожнение трубопровода от нефти (при остановке НПС); вскрытие регулирующих заслонок, дефектация всех узлов и деталей и замена изношенных элементов; очистка прилегающей к заслонке внутренней полости труб от отложений парафина и грязи, ремонт и окраска, при необходимости, площадок обслуживания, приточных и вытяжных вентиляторов, воздуховодов; ревизия технического состояния и проверка работоспособности привода заслонок.

8.4. Система сглаживания волн давления типа АРКРОН 1000 или УСВД 1220Р

Контроль работоспособности системы сглаживания волн давления

Оценка работоспособности системы сглаживания волн давления (СГВД) осуществляется согласно инструкциям заводов-изготовителей, кроме того, проводится контроль уровня жидкости в разделительной емкости (уровень жидкости считается допустимым, если при давлении в приемном трубопроводе ниже 1,5 МПа (15 кгс/см^2) из открытого среднего вентиля потечет антифриз), а также контроль исправности клапанов сброса нефти и подпорного устройства, обеспечивающего прижатие втулок клапанов в закрытом положении.

Если режим работы нефтепровода и другие условия транспорта нефти не изменяются, а уровень нефти в емкости сброса и гашения ударной волны (манифольде) повышается, то необходимо проверить работоспособность клапана сброса нефти. Причиной неисправности клапана могут быть: разрыв камеры (втулки) клапана; разрыв диафрагмы аккумулятора;

уменьшение объема разделительной жидкости (утечки этиленгликоля);

чрезмерный приток воздуха (газа) в аккумуляторе. Признаками неработоспособности СГВД являются: уменьшение объема воздуха в системе из-за порыва диафрагм разделительного сосуда и негерметичности воздушных линий и арматуры;

протечка воздуха через контрольные отверстия; отсутствие гарантированного прижатия диафрагм клапанов подпорным устройством;

засорение фильтров перепускных клапанов; отказы в работе насоса системы заправки разделительной жидкостью и компрессора заполнения воздушной полости приемного бака.

По результатам контроля работоспособного состояния система сглаживания волн давления выводится в ремонт (текущий или капитальный).

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем ТО входят осмотр установки для проверки возможных утечек жидкости, воздуха (газа) и уровня жидкости в разделительном блоке; устранение обнаруженных при осмотре дефектов, не требующих переключения технологических установок; контроль герметичности дросселирующего клапана.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте системы сглаживания волн давления проводятся все операции ТО, а также устраняются все течи в технологических узлах, емкостях, задвижках, воздухопроводах; проводится ремонт или замена неисправных клапанов, пузыря аккумулятора, вентилей; ремонт насоса (компрессора); промывка огневых предохранителей; очистка отстойника разделительной емкости от механических примесей.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте осуществляются все операции текущего ремонта, а также проводятся обследование состояния емкостей сброса и гашения ударной волны, клапанов сброса нефти; обследование и чистка аккумуляторов, разделительного бака, дросселирующего и шарового клапанов, шаровых вентилей, клапана переключения; ремонт насоса (компрессора) разделительной системы; замена, в случае необходимости, игольчатых вентилей и обратных клапанов; замена огневых предохранителей; чистка наружных поверхностей с последующей окраской; проверка срабатывания устройства гашения при имитации внезапного отключения магистральных насосных агрегатов.

8.5. Фильтры-грязеуловители

Контроль работоспособности фильтров-грязеуловителей

Система фильтров-грязеуловителей должна иметь в резерве не менее одного исправного фильтра.

Работоспособное состояние системы фильтров характеризуется перепадом давления на фильтре и уровнем вибрации.

При очистке магистрального трубопровода, а также после его ремонта и пропуска диагностических устройств осуществляется непрерывный контроль работоспособности фильтров.

Увеличение перепада давления на фильтре до величины более 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) или уменьшение перепада давления до величины менее 0,03 МПа (0,3 кгс/см^2) свидетельствует о засорении или повреждении фильтрующего элемента. Перепад давления определяется по показаниям манометров, установленных на входе и выходе каждого фильтра-грязеуловителя. Перепад давления измеряется манометрами класса точности не ниже 1,5 с пределом измерений от 0 до 4,0 МПа (40 кгс/см^2).

По результатам диагностического контроля фильтры-грязеуловители выводят в текущий или капитальный ремонт.

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем ТО входят проверка и устранение утечек нефти во фланцевых и резьбовых соединениях, проверка перепада давления в каждом фильтре.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте проводятся проверка герметичности узлов трубопроводов, задвижек; осмотр и очистка фильтров от парафина, грязи и балласта; ремонт или замена дефектных фильтрующих элементов; устранение подтеков нефти на узлах и обтяжка фланцевых соединений; чистка дренажных линий; проверка показаний манометров, проверка технического состояния предохранительного клапана и патрубка-воздушника.

При проведении текущего ремонта осуществляются проверка работоспособности и испытание грузоподъемного устройства (если им оснащен фильтр).

Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте выполняются замена фильтрующих элементов на новые; замена или восстановление задвижек; заварка дефектов корпуса; замена или ремонт ограждающих устройств; восстановление (ремонт) площадок обслуживания; нанесение антикоррозионных покрытий и покраска корпуса фильтра, наземных трубопроводов, ограждающих устройств и площадок обслуживания, восстановление теплоизоляции (если она имеется).

После проведения капитального ремонта, связанного с заваркой дефектов корпуса, фильтр испытывается на прочность и плотность водой давлением 1,33 *PN*.

8.6. Предохранительные клапаны

Контроль работоспособности предохранительных клапанов

Оценка работоспособного состояния предохранительных клапанов осуществляется дежурным и инженерно-техническим персоналом при оперативном контроле; ревизии при эксплуатации, проведении технического обслуживания и текущего ремонта; проверке на специальном стенде.

Признаками неработоспособности клапана и необходимости выполнения ремонтных работ являются: негерметичность;

утечка среды – пропуск среды через затвор клапана при давлении более низком, чем установочное давление (из-за попадания и задержки на уплотнительных поверхностях посторонних предметов, повреждения уплотнительных поверхностей, нарушения соосности деталей клапана и пр.);

пульсация – быстрое и частое открытие и закрытие клапана (из-за чрезмерно большой пропускной способности, сужения сечения подводящего трубопровода или патрубка);

вибрация (из-за создания высокого противодавления на выкиде выхлопными трубами с малым радиусом кривизны и узким условным проходом);

отсутствие срабатывания (клапан не открывается) при заданном установочном давлении (из-за неправильно отрегулированной пружины, большой жесткости пружины, повышенного трения в направляющих золотника).

Неработоспособный клапан заменяется новым, отрегулированным на стенде на установочное давление.

Регулировка предохранительных клапанов на давление начала открытия – установочное давление производится на специальном стенде.

Установочное давление определяется исходя из рабочего давления в трубопроводе.

Рабочее давление (p_p) – максимальное избыточное давление, при котором разрешена эксплуатация трубопровода. При рабочем давлении предохранительный клапан закрыт и обеспечивает класс герметичности, указанный в соответствующей документации на предохранительный клапан (ГОСТ, ТУ, паспорт и пр.).

Если установочное давление предохранительного клапана не оговорено другими нормативно-техническими документами, то его значение принимается по табл. 8.1.

Таблица 8.1

Установочное давление предохранительных клапанов

Рабочее давление $P_р$, МПа	Клапан	Установочное давление, МПа	
		при наличии двух систем клапанов (рабочий, контрольный)	при одной системе клапанов (только рабочий)
$P_p \leq 0,3$	Рабочий Контрольный	$P_p + 0,05$ $P_p + 0,03$	$P_p + 0,03$ -
$0,3 < P_p < 6,0$	Рабочий Контрольный	$1,15P_p$ $1,08P_р$	$1,1\ P_p$ -
$P_p > 6,0$	Рабочий Контрольный	$1,10P_p$ $1,05P_p$	$1,05\ P_p$ -

Ревизия и переиспытание клапанов

Ревизия предохранительных клапанов включает разборку клапана, очистку и дефектовку деталей, испытания корпуса на прочность, испытания соединений клапана на плотность, проверку герметичности затвора, испытание пружины, регулировку установочного давления.

Предохранительные клапаны, демонтированные для ревизии, должны быть пропарены и промыты.

При испытании клапанов проводятся ревизия и полный цикл испытаний, оговоренных в нормативно-технической документации на объект и клапан.

Ревизия предохранительных клапанов проводится через 6 мес, переиспытания на стенде – через 12 мес.

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем ТО предохранительных клапанов входят внешний осмотр; очистка от загрязнений наружных поверхностей; контроль герметичности, пульсации и вибрации.

Типовой объем работ при текущем ремонте

Время проведения текущего ремонта предохранительных клапанов должно совмещаться с их ревизией.

При текущем ремонте предохранительных клапанов проводятся все работы технического обслуживания, устранение неисправностей, выявленных при ревизии, а также проверка давления срабатывания клапана (установочного давления) и контроль пружины и уплотнительных поверхностей сопла золотника.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте проводятся все работы текущего ремонта, а также полная разборка, дефектовка и восстановление изношенных деталей; замена крепежных деталей с неисправной резьбой; притирка уплотнительных поверхностей золотника и сопла; контроль и испытания пружины; сборка, регулировка, переиспытание на стенде и покраска клапанов.

После ремонта при рабочем давлении проводится контроль герметичности затвора клапана, соединений сопла и соединений сопла с корпусом.

Капитальный ремонт предохранительных клапанов рекомендуется совмещать с их переиспытанием.

8.7. Система откачки утечек

В систему откачки утечек входят запорная арматура, емкость утечек, насосы и технологические трубопроводы. Объемы работ по видам ремонтов всех узлов, кроме трубопроводов, представлены в соответствующих разделах РД.

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

При техническом обслуживании трубопроводы системы откачки утечек очищаются (пропариваются) от отложений парафина и грязи, проверяется работоспособность обратных клапанов.

При нарушении герметичности проводятся демонтаж обратных клапанов, разборка и дефектация деталей, сборка и проверка их работоспособности.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте проводятся все работы, предусмотренные при техническом обслуживании, а также для трубопроводов системы откачки утечек предусматриваются вскрытие и замена поврежденных и подвергшихся коррозии участков трубопровода, нанесение изоляции на вскрытые и замененные участки. После проведения работ проверяются герметичность и прочность системы давлением 1,25 P_p в течение 15 мин.

8.8. Нормативы технического обслуживания и ремонта

Для оборудования технологических систем и трубопроводной арматуры вспомогательных систем НПС ремонтный цикл должен устанавливаться исходя из технического состояния подлежащего ремонту оборудования и систем. Так как капитальный ремонт трубопроводной арматуры, блока регуляторов давления, узла фильтров-грязеуловителей и системы сглаживания волн давления, как правило, проводится при остановке НПС после согласования с диспетчером и руководством предприятия, его рекомендуется совмещать с капитальным ремонтом технологической обвязки НПС или линейного участка магистрального нефтепровода.

Периодичность технического обслуживания и ремонта и нормы трудоемкости их выполнения приведены соответственно в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Периодичность технического обслуживания, ремонта и диагностического контроля технологических устройств

Устройства	Периодичность			
	ТО, мес	ТР, мес	КР, лет	Плановый диагностический контроль
Система сглаживания волн давления	1	36	6	Через 1 мес, при обязательном контроле уровня жидкости 1 раз в сутки
Фильтры-грязеуловители	1	36	6	Через 1 мес, при обязательном контроле перепада давления 1 раз в сутки и непрерывном контроле во время очистки магистрального нефтепровода, пропуска диагностических приборов и т. д.
Блок регуляторов давления	1	36	6	Через 1 мес.
Трубопроводы системы откачки утечек	6	-	6	Через 6 мес.
Предохранительные клапаны	1	6 ревизия 12 переиспытание	6	Через 1 мес.

Примечание. Обратные клапаны системы подвергаются техническому облуживаннию и ремонту 1 раз в 2 года или по состоянию герметичности

8.9. Установки пожаротушения

Эксплуатация, техническое обслуживание стационарных установок пожаротушения осуществляются в соответствии с "Базовыми правилами пожарной безопасности для объектов различного назначения и форм собственности", "Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов", ГОСТ Р 50800, инструкцией по эксплуатации и техническому обслуживанию стационарных систем автоматического пенного пожаротушения.

Ответственность за проведение технического обслуживания установок пожаротушения возлагается на старшего инженера НПС и ответственных за пожаробезопасность объектов. Регламентные работы по техническому обслуживанию, ремонту и ведению эксплуатационной и ремонтной документации осуществляет эксплуатационно-ремонтный персонал. Работы должны проводиться в соответствии с годовым планом-графиком, который может корректироваться в зависимости от результатов контрольных проверок и испытаний систем.

Контрольные проверки и испытания

При эксплуатации стационарных установок пожаротушения необходимо контролировать сохранность запаса огнегасительного вещества; исправность насосов и компрессоров установок пожаротушения; исправность приводов; давление в напорном трубопроводе питательной сети; правильное положение запорной арматуры; состояние пеногенераторов и оросителей, датчиков автоматического и дистанционного пусков, сети распределительных трубопроводов.

Ежедневно должно проверяться давление в системе автоматических установок пожаротушения. Падение давления не должно превышать 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2) за сутки.

Не реже одного раза в 10 дн. проверяются насосные агрегаты путем пуска на номинальную мощность.

На установках пенного пожаротушения необходимо 1 раз в полгода проверять качество пенообразующих средств. Должен быть в наличии двукратный запас пенообразователя.

Баллоны и емкости установок, масса огнегасительного вещества и давление в которых ниже расчетных значений на 10 % и более, подлежат дозарядке и перезарядке.

Через каждые 6 мес. проверяют температуру их срабатывания, давление во внутренних пожарных кранах.

Не реже одного раза в год необходимо:

проводить цикл испытаний всей системы автоматической установки пожаротушения;

при подготовке к зимнему периоду сухотрубы к резервуарам и насосным станциям продувать воздухом через дренажные линии.

Не реже одного раза в три года проводятся гидравлические испытания аппаратов и трубопроводов системы пенного пожаротушения на прочность и пневматические испытания – на герметичность.

Не реже одного раза в пять лет проводятся сплошная промывка, продувка и очистка от грязи и ржавчины аппаратов и трубопроводов.

Результаты проверок и испытаний оформляются актами.

Техническое обслуживание

Техническое обслуживание систем пожаротушения осуществляется не реже одного раза в месяц, при этом проверяются состояние системы пожаротушения; наличие необходимого запаса воды и системы ее подогрева (в зимнее время); отсутствие утечек в пожарной емкости; наличие расчетного количества углекислотных баллонов в помещениях и степень их заполнения углекислотой; состояние пожарных датчиков и сигнализаторов давления, сети разводящих труб с целью выявления следов коррозии, замерзания, устранения прогибов; состояние окраски, фасонных деталей, подвесок.

8.10. Емкости вспомогательных систем

Обслуживание емкостей вспомогательных систем осуществляется согласно графику проведения ремонтов и технических обслуживаний указанных систем.

При техническом обслуживании проводятся проверка герметичности разъемных соединений и целостности основного металла корпуса; подтяжка резьбовых соединений; проверка саль-

никовых уплотнений и замена прокладок при обнаружении течи; составление дефектной ведомости.

При текущем ремонте выполняются ремонт покрытия и корпуса с применением клеевых соединений или сварки; ремонт оборудования, расположенного с наружной стороны емкости; отсоединение технологических трубопроводов от емкости, установка заглушек; очистка емкости от осадков нефтепродуктов, отложений парафина, коррозионных отложений; дегазация емкости при необходимости проведения сварочных работ; окраска емкости; ремонт протекторной защиты днищ емкости, при необходимости; проверка и ремонт поручней, стоек, лестниц.

При капитальном ремонте выполняются все операции текущего ремонта, а также замена отдельных участков корпуса, днища и кровли емкости; демонтаж, ремонт и монтаж оборудования емкости; покраска.

Помимо периодических ремонтных работ, установленных для вспомогательных систем, необходимо 1 раз в месяц проводить осмотр емкостей.

При осмотре обращают внимание на следующие признаки нарушения прочности и изменения формы емкостей: появление вмятин вследствие образования в емкости недопустимого вакуума или по иным причинам; образование трещин по сварным швам кровли, корпуса, окрайков днища и по прилегающим участкам основного металла; неравномерная осадка емкостей; коррозионный износ и, как следствие, уменьшение толщины листов, утечки нефти; герметичность соединений трубопроводной обвязки емкостей; целостность и отсутствие деформаций элементов крепления к емкостям насосов, клапанов, арматуры и т. д.

С целью оценки технического состояния надземных емкостей через каждые два года проводится их частичная дефектоскопия без вывода емкостей из эксплуатации. При этом выполняются следующие работы: ознакомление с технической документацией; внешний осмотр емкости; измерение толщины стенок корпуса толщиномерами, позволяющими измерять толщину в интервале 0,2–50,0 мм с точностью 0,1 мм при температуре окружающего воздуха от минус 10 до плюс 40 °С; проверка состояния основания и отмостки; составление технического заключения по результатам контроля.

9. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ КОТЛОВ И КОТЕЛЬНО-ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

9.1. Номенклатура оборудования

Техническое обслуживание и ремонт рассматриваются для следующего теплотехнического оборудования: котлов водогрейных и паровых, горелочных устройств, топливных емкостей, центробежных насосов, оборудования водоподготовки, экономайзеров водяных, вентиляторов дутьевых, дымососов, оборудования химической очистки воды, наружных тепловых сетей, нагревательных приборов (радиаторов).

9.2. Виды технического обслуживания и ремонта

Эксплуатация и ремонт котлов, котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов должны отвечать требованиям правил Госгортехнадзора РД 3415-027-93.

Техническое обслуживание котлов и котельно-вспомогательного оборудования осуществляется в процессе работы постоянным оперативным персоналом, а автоматизированных котельных – эксплуатационно-ремонтным персоналом НПС, прошедшим обучение по соответствующей программе.

Техническое обслуживание теплотехнического оборудования в зависимости от периодичности, назначения и объема подразделяется на ежесменное, периодическое и сезонное.

Ежесменное техническое обслуживание (ТО) – это ТО, проводимое в течение рабочей смены.

Периодическое ТО – это ТО, выполняемое, как правило, в дневное время через установленные в эксплуатационной документации на каждый вид оборудования значения наработки или интервалы времени. В состав операций периодического ТО входят также и операции ежесменного ТО.

Сезонное ТО заключается в дополнительной проверке оборудования перед началом весеннелетнего и осенне-зимнего периодов. Операции сезонного ТО выполняются в процессе про-

ведения очередного периодического ТО, поэтому в состав его входят операции последнего.

Текущий ремонт выполняется эксплуатационно-ремонтным персоналом НПС или выездными ремонтными бригадами.

Капитальный ремонт выполняется обученным и аттестованным ремонтным персоналом БПО (ЦБПО) или специализированными подрядными организациями, имеющими лицензию на проведение работ по ремонту теплотехнического оборудования.

Котлы и котельно-вспомогательное оборудование после капитального ремонта подвергаются испытанию и апробации в рабочем состоянии.

9.3. Контроль работоспособности теплотехнического оборудования

Для контроля фактического технического состояния котельные установки, водогрейные котлы должны быть укомплектованы приборами контроля давления пара, температуры перегретого пара, питательной воды и уходящих газов, расхода пара или воды, расхода топлива, содержания CO в уходящих газах, газового сопротивления котла, давления воздуха перед топочным устройством, а также пробоотборниками для контроля химсостава питательной воды и т. п.

Контролируемые параметры должны находиться в пределах, указанных в режимной карте каждого котла. Режимная наладка котлов, регистрируемых в Госгортехнадзоре, должна проводиться 1 раз в 3 года, не регистрируемых – 1 раз в 5 лет специализированными организациями, имеющими лицензию на этот вид деятельности.

В случаях невозможности поддержания параметров котла в соответствии с режимной картой по решению лица, ответственного за технически исправное состояние и безопасную эксплуатацию котлов, проводится внеочередное техническое освидетельствование. При невозможности самостоятельно определить неисправность приглашается специализированная организация. О внеочередном техническом освидетельствовании

оборудования, регистрируемого в Госгортехнадзоре, в обязательном порядке информация представляется в местный орган Госгортехнадзора.

Решение о дальнейшей эксплуатации котлов, сосудов, трубопроводов пара и горячей воды, регистрируемых в органах Госгортехнадзора, принимается в соответствии с Госгортехнадзором на основании заключения об экспертном техническом диагностировании, выполненном специализированным предприятием.

Решение о дальнейшей эксплуатации теплотехнического оборудования, не регистрируемого в органах Госгортехнадзора, принимается комиссией, созданной на предприятиях на основании заключения специализированной организации по результатам экспертного технического диагностирования.

Работоспособность насосов, вентиляторов, дымососов, электродвигателей и арматуры, их остаточный ресурс оцениваются на основании критериев, приведенных в документации по эксплуатации соответствующего оборудования. Техническое обслуживание и ремонт приборов КИП и А проводятся по графику ППР. Фильтры, деаэраторы и т.п. также подлежат обслуживанию по графику ППР.

9.4. Нормативы технического обслуживания и ремонта

Периодичность ремонта котлоагрегата (тягодутьевых устройств в том числе) определяется индивидуально для НПС в зависимости от времени наработки котлоагрегата после ввода в эксплуатацию, вида топлива, подготовки воды и т. п. Рекомендуемая периодичность капитальных ремонтов для паровых котлов – 1 раз в 4–5 лет, для водогрейных котлов – 1 раз в 6–7 лет. Периодичность текущего ремонта – через полгода.

Периодичность ремонта котельно-вспомогательного оборудования зависит от его функций в составе котельной установки, конструктивных особенностей и условий эксплуатации (табл. 9.1).

Таблица 9.1

Периодичность ремонта котельно-вспомогательного оборудования

Оборудование	Периодичность, мес	
	К	Т
Оборудование водоподготовки		
Фильтры натрийкатионовые и механические	40	12
Фильтры водородкатионовые	24	12
Солерастворители	36	12
Баки гидроперегрузки	72	12
Деаэрационные установки	48	12
Осветители	48	12
Декарбонизаторы	48	12
Сепараторы и расширители непрерывной и периодической продувки	Совместно с котлом	12
Барботеры	То же	12
Смесители напорные	48	12
Бойлеры	48	12
Оборудование теплообменное		
Подогреватели	48	12
Охладители воды, пара и конденсата	24	12
Редукционные установки	12	6
Барботер	В зависи-	от техниче-
	состояния	

Внутренний осмотр котлов, находящихся в эксплуатации, проводится представителем Госгортехнадзора РК не реже чем через каждые 4 года, а гидравлическое испытание – не реже чем через каждые 8 лет.

Периодичность ремонта котлоагрегатов может быть уточнена в зависимости от режима эксплуатации котлов, что позволяет перейти к системе ТОР по фактическому техническому состоянию.

10. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ, КАНАЛИЗАЦИИ И ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ, ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

10.1. Номенклатура оборудования

Рассмотрены вопросы технического обслуживания и ремонта для:

- оборудования системы водоснабжения: насосов, артскважин, натрийкатионовых фильтров, бактерицидных установок, емкостей для хозяйственно-производственного запаса воды, запорной арматуры, сетей наружного водопровода;
- оборудования системы хозяйственно-фекальной и промышленной канализации: смотровых колодцев, канализационных коллекторов, колодцев с гидравлическим затвором, емкостей сбора промышленных канализационных стоков, дренажных приямков (в т. ч. лотков для отвода промышленных стоков из помещений насосной), запорной арматуры, канализационных сетей;
- трубопроводов горячей воды и пара;
- очистных сооружений: септиков, компактных установок типа КУ, песколовок, нефтеловушек, прудов отстаивания, флотационных установок, биологических фильтров, аэротенков.

Все трубопроводы, подлежащие регистрации в местных органах Госгортехнадзора, должны иметь паспорта с техническими характеристиками, в которые эксплуатационным персоналом записываются обнаруженные дефекты и производимые ремонтные работы.

10.2. Система канализации

На НПС, как правило, существуют две системы канализации: производственно-ливневая; хозяйственно-бытовая.

Производственно-ливневая канализация относится к категории взрывопожароопасных объектов.

Количество сточных вод, отводимых в канализацию, не должно превышать величины расчетной нормы водоотведения.

Присоединение трубопроводов одной системы канализации к другой не допускается.

Контроль работоспособности

Контроль работоспособности системы канализации включает наружный и внутренний осмотры состояния системы.

Наружный осмотр проводится не реже 1 раза в месяц, внутренний – два раза в год, преимущественно весной и осенью.

При наружном осмотре проводится проверка: исправности и чистоты смотровых колодцев, наличия и плотности прилегания крышек люков; целостности люков; горловин, скоб и лестниц; герметичности гидравлического затвора; отсутствия газов в колодцах; степени наполнения труб, наличия подпора (затопления), засорений и других нарушений, видимых с поверхности земли; наличия завалов на трассе в местах расположения колодцев и в лотках для отвода промстоков из помещения насосной, а также осмотр емкости, дренажных приямков, дренажных решеток.

При внутреннем осмотре проводятся: проверка исправности гидрозатвора (проверка или замена прокладок, заделка раструбов гидрозатвора); осмотр внутреннего состояния смотровых колодцев и аварийных выпусков камер, эстакад и переходов коллекторов и каналов; обследование стен, горловин, лотков, входящих и выходящих труб; проверка целостности скоб, лестниц, люков и крышек, наличия пломб; проверка гидравлических условий работы; обслуживание арматуры.

По результатам осмотров и в зависимости от степени повреждений проводится текущий или капитальный ремонт.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте системы канализации осуществляются удаление грязи, снега, льда, посторонних предметов из смотровых колодцев, восстановление плотности прилегания крышек люков; очистка дренажной решетки от задержанных сбросов; разборка завалов на трассе и в местах расположения колодцев; восстановление исправности сбросового оголовка канализационного коллектора, при необходимости очистка устья от ила и

посторонних предметов; удаление грязи с запорной арматуры, подтяжка сальников.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте системы канализации проводятся ремонт распределительных лотков, шиберов; заделка трещин в колодцах, переукладка горловин или полная переделка колодцев; замена крышек люков; набивка или донабивка сальников запорной арматуры, замена отдельных деталей или полная замена задвижек, покраска; замена неисправной дренажной решетки; зачистка емкости бака накопителя; замена прокладки гидрозатвора; заделка раструбов гидрозатвора; штукатурка колодцев с гидрозатвором; полная или частичная переукладка отдельных участков сети в связи с наметившимися разрушениями или просадками труб.

Профилактические и аварийные очистки системы канализации

Для сохранения расчетной пропускной способности труб и коллекторов системы канализации необходимо осуществлять профилактические и аварийные прочистки канализационной системы от осевших в ней осадков.

Профилактическая очистка канализационного коллектора проводится в соответствии с планом подготовки к зиме. Участки сети, имеющие строительные дефекты и недостаточные уклоны, прочищаются чаще.

Основными способами прочистки труб канализационных сетей приняты следующие:

гидравлический – промывка водой;

гидромеханический – прочистка самодвижущимися, за счет подпора воды, снарядами (резиновыми или металлическими шарами, деревянными цилиндрами, парными дисками);

механический – прочистка с помощью снарядов, проталкиваемых по трубопроводам на тросах с помощью лебедок.

В случае засорения труб, сопровождающегося прекращением работы канализационной сети, необходимо проводить аварийную прочистку сети с помощью гибких валов, проволоки, сборных штанг, промывки водой. Разрушение засорения производится из нижнего сухого колодца с помощью одного из вы-

шеперечисленных приспособлений в зависимости от характера засорений.

10.3. Система водоснабжения

Контроль работоспособного состояния системы водоснабжения

Система водозабора, подачи, распределения и подготовки питьевой воды должна обеспечивать бесперебойное и надежное снабжение потребителей водой, отвечающей требованиям ГОСТ 2874, СанПиН 2.1.4.559-96.

Обслуживание установок по подготовке питьевой воды осуществляется в соответствии с "Правилами технической эксплуатации систем водоснабжения и водоотведения населенных мест".

Эксплуатация и обслуживание артезианских скважин осуществляется согласно инструкции по эксплуатации, которую обязана составить и приложить к исполнительной документации организация, соорудившая артезианскую скважину.

Контроль работоспособности артскважин проводится 1 раз в месяц, при этом осуществляются:

- замер эксплуатационного дебита, $м^3/ч$;
- замер положений динамического и статического уровней, м;
- химический и бактериологический анализ воды (1 раз в месяц, если нет специальных указаний органов санитарного надзора);
- анализ содержания в воде взвешенных частиц (песка, ила, глины и пр.) не более 2 % (при заметном увеличении содержания – не реже двух раз в месяц).

Признаками неработоспособности артскважины являются: уменьшение дебита; изменение динамического и статического уровня; ухудшение химических и бактериологических качеств воды. При проявлении одного из выше перечисленных признаков неработоспособности скважин необходимо установить причину и устранить ее.

Причинами уменьшения дебита скважины являются: неисправность насосного агрегата; занос песком водоприемной ча-

сти скважины; закупорка отверстий фильтра отложениями солей и цементация пор породы вокруг фильтра.

Основными причинами понижения статического уровня в скважине являются: влияние работы близлежащих скважин; естественное снижение уровня воды в эксплуатируемом водоносном горизонте.

Ухудшение химических и бактериологических качеств воды может произойти от проникновения в скважину или водоносный горизонт агрессивных или загрязненных вод через устье скважины, по затрубному пространству из вышележащих водоносных пластов, а также из незатампонированных соседних скважин.

Профилактический ремонт и замена изношенных деталей водонасосных установок производятся не реже одного раза в шесть месяцев и не реже одного раза в девять месяцев для водонасосных установок, работающих периодически.

Контроль работоспособного состояния водопровода проводится при наружном осмотре и профилактическом обслуживании системы водоснабжения.

Наружный осмотр трасс водопровода и проверка действия сооружений и оборудования проводятся не реже одного раза в два месяца.

Профилактическое обслуживание системы водоснабжения осуществляется не реже двух раз в год, как правило, в осенний и весенний период.

При наружном осмотре проводится проверка водяных насосов (чистка и смазка подшипников, осмотр торцевых уплотнений, проверка затяжки болтов крепления); оборудования артскважины (обратного клапана, задвижки, водомера и т. д.); натрий-катионового фильтра, его герметичности и работы; бактерицидной установки, ее герметичности и работы; емкости, ее герметичности; сетей водопровода (выявление негерметичности); исправности смотровых колодцев, наличия крышек люков; обследование оголовка водоприемника; состояния самотечных и сифонных трубопроводов путем сопоставления уровней воды в береговом колодце и водоеме (увеличение разности в уровнях и

вынос осадка в колодец являются признаками засорения трубопроводов).

На основании результатов наружного осмотра и профилактического обслуживания оборудование системы водоснабжения выводят в текущий или капитальный ремонт.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте системы водоснабжения проводятся подтяжка торцевого уплотнения, затяжка болтов крепления, центровка водяных насосов; замена эластичных элементов соединительной муфты; подтяжка сальникового уплотнения запорной арматуры артскважины, удаление грязи; устранение негерметичности натрийкатионового фильтра; устранение негерметичности бактерицидной установки; покраска емкости; удаление грязи из смотровых колодцев, установка отсутствующих крышек люков; устранение негерметичности водопровода, замена отдельных участков трубопроводов в размере не более 20 % протяженности.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте системы водоснабжения проводятся ремонт насоса со вскрытием, разборкой торцевого уплотнения, заменой сальниковых уплотнений, проверкой состояния рабочего колеса и вала, их заменой при необходимости; центровка насоса; набивка сальников, замена отдельных деталей узлов запорной арматуры, очистка и промывка натрийкатионового фильтра; удаление осадков из емкости; смена люков, крышек колодцев водопровода; ремонт ходовых скоб, лестниц, горловин колодцев водопровода; устранение негерметичности водопровода; демонтаж пришедшего в негодность и прокладка нового трубопровода, замена арматуры, фланцев, прокладок сальниковых компенсаторов, замена подвижных и неподвижных опор, полное восстановление антикоррозионного покрытия и термоизоляции, гидравлическое испытание со сдачей местным органам Госгортехнадзора.

10.4. Трубопроводы горячей воды и пара

Контроль работоспособности

Трубопроводы горячей воды и пара, имеющие в течение года сезонный перерыв в работе, ежегодно подвергаются гидравлическому испытанию на давление, равное 1,25 рабочего, а трубопроводы, работающие без перерыва, –один раз в два года.

Плановый контроль трубопроводов горячей воды, незарегистрированных в Госгортехнадзоре, проводится не реже одного раза в два года, при этом осуществляются проверка герметичности сварных швов и фланцевых соединений; осмотр состояния теплоизоляции и антикоррозионного покрытия; регулировка отопительной системы (1 раз в год перед отопительным сезоном или в случае отклонения режима работы системы); проверка плотности прилегания крышек, герметичности арматуры и работы измерительных приборов водоподогревателей.

Трубопроводы пара и горячей воды, зарегистрированные в Госгортехнадзоре, подвергаются техническому освидетельствованию в сроки, предусмотренные правилами Госгортехнадзора.

В случае выявления неисправностей при испытаниях, оперативных и плановых контролях, технических освидетельствованиях трубопроводы горячей воды и пара могут быть выведены в текущий или капитальный ремонт.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте проводятся промывка системы трубопроводов; замена отдельных групп радиаторов или ребристых труб, регулировочной арматуры, ремонт сливных и воздушных труб, вантузов и расширительных баков, ремонт теплового пункта.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте проводятся восстановление теплоизоляции и антикоррозионного покрытия; демонтаж пришедшего в негодность и прокладка нового трубопровода; замена арматуры, фланцев, прокладок сальниковых компенсаторов; полное восстановление теплоизоляции и т. д.

После капитального и текущего ремонтов трубопроводы пара и горячей воды должны быть испытаны в объеме, установ-

ленном "Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды".

10.5. Очистные сооружения

Контроль работоспособности

Система отвода и очистки сточных вод должна обеспечивать предупреждение отвода с сооружений НПС воды, не отвечающей по своим показателям требованиям "Правил охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами".

Эффективность работы (а также работоспособность) отдельных очистных сооружений или их комплекса контролируется по составу сточных вод и осадков до и после их пребывания на каждом этапе очистки, а также после всего комплекса очистных сооружений. Состав сточных вод и осадков проверяется не реже 1 раза в 10 дней.

Эксплуатация, контроль технологических параметров, обслуживание и ремонт очистных сооружений проводятся согласно инструкциям по эксплуатации, а также СНиП 2.04.0385 и действующим нормативно-техническим документам.

По результатам проведения контроля работоспособного состояния очистные сооружения выводятся в текущий или капитальный ремонт.

10.6. Нормативы технического обслуживания и ремонта

Периодичность текущего и капитального ремонта оборудования систем водоснабжения, канализации и очистных сооружений и инженерных коммуникаций приведена в табл. 10.1.

Периодичность ремонта трубопроводов из полиэтиленовых труб, гуммированных и футерованных винипластом, полиэтиленом и фторопластом, приравнивается к периодичности ремонта трубопроводов из стальных труб внутренних и наружных сетей с коэффициентом 0,75.

Таблица 10.1

Периодичность ремонта инженерных коммуникаций и очистных сооружений

Сооружения	Периодичность	
	Т, мес	К, лет
Наружный водопровод и канализация:	24	20
из чугунных труб		
из стальных труб	24	15
из асбоцементных труб	12	10
Наружные тепловые сети	12	15
Внутренние сети водопровода, отопления, канализации, горячего водоснабжения и паропроводов:		15
в нормальных условиях	18	
в агрессивной среде и при переувлажнении	12	12
Трубопроводная арматура	6	5
Песколовки	12	3
Нефтеловушки	6	2
Пруды отстаивания	12	4
Флотационные установки	24	4
Фильтры	12	3
Аэротенки	12	4
Фильтры глубокой очистки	6	2

11. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

11.1. Организация работ по техническому обслуживанию, диагностированию и ремонту электроустановок

Техническое обслуживание, диагностирование и ремонт электроустановок магистральных нефтепроводов должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов", "Правил эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП), "Правил устройств электроустановок" (ПУЭ), "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБ), законодательных актов, Госгортехнадзора и Главгосэнергонадзора, инструкций по эксплуатации конкретного типа электроустановок, действующих руководящих и нормативных документов.

Ответственность за выполнение требований действующих нормативно-технических документов, правильную и безопасную эксплуатацию электроустановок, своевременное и качественное выполнение работ по техническому обслуживанию, диагностированию и ремонту электроустановок несут руководители и ответственные за электрохозяйство предприятий.

Руководство предприятия обязано назначить ответственного за электрохозяйство предприятия.

Ответственный за электрохозяйство - лицо, непосредственно отвечающее за организацию эксплуатации и ремонта электроустановок, как правило, это главный энергетик, инженер-энергетик или назначенный инженерно-технический работник.

Если ответственный за электрохозяйство структурного подразделения (НПС) не назначен, то ответственность за организацию эксплуатации и ремонта электроустановок в этом подразделении, независимо от его территориального расположения, несет ответственный за электрохозяйство предприятия.

Руководство предприятия обязано принять меры по обеспечению службы эксплуатации и ремонта электроустановок нормативно-технической документацией, контрольно-измерительными приборами, средствами диагностирования, методиками и инструкциями для надежной, безопасной эксплуатации, технического обслуживания, диагностирования и ремонта электроустановок, а также действия персонала НПС во время аварийных и нештатных ситуаций.

Контроль эксплуатационных параметров и исправного состояния электроустановок осуществляется автоматизированными системами управления технологическим процессом (АСУ ТП), а также оперативным персоналом НПС.

Ответственность за организацию, своевременность проведения, качество технического обслуживания, диагностического контроля и ремонта электроустановок несут ответственный за электрохозяйство НПС, начальники соответствующих служб НПС и главные специалисты предприятий.

Общий контроль за выполнением ТОР электроустановок на объектах магистральных нефтепроводов осуществляют главные энергетики предприятий или другие лица, определенные должностными инструкциями.

Персонал НПС подразделяется на следующие категории:

оперативный (дежурный) персонал (оператор, дежурный механик; дежурный электрик или электромонтер, слесарь по обслуживанию механо-технологического оборудования, слесарь КИПиА и пр.);

оперативно-ремонтный или эксплуатационно-ремонтный персонал (далее по тексту оперативно-ремонтный).

Оперативный (дежурный электрик или электромонтер) персонал осуществляет технические осмотры электроустановок, контролирует параметры работы оборудования, фиксирует значения эксплуатационных параметров в журнале и проверяет регистрацию их в системе АСУ ТП в соответствии с должностными инструкциями; проводит оперативные переключения согласно утвержденным технологическим картам и указаниям диспетчера.

При достижении предельно допустимых значений контролируемых параметров или их резком изменении и в соответствии с результатами технического обслуживания, осмотра и оперативного контроля оперативный (дежурный) персонал информирует ответственного за электрохозяйство и старшего инженера НПС о необходимости проведения диагностического контроля.

При выходе значений параметров работы электроустановок за допустимые пределы оперативный персонал контролирует и при необходимости осуществляет аварийный вывод оборудования из эксплуатации или переключение неисправного оборудования на резервное, о чем делает запись в журнале и извещает диспетчера и руководство НПС.

Оперативно-ремонтный персонал НПС проводит техническое обслуживание и диагностический контроль технического состояния оборудования; восстановительные работы в случаях отказа оборудования, подготовку оборудования и рабочих мест для ремонтного персонала ЦБПО или специализированных ремонтных предприятий, привлекается к проведению ремонта.

Ответственность за выполнение оперативного контроля электроустановок, измерение диагностируемых параметров и их обработку, решение задач прогнозирования, сбора данных по отказам и наработкам оборудования, учет издержек на восстановление работоспособности и диагностирование, взаимодействие с другими службами, реализацию технических решений по восстановлению работоспособности оборудования несут старший инженер НПС и ответственный за электрохозяйство НПС.

Оперативный, оперативно-ремонтный персонал и инженерно-технические работники осуществляют контроль технического состояния электроустановок в соответствии с требованиями табл. 11.1 с учетом оперативной ситуации и местных инструкций.

Таблица 11.1

Периодичность контроля технического состояния и осмотра электроустановок

Электрооборудование	Должность	Периодичность
Электроустановки технологических и вспомогательных систем, автоматического пожаротушения и противопожарных средств, системы вентиляции	Оперативный персонал Ответственный за электрохозяйство НПС Старший инженер Начальник НПС	1 раз в смену через день Через 2 дн 1 раз в неделю
Открытые и закрытые распределительные устройства	Оперативный персонал Ответственный за электрохозяйство НПС Начальник НПС	1 раз в смену 1 раз в неделю 1 раз в месяц
Электроустановки котельных, тепловых сетей	Оперативный персонал котельной Ответственный за электрохозяйство НПС Начальник НПС	2 раза в смену 1 раз в неделю 1 раз в месяц
Воздушные линии электропередачи и устройства их молниезащиты	Оперативно-ремонтный персонал Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в месяц (для НПС), 1раз в 6 мес (для трассы) 1 раза в год (для НПС), 2 раз в год (для трассы)
Кабельные линии	Оперативный персонал Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в месяц 1 раз в 3 мес

Продолжение таблицы 11.1

Аккумуляторные батареи	Оперативный персонал Специально выделенное лицо (аккумуляторщик) Ответственный за электрохозяйство НПС	1раз в смену 2раза в месяц 1 раз в месяц
Конденсаторные установки	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в месяц 1 раз в 2 недели
Электросварочное оборудование	Оперативно-ремонтный персонал	1 раз в месяц 1 раз в 3 мес
Устройства релейной защиты и автоматики	Оперативный персонал Ответственный за электрохозяйство НПС Старший инженер службы РЗА	1 раз в смену 1раз в месяц 2 раза в год
Устройства заземления и молниезащиты электроустановок	Оперативный персонал Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в сутки 1 раз в неделю
Здания и сооружения с размещенными в них электроустановками	Оперативный персонал Ответственный за электрохозяйство НПС Старший инженер НПС Начальник НПС	1 раз в сутки 1 раз в неделю 1 раз в 2 недели 1 раз в месяц

Система технического обслуживания и ремонта с учетом фактического технического состояния основывается на проведении профилактических, восстановительных, ремонтных и диагностических работ через интервалы времени или количество пусков (включений), регламентированных нормативно-технической документацией на оборудование и скорректированных по фактическим показателям надежности, результатам

диагностического контроля, а также наработке данного вида электроустановок.

Для системы ТОР по техническому состоянию обязательными являются:

проведение периодического диагностического контроля (обследований) с оценкой работоспособности оборудования и прогнозированием срока дальнейшей безотказной эксплуатации;

выполнение ремонтных работ по результатам диагностических обследований;

ведение нормативной, исполнительной, оперативной (эксплуатационной) баз данных и документации по техническому обслуживанию и ремонту, формирование периодических сводок по наработке оборудования, ведение базы данных по показателям надежности, хранение информации в систему АСУ.

Выполнение приведенных мероприятий является обязательным в первую очередь для того оборудования и систем НПС, которые по условиям безопасности не могут быть допущены к эксплуатации до отказа, а по экономическим критериям - к эксплуатации до ремонта.

Рекомендуемые виды диагностического контроля, ТО и ремонта электроустановок по системе ТОР с учетом технического состояния представлены в табл. 11.2.

Работы, проводимые при техническом обслуживании, диагностировании, ремонте и замене электроустановок НПС, выполняются:

специализированными подразделениями предприятий – выездными ремонтными бригадами (ВРБ) центральной базы производственного обслуживания (ЦБПО) или БПО;

оперативно-ремонтным персоналом НПС (в зависимости от объема ремонтных работ, оперативности их выполнения, наличия и загруженности ВРБ);

сторонними организациями, имеющими лицензию и допуск к ремонтным работам и диагностированию технического состояния электроустановок предприятий магистральных нефтепроводов.

Таблица 11.2

Виды диагностического контроля, ТО и ремонта

Оборудование	Диагностический контроль		ТО		Виды ремонта				Примечание
					плановый		по техническому		
	оперативный	плановый	периодическое	сезонное	Т	К	Т	К	
Электродвигатели насосов	+	+	+				+	+	
Электроприводы задвижек	+	+	+		+	+			
Воздушные линии электропередач: на НПС по трассе	+	+ +	+ +	+ +			+ +	+ +	
Силовые кабели 0,4–10 кВ			+	+			+	+	
Трансформаторы напряжения и тока			+		+	+			
Выключатели: масляные	+	+ +	+ +	+	+ +	+			
Разъединители, отделители, короткозамыкатели, разрядники, предохранители	+	+	+		+	+			Совмещать с присоединенным оборудованием
Электрические аппараты напряжением до 1000 В	+		+	+			+	+	
Конденсаторные установки	+		+				+	+	
Аккумуляторные батарей	+	+	+				+	+	
Электросварочное оборудование			+				+	+	
Устройство РЗА	+		+						

Примечания: 1. Сохранение работоспособности электроустановок, временно выведенных из эксплуатации НПС без выполнения работ по консервации, обеспечивается осмотром и ТО согласно графику ТОР и настоящему Положению.

2. Для не указанных в таблице электроустановок проводится планово-предупредительный ремонт, если виды ремонта неопределены другими нормативными документами.

3. Если периодичность ремонтов по техническому состоянию превышает соответствующее значение межремонтной наработки, указанное в документации на данный вид электроустановки, то выполняются плановые ремонты согласно действующей документации.

Анализ изменения контролируемых параметров осуществляется ответственным за электрохозяйство.

Исполнителями планового и непланового диагностического контроля является бригада диагностики (с соответствующей диагностической аппаратурой) ЦБПО (БПО) или оперативно-ремонтный персонал НПС, имеющий допуск к работе со средствами диагностирования.

Необходимость проведения непланового контроля определяет ответственный за электрохозяйство НПС совместно с оперативным персоналом и по согласованию с диспетчером с учетом возможных изменений режимов перекачки.

Ремонт по техническому состоянию проводится с учетом результатов планового или непланового диагностического контроля и может выполняться по типовому объему работ текущего или капитального ремонта.

Регламентная остановка проводится независимо от результатов последнего диагностического контроля для оборудования, у которого подошел срок регламентных работ (ремонтов, межремонтных испытаний, измерений и других работ, оговоренных в нормативных документах).

Старший инженер и ответственный за электрохозяйство НПС обязаны обеспечить условия для проведения диагностирования электроустановок по графику ТОР, подготовить ремонтный персонал или вызвать бригаду диагностики.

Результатом работы бригады диагностики должно быть заключение о работоспособности или неработоспособности диагностируемых электроустановок.

В случае принятия решения о работоспособности электроустановок бригада диагностики должна дать прогноз о предполагаемом времени работы оборудования без отказа или времени следующего диагностического контроля, довести его до све-

дения ответственного за электрохозяйство НПС, оформить акт о результатах диагностического контроля.

В случае принятия решения о неработоспособности электроустановок бригада диагностики должна указать предполагаемые дефекты и причины неработоспособного состояния и совместно с ответственным за электрохозяйство НПС определить объем ремонта.

Ответственный за электрохозяйство НПС должен принять соответствующие меры по восстановлению работоспособности электроустановок или их замене.

Определение сложности и трудоемкости ремонта осуществляется после проведения диагностического контроля и принятия решения о выводе электроустановок в ремонт. Вид ремонта (текущий или капитальный) устанавливается по объему работ, а не по периодичности.

Если в объеме ремонта предусматривается разборка оборудования, то бригадой диагностики проводится также контроль тех параметров, оценка которых возможна только при разборке, с последующей коррекцией объема ремонта.

Типовые объемы работ при эксплуатации электроустановок составляются для планирования и определения объема ремонтных и диагностических работ, организации подготовительных работ и определения потребностей в материалах, инструментах и запасных частях, организации работы ремонтного персонала и контроля за расходом средств.

Диагностирование технического состояния электроустановок основывается на сравнении базовых и фактических характеристик электроустановок, полученных за определенный период времени.

Базовыми характеристиками являются характеристики, полученные после монтажа новых (или подвергнутых капитальному ремонту) электроустановок.

Фактическими (текущими) характеристиками являются характеристики, получаемые в процессе эксплуатации электроустановок в данный период времени.

При переходе к техническому обслуживанию и ремонту с учетом фактического технического состояния прежде всего

уточняются (а в отдельных случаях и определяются новые) базовые характеристики электроустановок.

11.2. Планирование работ по техническому обслуживанию, диагностическому контролю и ремонту

Для планирования ремонта электроустановок составляются: перспективные графики ремонта основного электрооборудования и воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 35–110 кВ;

– годовые графики ТОР и диагностического контроля;

– месячные (квартальные) графики ТОР и диагностического контроля.

Перспективный график ремонта разрабатывается на 5 лет ответственным за электрохозяйство предприятия и служит основанием для планирования трудовых, материальных и финансовых ресурсов по годам планируемого периода.

Годовой график составляется на все виды ремонта оборудования за два месяца до окончания текущего календарного года. График ТОР электроустановок, отключение которых приводит к изменению объемов перекачки нефти или условий передачи электроэнергии, утверждается главным инженером предприятия.

Исходными данными для составления графика ТОР и диагностического контроля электроустановок являются: данные о показателях надежности (в первую очередь наработка на отказ), режимах и условиях эксплуатации; сведения о результатах выполненных диагностических контролей, ТО, ремонтов и испытаний; информация о наработке с начала эксплуатации и фактически отработанном с момента последнего ремонта времени, а также количестве включений (пусков).

При планировании следует учитывать обеспеченность материальными и финансовыми ресурсами, оснащенность контрольно-измерительными приборами и диагностической аппаратурой.

Расчет периодичности диагностических контролей производится с учетом фактически полученных показателей надежно-

сти и срока службы оборудования и основывается на величине наработки слабого звена.

На переходном этапе (до получения достоверной информации о $T_{сл.з}$) периодичность диагностических контролей определяется на основании показателей надежности прошлых лет.

ЧАСТЬ 2

1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОМПРЕССОРНОГО АГРЕГАТА

1.1. Показатели надежности компрессорного агрегата

Одной из важнейших эксплуатационных характеристик компрессорного агрегата является его **надежность.** Под понятием надежность агрегата понимается его свойство выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки.

Как видно из приведенного определения, **надежность агрегата** является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения и условий работы агрегата включает в себя такие понятия, как работоспособность, неисправность, наработка на отказ, ремонтопригодность. Надежность агрегата в общем случае определяется надежностью его элементов, систем, его обслуживающих, и характером их взаимодействия.

Под понятием **работоспособность** эксплуатации агрегата понимается способность агрегата выполнять заданные функции эксплуатации в пределах, допустимых нормативно-технической документацией и инструкциями по его эксплуатации.

Под понятием **неисправность** агрегата понимается состояние, при котором агрегат не соответствует хотя бы одному из требований, установленных нормативно-технической документацией, даже в том случае, если эта неисправность и не приводит сразу к отказу в его работе.

Под понятием **отказ** понимается событие, заключающееся в полной или частичной потере работоспособности агрегата. Поэтому безотказностью агрегата называется его свойство непрерывно сохранять работоспособность в течение заданного времени эксплуатации.

Отказы в работе агрегата на КС возникают по разным причинам: из-за недостатков в конструкции узла или агрегата, так называемые конструктивные отказы; из-за нарушения правил

технологии изготовления или монтажа агрегата на станции, так называемые технологические отказы, и эксплуатационные отказы - из-за нарушения правил эксплуатации агрегатов на станции. Отсюда и возникает очень важное для эксплуатации понятие как наработка на отказ, одно из основных понятий надежности агрегатов при их эксплуатации на газопроводах.

Кроме приведенных определений отказов в работе оборудования, можно различать еще отказы **систематические, полные, частичные, внезапные и постепенные.**

К **систематическим отказам** можно отнести отказы элементов, узлов и обслуживающих вспомогательных систем ГПА, долговечность которых во много раз меньше, чем долговечность самого агрегата, например, работа систем разного рода уплотнений, износ масляных и воздушных фильтров и т. п., требующих периодического ремонта и замены; обычно эти дефекты устраняются на станции силами обслуживающего персонала.

Под понятием **полного отказа** понимается нарушение работоспособного состояния агрегата в целом, требующее длительной его остановки, замены или сложного ремонта.

Под понятием **частичного отказа** понимается состояние, после возникновения которого агрегат может использоваться по назначению, но с меньшей эффективностью, например, при разгерметизации регенераторов, утечке масла и т. п.

Внезапный отказ характеризуется скачкообразным изменением одного или нескольких параметров, определяющих работу ГПА. Внезапный отказ практически мгновенно переводит агрегат из работоспособного состояния в состояние отказа.

Постепенный отказ характеризуется монотонным изменением одного или нескольких заданных параметров ГПА, например, снижением мощности агрегата из-за износа узлов и деталей.

Под понятием **долговечность** понимается способность агрегата сохранять свою работоспособность при установленной системе технического обслуживания и ремонта до наступления предельного состояния. Под предельным состоянием агрегата понимается состояние, когда его дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена вследствие неустранимого отклонения заданных параметров от установленных пределов или неустра-

нимого снижения эффективности эксплуатации ниже допустимой, или неустранимого нарушения требований техники безопасности, или необходимости проведения капитального ремонта.

Под понятием **ремонтопригодность** агрегата понимается его приспособленность к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, повреждений и устранения их последствий путем проведения ремонтов и технического обслуживания.

Под понятием **сохраняемость** понимается свойство агрегатов сохранять исправное и работоспособное состояние в течение хранения и после транспортировки.

В настоящее время оценка показателей надежности ГПА на газопроводах осуществляется системой показателей, основанных на определении времени нахождения агрегата в том или ином эксплуатационном состоянии: суммарном времени нахождения агрегата в работе $T_{\text{р}}$ за отчетный период $T_{\text{к}}$; времени нахождения агрегата в резерве $T_{\text{рез.}}$; времени нахождения агрегата в плановом ремонте $T_{\text{ппр}}$; времени вынужденного простоя $T_{\text{в}}$ агрегата за отчетный период $T_{\text{к}}$. Обычно за отчетный период принимается календарный год

$$T_{\text{к}} = T_{\text{р}} + T_{\text{рез}} + T_{\text{ппр}} + T_{\text{в}} = 365 \text{ дней}.$$

На основе сопоставления приведенных временных состояний агрегата и определяются показатели его надежности:

1. **Коэффициент технического использования агрегата**, определяемый как отношение времени пребывания ГПА в работе ко времени пребывания агрегата в работоспособном состоянии, времени его вынужденных простоев и ремонтов за рассматриваемый период эксплуатации

$$K_{\text{ти}} = \frac{T_{\text{р}}}{T_{\text{р}} + T_{\text{ппр}} + T_{\text{в}}}. \qquad (1.1)$$

2. **Коэффициент готовности агрегата**, определяемый как отношение времени нахождения ГПА в работоспособном состоянии к сумме времени нахождения его в рабочем состоянии и времени вынужденного простоя

$$K_{\text{г}} = \frac{T_{\text{р}}}{T_{\text{р}} + T_{\text{в}}}. \qquad (1.2)$$

3. **Коэффициент оперативной готовности**, определяемый как отношение времени нахождения ГПА в работе или в резерве, к общему календарному отрезку времени

$$K_{\text{ог}} = \frac{T_{\text{р}} + T_{\text{рез}}}{T_{\text{к}}}. \qquad 1.3)$$

4. **Коэффициент, характеризующий среднюю наработку агрегата на число отказов** (r) в отчетном отрезке времени

$$T_0 = \frac{T_{\text{р}}}{r}. \qquad (1.4)$$

5. **Коэффициент, характеризующий время восстановления работоспособности агрегата,** определяемый как отношение общего времени вынужденного простоя ГПА к числу отказов за рассматриваемый отрезок времени

$$K_{\text{в}} = \frac{T_{\text{в}}}{r}. \qquad (1.5)$$

Опыт эксплуатации газотурбинных агрегатов на газопроводах показывает: численные значения коэффициентов технического использования для ГПА различных типов изменяются в диапазоне 0,75–0,95; коэффициент готовности в диапазоне 0,80–0,96; коэффициент оперативной готовности – в диапазоне 0,84–0,88.

Наработка газотурбинных ГПА на один отказ в целом по парку агрегатов находится в среднем за последние пять лет эксплуатации на уровне 2600–2900 ч. По типам агрегатов этот показатель, как один из основных показателей надежности ГПА в условиях эксплуатации, распределяется примерно следующим образом (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Наработка на отказ у ряда ГПА с газотурбинным приводом

Тип ГПА	Количество ГПА, шт.	Наработка на отказ, ч
ГТ-750-6	100	4500
ГТ-6-750	140	9800
ГТН-6	80	11500
ГТК-10	790	7900
ГПУ-10	270	6200

Опыт эксплуатации агрегатов на газопроводах показывает, что в настоящее время к агрегатам нового поколения, поступающим на газопроводы, могут быть предъявлены следующие требования (не менее): коэффициент технического использования на уровне 0,93–0,95; коэффициент готовности на уровне 0,98–0,985; коэффициент наработки на отказ на уровне 3,5–4,5 тыс.ч; ресурс между средними ремонтами 10–13 тыс.ч; ресурс между капитальными ремонтами 20–25 тыс.ч; полный ресурс до списания ГПА 100 тыс.ч.

1.2. Техническая диагностика газоперекачивающих агрегатов

Диагностика происходит от греческого слова *diagnostikos* – способность распознавать. В соответствии с ГОСТ 20911-75 техническая диагностика призвана разрабатывать методы и приборы для определения технического состояния объектов диагностирования (агрегатов) по параметрам, характеризующим протекание процессов в этом агрегате.

В зависимости от постановки задачи можно различать следующие виды диагностики: функциональную, связанную с определением изменения основных энергетических показателей агрегата (например, его мощности и КПД); структурную, оценивающую характер и степень повреждений деталей механизма; визуальную, оценивающую причины разрушения деталей при их осмотре, и прогнозную, предсказывающую характер протекания износа деталей и время выхода их из строя.

В настоящее время в эксплуатационных условиях в той или иной мере применяют следующие виды диагностики: параметрическую, вибрационную, по анализу отработанного масла, оптические и акустические методы для обследования узлов и деталей ГТУ и др.

В условиях оценки состояния и работы ГТУ на газопроводах важное значение имеют практически все виды диагностики, прежде всего потому, что агрегаты на КС непрерывно работают в течение многих сотен и тысяч часов без остановки. Именно в этих условиях, не имея возможности в ряде случаев по технологическим причинам остановить агрегат, особенно важно оценить его текущее состояние и предсказать ход изменения его основных характеристик (мощность, КПД) на перспективу.

В условиях КС в настоящее время заложена постоянно действующая система замера параметров работающих агрегатов по ГТУ и нагнетателю. На станциях периодически измеряют параметры рабочего тела Р, Т по тракту ГТУ, параметры газа Р, Т по тракту нагнетателя, параметры окружающей среды. Однако на КС еще не организована до конца надежная система комплексной оценки состояния агрегатов, например, по мощности или по расходу топливного газа и т. п., прежде всего, из-за сложности достоверного определения расхода рабочего тела по ГТУ или транспортируемого газа по нагнетателю.

Следует отметить, что состояние агрегатов можно и целесообразно оценивать не только значениями измеряемых параметров, такими как Р и Т, но и такими характеристиками, как шум, вибрация, утечки рабочего тела по тракту агрегата и т.д.

Шум работающего агрегата представляет собой хороший источник диагностической информации, характеризующий сложный спектр шумов аэродинамического и механического проис-

хождения, изменяющийся в зависимости от изменения состояния двигателя. Как известно, основными источниками шума в работающем двигателе являются компрессор, процесс горения топлива в камере сгорания, газовая турбина, вращающиеся детали вспомогательных механизмов ГТУ, обслуживающих агрегат. Если в этих условиях определять составляющие спектра шума от агрегата и отслеживать его изменения во времени, то диагностирование ГПА по спектру шума может быть весьма эффективным в условиях эксплуатации для оценки состояния агрегата.

При работе газотурбинного агрегата все его узлы и детали совершают вынужденные и резонансные колебания механического и аэродинамического происхождения, что вызывает так называемую вибрацию двигателя. К источникам колебаний механического происхождения можно отнести разного рода соударения и взаимодействие различных деталей двигателя. К источникам колебаний аэродинамического происхождения можно отнести пульсацию потока газов по газовоздушному тракту ГТУ, турбулентность процесса горения топлива в камере сгорания и т. п.

В зависимости от конструктивного исполнения ГТУ, ее сборки и монтажа, условий эксплуатации, вибрация элементов установки может быть самой различной. В некоторых случаях вибрация может стать такой значительной, что заставит пойти на вынужденную остановку агрегата. В противном случае повышенная вибрация может привести к быстрому износу и разрушению узлов двигателя, прежде всего тех, которые в наибольшей степени подвержены вибрации (лопатки, подшипники, узлы крепления корпуса двигателя и т. п.)

Все это вместе взятое приводит к необходимости измерять на КС вибрацию каждой ГТУ, чтобы на базе большого числа замеров установить спектры характерных неисправностей двигателей и разработать критерии эффективной эксплуатации ГТУ на КС.

Кроме указанных методов, в условиях эксплуатации проводится диагностика температурного состояния деталей агрегата, прежде всего лопаток турбины, визуально-оптическая диагностика, позволяющая выявлять разрывы материала, трещины, неплотности, деформации, нарушение покрытий и изоляции камер сгорания, газовой турбины и т. п.

С помощью того или иного метода диагностики ГПА можно и весьма целесообразно прогнозировать изменение технического состояния агрегата с целью предупреждения вынужденных остановок ГПА, повышения эффективности их эксплуатации, определения видов и сроков проведения ремонтов.

Техническое состояние газоперекачивающего агрегата существенным образом сказывается на всей технологии транспорта газов по газопроводу. Можно всегда утверждать, что, если при данном расходе топливного газа по агрегату снизилась производительность нагнетателя, то при прочих равных условиях это могло произойти из-за ухудшения состояния ГТУ, нагнетателя или того и другого вместе.

Одним из основных направлений технической диагностики ГПА является метод параметрической диагностики, как наиболее перспективный и имеющий значительный опыт использования в авиационной и других отраслях промышленности. Основой метода параметрической диагностики является определение изменения параметров технического состояния агрегата или его отдельных элементов по изменению его технологических и топливоэнергетических показателей – мощности, производительности, КПД привода и нагнетателя в процессе эксплуатации.

Об изменении технического состояния агрегата или его отдельных элементов судят по изменению характеристик их рабочих режимов. Само изменение обычно оценивается сравнением характеристик, построенных для данного момента, и времени, принятого за исходное. В качестве исходного может быть принято время проведения стендовых, сдаточных или других видов испытаний агрегата. Неизменность характеристик агрегата будет говорить о его нормальном состоянии; "расслоение" характеристик будет свидетельствовать об изменениях, происходящих в ГПА.

В качестве количественных оценок смещения характеристик ГПА, ГТУ или нагнетателя иногда принимаются коэффициенты технического состояния по КПД K_η или по мощности K_N:

$$K_\eta = \eta / \eta_0; \qquad K_N = N / N_0, \tag{1.6}$$

где η, N – соответственно, КПД и мощность агрегата (нагнетателя) в данный момент времени; η_0 и N_0 – соответ-

ственно, КПД и мощность в исходном состоянии агрегата (нагнетателя) в начале их эксплуатации на КС или после проведения очередного ремонта. В условиях эксплуатации могут использоваться и другие показатели, определяющие изменения состояния ГПА и его элементов, в основе которых лежит принцип определения "расслоения" характеристик.

Технические сложности в непосредственном измерении мощности и, следовательно, КПД энергопривода и нагнетателя приводят к необходимости их определения косвенным путем, используя доступные и измеряемые параметры, такие как: давление, температура, расход рабочего тела, связанные между собой известными соотношениями термодинамики. На рис. 1.1 показана примерная схема измерений при проведении теплотехнических испытаний ГПА с двухвальным газотурбинным приводом и регенератором.

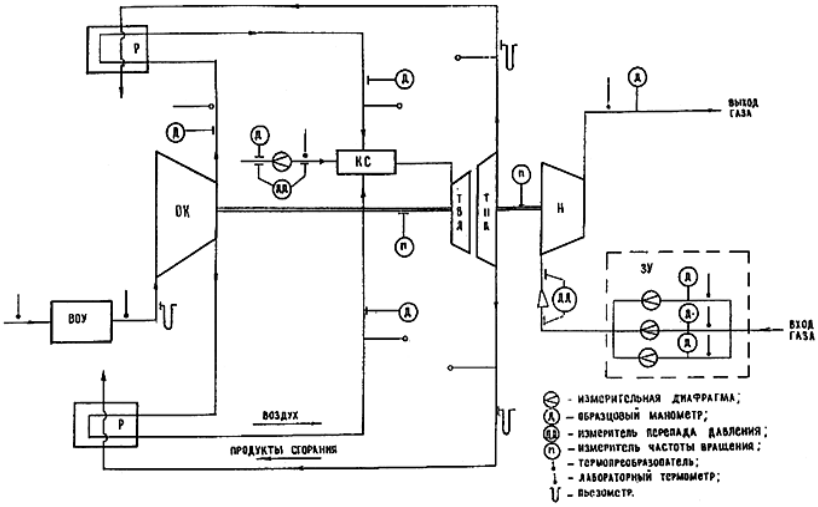


Рис. 1.1. Схема измерений при теплотехнических испытаниях ГПА

Опыт использования метода параметрической диагностики для оценки технического состояния эксплуатируемых ГПА показал, что для ее эффективного применения необходимо решить две принципиальные задачи:

- обеспечить необходимый объем и требуемую точность измерений параметров ГПА;

- разработать методическое и программное обеспечение для автоматизированных расчетов по определению технического состояния ГПА с использованием ПЭВМ.

Большинство эксплуатируемых ГПА имеют объем штатных измеряемых параметров, используемых для контроля и управления агрегата, достаточный для проведения его диагностических исследований. Однако общая точность применяемой штатной измерительной аппаратуры не удовлетворяет современным требованиям оценки технического состояния ГПА. На практике необходимо использовать лабораторные образцовые приборы. Характеристики некоторых из них представлены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Характеристики измерительных приборов для оценки состояния ГПА

Измеряемый параметр	Прибор, предел измерения	Класс точности (погрешность измерения)
Температура наружного воздуха, воздуха на выходе ОК, газа на входе и выходе нагнетателя, газа перед диафрагмой замерного узла технологического газа	Термометр лабораторный типа ТЛ-4, ГОСТ 215-73	± 0,1 + 0,2 С
Давление газа на входе нагнетателя, перед диафрагмой замерного узла	Манометр, образцовый 0.....60 кгс/см	кл. 0,4
Давление газа на выходе нагнетателя	Манометр, образцовый 0.....100 кгс/см	кл. 0,4
Давление воздуха за ОК	Манометр, образцовый 0.....16 кгс/см	кл. 0,4
Давление газа на выходе нагнетателя	Манометр, образцовый 0+..16 кгс/см	кл. 0,4
Частота вращения роторов ГТУ	Частотомер	кл. 0,4 ± 10 с

Следует заметить, что препарирование агрегата с использованием указанных измерительных приборов влечет за собой большой объем подготовительных работ, соизмеримый с объемом проведения непосредственно экспериментальных исследований.

Что касается методического и программного обеспечения, то в настоящее время эта задача практически решена для всех типов ГПА, находящихся в эксплуатации. Использование метода параметрической диагностики для оценки технического состояния ГПА позволяет решить следующие задачи:

- оценить качество ремонта ГПА путем определения показателей его технического состояния до и непосредственно после вывода агрегата из ремонта;
- обосновать сроки проведения очередного ремонта ГПА;
- оперативно определить узел ГПА (ГТУ или ЦБН), явившийся причиной ухудшения технологических и топливо-энергетических показателей агрегата;
- определить фактические теплотехнические и газодинамические характеристики модернизированных ГПА (замена СПЧ нагнетателя, элементов проточной части ГТУ, установка-замена регенератора, совершенствование камеры сгорания и т. д.).

1.3. Определение технического состояния центробежных нагнетателей

Паспортные характеристики нагнетателей представляют собой, как отмечалось выше, зависимости приведенной внутренней мощности $(N_i / \rho_н)_{пр}$, политропического КПД $\eta_{пол}$ и степени сжатия ε от приведенной объемной подачи газа $Q_{пр}$.

Практика эксплуатации нагнетателей показывает, что в эксплуатационных условиях происходит сдвиг главным образом характеристик $\eta_{пол} = f(Q_{пр})$ и $\varepsilon = f[(Q_{пр}, (n/n_0)]$. Особенно заметный сдвиг имеет характеристика $\eta_{пол} = f(Q_{пр})$, которую и следует выбирать за основную при оценке технического состояния нагнетателя. Практически отсутствует сдвиг характеристики $(N_i / \rho_н)_{пр} = f(Q_{пр})$.

В расчетной практике по определению показателей нагнетателя во многих случаях удобно использование и ряда других характеристик, получаемых на основе паспортных данных [5]. К таким характеристикам следует отнести:

1. Приведенную разность энтальпии газа

$$\Delta h_{\text{пр}} = (N_i / \rho_{\text{н}})_{\text{пр}} / Q_{\text{пр}} = \frac{\Delta h (n_0 / n)^2}{60} = f(Q_{\text{пр}}), \text{ кВт/(кг/мин)}; \quad (1.7)$$

2. Приведенную удельную потенциальную работу сжатия газа

$$\omega_{\text{пр}} = \omega_{1,2} (n_0 / n)^2 = \eta_{\text{пол}} \cdot \Delta h_{\text{пр}} = f(Q_{\text{пр}}), \text{ кдж/кг}; \quad (1.8)$$

3. Разность температуры газа

$$\Delta t = f[(n / n_0)_{\text{пр}}, Q_{\text{пр}})],$$

где

$$\left(\frac{n}{n_0}\right)_{\text{пр}} = \frac{n}{n_0} \cdot \sqrt{\frac{(zR)_{\text{пр}}}{zR}} \quad . \quad (1.9)$$

Учитывая относительную стабильность характеристики $(N_i / \rho_{\text{н}})_{\text{пр}} = f(Q_{\text{пр}})$, можно утверждать, что коэффициенты сдвига характеристик $(N_i / \rho_{\text{н}}), \Delta h_{\text{пр}}$ и Δt практически одинаковы между собой и численно равны единице [12], т. е. характеризуют отсутствие сдвига. Коэффициенты сдвига характеристик $\omega_{\text{пр}}$ и $\eta_{\text{пол}}$ практически также равны между собой, но численно меньше единицы.

Основными причинами ухудшения технического состояния нагнетателя (уменьшение КПД и увеличение потребляемой мощности) являются следующие:

- эрозионный износ рабочих колес (70 %);
- увеличение зазоров в уплотнениях покрывающего диска (20 %);
- эрозионный износ лопаточных диффузоров и загрязнение проточной части (10 %).

При уменьшении политропического КПД нагнетателя обеспечение постоянства выходных параметров (напора и рас-

хода) сопровождается пропорциональным увеличением потребляемой мощности. Как показывает практика, снижение $\eta_{пол}$ в процессе эксплуатации может достигать 10 % по абсолютной величине, что вызывает необходимость вести постоянный контроль за состоянием нагнетателя, особенно после проведения капитального ремонта. Для определения коэффициента технического состояния нагнетателя необходимо, как показано выше, фактический КПД соотнести с паспортным (или исходным) при одинаковом расходе газа ($Q_{пр} = idem$), хотя более правильно определять этот коэффициент, как отношение оптимумов КПД на фактической и паспортной (исходной) характеристике $\eta_{пол} = f(Q_{пр})$. Однако на практике это трудно выполнимо, поскольку для этого необходимо определить экспериментальные характеристики нагнетателя в условиях КС.

1.3.1. Определение фактического политропического КПД нагнетателя

Фактический КПД нагнетателя может быть определен, в частности, следующими методами:

- с использованием термодинамических свойств природного газа и параметров газа по нагнетателю (P,t) [12];

- с использованием показателя изоэнтропы газа по методике ВНИИГАЗ.

Для расчета КПД по первому способу необходимо знать химический состав природного газа. На практике целесообразно использовать упрощенные эмпирические соотношения, предложенные в работе [12], для определения основных термодинамических величин природного газа по метану:

$$(C_p D_h)_{CH_4} = (\,0{,}00012\,t^2 - 0{,}0135\,t + 0{,}31)\,P - 0{,}0463\,t + \\ + 11{,}19, \text{ кД ж/кг} \cdot \text{МПа}; \qquad (1.10)$$

$$(C_p)_{CH_4} = (0{,}003 - 0{,}0009\,P)\,t + 0{,}11\,P + 2{,}08, \text{ кДж/кг·К}; \quad (1.11)$$

$$(Pv)_{CH_4} = (0{,}017\,P + 0{,}555)\,t - 2{,}73\,P + 139{,}4, \text{ кДж/кг}. \quad (1.12)$$

По данным [12] эти же параметры для полного состава газа (содержание метана 94–100 %) могут быть определены соотношениями:

$$C_p D_h = (C_p D_h)_{CH_4} \cdot (1{,}37 - 0{,}37\,r_{CH_4}); \quad (1.13)$$

$$C_p = (C_p)_{CH_4} \cdot (0{,}37 + 0{,}63\,r_{CH_4}); \quad (1.14)$$

$$Pv = (Pv)_{CH_4} \cdot (1{,}49 - 0{,}49\,r_{CH_4}), \quad (1.15)$$

где r_{CH_4} –мольное содержание метана в долях единицы.

Тогда

$$\eta_{пол} = \omega_{1,2} / \Delta h; \quad (1.16)$$

$$\omega_{1,2} = (Pv)_{ср} \cdot \ln \varepsilon, \quad (1.17)$$

где $(Pv)_{ср}$ – среднее значение потенциальной функции Pv при условиях входа и выхода; ε – степень сжатия

$$\Delta h = C_{pm} \cdot \Delta t - (C_p D_h)_{ср} \cdot \Delta P; \quad (1.18)$$

$$C_{pm} = (0{,}37+0{,}63\,r_{CH_4})\,[(0{,}003-0{,}0009\,P_1)\,t_{ср} + \\ +0{,}11\,P_1 + 2{,}08], \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; \quad (1.19)$$

$$(C_p D_h)_m = (1{,}37 - 0{,}37\,r_{CH_4})\,[(0{,}00012\,t_2^2 - 0{,}0135\,t_2 + \\ + 0{,}31) \cdot P_m - 0{,}463\,t_2 + 11{,}19], \text{ кДж/кг} \cdot \text{МПа}; \quad (1.20)$$

$$t_m = (t_1 + t_2)/2\text{, °C;}$$

$$P_m = (P_1 + P_2)/2\text{, МПа;}$$

$$\Delta t = t_2 - t_1\text{, °C;} \qquad (1.21)$$

$$\Delta P = P_2 - P_1\text{, МПа.}$$

Для определения фактического КПД по второму методу необходимо знать параметры газа на входе и выходе нагнетателя (P, t), а также состав газа.

Задача определения $\eta_{\text{пол}}$ сводится к использованию уравнения, широко применяемого при построении характеристик нагнетателя

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{n_{\text{т}}}{n_{\text{т}} - 1} \cdot \frac{k-1}{k}\ ; \qquad (1.22)$$

где $n_{\text{т}}$ – показатель политропического (внешнеадиабатного) процесса сжатия; k – показатель адиабаты. При проведении ориентировочных инженерных расчетов его можно принимать $k = 1{,}30$

$$\frac{n_{\text{т}}}{n_{\text{т}} - 1} \cdot \frac{\ell g \varepsilon}{\ell g \, T_2 / T_1}\text{,} \qquad (1.23)$$

$$\frac{k}{k-1} = \frac{1}{z_1} \cdot \left(\frac{k_0}{k_0 - 1} + \frac{\Delta C_p}{R} - z_1 \cdot x \cdot \frac{n_{\text{т}}}{n_{\text{т}} - 1} \right); \qquad (1.24)$$

где z_1 – коэффициент сжимаемости газа, определяемый по параметрам газа на входе либо по данным рис. 1.1, либо по соотношению

$$z_1 = 1 - \left(\frac{0{,}41}{\tau^3} - \frac{0{,}061}{\tau} \right) \cdot \pi - \frac{0{,}04}{\tau^3} \cdot \pi^2 , \qquad (1.25)$$

$\frac{k_0}{k_0 - 1} = \frac{\mu C_p}{\overline{R}}$ – показатель адиабаты газа в его идеальном состоянии;

где C_p – теплоемкость идеального газа; $\overline{R}$ – универсальная газовая постоянная 8314 Дж/(моль·К) = 1,9858 ккал/моль·К; μ – мольная масса газа

$$\frac{k_0}{k_0 - 1} = \frac{5{,}15 + (5{,}65 + 0{,}017 \cdot t_{\text{ср}}) \cdot \Delta}{\overline{R}} , \qquad (1.26)$$

поправка на теплоемкость при постоянном давлении

$$\frac{\Delta C_p}{\overline{R}} = \frac{6\pi}{\tau^3} \cdot (0{,}41 + 0{,}02\pi) ; \qquad (1.27)$$

вспомогательная функция

$$X = \frac{\pi}{\tau z_1} \cdot \left(\frac{1{,}23}{\tau_2} - 0{,}061 + \frac{0{,}12\pi}{\tau_2} \right) ; \qquad (1.28)$$

$$\varepsilon = \frac{P_2}{P_1} ; \qquad \tau = \frac{T_1}{T_{\text{кр}}} ; \qquad T_{\text{кр}} = 162{,}8 \cdot (0{,}613 + \Delta), \text{ К}; \qquad (1.29)$$

$$\pi = \frac{P_1}{P_{\text{кр}}} ; \qquad P_{\text{кр}} = (47{,}9 - \Delta) 0{,}0981, \text{ МПа}; \qquad (1.30)$$

средняя температура газа в нагнетателе, °С

$$t_m = \frac{t_1 + t_2}{2};$$

Δ – относительная масса газа по воздуху; P_1, t_1 – соответственно, давление и температура газа на входе нагнетателя; P_2, t_2 – соответственно, давление и температура газа на выходе нагнетателя.

1.3.2. Определение паспортного (исходного) КПД нагнетателя

Паспортный политропный КПД нагнетателя, как показано выше, является функцией приведенного расхода газа $\eta_{\text{пол}} = f(Q_{\text{пр}})$. Сложность выявления паспортного значения КПД заключается в определении производительности нагнетателя, что связано:

- с отсутствием замерного узла расхода газа на нагнетателе;
- с отсутствием датчиков перепада давления газа на входном конфузоре нагнетателя и достоверного значения коэффициента расхода газа через него;
- с невозможностью точного измерения эффективной мощности газотурбинного привода.

Поэтому выбор метода определения паспортного значения КПД нагнетателя зависит от объема исходной информации, необходимой для расчета производительности нагнетателя.

При наличии замерного узла (погрешность определения производительности ±1–2 %) задача сводится к определению приведенного расхода, используемого в качестве аргумента при аппроксимации функции $\eta_{\text{пол}} = f(Q_{\text{пр}})$ полиномом вида

$$\eta_{\text{пол}} = C_0 + C_1 Q_{\text{пр}} + C_2 Q_{\text{пр}}^2 + C_3 Q_{\text{пр}}^3 + C_4 Q_{\text{пр}}^4 + \ldots\ldots C_n Q_{\text{пр}}^n . \quad (1.31)$$

Как показывает практика, зависимость $\eta_{\text{пол}} = f(Q_{\text{пр}})$ необходимо аппроксимировать полиномом не менее 4-го поряд-

ка, а значения постоянных коэффициентов $C_0, C_1, ... C_n$ должны определятся с точностью до 3-го знака для обеспечения приемлемой точности расчета.

При наличии датчика перепада давления газа на входном конфузоре производительность нагнетателя определяется как

$$Q = A \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot 10^4}{\rho_{вх}}} \quad , \qquad (1.32)$$

где A – коэффициент расхода; ΔP – перепад давления газа на входном конфузоре, кгс/см ^{2}; $\rho_{вх}$ – плотность газа на входе, кг/м ^{3}. Погрешность этого метода $\approx$5 %.

При отсутствии прямого или косвенного измерения производительности следует использовать паспортную характеристику нагнетателя, при этом рабочая точка определяется приведенной относительной частотой вращения $\overline{n}_{пр}$ и степенью сжатия ε, однако точность определения производительности при этом очень низка (до 20 %) из-за "расслоения" характеристики $\varepsilon = f(Q_{пр})$ в эксплуатации.

При использовании обоих методов расчета фактического КПД нагнетателя для получения достоверных результатов необходимо производить измерения давления газа на входе и выходе нагнетателя образцовыми манометрами класса точности не ниже 0,4 и температуры газа с точностью 0,1–0,2 °С.

Ввиду относительной стабильности характеристики $\left(\frac{N_i}{\rho_н}\right)_{пр} = f(Q_{пр})$ в эксплуатации коэффициент технического состояния нагнетателя по мощности K_N можно принимать равным единице.

1.4. Определение технического состояния ГПА с газотурбинным приводом

К основным характеристикам газотурбинного агрегата следует отнести прежде всего такие показатели, как относительный эффективный КПД ГТУ, $\eta_c = \eta_c / \eta_{c,o}$; относительное значение приведенной теплоты сгорания топлива

$$(\overline{B}\,\overline{Q}_{\text{пр}}) = BQ_{\text{нр}} / (BQ_{\text{нр}})_0 \cdot \sqrt{T_{\text{ао}} / T_{\text{а}}} \cdot P_{\text{ао}} / P_{\text{а}};$$

зависимость относительной приведенной температуры газов перед турбиной высокого давления $T_{z,\text{пр}} = T_z / T_{zo} \cdot T_{\text{ао}} / T_{\text{а}}$ от приведенной относительной эффективной мощности агрегата

$$\overline{N}_{\text{с,пр}} = N_{\text{с}} / N_{\text{со}} \sqrt{T_{\text{ао}} / T_{\text{а}}} \cdot P_{\text{ао}} / P_{\text{а}};$$

где B – расход топлива ГТУ; $Q_{\text{нр}}$ – низшая теплота сгорания топливного газа; T_z - температура газов перед турбиной высокого давления; $T_{\text{а}}$ – температура воздуха на входе в осевой компрессор; $P_{\text{а}}$ – давление воздуха на входе в агрегат; индексом "о" отмечены параметры номинального режима работы.

Большинство ГТУ, эксплуатируемых на магистральных газопроводах, выполнены по двухвальной схеме с регенератором или без него и приводом нагнетателя от турбины низкого давления. Для такого типа ГТУ справедливы следующие обобщенные характеристики в зависимости от приведенной мощности, предложенные ВНИИГАЗ и представленные в относительной форме:

относительный эффективный КПД

$$\eta_{\text{е}} = \frac{\overline{N}_{\text{епр}}}{1 - 0{,}75(1 - \overline{N}_{\text{епр}})}; \qquad (1.33)$$

приведенный относительный массовый расход топливного газа

$$\overline{B}_{\text{ТГпр}} = 1 - 0{,}75(1 - \overline{N}_{\text{епр}}); \tag{1.34}$$

приведенная относительная мощность ГПА

$$\overline{N}_{\text{епр}} = 1 - 4{,}2(1 - \overline{T}_{z\text{пр}}) \cdot \overline{T}_{z\text{пр}}; \tag{1.35}$$

относительная приведенная частота вращения ротора ТВД

$$\overline{n}_{\text{ТВД.пр}} = \overline{N}_{\text{епр}}^{0,21}; \tag{1.36}$$

приведенный относительный расход воздуха через ОК

$$\overline{G}_{\text{В.пр}} = \overline{N}_{\text{епр}}^{0,33}. \tag{1.37}$$

Следует отметить, что представленные зависимости справедливы для зоны оптимальных частот вращения силовой турбины, что, как правило, выполняется при согласовании параметров ГТУ и нагнетателя. При значительном отклонении частот вращения силовой турбины от оптимальных следует использовать скоростную характеристику ГТУ, т. е. зависимость

$$\overline{N}_{\text{епр}} = f(\overline{n}_{\text{ТВД.пр}}), \text{ при } \overline{n}_{\text{ТВД.пр}}, \overline{T}_{z\text{пр.}}, \overline{\eta}_{\text{е}} = const. \tag{1.38}$$

Представленные выше характеристики можно использовать как для определения паспортного значения эффективной мощности, так и эффективного КПД агрегата.

Действительная эффективная мощность ГТУ часто определяется по мощности, потребляемой нагнетателем. Индикаторная мощность нагнетателя

$$N_{\text{ін}} = G_{\text{г}} \cdot \Delta h_{\text{н}}, \tag{1.39}$$

где $G_г$ – массовый расход газа через нагнетатель, кг/с; $\Delta h_н$ – теплоперепад на нагнетателе, кДж /кг.

Эффективная мощность ГТУ

$$N_с = N_i + N_{мех}\text{, кВт,} \qquad (1.40)$$

где $N_{мех}$ – механические потери в подшипниках нагнетателя.

Теплоперепад по нагнетателю Δh может быть подсчитан по уравнению (1.18) или с использованием следующего соотношения:

$$\Delta h_н = 0{,}00981 \cdot z \cdot R \cdot (t_2 - t_1) \cdot k/(k-1). \qquad (1.41)$$

Эффективный КПД ГТУ

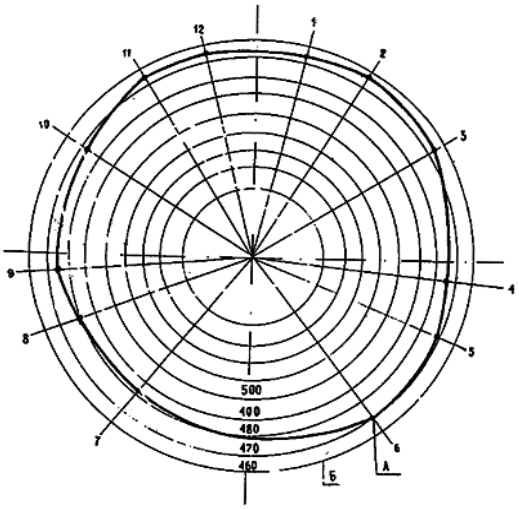
$$\eta_е = \frac{N_е}{B_{тг} \cdot Q_{нр}}. \qquad (1.42)$$

1.5. Диагностирование ГПА в процессе работы и при выполнении ремонта

В объеме контроля параметров работы ГТУ эксплуатационный персонал в ряде случаев ведет замер и анализ температурного поля в пределах газовой турбины. В зависимости от типа ГТУ контролирующие термопары устанавливаются перед рабочими лопатками ТВД или за лопатками силовой турбины.

Проводя анализ температурного поля, можно сделать выводы по состоянию камеры сгорания, сопловых аппаратов ТВД и ТНД.

Идеальным считается вариант, когда окружность температурного поля имеет правильную форму, без пиков как на увеличение, так и на уменьшение температуры. Однако в реальных условиях идеальной окружности по температурному полю добиться невозможно, поэтому каждый тип ГТУ имеет допуск на разницу температур между *min* и *max*.



1 470	2 462	3 466	4 474	5 470	6 470
7 482	8 480	9 476	10 474	11 468	12 468

Рис. 1.2. Распределение температурного поля на выхлопе турбины ГТК-25И (вид на турбину со стороны ЦБН):
А – термопары (№ 1–12); Б – изотермы на диаграмме

На рис. 1.2 приведена диаграмма температурного поля агрегата ГТК-25И. Газоперекачивающий агрегат ГТК-25И имеет 12 трубчатых (индивидуальных) камер сгорания, одну ступень ТВД и одну ступень ТНД. Замер температурного поля производится за ТНД, где установлены по окружности 18 термопар из хромеля-алюмеля. Показания термопар заведены в систему автоматической защиты по перекосу температурного поля. Также эксплуатационный персонал контролирует визуально на показывающем мониторе величину температуры выхлопа по всем термопарам. Ежедневно записывая показания термопар и строя эпюры температурного поля, эксплуатационный персонал анализирует статистический материал состояния газовоздушного

тракта и камер сгорания ГТУ. Исходя из анализа, планируется объем работы и определяются узлы, требующие тщательной поверки или замены.

Например, имеется пик низкой температуры на термопаре № 2. По заводской инструкции определяется камера сгорания, которая могла бы дать эту температуру. Как правило, на этой камере сгорания обнаруживается закоксование сопел топливной форсунки.

В турбоагрегатах ГТК-10И температурное поле оценивается по показаниям термопар, устанавливаемых в выхлопной шахте. Температура газов, отходящих от турбины, измеряется 18 термопарами, 12 из которых являются рабочими и подают постоянный сигнал в систему регулирования, а 6 – контрольными и служат для срабатывания системы защиты.

Рекомендации заводов-изготовителей и накопленный опыт эксплуатации позволяют утверждать, что состояние участка горения можно считать удовлетворительным, если разность между любой из измеренных температур и средней температурой на выхлопе будет не более 20 °С.

Провалы температуры чаще всего бывают вызваны дефектами в переходных патрубках в виде трещин большой длины или обрыва части уплотнительных пластин. Эти дефекты вызывают нарушение теплового баланса горения из-за интенсивного перетекания в зону горения воздуха из осевого компрессора.

Другим признаком, указывающим на возможный дефект переходного патрубка, может являться перегрев пламяперекидной трубы, обычно наблюдаемый как свечение участка, расположенного на входе в жаровую трубу. Явление перегрева связано с периодическими перетоками газов из камеры сгорания с номинальным давлением в камеру сгорания с пониженным давлением.

Основная опасность перекоса температурного поля заключается в неравномерности воздействия температуры газа на рабочую лопатку. Известно, что действие температуры на тело вызывает в нем температурные деформации расширения при нагреве, и сжатия – при охлаждении. Допустим, что рабочее тело, выходящее из одной камеры сгорания, имеет более низкую

температуру, чем у соседних. Тогда рабочая лопатка ротора, которая является самым нагруженным элементом турбины, входя в зону действия дефектной камеры, будет сжиматься, и, выйдя из нее, расширяться в зоне работы нормальной камеры сгорания. Это расширение-сжатие будет происходить с частотой вращения ротора. Под действием термоциклических деформаций быстро начинают развиваться усталостные микротрещины, и достаточно минимального внешнего воздействия в виде удара инородных частиц, чтобы произошел обрыв части пера лопатки, который ведет за собой лавинообразное разрушение соседних лопаток турбины.

Диагностика температурного поля на выхлопе турбины дает возможность проследить динамику изменения состояния зоны горения и определить влияние мероприятий ремонтного характера на состояние температурного поля.

На компрессорных станциях в системе подготовки масла к его использованию в ГПА организована очистка и контроль чистоты масла. Турбинное масло обычно проверяется на содержание воды и визуально – на мехпримеси.

В качестве диагностирующих приборов на компрессорных станциях нашли применение приборы контроля жидкости типа ПКЖ-904В, выпускаемые конверсионными предприятиями. Принцип работы прибора заключается в том, что порционный объем масла с контролируемой скоростью и температурой проходит через фотодатчик с высокими разрешающими характеристиками. Фотодатчик улавливает и фиксирует количество загрязнений и результат выдает на монитор. На мониторе показывается число инородных частиц в каждом контролируемом диапазоне их размеров. По результатам контроля класс чистоты жидкости выбирается из табл. 1.3 (ГОСТ 17216-71 "Промышленная чистота. Классы чистоты жидкостей").

Таблица 1.3

Классы чистоты турбинного масла в зависимости от его загрязнения

Класс чистоты масла	Число частиц загрязнений в объеме масла 100 см3 при размере частиц, мкм								
	от 0,5 до 1	св.1 до 2	св.2 до 5	св.5 до10	св.10 до 25	св. 25 до 50	св.50 до 100	св.100 до 200	Волокна
00	800	400	32	8	4	1	отсут.	отсут.	отсут.
0	1600	800	63	16	8	2			
1	Не нормируется	1600	125	32	16	3			
2			250	63	32	4	1		
3				125	63	8	2		
4				250	125	12	3		
5				500	250	25	4	1	
6				1000	500	50	6	2	1
7				2000	1000	100	12	4	2
8				4000	2000	200	25	6	3
9				8000	4000	400	50	12	4
10				160000	8000	800	100	25	5
11				315000	160000	1600	200	50	10
12				630000	315000	3150	400	100	20
13					630000	6300	800	200	40
14					12500000	12500	1600	400	80
15						25000	3150	800	160
16						50000	6300	1600	315
17							12500	3150	630

Частицами загрязнений считаются посторонние инородные тела, включая смолообразование, органические частицы, колонии бактерий и продукты их жизнедеятельности.

Воздушные пузырьки могут быть также приняты за инородное тело, поэтому одно из требований подготовки масла состоит в обязательном отстое его до полного удаления пузырьков.

На компрессорных станциях подготовка масла и очистка его в масляных фильтрах ГПА соответствует классу чистоты 9–10.

Применение указанных выше приборов позволит оперативно и качественно получать результаты анализа чистоты используемого масла и в случае стабильного роста мехпримесей в масле принять меры к устранению дефекта, вызывающего загрязнение, а также провести дополнительную очистку маслоочистительной установкой.

Используя бороскопы, можно провести быстрое, высококачественное визуальное диагностирование и исследование труднодоступных полостей газоперекачивающего оборудования без разборки и вскрытия ГПА.

На компрессорных станциях применяется эндоскопическое оборудование типов ЭТГ-202, ЭТГ-205 (отечественного производства), а также различные модели импортного производства. В комплект оборудования входят гибкие волоконно-оптические фиброскопы, жесткие бароскопы, блок управления (питания), окуляр. На конце гибкого фиброскопа или жесткого бороскопа установлена призма, передающая изображение к наружному окуляру. Для освещения объекта используется свет от блока управления, который передается по гибкому волоконному световоду.

Для проведения эндоскопирования проточной части газотурбинного агрегата в корпусе предусмотрены отверстия с заглушками. Схема расположения отверстий обычно обозначена в заводской инструкции к агрегату.

Эндоскопирование проводится для обнаружения коррозии, трещин, эрозии и инородных предметов в проточной части ГТУ и элементов камеры сгорания. Схема осмотра ГТУ бороскопом показана на рис. 1.3.

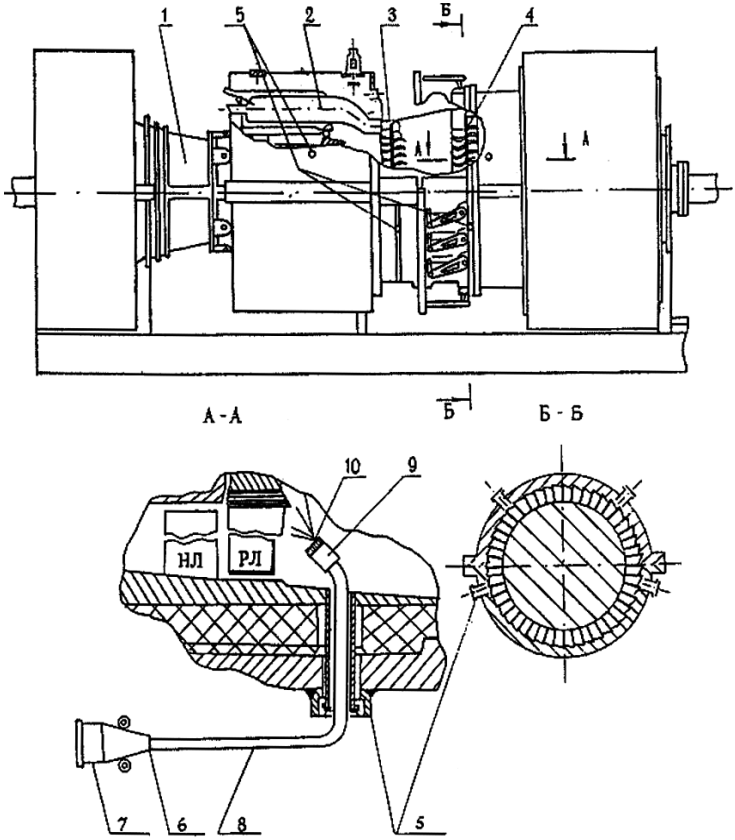


Рис 1.3. Осмотр ГТУ бороскопом: *1 – осевой компрессор; 2 – камера сгорания; 3 –направляющие и рабочие лопатки ТВД; 4 – направляющие и рабочие лопатки ТНД; 5 – отверстие с заглушкой; 6 – бороскоп; 7 – перископическая призма; 8 – гибкий линзовый канал; 9 – окуляр; 10 – подсветка*

Результаты ревизии с указанием мест расположения и характера дефектов заносят в специальный формуляр. Результаты эндоскопирования учитываются при планировании объемов ремонтных работ.

Газоперекачивающий агрегат, как правило, находится в постоянной эксплуатации; наработка с момента пуска до останова

доходит до несколько тысяч часов. За этот промежуток времени узлы подшипников, уплотнения и различные зубчатые пары навесного оборудования имеют механические износы. Величина этих износов, естественно, влияет на сроки вывода агрегата в ремонт.

При наличии информации о состоянии узлов и деталей по контролируемым параметрам, таким как вибрация, температура подшипников, а также замер мощности и КПД, важным дополнением к определению технического состояния ГПА является контроль времени выбега роторов ГТУ.

Замер времени выбега производится с момента прекращения горения топлива до снижения частоты вращения ротора до 100 об/мин. Эта частота обусловлена порогом чувствительности индукционных датчиков частоты вращения, получивших широкое применение в качестве датчиков скорости на ГТУ. Сигнал о прекращении горения определяется по датчику пламени в камере сгорания или по закрытию топливного клапана. Для электроприводных агрегатов – с момента отключения электроэнергии.

Для электроприводных агрегатов при определении времени выбега полный останов ротора приводного электродвигателя обычно фиксируют визуально. Причем здесь, в связи с наличием механической связи всех валоприводов установки, время выбега зависит от наличия газа в технологическом контуре ГПА.

Время выбега ротора регламентировано паспортными данными завода-изготовителя ГПА.

К снижению времени выбега роторов ГТУ может привести:

- ухудшение состояния подшипниковых узлов (узлов трения);
- заедание в зубчатых парах навесного оборудования.

В условиях работы ГТУ вся мощность, расходуемая в подшипниках, практически целиком превращается в теплоту, что приводит к повышению его рабочей температуры. При некоторой температуре, называемой предельной, работа подшипника на допускаемой частоте вращения становится ненадежной. Это объясняется, прежде всего, тем, что при повышенной температуре ухудшается смазка деталей подшипника, снижается надежность и несущая способность подшипника. Может произойти и разрыв масляного клина, что приведет к появлению натиров.

Заедание наблюдается при работе зубьев без смазки, при недостаточной вязкости масла, при снятии масляной пленки острой кромкой зубьев при входе в зацепление, при выдавливании масла с рабочих поверхностей зуба при большой нагрузке.

К заеданию в зубчатой паре и повреждению подшипников приводит и наличие абразивных частиц в масле. Все это может сказываться на времени выбега ротора.

1.6. Причины увеличения энергетических затрат на транспорт газа и пути их снижения

В настоящее время в связи с переходом к рыночной экономике и ростом цен на электроэнергию доля электроприводных ГПА в общем объеме эксплуатируемых агрегатов в газовой промышленности уменьшается, а доля газотурбинных ГПА несколько увеличивается, что приводит к увеличению затрат природного газа на его транспортировку.

Известно, что основное потребление природного газа на собственные нужды КС приходится на топливный газ, используемый в качестве топлива в газотурбинной установке и составляющий примерно 8–10 % общего объема транспортируемого газа. В связи с этим основная задача снижения энергетических затрат на КС заключается прежде всего в экономии топливного газа на собственные нужды КС магистральных газопроводов.

Газотурбинные установки, используемые в качестве привода нагнетателя природного газа, наиболее чувствительны к изменению технического состояния своих элементов по сравнению с другими типами тепловых двигателей. С ухудшением технического состояния ГТУ для обеспечения мощности, необходимой для транспорта одного и того же объема газа, как правило, требуется увеличение расхода топливного газа. Основными источниками ухудшения технического состояния ГТУ являются:

- загрязнение проточной части осевого компрессора;
- увеличение радиальных зазоров в турбомашинах и в концевых уплотнениях;

- коробление и прогар жаровой трубы камеры сгорания и, как следствие, увеличение неравномерности температурного поля на входе в турбину;

- утечки воздуха в регенераторе.

Загрязнению проточной части компрессора подвержены практически все типы эксплуатируемых ГПА, причем разные типы ГТУ в одинаковых условиях по интенсивности загрязнения имеют различное снижение мощности. Например, агрегаты ГТК-25И и ГТК-10И, имеющие постоянную частоту вращения турбокомпрессора, наиболее чувствительны к загрязнению проточной части компрессора. Практикой установлено, что наибольшую эффективность восстановления параметров ГТУ имеет периодическая чистка компрессора через каждые 1–2 тысячи часов наработки, при этом удается восстановить до 80 % снижения мощности ГТУ.

Увеличение радиальных зазоров в турбомашинах и концевых уплотнениях связано главным образом с несовершенством конструкции и повышенной чувствительностью к режимам пуска и остановки, то есть к резким изменениям температуры рабочего тела. В качестве примера на рис. 1.4 показаны характеристики ГПА ГТН-25-1, установленного на КС "Донское", снятые экспериментально в начале эксплуатации и после 2400 ч наработки. Как видно, за время эксплуатации произошло снижение практически всех показателей ГПА. Приведенная мощность ГТУ снизилась на ~ 4 МВт, КПД установки – на 0,5–0,6 % и т. д. После разборки агрегата было обнаружено, что основной причиной снижения мощности явилось увеличение радиальных зазоров в турбине низкого давления.

Опыт эксплуатации ГТУ регенеративного цикла с использованием пластинчатых регенераторов показал, что они являются дополнительным источником потерь мощности из-за потери герметичности регенераторов. Восстановление мощности ГТУ в этом случае практически невозможно из-за неремонтопригодности регенераторов в станционных условиях.

В настоящее время в рамках модернизации ГПА производится замена пластинчатых регенераторов на трубчатые, имеющие степень регенерации $\varphi \cong 0{,}8$. Преимущества конструкции

трубчатых регенераторов заключаются в возможности свободного перемещения трубок с горячим теплоносителем относительно корпуса регенератора, что снимает температурные напряжения в местах их крепления к трубным доскам, а следовательно, исключает их поломку. Кроме того, трубчатые регенераторы допускают возможность их ремонта в условиях КС, в частности, путем заварки и исключения из работы негерметичных трубок. Примерами трубчатых регенераторов могут служить: регенератор РВП-2400 Подольского машиностроительного завода, устанавливаемый на ГТ-750-6, и регенератор фирмы "Нуово-Пиньоне", используемый при реконструкции ГТК-25И.

К ухудшению технического состояния ГТУ приводят коробление и прогар жаровой трубы камеры сгорания, в результате чего увеличивается неравномерность температурного поля и, как следствие, снижение мощности ГТУ за счет дополнительного ограничения температуры газа перед турбиной высокого давления.

Причиной увеличения энергетических затрат, не являющейся следствием ухудшения технического состояния ГТУ, является подогрев воздуха на входе осевого компрессора. Подогрев циклового воздуха происходит при включении антиобледенительной системы, а также при установке на входе ГТУ маслоохладителей. Принцип работы антиобледенительной системы заключается в подаче горячего сжатого воздуха, отбираемого за компрессором (регенератором), или продуктов сгорания, отбираемых на выходе ГТУ и подаваемых на вход осевого компрессора. Начальная температура циклового воздуха при этом повышается на 3–10 °С в зависимости от типа ГТУ и количества отбираемого воздуха (продуктов сгорания). Расчеты показывают, что увеличение температуры воздуха на входе ГТУ на 1 °С практически для всех типов ГПА приводит к снижению относительной располагаемой мощности на 1,2–1,5 % и относительного эффективного КПД на 0,46–0,65 %.

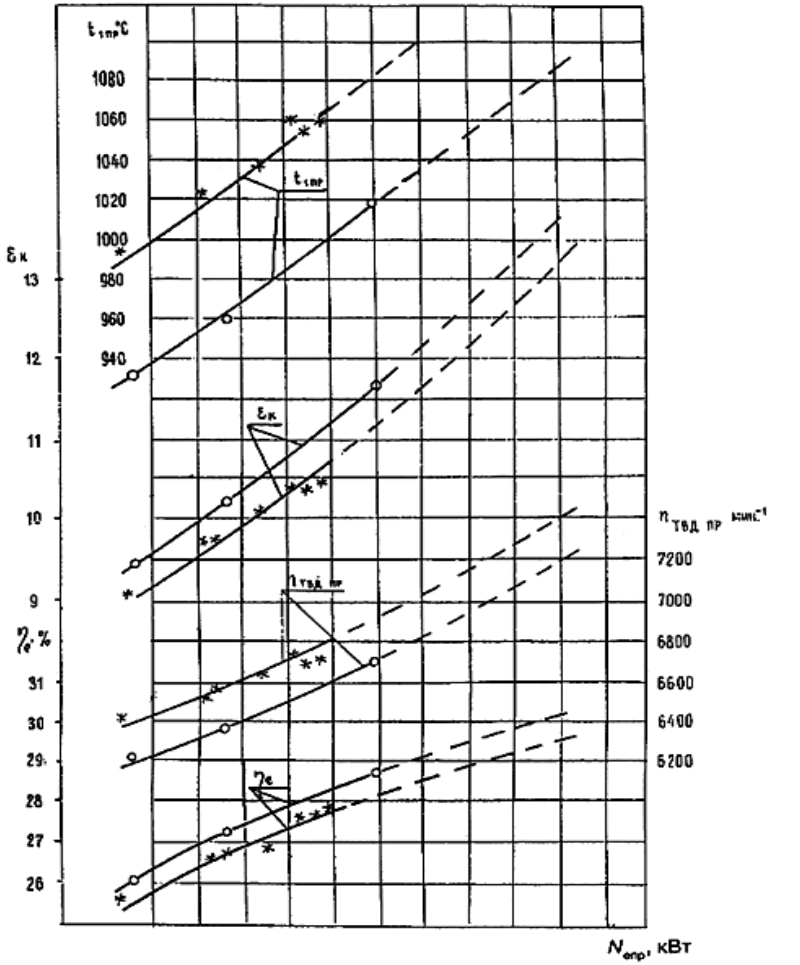


Рис. 1.4. Характеристики агрегата ГТН-25-1: —•— на начало эксплуатации; —*— после наработки $\tau = 2400$ ч

Эффективность транспорта газа определяется также и техническим состоянием нагнетателя (см. раздел 1.5). Кроме того, как показывает анализ эксплуатации нагнетателей, режимы их работы не всегда соответствуют оптимальным значениям по КПД, что связано с несогласованностью характеристик нагнета-

теля и газопровода. На рис. 1.5 в качестве примера показана область эксплуатационных режимов нагнетателя 2Н-25-76-1,44 на КС "Донское". Режимы работы нагнетателя характеризуются низкими степенями сжатия $\varepsilon = 1{,}2 \div 1{,}27$, КПД $\eta_n = 0{,}71 \div 0{,}77$ и лежат в области повышенных расходов газа. Отношение фактического КПД нагнетателя к его номинальному значению является режимным коэффициентом и в данном случае составляет

$$K_{\text{реж}} = \frac{\eta_{\text{п}}}{\eta_{\text{о}}} = \frac{0{,}71 \div 0{,}77}{0{,}83} = 0{,}86 \div 0{,}93.$$

Очевидно, что работа нагнетателя в указанной области его характеристики приводит к перерасходу топливного газа и для согласования характеристик нагнетателя и газопровода в данном случае необходимо использовать сменную проточную часть нагнетателя с оптимизацией его работы в области фактических расходов транспортируемого газа.

Эффективность транспорта газа может быть повышена путем введения ряда мероприятий непосредственно на КС. К ним относятся:

- обновление парка ГПА;
- охлаждение транспортируемого газа;
- утилизация теплоты уходящих газов ГТУ;
- перевод нерегенеративных ГТУ на регенеративные;
- подогрев топливного газа и др.

В настоящее время на КС магистральных газопроводов эксплуатируются еще агрегаты первого поколения (1958–1968 гг. выпуска), уже не выпускаемые промышленностью и имеющие низкий КПД (20–22 %), что приводит к существенному перерасходу топливного газа. Замена и установка новых отечественных ГПА второго и третьего поколений (1970-1985 гг. вьшуска), имеющих более высокий уровень КПД (24–30 %) не обеспечило ощутимого снижения расхода топливного газа, прежде всего из-за значительного ухудшения технического состояния эксплуатируемых агрегатов.

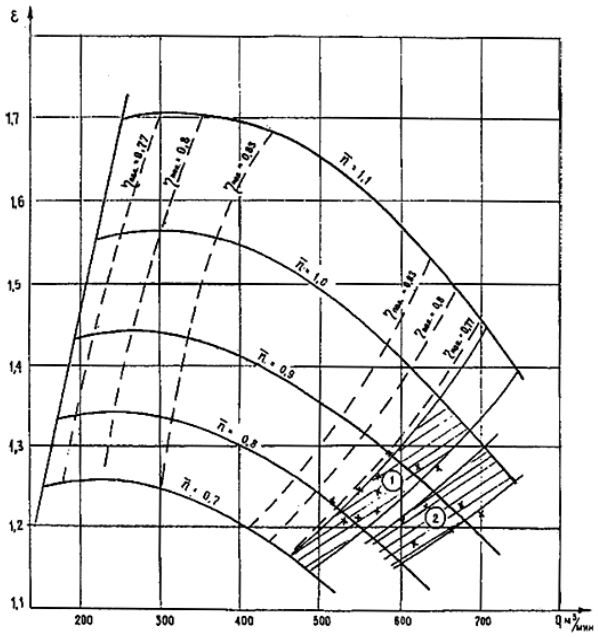


Рис. 1.5. Характеристики серийного нагнетателя 2Н-25-76-1,44:
1 , 2 – области работы нагнетателя на КС "Донское"; xxx – экспериментальные точки

Так, например, коэффициент технического состояния ГТУ по мощности, таких как ГПА-Ц-6,3 и ГТ-6-750, оценивается в настоящее время величинами 0,8–0,84 и 0,8–0,82, соответственно. В последнее время большое внимание уделяется обновлению парка ГПА с использованием более мощных (16–25 МВт) и имеющих более высокий уровень КПД 32–36 % агрегатов. К таким агрегатам в первую очередь относятся ГТН-25-1, ГПА-Ц-6,3 с двигателем НК-14, ГПА-Ц-16 с двигателями АЛ-31, ПС-90, НК-38СТ и др.

Как отмечалось выше, газодинамические характеристики нагнетателей ухудшаются в процессе эксплуатации, поэтому, наряду с заменой ГПА на более совершенные, осуществляется и замена сменных проточных частей нагнетателей с получением бо-

лее высоких КПД и пологой характеристикой по эффективности в широком диапазоне изменения производительности нагнетателя.

Не менее важную роль в снижении энергетических затрат на транспорт газа играет снижение температуры транспортируемого газа. С понижением температуры газа уменьшается работа сжатия газа в нагнетателях, а следовательно, снижается расход топливного газа. Снижение температуры газа до температуры грунта позволяет сэкономить до 20 % топливного газа. Для уменьшения температуры газа целесообразно повысить эффективность системы охлаждения путем совершенствования газодинамических характеристик вентиляторов и теплотехнических характеристик теплообменных аппаратов АВО газа.

Утилизация теплоты уходящих газов ГТУ является самым распространенным способом повышения эффективности использования ГПА на КС. Применяемые утилизаторы, как правило, используются для обеспечения отопления жилых поселков и получения горячей воды. Особенностью такого использования утилизируемой теплоты является сезонность и малая часть ее потребления, составляющая 7–12 % общего количества располагаемой теплоты газотурбинных ГПА.

Наиболее эффективный способ использования теплоты отходящих газов ГТУ – регенеративный подогрев циклового воздуха, поступающего в камеру сгорания ГТУ. Для реализации регенеративного цикла используются теплообменные аппараты-регенераторы, эффективность которых определяется степенью регенерации

$$\omega = \frac{t_\varphi - t_\text{c}}{t_s - t_\text{c}}. \qquad (1.43)$$

где t_s – температура газа на выходе силовой турбины; t_φ – температура воздуха за регенератором; t_c – температура воздуха за компрессором.

ГПА второго и третьего поколений (ГТ-750-6, ГТК-10), снабженные пластинчатыми теплообменниками, имеют степень регенерации φ = 0,67÷0,7, что соответствует экономии топлив-

ного газа в лучшем случае на 12–15 % по сравнению с безрегенеративной ГТУ, имеющей КПД $\eta_c = 25 \div 27$ %.

Современные регенераторы, имеющие степень регенерации $\varphi \geq 0{,}8$, при тех же условиях позволяют сэкономить до 25–30 % и больше топливного газа. Однако переход безрегенеративных ГТУ на регенеративные не всегда возможен для эксплуатируемых ГПА отечественного производства и сопровождается уменьшением мощности ГТУ из-за дополнительных гидравлических потерь в газовой и воздушной полостях регенератора. Решение задачи использования регенеративных ГТУ на КС должно осуществляться в каждом конкретном случае индивидуально.

Другим направлением утилизации теплоты отходящих газов является ее использование для выработки электроэнергии путем применения паротурбинных агрегатов, имеющих достаточно высокий уровень КПД – до 42 % и выше. Практическая реализация этого направления осложняется по двум причинам:

- достаточно большие капиталовложения;
- отсутствие надежного потребителя вырабатываемой электроэнергии (кроме энергозатрат на собственные нужды КС).

Не менее важным направлением повышения эффективности КПД ГТУ является подогрев топливного газа за счет использования теплоты отходящих газов путем установки в выхлопном тракте ГТУ подогревателя топливного газа. Подогрев газа вследствие испарения жидких фракций попутного конденсата способствует увеличению полноты сгорания горючей смеси: осушенного и подогретого топливного газа с первичным воздухом. Увеличение полноты сгорания топлива в свою очередь способствует уменьшению неравномерности температурного поля перед турбиной, возможности прогара жаровой трубы камеры сгорания и соплового аппарата лопаток ТВД.

1.7. Турбодетандер

Одним из направлений снижения технологических потерь транспорта газа является рациональное использование энергии, теряемой при снижении давления газа на газораспределитель-

ных станциях (ГРС) и при подготовке топливного газа. Снижение давления традиционно происходит дросселированием технологического газа. Использовать энергию газового потока, высвобождаемую при снижении давления газа, можно путем применения турбодетандера, представляющего собой газовую турбину, работающую на перепаде давления дросселируемого газа. Применение турбодетандера позволяет получить полезную мощность, используемую, например, для выработки электроэнергии. Величина вырабатываемой мощности зависит от степени понижения давления и расхода газа в турбодетандере. На рис. 1.6 представлена примерная зависимость мощности турбодетандера от степени понижения давления газа и числа работающих на номинальном режиме ГПА-Ц-16 (расхода топливного газа), из которой следует, что при ограничении давления на выходе турбодетандера 3 МПа и давления в газопроводе 5,40 и 7,35 МПа при работе одного ГПА можно получить полезную мощность ~100 и ~120 кВт, соответственно. При работе пяти ГПА-Ц-16 полезная мощность при тех же степенях понижения давления газа увеличивается соответственно до 240 и 300 кВт.

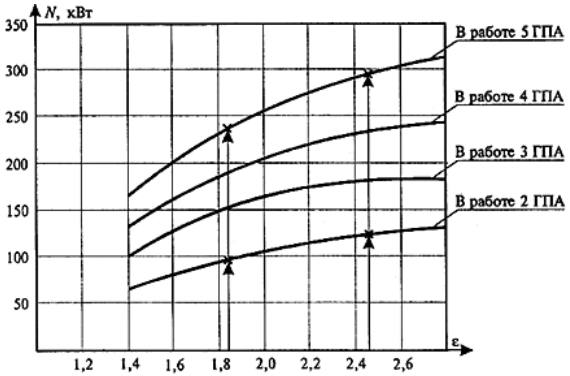


Рис. 1.6. Зависимость мощности ПЭГА от числа работающих ГПА-Ц-16 и степени понижения давления

Процесс расширения газа в турбине турбодетандера сопровождается понижением его температуры; поэтому, если обеспечить теплообмен между воздухом, отбираемым за осевым ком-

прессором ГТУ, и топливным газом, можно осуществить подогрев топливного газа и тем самым получить его экономию до 10–12 %.

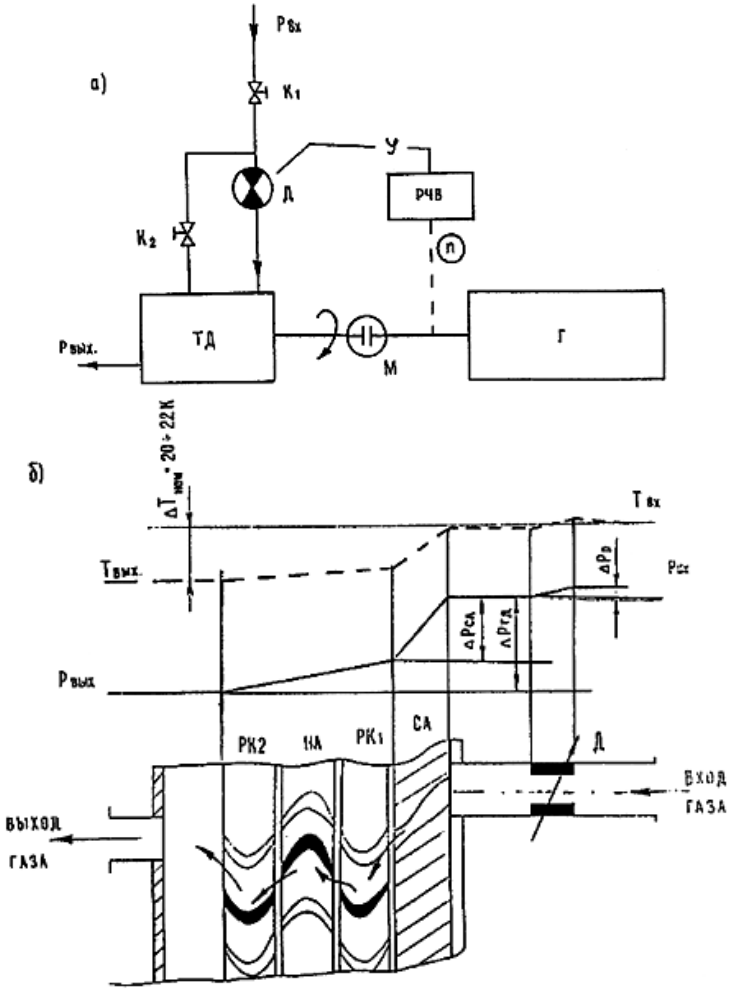


Рис. 1.7. Структурная схема ПЭГА (а) и схема проточной части турбины (б): *ТД – турбодетандер; Г – генератор; Д – дозатор газа; РЧВ – регулятор частоты вращения; СА – сопловой аппарат; РК – рабочее колесо; НА – направляющий аппарат*

Конструктивное исполнение турбодетандера совместно с электрогенератором и системой регулирования представляет собой пневмоэлектрогенераторный агрегат (ПЭГА), структурная схема которого представлена на рис. 1.7. Там же схематично показан график изменения давления и температуры газа в турбине и проточная часть турбины. Работа ПЭГА заключается в следующем. Газ из магистрального газопровода через управляемый кран $К_1$ и дозатор *Д* поступает к сопловому аппарату СА газовой турбины. В сопловом аппарате увеличивается скорость газа за счет снижения давления (потенциальная энергия газа преобразуется в кинетическую). Газ воздействует на рабочие лопатки турбины, создает окружное усилие на рабочем колесе ротора, который через упругую муфту приводит во вращение электрогенератор *Г*. Частота вращения ротора генератора поддерживается центробежным регулятором путем изменения подачи газа в турбину с помощью дозирующего элемента дозатора *Д*. При высоких давлениях $P > 3$ МПа рабочего газа осуществляется непрерывное автоматическое регулирование подачи газа с помощью дозатора. В случае снижения давления газа ниже 3 МПа (ГРС) и необходимости увеличения мощности включается дискретное регулирование, увеличивая расход газа через кран $К_2$.

1.8. Применение сменных (регулируемых) входных направляющих аппаратов для изменения характеристик ЦБН

Опыт эксплуатации газопроводов показывает, что при использовании нерегулируемых по частоте вращения ГПА с электроприводом типа СТД-12500, СТД-4000 возникают режимы работы с превышением предельно допустимой потребляемой мощности нагнетателя, либо с превышением предельного значения выходного давления. Для исключения таких режимов необходимо снизить напор нагнетателя, что при постоянной частоте вращения нагнетателя трудновыполнимо. С другой стороны, на ряде КС может значительно снижаться давление на входе, что приводит к недозагрузке ГПА по мощности, и в этом случае, наоборот, необходимо повысить напор нагнетателя, что также трудновыполнимо для указанного типа ГПА. Следует от-

метить, что для регулирования напора нагнетателя в рассматриваемых случаях можно использовать дросселирование газа на входе или выходе нагнетателя, а также байпасирование газа с выхода на вход нагнетателя, управляя одним из кранов на входном участке. Однако анализ экономической эффективности указанных способов регулирования показывает на их неприемлемость.

Для решения задачи регулирования напора, а, следовательно, и мощности, потребляемой нагнетателем при использовании нерегулируемого по частоте вращения ГПА, применяются сменные или регулируемые входные направляющие аппараты (ВНА) нагнетателя. В основу такого метода регулирования положена возможность изменения момента количества движения на входе ЦБН. При отклонении (закрутке) потока газа по направлению вращения рабочего колеса происходит уменьшение теоретического напора (положительная закрутка), а при отклонении потока газа в сторону, противоположную вращению рабочего колеса - увеличение напора (отрицательная закрутка). На рис. 1.8 показаны характеристики, представляющие собой зависимость относительной мощности от относительной производительности нагнетателя для различных способов регулирования, из которого следует, что по экономичности способ регулирования входными направляющими аппаратами занимает промежуточное положение между регулированием частотой вращения и дросселированием. Для реализации указанного метода регулирования ВНИИГАЗ разработал поворотный входной направляющий аппарат для электроприводных нагнетателей типа "280". Конструктивно привод лопаток ВНА осуществляется от управляемого электропривода типа ЭПВ-10 через зубчато-червячную передачу. Угол установки лопаток контролируется с помощью сельсина, встроенного в электропривод. Диапазон регулирования по углам установки лопаток составляет от –35° до + 35 °С. Испытания нагнетателя с ВНА показали, что его установка при нулевом угле закрутки потока газа приводит к снижению напора на 3 % и КПД на 2 % в области оптимальной объемной производительности по сравнению с нагнетателем без ВНА. В области увеличенного расхода снижение КПД и напора увеличивается в связи с ростом потерь, пропорциональных

квадрату объемной производительности. Однако за счет перемещения максимума КПД по расходу в сторону меньшей и большей производительности при повороте лопаток ВНА, эксплуатационное значение КПД нагнетателя изменяется на значительно меньшую величину. На рис. 1.9 показаны характеристики нагнетателя типа "280" с поворотным ВНА. Для изменения режима работы нагнетателя на длительный период, т.е. с учетом сезонной неравномерности потребления газа, целесообразно применять сменные проточные части ВНА с фиксированными углами установки лопаток ВНА. Разработанные ВНИИГАЗ сменные ВНА для нагнетателей типов "370" и "260" имеют жесткую конструкцию, лопатки ВНА изготовлены из листовой стали и закреплены с обоих концов. С помощью фланцевого соединения ВНА крепится на всасывающей камере нагнетателя.

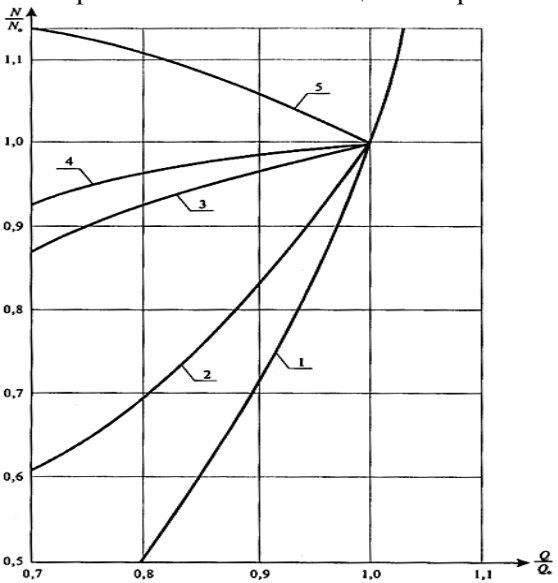


Рис. 1.8. Кривые регулирования центробежного компрессора различными способами:
1 – изменение частоты вращения привода; 2 – регулируемый входной направляющий аппарат; 3 – дросселирование газа на входе; 4 – дросселирование газа на выходе; 5 – байпасирование газа с выхода на вход

Экспериментальные исследования нагнетателей со сменными ВНА, проведенные в условиях КС, показали, что для нагнетателей типов "370" и "260" практически можно использовать один аппарат с углом установки лопаток α=37°, обеспечивающий повышение напора нагнетателя и, соответственно, загрузки привода по мощности в зоне оптимальных объемных расходов на 10–15 %.

Положительный эффект от установки регулируемого ВНА в нагнетателе можно получить и при газотурбинном приводе в том случае, если необходимо расширить диапазон плавного регулирования, выравнить нагрузку при последовательной работе нагнетателей, обеспечить равномерность расхода газа по параллельным группам.

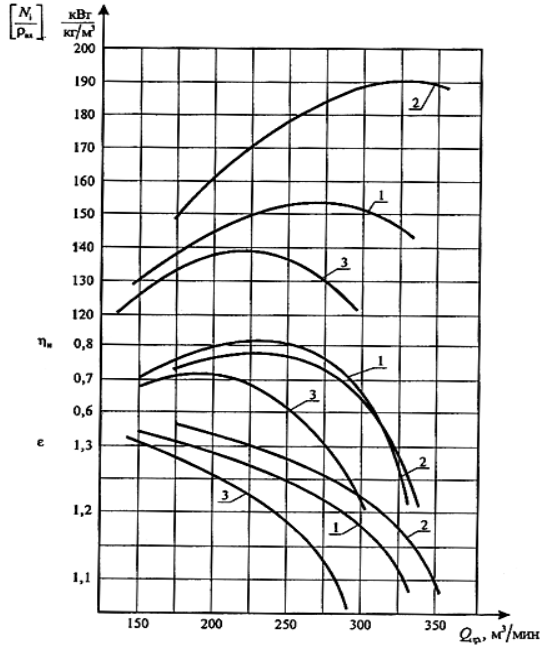


Рис. 1.9. Характеристики нагнетателя типа "280" с поворотным ВНА (диаметр колеса 620 мм):

1 - $\alpha_{ВНА}$ = 0°; 2 - $\alpha_{ВНА}$ = - 35°; 3 - $\alpha_{ВНА}$ = +35°

2. АВТОМАТИЗАЦИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Эффективная эксплуатация комплекса технических средств компрессорных станций возможна только при надежном функционировании автоматизированной системы управления технологическими процессами КС (АСУ ТП КС).

Структурная схема АСУ ТП КС представлена на рис. 2.1.

В состав АСУ ТП КС входят:

- системы автоматического управления и регулирования (САУ и Р) ГПА, в том числе устройства представления информации (УПИ) и пожарный контроллер (ПК 4510) автоматической системы пожаротушения (АСП);
- система централизованного контроля и управления КС, включающая в себя: автоматизированное рабочее место диспетчера КС (АРМД КС), мнемощит КС и шкаф общестанционной сигнализации и управления (ШОС);
- системы безопасности КС, включающие в себя: систему управления кранами узла подключения, общестанционными и охранными кранами (ЩТУ-11М), систему пожарной сигнализации, в т. ч. устройство представления информации (УПИ) АСП, систему контроля загазованности и ключ аварийной остановки станции (КАОС);
- САУ и РАВО (аппараты воздушного охлаждения) газа;
- САУ вспомогательных объектов;
- система линейной телемеханики (СЛТМ).

2.1. Система автоматического управления ГПА

Система автоматического управления ГПА предназначена для выполнения функций управления, регулирования и контроля, обеспечивающих длительную безаварийную работу ГПА.

1.САУ ГПА обеспечивает автоматическое выполнение следующих функций:

а) Управляющие функции:

- автоматическая проверка готовности к пуску, включая проверку защит;

- автоматический пуск ГПА – по команде САУ КЦ верхнего уровня или по команде оператора со стойки управления (СУ);

- изменение задания по частоте вращения турбины, нагнетателя по командам САУ КЦ или оператора с СУ;

- автоматическая нормальная остановка ГПА – по команде САУ КЦ или оператора с СУ;

- автоматическая аварийная остановка ГПА по сигналам устройств защит, по команде САУ КЦ или оператора с СУ. К основным защитам устройств относятся: защита по температуре в камере сгорания; защита по перепаду "масло-газ"; защита по давлению масла смазки; защита по вибрации и осевому сдвигу; защита по превышению оборотов ТВД и ТНД и защита по температуре подшипников;

- экстренная остановка – по команде оператора с СУ;

- холодная прокрутка газотурбинного двигателя (ГТД);

- технологическая прокрутка ГТД;

- включение средств пожаротушения - автоматическое или по команде оператора с СУ;

- дистанционное управление основными и вспомогательными механизмами на неработающем ГПА;

б) Информационные функции:

- сбор и обработка аналоговых технологических параметров ГПА;

- сбор и обработка дискретных параметров, характеризующих состояние и положение исполнительных механизмов ГПА;

- обмен информацией с САУ КЦ;

- обмен информацией между устройствами САУ ГПА;

- непрерывное отображение и запись ряда важнейших параметров, характеризующих работу ГПА, таких как: частота вращения ТНД, ТВД; температура газа в камере сгорания; перепад давления масло-газ; вибрация двигателя, нагнетателя; давление газа до и после нагнетателя;

- отображение по запросу оператора информации о текущих значениях технологических параметров, положения исполнительных механизмов и устройств ГПА;

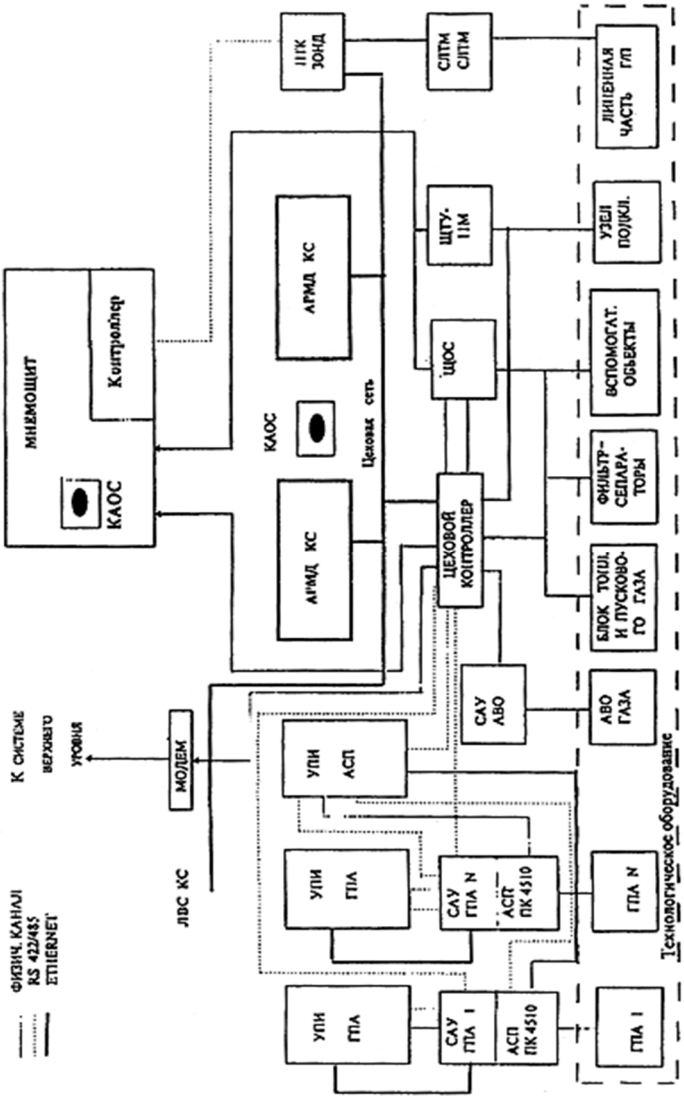


Рис. 2.1. Типовая структурная схема АСУ ТП КС

- оценочный расчет ряда косвенных параметров, таких как: расход топливного газа; объемная производительность; эффективная мощность и КПД; учет наработки ГПА при работе в трассу и количество пусков и остановок;

- автоматическое представление информации о предупредительных и аварийных ситуациях, связанных с выходом технологических параметров за установленные пределы или срабатыванием защиты ГПА;

- автоматическое запоминание срабатывания аварийной сигнализации до момента снятия ее оператором;

- представление информации о невыполненных предпусковых условиях и отклонениях от нормального течения процессов пуска и остановки ГПА;

- сигнализация основных режимов работы ГПА: ГОТОВНОСТЬ К ПУСКУ, ПУСК, КОЛЬЦО, МАГИСТРАЛЬ, НОРМАЛЬНАЯ ОСТАНОВКА, АВАРИЙНАЯ ОСТАНОВКА, ГОТОВНОСТЬ К ХОЛОДНОЙ ИЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПРОКРУТКЕ, ХОЛОДНАЯ ПРОКРУТКА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОКРУТКА;

- звуковая сигнализация о предупредительных и аварийных ситуациях, связанных с выходом технологических параметров за установленные пределы или срабатыванием защиты ГПА (аварийная – непрерывный звуковой сигнал, предупредительная – прерывистый);

в) Функции регулирования САУ ГПА:

- регулирование частоты вращения ТН обеспечивает поддержание частоты вращения турбины нагнетателя в соответствии с заданием вышестоящего уровня или по командам оператора с учетом ограничений по температуре продуктов сгорания, приемистости, частоте вращения турбин высокого и низкого давления;

- антипомпажное регулирование обеспечивает стабилизацию режима работы нагнетателя вне зоны помпажа на основании непрерывного расчета расстояния между рабочей точкой нагнетателя и линией помпажа, а также скорости приближения рабочей точки к линии помпажа.

По принципу построения САУ ГПА подразделяются на релейные, релейно-электронные и микропроцессорные.

Пример построения релейной схемы управления показан на рис. 2.2, на котором приведена схема реализации аварийной остановки ГПА по перепаду "масло-газ". Схема работает следующим образом:

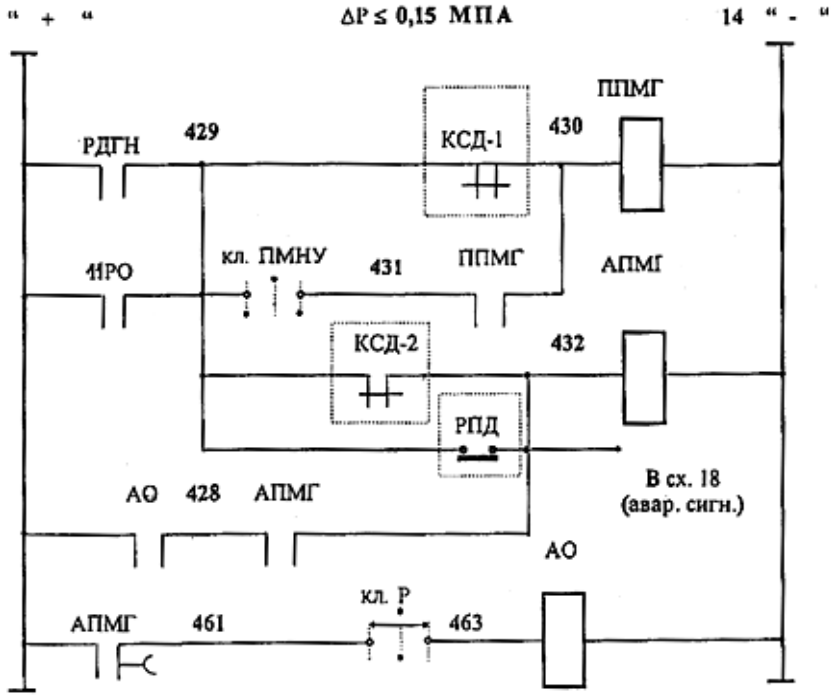


Рис. 2.2. Схема реализации аварийной остановки ГПА по перепаду "масло-газ":

РДГН – реле давления газа в нагнетателе; РПД – реле перепада давления; ППМГ – реле понижения перепада "масло-газ"; АПМГ – реле аварийной остановки по перепаду давления "масло-газ"; кл. ПМНУ – ключ переключения насосов; РД – реле дополнительное; кл. Р – ключ разблокировки; 11РО – реле открытия крана № 11; АО – реле аварийной остановки; КСД – выходное устройство

Условия включения схемы в работу – наличие газа в нагнетателе или открытие крана № 11 – контакты реле РДГН и 11РО замкнуты.

При замыкании контакта КСД срабатывает реле ППМГ – предупредительная сигнализация.

При замыкании контакта РПД "аварийный перепад" срабатывает реле времени АПМГ и своим контактом через определенный промежуток времени, если за это время не исчезнет сигнал, включает реле АО – аварийная остановка ГПА. Своим контактом реле АО ставит реле АПМГ на самоблокировку. После исчезновения сигнала аварийного перепада ключом разблокировки реле АО становится в исходное положение.

В последнее время все более широкое применение получают микропроцессорные САУ, которые имеют ряд преимуществ перед релейными схемами – возможность более гибкой реализации алгоритмов управления и регулирования, возможность получения ретроспективной информации о работе ГПА, выделения первопричины аварийной остановки, отсутствие недолговечных и малонадежных самопишущих приборов и др.

Кроме того, в случае установки аппаратуры САУ ГПА непосредственно у ГПА она позволяет существенно снизить расход кабельной продукции, т. к. информация в операторную передается по уплотненному каналу связи.

Рассмотрим принцип построения микропроцессорной САУ ГПА на примере ГПА-Ц-6,3С.

Конструктивно САУ ГПА состоит из 4 стоек (рис. 2.3):

- стойка центрального вычислительного комплекса и устройств нормализации сигналов (ЦВК-УНС);
- стойка релейных коммутаторов нагрузки (РКН);
- стойка кроссировочная (СК);
- стойка управления (СУ).

Стойки ЦВК-УНС, РКН, СК размещаются в отсеке автоматики ГПА и выполнены в виде шкафов одностороннего обслуживания.

Стойка управления размещается в операторной и обеспечивает возможность управления и контроля ГПА.

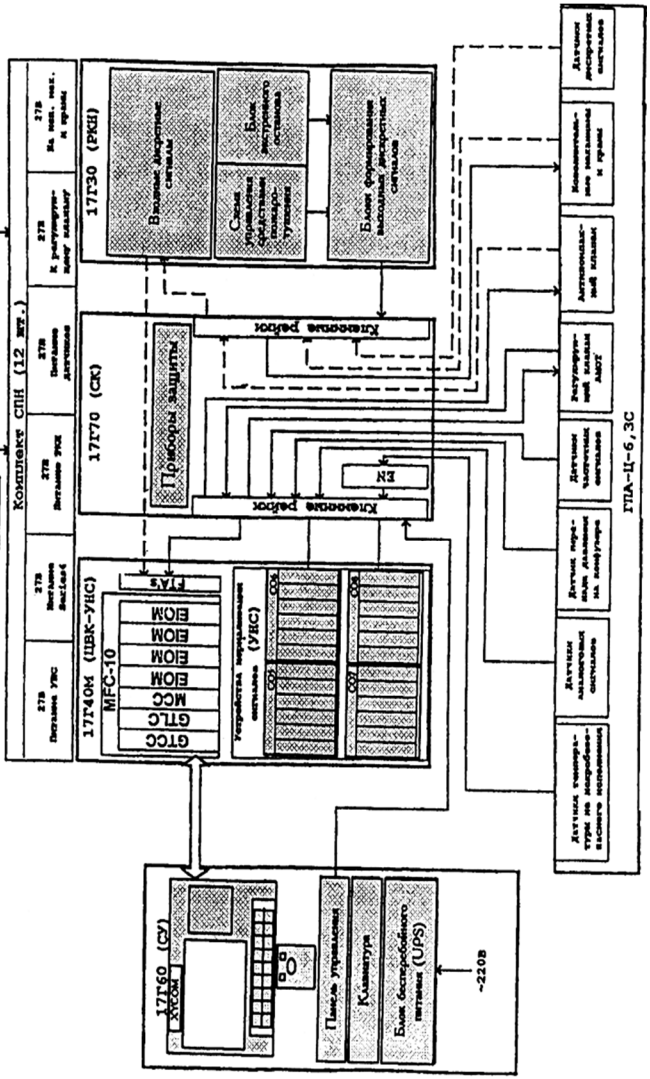


Рис. 2.3. Структурная схема САУ ГПА-Ц-6,3С с двигателем ДГ-71П: – цифровая связь; – токовая связь; – питание; – сигналы от датчиков

В состав САУ ГПА входят: программно-аппаратные средства "Series 4"; аппаратура для представления и регистрации информации; приборы контроля вибрации; топливный клапан с сервоприводом SPN; антипомпажный клапан, датчик перепада давления, барьеры искробезопасности; панель для установки барьеров искробезопасности, датчики и сигнализаторы; исполнительные механизмы, входящие в состав ГПА.

САУ ГПА осуществляет сбор, преобразование и обработку полученной отдатчиков, сигнализаторов и исполнительных механизмов (ИМ) агрегата информации, автоматическое управление и защиту агрегата во всех режимах его работы, антипомпажное регулирование, а также отображение оперативной информации о состоянии ГПА на экране станции контроля и управления. Все необходимые функции регулирования технологическими параметрами и предотвращения аварийных режимов ГПА осуществляются программно-аппаратными средствами "Series 4", установленными в стойке ЦВК-УНС.

При наличии датчиков температуры, устанавливаемых в отсеке нагнетателя, обыкновенного исполнения аналоговые сигналы подаются через барьеры искробезопасности (БР), установленные на панели EN.

Управление ГПА может осуществляться:

- централизованно, по цифровому каналу связи от САУ КЦ;
- автономно, по цифровому и физическому каналам связи со стойки управления.

Команды управления со стойки СУ поступают в стойку ЦВК-УНС по двум интерфейсным каналам, обеспечивающим обмен цифровыми данными между программно-аппаратными средствами "Series 4" и станцией контроля и управления XYCOM, а также по физическим каналам, с помощью которых передаются дискретные команды от кнопок и принимаются донесения на органы индикации.

Команды управления исполнительными механизмами ГПА от программно-аппаратных средств "Series 4" выдаются через релейный коммутатор нагрузок (РКН).

Автоматическое поддержание заданной частоты вращения ТНД на всех режимах работы осуществляется за счет управления топливным клапаном РК.

Противопомпажное регулирование на всех режимах работы ГПА осуществляется управлением антипомпажным клапаном рециркуляции АПК с корректировкой частоты вращения ТНД.

Питание составных частей САУ ГПА осуществляется от стабилизированных преобразователей напряжения.

Вся система автоматизации компрессорных станций базируется на работе различного типа датчиков и приборов.

2.2. Датчики

Для контроля технического состояния газоперекачивающего агрегата, технологического и вспомогательного оборудования используются разного рода измерительные первичные преобразователи (датчики). Датчики преобразуют физическую величину в электрический сигнал и работают с показывающими, регистрирующими вторичными приборами, регуляторами, системами автоматического управления и контроля. Параметрами, характеризующими техническое состояние оборудования, являются: температура, давление, перепад давлений, вибрация и др.

Датчики давления предназначены для непрерывного пропорционального преобразования мгновенного значения давления или разности давлений жидкостей или газов в унифицированный токовый сигнал.

Датчики давления в зависимости от модификации применяются для измерения избыточного давления, разрежения или абсолютного давления. В настоящее время наиболее широко используются датчики с тензопреобразователем в качестве чувствительного элемента. Конструктивно датчик давления состоит из датчика-тензопреобразователя и электронного блока. Работает он следующим образом: давление рабочей среды воздействует на мембрану и посредством штока вызывает деформацию чувствительного элемента, прочно скрепленного с мембраной тензопреобразователя. Чувствительный элемент представляет собой кристалл сапфира с кремниевыми пленочными тензорези-

сторами. Тензорезисторы соединены в мостовую схему. Деформация измерительной мембраны приводит к пропорциональному изменению сопротивления тензорезисторов и разбалансу мостовой схемы. Электрический сигнал с выхода мостовой схемы поступает в дифференциальный усилитель электронного блока. Некоторые модели датчиков имеют также регулятор коэффициента усиления, который обеспечивает перенастройку диапазонов измерения. Усиленный сигнал преобразуется в унифицированный токовый (0–5, 0–20, 4–20, 20–4, 20–0, 5–0 мА). Устройство термокоррекции компенсирует влияние температурных воздействий на тензомост.

Пример одного из типов различных датчиков, приведен на рис. 2.4.

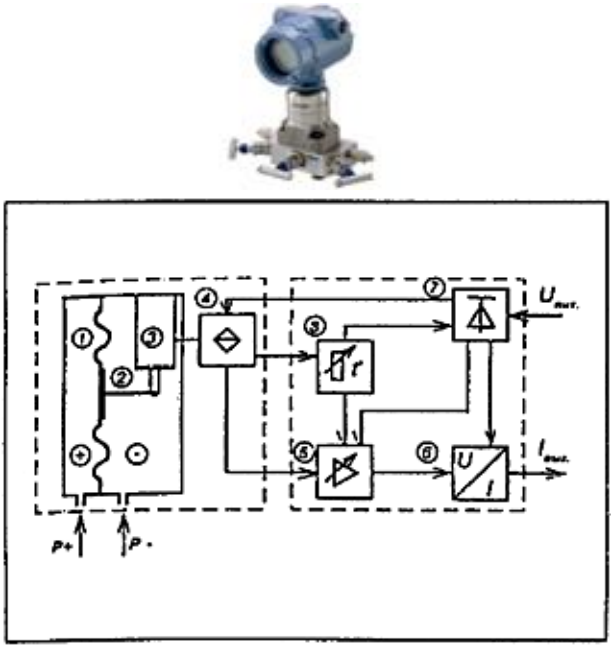


Рис. 2.4. Датчик для измерения перепада давлений Метран-43-ДД: *(+) – камера положительного давления; (–) – камера отрицательного давления; 1 – разделительная мембрана; 2 – шток; 3 – мембрана тензопреобразователя; 4 – мостовая схема; 5 – электронный блок; 6 – преобразователь; 7 – узел питания; 8 – устройство термокоррекции*

Широкое распространение на КС получили дифференциальные мембранные манометры типов ДМ-23578А, ДМ-23579А, ДтХ-01 и др. Чувствительным элементом дифманометра является мембранный блок, состоящий из мембранных коробок, ввернутых с обеих сторон в перегородку. При этом образуется две камеры – плюсовая (нижняя) и минусовая (верхняя). Внутренние полости мембранных коробок заполнены этиленгликолем и сообщаются между собой. Под воздействием перепада давления в камерах нижняя мембранная коробка сжимается, и жидкость из нее перетекает в верхнюю коробку, раздувая ее, что вызывает перемещение плунжера дифтрансформаторного преобразователя и приводит, в свою очередь, к изменению взаимной индуктивности между его первичной и вторичной цепями. Деформация чувствительного элемента происходит до тех пор, пока силы, вызванные перепадом давления, не уравновесятся упругими силами мембранных коробок. Поскольку электрический выход дифманометров представляет собой сигнал взаимной индуктивности и он не является унифицированным, то они работают только в комплекте со вторичными приборами дифтрансформаторной системы типов КСД2, КСДЗ и т п. или ферродинамической системы типов ВФС, ВФП и др., в зависимости от модификации дифманометра.

Аналогичный принцип преобразования имеют манометры МИД-22331А, МИД-22371А и др., измеряющие избыточное и вакуумметрическое давление и имеющие одну измерительную камеру

Для контроля давления и разности давлений применяются также дискретные сигнализаторы (реле) давления и перепада давлений. Принцип действия такого сигнализатора основан на уравновешивании сил, создаваемых в чувствительных элементах и упругих деформациях пружин. Чувствительный элемент в зависимости от исполнения сигнализатора может быть выполнен в виде сильфонного узла, мембранного узла или трубки Бурдона. Выпускаются сигнализаторы в общепромышленном и взрывозащищенном исполнениях. Принципиальная схема сигнализатора давления приведена на рис. 2.5.

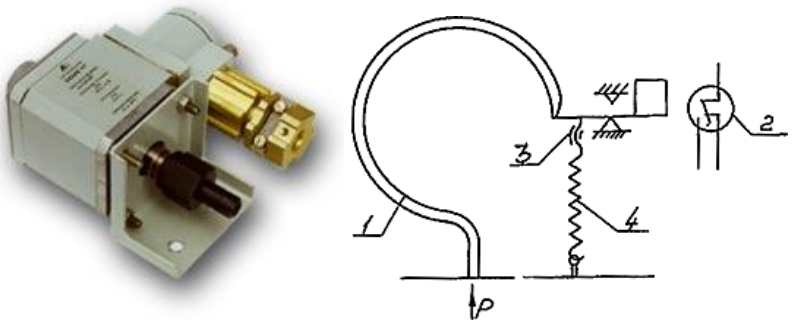


Рис. 2.5. Сигнализатор давления "Садко 107":
1 – чувствительный элемент; 2 – контактная система; 3 – винт настройки; 4 – пружина

В качестве сигнализаторов давления применяются также электроконтактные манометры (ЭКМ) – манометры, имеющие в своей конструкции две контактные группы для уставок, одна из которых замыкается при понижении давления ниже заданного, а другая замыкается при превышении заданного давления.



Рис. 2.6. Электроконтактные манометры (ЭКМ)

Отличие сигнализаторов перепада давления от сигнализаторов давления состоит в наличии двух камер для подвода контролируемых сред и использованием в качестве чувствительного элемента мембраны.

В некоторых типах сигнализаторов, особенно взрывозащищенного исполнения, контактная система может быть выполнена в виде магнитоуправляемого контакта (геркона).

Средства измерения температуры (преобразователи температуры) можно условно разделить на шесть основных групп: погружаемые термопреобразователи сопротивления; подшипниковые термопреобразователи сопротивления; поверхностные термопреобразователи сопротивления; термопреобразователи сопротивления с унифицированным токовым выходом; преобразователи термоэлектрические; преобразователи измерительные для термопреобразователей сопротивления и преобразователей термоэлектрических.

Термопреобразователи сопротивления предназначены для определения температуры измеряемой среды, преобразуемой в омическое сопротивление чувствительного элемента. Основными материалами для изготовления чувствительных элементов являются технические медь и платина, сопротивление которых изменяется практически прямо пропорционально изменению температуры.

Погружаемые термопреобразователи сопротивления выпускаются в общепромышленном и взрывозащищенном исполнениях (рис. 2.7). В настоящее время в конструкции приборов применяется двойная герметизация электрической цепи; чувствительный элемент представляет собой малоинерционный модуль, а исполнение может быть с одним или двумя чувствительными элементами, инерционность которых составляет от 10 до 15 с, температурный диапазон измерения преобразователей с медным чувствительным элементом от –60 до 150 °С, с платиновым чувствительным элементом обычно от –80 до 250 °С.

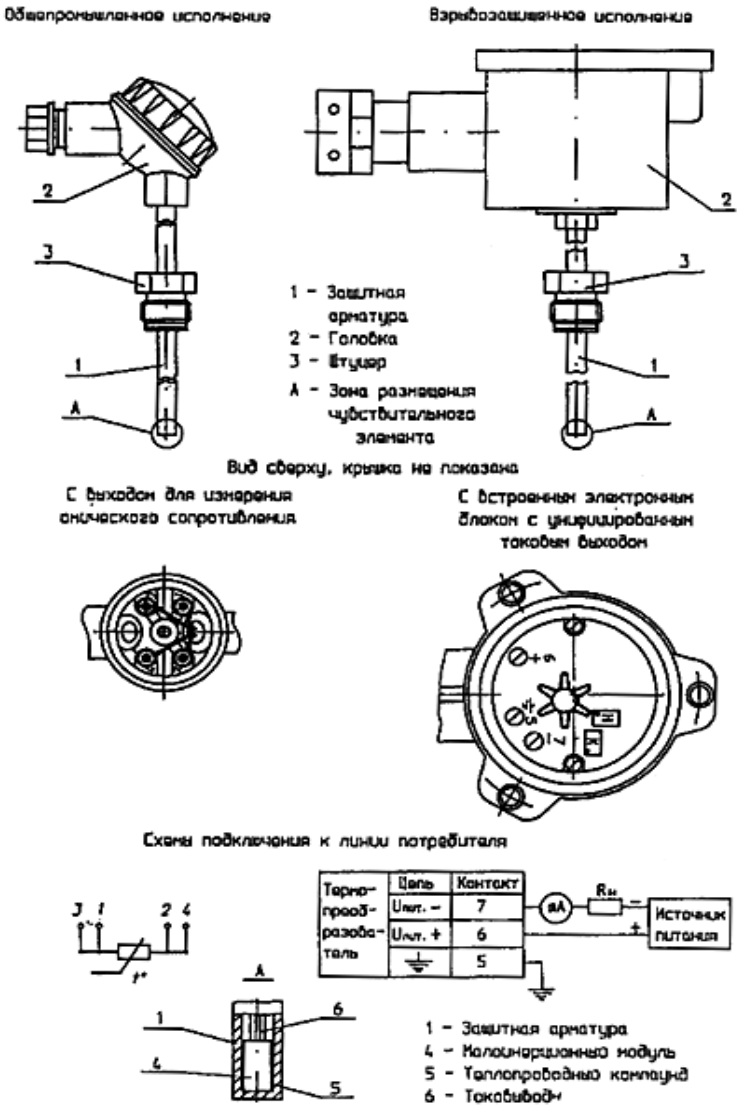
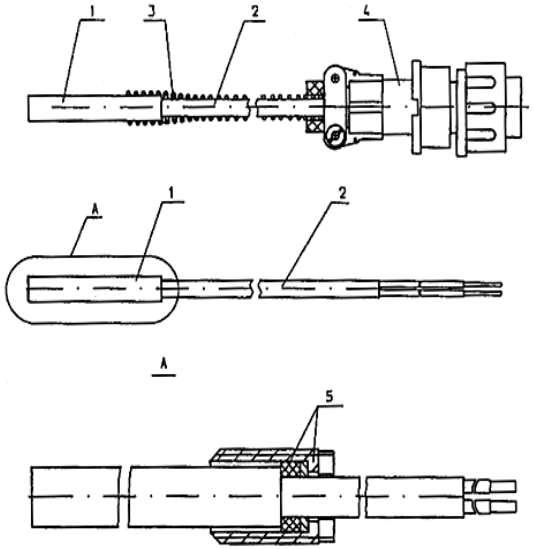


Рис. 2.7. Принципиальные схемы погружаемых термопреобразователей сопротивления

Подшипниковые термопреобразователи (рис. 2.8) имеют инерционность от 4 до 8 с, обладают повышенной маслостойкостью и механической прочностью, имеются модификации с кабельным вводом в защитной пружине по всей длине или в месте заделки кабеля в корпус. Температурный диапазон измерения до 180 °С.



1 - чувствительный элемент;
2 - кабельный вывод;
3 - защитная пружина
4 - разъём;
5 - комплект монтажных частей

Схема подключения к лирии потребителя

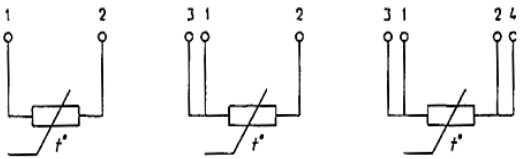
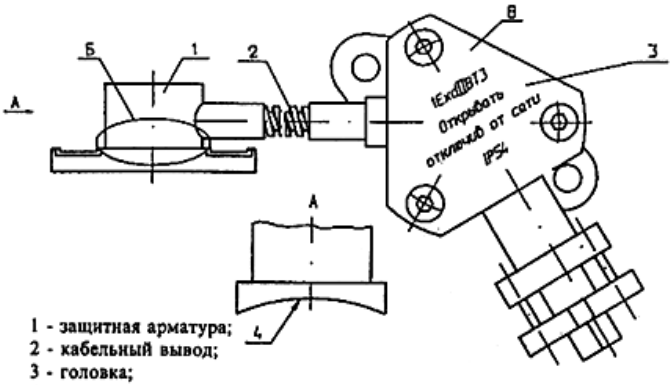


Рис. 2.8. Принципиальные схемы подшипниковых термопреобразователей сопротивления

Поверхностные термосопротивления (рис. 2.8) предназначены для установки непосредственно на поверхности труб наземных и подземных трубопроводов, а также для измерения температуры грунта. В связи с очевидными трудностями замены вышедших из строя поверхностных термопреобразователей, в конструкции предусмотрено дублирование или троирование модулей чувствительных элементов. Токовые выводы чувствительных элементов размещены внутри кабельного вывода длиной 3–5 м, состоящего из трубки нержавеющей стали и надетого на нее металлорукава. Соединение корпуса с кабельным выводом выполнено с помощью аргонно-дуговой сварки, исключающей разгерметизацию измерительного тракта в процессе эксплуатации. Корпус и кабельный вывод электроизолированы от поверхности трубы для развязки от потенциала катодной защиты трубопровода. Инерционность поверхностных термопреобразователей не превышает 60 с.

Термопреобразователи сопротивления с унифицированным токовым выходом имеют стандартный токовый сигнал 0–5 или 4–20 мА. Изготавливаются погружаемые и поверхностные преобразователи в общепромышленном и взрывозащищенном исполнениях. Рабочий диапазон измерения от –50 до 200 °С.

Преобразователи термоэлектрические (рис. 2.9–2.10) имеют в качестве чувствительного элемента два электрода, концы которых спаяны между собой, и под воздействием температуры между электродами возникает термоЭДС прямо пропорциональная изменению температуры. Наиболее применяемыми термопарами на турбоагрегатах являются термопары с электродами хромель-алюмель с диапазоном измерения 0–900 °С, реже используются хромель-капелевые термопары с диапазоном измерения 0–500 °С.



1 - защитная арматура;
2 - кабельный вывод;
3 - головка;
4 - место установки на трубопровод;
Б - зона размещения 2 или 3 чувствительных элементов

Вид без крышки В

С выходом для измерения омического давления

С встроенным электронным блоком с унифицированным токовым выходом

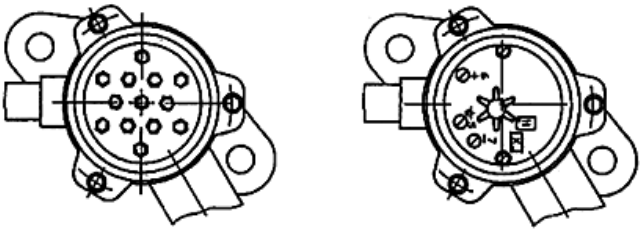


Схема подключения к линии потребителя

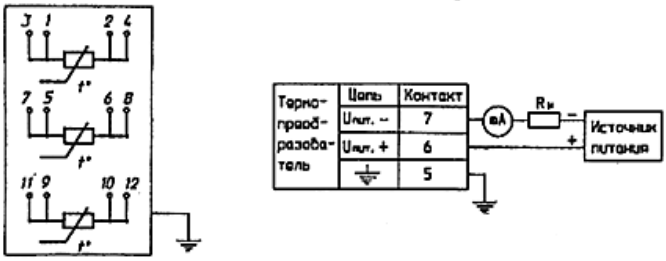
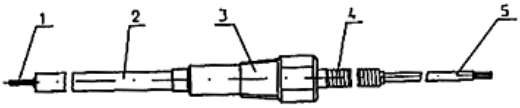


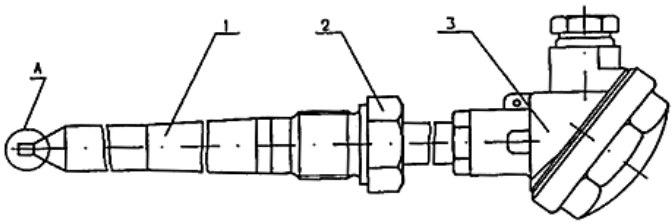
Рис. 2.9. Принципиальные схемы поверхностных термопреобразователей сопротивления

а) с инерционностью менее 1 с;



1 - чувствительный элемент (кабель КТМС, d = 1,5 мм);
2 - защитная арматура;
3 - штуцер;
4 - защитная пружина;
5 - кабельный вывод

б) с инерционностью не более 5 с;



1 - защитная арматура;
2 - штуцер;
3 - головка;
А - зона размещения чувствительного элемента (кабель КТМС, d = 4,6 мм)

Рис. 2.10. Принципиальные схемы термоэлектрических преобразователей

Чувствительный элемент преобразователей выполняется на базе термопарного кабеля с минеральной изоляцией типа КТМС диаметром 1,5; 4 или 6 мм, что снижает инерционность до 5 с. Термопары выпускаются как с одиночным, так и с дублированными чувствительными элементами, с изолированным или неизолированным от корпуса преобразователей горячим спаем.

В системах автоматического управления КС широко применяются сигнализаторы (реле) температуры. Существует несколько типов сигнализаторов: манометрические, дилатометрические, мембранные, сильфонные. Принцип действия указанных

реле температуры одинаков – это изменение геометрических размеров чувствительного элемента в зависимости от температуры контролируемой среды. Таким образом, работа рассматриваемых сигнализаторов аналогична работе сигнализаторов давления. Сигнализаторы температуры изготавливаются также в общепромышленном и взрывозащищенном исполнениях.

Для контроля частоты вращения валов агрегатов используются индукционные датчики частоты вращения. Указанные датчики обеспечивают дистанционное, бесконтактное преобразование частоты вращения вала в последовательность токовых импульсов. При этом вал оборудуется какими-либо "метками", которые и являются источниками импульсов, генерируемых датчиком. Чаще всего в качестве "меток" применяются зубья из ферромагнитного материала, реже – магниты и углубления на валу. Чем больше зубьев на валу – тем больше точность измерения и тем меньше частота вращения вала. Расстояние от датчика до вала не превышает 5 мм, высота зубьев не меньше 4 мм, а толщина не менее 5 мм.

Для контроля уровня жидкости в резервуарах, например, масла в маслобаках и аккумуляторах масла газоперекачивающих агрегатов, конденсата в емкостях слива применяются погружные и поплавковые сигнализаторы уровня.

Поплавковые сигнализаторы являются наиболее простыми по своему устройству: на нижнем конце установлен поплавок, находящийся в резервуаре, и при достижении требуемого уровня шток верхним концом воздействует на контакт, замыкая или размыкая его. Применяются также комбинированные сигнализаторы, у которых на верхнем конце штока устанавливается магнит или металлическая пластина, а в качестве чувствительного элемента используется геркон, ультразвуковой датчик и др.

Погружные сигнализаторы уровня характеризуются тем, что чувствительный элемент устанавливается непосредственно в измеряемую среду. Конструктивно погружные сигнализаторы выполнены в виде моноблока, состоящего из металлического корпуса, в верхней части которого расположен электронный преобразователь и усилитель, некоторые модели приборов имеют выносной вторичный преобразователь с релейным выход-

ным блоком. В нижней части корпуса находится рабочая зона датчика, где расположен один или несколько чувствительных элементов.

Принцип действия ультразвукового сигнализатора (на примере датчика СУ-1) основан на изменении акустического импеданса чувствительного элемента в зависимости от контакта его с жидкостью с последующей обработкой сигнала и выдачи его в виде переключения "сухих" контактов. Датчик сигнализатора представляет собой цилиндр, на стенках окна датчика жестко закреплены два пьезокерамических элемента. Нижние обкладки пьезоэлементов электрически соединены с металлом корпуса датчика, который заземляется в общей схеме соединений. Противоположные обкладки пьезоэлементов подсоединяются к преобразователю. Преобразователь сигнализатора обеспечивает его механическое соединение в месте установки с фланцем емкости. Далее преобразователь соединен с блоком обработки информации, который формирует цепи питания, обработки и представления информации, поступающей с преобразователя.

Принцип действия емкостного сигнализатора (на примере СУМ-Г) основан на изменении параметров колебательного контура при воздействии контролируемой среды на емкостной чувствительный элемент, входящий в колебательный контур. Первичный преобразователь включает в себя генератор, колебательный контур, к которому подключается чувствительный элемент, детектор и параметрический стабилизатор напряжения. Вторичный преобразователь включает в себя трансформатор, искробезопасный блок, преобразователь с компаратором, усилитель с выходным реле, световую сигнализацию. Параметры схемы подобраны так, что при отсутствии среды на контролируемом уровне на колебательном контуре первичного преобразователя выделяется напряжение, меньшее амплитуды генерируемых колебаний. Повышение уровня контролируемой среды вызывает увеличение амплитуды колебаний на контуре из-за увеличения емкости чувствительного элемента. Снимаемое с контура напряжение высокой частоты преобразуется в постоянное, управляющее компаратором, уровень переключения которого устанавливается регулирующим элементом. Выходной сигнал

компаратора управляет ключевым каскадом, нагрузкой которого является выходное реле.

Для контроля уровня токопроводящих жидкостей применяются сигнализаторы уровня с контрольным электродом в качестве чувствительного элемента. Электронная схема сигнализатора генерирует слаботочное напряжение, один полюс которого соединяется с электродом, а другой заземляется. Когда контрольный электрод соприкасается с контролируемой средой, электрическая цепь замыкается и через электрод и жидкость протекает электрический ток, который усиливается и выходные реле вторичного блока становятся под ток.

2.3. Приборы

Вторичные приборы предназначены для измерения силы и напряжения постоянного тока, а также неэлектрических величин, преобразованных в унифицированные входные сигналы напряжения, силы тока и сопротивления. Приборы предназначены для выполнения следующих функций:

- сигнализации о выходе параметров за пределы уставок;
- преобразования входного сигнала в унифицированный токовый сигнал 0–5; 4–20 мА и другие или пневматический сигнал для передачи данных в АСУ ТП;
- регулирования;
- вычисления, например, расхода газа и давления;
- регистрации измеряемых параметров.

Приборы выпускаются в общепромышленном и взрывозащищенном исполнениях. Блок искрозащиты ограничивает напряжение и ток в цепях подключения первичного преобразователя до искробезопасных значений.

Обычно приборы рассчитаны на совместную работу со следующими преобразователями:

- термоэлектрическими преобразователями типов ТХА, ТХК и др., для измерения температур в диапазоне от –50 до 1800 °С;
- термопреобразователями сопротивления типов ТСП и ТСМ со статическими характеристиками 10П, 50П, 100П, 10М,

50М, 100М для измерения температур в диапазоне от –200 до 1000 °С;

- преобразователями с выходными сигналами, изменяющимися в пределах 0–100 мВ; 0–5 мА; 4–20 мА; 0–20 мА.

Регистрирующие приборы применяются как самостоятельно, так и в составе систем автоматического управления и регулирования технологическими процессами. В основу работы прибора заложен принцип электромеханического следящего уравновешивания (рис. 2.10). Усиленный и нормализованный по нижнему и верхнему пределам измерений входной сигнал поступает в усилитель небаланса, где он сравнивается с сигналом с реохорда. Усиленный сигнал небаланса подается на двигатель, который перемещает движок реохорда и связанную с ним каретку с пишущим (печатающим) узлом прибора в положение, при котором сигнал с реохорда становится равным входному сигналу. Многоканальные приборы циклически поочередно подключают каналы измерения к измерительному усилителю. Длительность цикла опроса и скорость движения диаграммной бумаги устанавливаются оператором. В одно-, двух- и трехканальных приборах может находиться соответствующее количество следящих систем и контроль параметров осуществляется непрерывно. Регистрирующие приборы выпускаются с круговой диаграммной бумагой, вертикально и горизонтально расположенной бумагой. При горизонтальном расположении диаграммной бумаги применяется как рулонная, так и складывающаяся бумага.

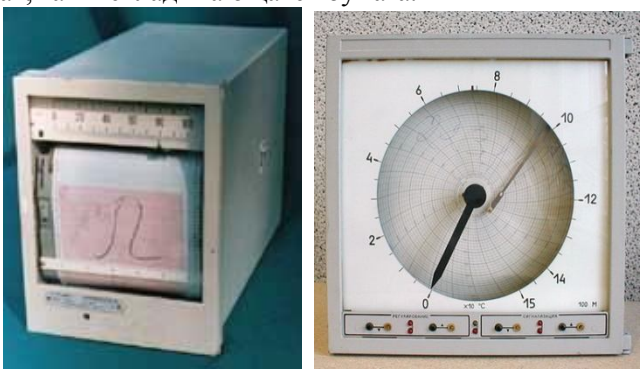


Рис. 2.10. Регистрирующие приборы КС-2, Диск-250

Часть выпускаемых промышленностью приборов предназначена для работы с определенными типами датчиков либо входных сигналов, например, частоты вращения, термосопротивлениями и т. д., а также с унифицированными входными сигналами. При этом приборы контроля могут быть как одно-, так и многоканальные. Многоканальные приборы могут использовать циклическое измерение параметров (например, устройство многоканальной сигнализации УМС, концерн "Метран"), либо непрерывное (приборы контроля температуры ПкТ-02, ПкТ-03), (рис. 2.11). При этом в приборах первого типа используется одна схема измерения для всех опрашиваемых каналов, а в приборах второго типа для каждого из контролируемых каналов используется индивидуальная схема измерения



Рис. 2.11. Приборы контроля ПкТ-03

Как правило, контролирующие приборы имеют схему контроля целостности цепи измерения (исправности датчика), которая предотвращает формирование ложного аварийного сигнала при неисправности в цепи измерения, цифровую индикацию контролируемого параметра, световую индикацию предупредительной и аварийной уставок, неисправности цепи измерения.

Тахометрические измерительные комплексы предназначены для измерения и контроля частоты вращения валов агрегатов с зубчатыми ферромагничными колесами (зубьями) на валу. В составе схемы измерения имеются кварцевый и с плавно изменяемой частотой генераторы, обеспечивающие самоконтроль канала, калибровку аналоговых каналов, проверку функциони-

рования канала. Такие тахометрические комплексы обеспечивают: сравнение результатов измерения с каждой из задаваемых уставок сигнализации (до 8 в зависимости от типа прибора), блокировку изменения выходных команд уставок при неисправностях цепей измерения (датчиков) с сигнализацией о наличии обрыва или короткого замыкания линии связи с датчиком частоты вращения (рис. 2.12).



Рис. 2.12. Приборы контроля частоты вращения СгП-02.

Для питания преобразователей давления, разности давлений, температуры с унифицированным токовым выходным сигналом и некоторых других датчиков применяются блоки питания. Блоки питания вырабатывают стабилизированное напряжение питания для указанных датчиков значением 24 или 36 В, при этом обеспечивают гальваническую развязку питания прибора, имеют схему защиты от перегрузки и короткого замыкания. Блоки питания обеспечивают подключение датчика по двух-, трех- или четырехпроводной схеме в зависимости от выходного сигнала датчика.

2.4. Вибрационный контроль ГПА

Вибрационный контроль технического состояния ГПА обычно осуществляется двумя способами: это виброконтроль корпуса с помощью поверхностных датчиков вибрации, устанавливаемых на корпусах подшипников турбины или электропривода, а также на корпусах редукторов, и виброконтроль ротора турбины и/или нагнетателя с помощью вихретоковых датчиков относительной вибрации, которые устанавливаются на статоре и контролируют вибросмещение ротора.

Виброконтроль корпуса турбо- и электропривода осуществляется аппаратурой виброконтроля с помощью пьезоэлектрических или электромагнитных (электродинамических) преобразователей (датчиков).

Пьезоэлектрические датчики применяются в комплекте с виброаппаратурой типа СВКА1. Все типы используемой виброаппаратуры имеют одинаковый принцип действия и отличаются между собой только схемными решениями, элементной базой электронных блоков и конструкцией датчиков.

Принцип действия аппаратуры основан на преобразовании пьезоэлектрическим вибропреобразователем вибрации в электрический сигнал и дальнейшей его обработке. Чувствительный элемент вибропреобразователя обычно состоит из двух кольцевых пьезопластин, электрически соединенных параллельно (рис. 2.13). Принцип действия вибропреобразователя основан на использовании явления пьезоэффекта. Под воздействием вибрации пьезопластина деформируется и на обкладках каждой пьезопластины появляется знакопеременный заряд, пропорциональный в рабочей полосе частот ускорению. Напряжения, создаваемые этими зарядами, поступают на дифференциальный вход согласующего усилителя КР (рис. 2.14). Согласующий усилитель в зависимости от модификации либо встроен в корпус вибропреобразователя, либо расположен отдельно. Согласующий усилитель необходим для согласования выходного сопротивления вибропреобразователя с линией связи и вторичной аппаратурой. Электрический сигнал с согласующего усилителя поступает на вход измерительного блока. Измерительный блок включает в

себя следующие функциональные устройства: ячейку искрозащиты, фильтр верхних частот, интегратор, детектор среднеквадратичных значений, узел аварийной и предупредительной сигнализации. Интегратор производит интегрирование электрического сигнала, и формирование амплитудно-частотной характеристики канала измерения. Виброускорение, информация о котором в виде электрического сигнала имеется на выходе вибропреобразователя, есть производная по времени от скорости, поэтому для получения информации о виброскорости необходимо произвести интегрирование электрического сигнала виброускорения. Фильтры нижних и верхних частот обеспечивают выделение вибросигнала частотой от 10 Гц до 1 кГц. Детектор выделяет среднеквадратическое значение электрического сигнала, пропорциональное виброскорости. Узел сигнализации служит для указания превышения уровня виброскорости свыше заданного значения. Временная задержка аварийной и предупредительной сигнализации может настраиваться в пределах от 0 до 10 с.

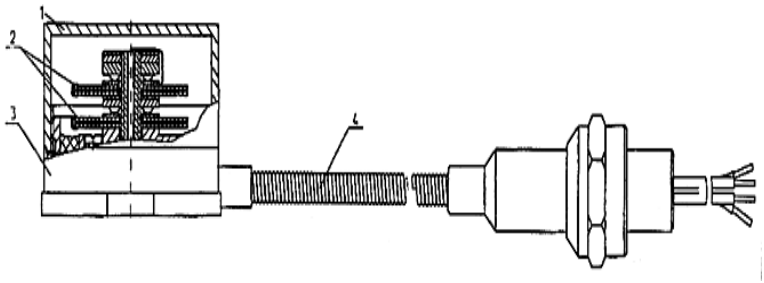


Рис. 2.13. Общий вид пьезоэлектрического вибропреобразователя:
1 – крышка; 2 – чувствительный элемент; 3 – основание;
4 – защитный металлорукав для кабеля

Блок контроля и индикации (БКИ) служит для визуального контроля состояния вибрации по всем измерительным каналам.

На некоторых узлах ГПА, где требуется контролировать вибрацию с повышенной частотой (выше 1 кГц), например, на редукторах ГПА СТД-4000, контролируется и виброускорение. Отличие аппаратуры, контролирующей виброускорение, от описанной выше заключается в отсутствии в ней интегратора.

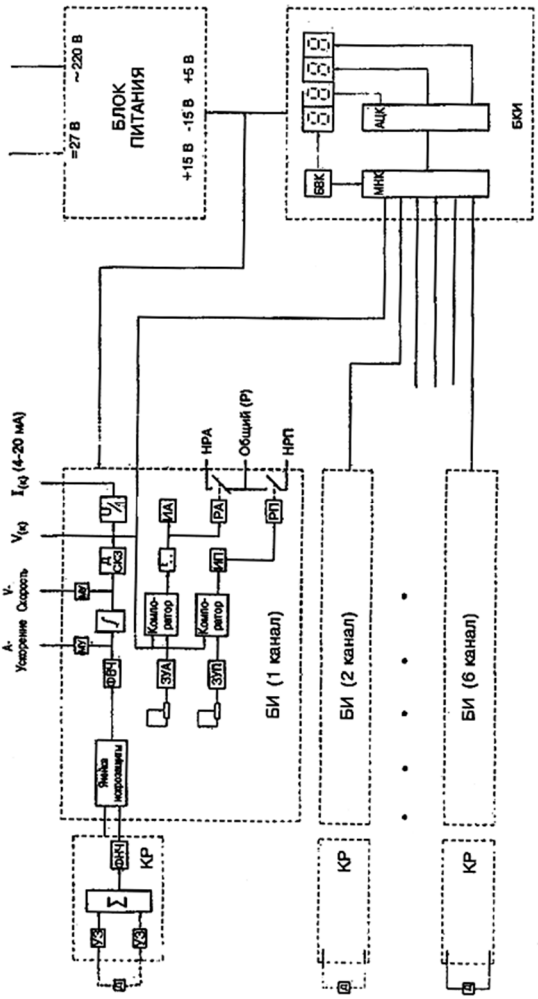


Рис. 2.14. Структурная схема аппаратуры виброконтроля:

УЗ – усилитель заряда; – сумматор; ФНЧ – фильтр низких частот; ФВЧ – фильтр высоких частот; ЗУА – блок задания уровня аварии; ЗУП – блок задания уровня предаварии; I – интегратор; Д – детектор среднеквадратических СКЗ значений; $t_{зд}$ – блок задержки срабатывания; ИП – индикатор предаварии; U/I – преобразователь напряжение-ток; ИА – индикатор аварии; РА – реле аварии; РП – реле предаварии; БВК – блок выбора канала; MUX – мультиплексор; АЦП – аналогово- цифровой преобразователь

Электромагнитные датчики (рис. 2.15) применяются в аппаратуре типа AMV-3, используемой на части агрегатов "Дон-1", "Дон-2", "Аврора", ГТ-750-6. Конструктивно датчик состоит из двухсекционной катушки, внутри которой между двух постоянных магнитов "подвешен" стержневой магнит. При колебаниях стержневой магнит движется и пересекает электромагнитное поле, генерируемое катушкой. Таким образом, выходное напряжение катушки прямо пропорционально скорости виброколебаний.

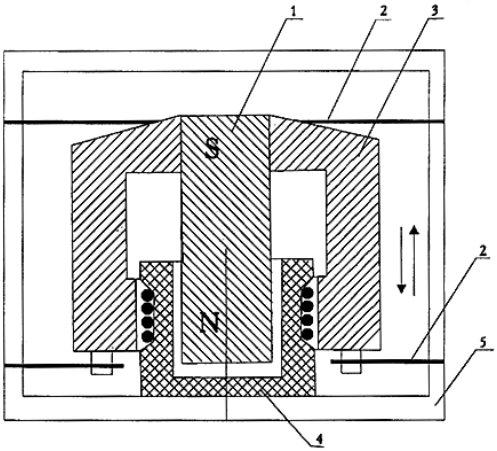


Рис. 2.15. Общий вид электромагнитного датчика:
1 – постоянный магнит; 2 – пружина; 3 – инерционная масса; 4 – неподвижная катушка; 5 – основание

В настоящее время электромагнитные датчики уступают место пьезоэлектрическим, так как имеют более низкую надежность, высокую стоимость, большие размеры, а также узкий диапазон рабочих температур (от –10 до 70 °С, в то время как некоторые модификации пьезоэлектрических датчиков имеют диапазон рабочих температур от –40 до 500 °С).

Осевой сдвиг и вибросмещение роторов нагнетателей контролируется посредством вихретоковых датчиков вибросмещения. Вышеописанная виброаппаратура практически не применяется для виброконтроля нагнетателей, т. к. корпус нагнетателя имеет несоизмеримо более высокие жесткость и массу по сравнению с ротором, и поэтому изменение вибрации ротора прак-

тически не меняет уровень вибрации его подшипников. В свою очередь, опорная система турбины и турбокомпрессора (т. е. система подшипник-корпус-стойка-фундамент) более податлива и менее стабильна.

В настоящее время применяется различная аппаратура виброконтроля с вихретоковыми датчиками типов: КСА-15, ВСВ-331, АВКС-2, "Виброконтроль" и др. Вся аппаратура имеет идентичную конструкцию и принцип действия и отличается элементной базой электрических схем.

Каждый канал состоит из вихретокового преобразователя (рис. 2.16) и вторичной аппаратуры. Преобразователь вихретоковый состоит из катушки и блока согласования (рис. 2.17), которые могут иметь одинаковое или разное конструктивное исполнение. Вихретоковый преобразователь предназначен для преобразования величины зазора между торцом катушки преобразователя и объектом контроля в электрический выходной сигнал. Блок согласования преобразует напряжение питания в радиочастотный сигнал частотой 1–2 МГц, который излучается катушкой в окружающее пространство в виде электромагнитного поля. При отсутствии металла вблизи катушки потери мощности радиочастотного сигнала отсутствуют и выходное напряжение максимально. При приближении проводящего материала к рабочему торцу катушки вихревые токи, генерируемые в поверхности материала, приводят к потере мощности радиочастотного сигнала, пропорционально уменьшается выходное напряжение генератора. Вторичная аппаратура предназначена для измерения размаха вибросмещения, ее индикации, формирования аварийной и предупредительной сигнализации, контроля исправности преобразователя.

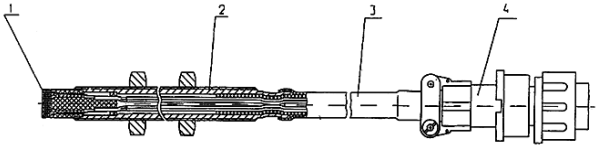


Рис. 2.16. Общий вид вихретокового преобразователя:
1 – чувствительный элемент; 2 – корпус; 3 – кабель в изоляционной трубке; 4 – разъем

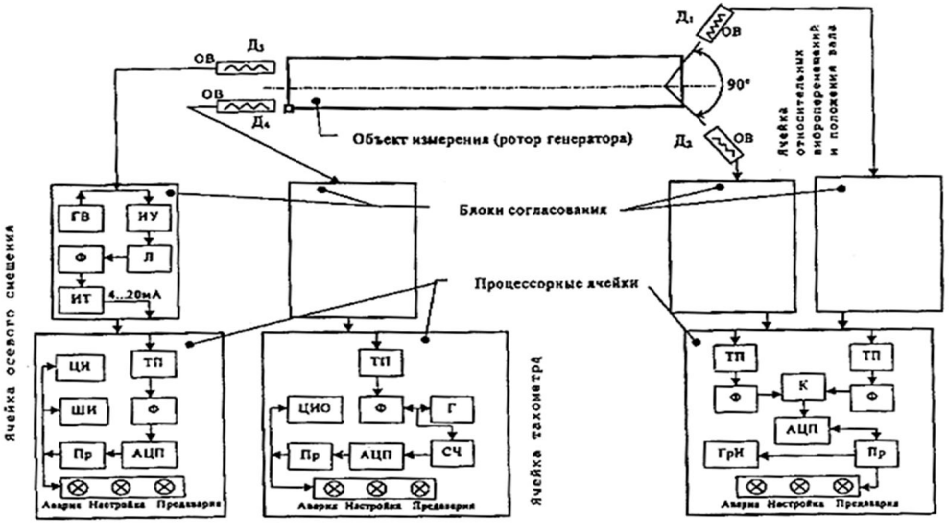


Рис. 2.17. Структурная схема вихретоковой аппаратуры измерения осевых перемещений и радиальных биений. Датчиковая аппаратура:

$Д_1$+$Д_4$ – вихревые датчики; ОВ – обмотка возбуждения. Блоки согласования: ГВ – генератор возбуждения; ИУ – инструментальный усилитель; Л – лианеризатор; Ф – фильтр; ИТ – источник тока; стандартный выход –4+20 мА.

Процессорные ячейки: ТП – токоприемник; Ф – фильтр; АЦП – аналогово-цифровой преобразователь; Пр – процессор; ШИ – шкальный индикатор; ЦИ – цифровой индикатор; Г – генератор; СЧ – счетчик; ЦИО – цифровой индикатор отображения; К – ключ; ГрИ – графический индикатор.

2.5. Измерение расхода газа

Одной из важнейших задач при транспортировке газа является измерение расхода газа, причем учет расхода газа на магистральных газопроводах необходим не только для коммерческих расчетов, но и как технологический параметр режима работы системы дальнего транспорта газа.

Основным методом измерения количества транспортируемого природного газа является метод определения перепада давления на сужающих устройствах, в качестве которых используются разного рода измерительные диафрагмы, сопла, трубки Вентури и т. д.

В качестве приборов определения расхода газа применяются и дифференциальные сильфонные самопишущие манометры (ДСС), и более современные микропроцессорные измерительные комплексы, например "Суперфлоу-II".

Формула для определения расхода газа имеет следующий вид:

$$Q_{\text{н}} = 0{,}2109\alpha\varepsilon d^2 \sqrt{\frac{(P_1 - P_2)P_1}{\rho_{\text{н}} T_1 z}}, \qquad (2.1)$$

где $Q_{\text{н}}$ – расход газа при нормальных условиях ($p_{\text{н}}$ = 1,0332 кгс/см ^{2}, $T_{\text{н}}$ = 293,15 К), м ^{3}/ч; $\Delta P = P_1 - P_2$ – перепад давления на диафрагме, кгс/см ^{2}; T_1 – температура газа, К; z – коэффициент сжимаемости газа, характеризующий отличие реального газа от идеального; α – коэффициент расхода сужающего устройства; ε – поправочный множитель на расширение измеряемой среды (коэффициент расширения); $\rho_{\text{н}}$ – плотность газа при нормальных условиях; d – диаметр отверстия диафрагмы, мм.

Перечень формул, а также таблицы и графики, по которым определяются различные поправочные коэффициенты, входящие в формулы расчета газа (2.1), приведены в Правилах измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами РД 50-213-80. В этих Правилах также определены

требования к исполнению и установке сужающих устройств на участках трубопроводов, требования к установке дифманометров и т. д.

Важнейшим преимуществом метода перепада давления является возможность поверки и аттестации первичных преобразователей расчетным путем по геометрическим данным сужающих устройств. Аттестация вторичных преобразователей производится стандартными методами.

Принцип действия ДСС основан на зависимости между измеряемым перепадом давления и упругой деформацией винтовых цилиндрических пружин, сильфонов или торсионной трубки. С помощью системы рычагов эта зависимость преобразуется в показание стрелки самопишущего прибора.

Микропроцессорные измерительные комплексы являются более современными, точными и надежными системами учета расхода газа. Общий вид измерительного трубопровода с диафрагмой и микропроцессорным измерительным комплексом приведен на рис. 2.18.

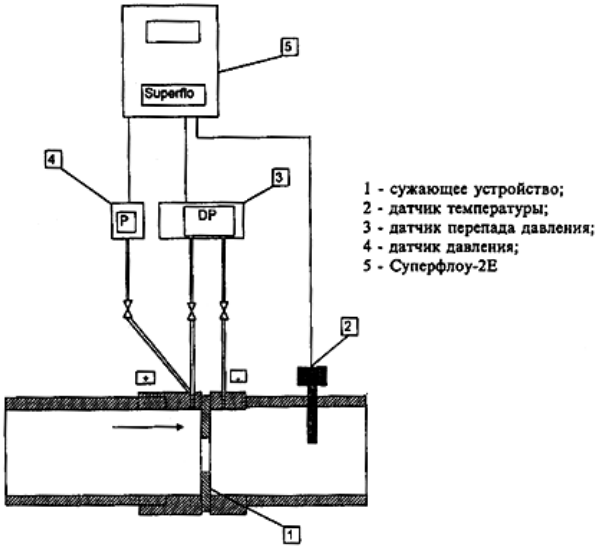


Рис. 2.18. Структурная схема системы измерения расхода газа методом перепада давления

Стандартный измерительный комплекс ("Суперфлоу-II") состоит из датчиков давления, перепада давления и температуры. Принцип действия комплекса основан на измерении перепада давления, давления, температуры и непрерывном автоматическом вычислении расхода и объема природного газа.

Структурная схема комплекса "Суперфлоу-II" изображена на рис. 2.19. Сигналы от отдатчиков поступают на входы 1-7 вычислителя. При помощи мультиплексора сигналы поступают на аналого-цифровой преобразователь (AD) и затем в центральный процессор (CPU). Процессор, выполняя команды, записанные в предварительно-программируемом запоминающем устройстве (EEPROM), обеспечивает автоматическое непрерывное определение и отображение показаний на жидкокристаллическом дисплее (LCD), вычисление расхода газа, дистанционную передачу показаний на компьютер, автоматическое фиксирование во времени и запоминание нештатных ситуаций, хранение и передачу месячных, суточных и часовых отчетов, ввод и запоминание параметров.

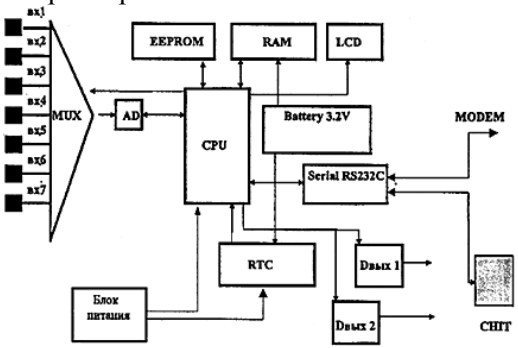


Рис. 2.19. Структурная схема стандартного измерительного комплекса "Суперфлоу-II":

вх.1– вх.7 – аналоговые входы; MUX – мультиплексор; AD – аналого-цифровой преобразователь; CPU – центральный процессор; LCD – жидкокристаллический дисплей; RAM – оперативное запоминающее устройство; EEPROM – предварительно-програмирующее запоминающее устройство; RTC – часы реального времени; Serial RS232C –последовательный RS232C порт; CHIT – переносной терминал; $D_{\text{вых}}$ *– выходной сигнал*

Оперативное запоминающее устройство (RAM) служит для хранения результатов вычислений и промежуточных величин в процессе вычислений. Встроенная литиевая батарейка (3,2 В) обеспечивает хранение данных в оперативном запоминающем устройстве и ход часов реального времени (RTC), в случае пропадания внешнего источника электроснабжения – в течение одного года.

Собственный блок бесперебойного питания с аккумуляторами (емкостью 10 А·ч) обеспечивает нормальную работу вычислительного комплекса в случае пропадания электроснабжения – в течение одного месяца.

Последовательный порт RS232C служит для приема и передачи данных с переносного терминала (CHIT) или компьютера. При помощи ручного терминала или персонального компьютера со специальным программным обеспечением в вычислитель вводятся постоянные параметры:

- диаметр измеряемого трубопровода;
- диаметр отверстия диафрагмы;
- текущее время и дата;
- время цикла измерения;
- тип отбора давления (фланцевый или угловой);
- нормальная температура $T_{\text{н}}$, нормальное давление $p_{\text{н}}$ и переменные параметры (обычно один раз в сутки);
- плотность измеряемого газа в нормальных условиях;
- содержание азота и углерода в измеряемом газе;
- барометрическое давление.

Переменные параметры вводят либо вручную (через переносной терминал или персональный компьютер), используя результаты лабораторных анализов газа, либо при наличии электронных приборов определения состава газа (хроматографов) и электронных барометров – автоматически.

Вычислитель имеет также программируемые дискретные выходные сигналы ($D_{\text{вых}}$), при помощи которых можно передавать данные о расходе в другие системы автоматики.

Относительная погрешность комплекса не превышает ± 0,5 %.

Определенное распространение начинает получать метод измерения расхода газа при помощи турбинных и ротационных счетчиков. Этот метод является более точным, особенно при небол-

ших расходах газа, однако необходимость создания сложных поверочных установок сдерживает его распространение.

Структурная схема турбинного счетчика приведена на рис. 2.20. Принцип действия турбинных счетчиков заключается в преобразовании скорости потока газа в частоту вращения турбины, установленной в счетчике, которая в свою очередь преобразует ее в частоту электрических импульсов. Скорость потока газа, или частота импульсов, пропорциональна мгновенному объемному расходу газа, а количество импульсов – суммарному объему прошедшего через турбинный счетчик газа за определенный период времени.

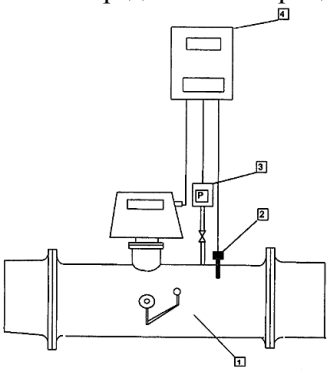


Рис. 2.20. Структурная схема системы измерения расхода газа при помощи турбинного счетчика:
1 – турбинный счётчик; 2 – датчик температуры; 3 – датчик давления; 4 – электронный вычислитель

Учитывая, что турбинные счетчики обеспечивают измерение расхода газа при рабочих температурах и давлениях, их показания необходимо приводить к нормальным условиям по формуле

$$Q_{\text{н}} = \frac{QPT_{\text{н}}}{P_{\text{н}}Tz}, \qquad (2.2)$$

где $Q_{\text{н}}$ – приведенный к нормальным условиям объем прошедшего газа, м³; Q – объем прошедшего газа при рабочих температурах и давлениях (показания турбинного счетчика), м³; P – давление газа в счетчике, МПа; $P_{\text{н}} = 0{,}103$ МПа – нормальное атмосферное давление; $T_{\text{н}} = 239{,}15$ К – нормальная темпе-

ратура газа; T – температура газа в счетчике, К; z – коэффициент сжимаемости.

Следует отметить, что давление на выходе газораспределительных станций, где обычно устанавливаются турбинные счетчики, невелико (0,3–0,6 МПа) в связи, с чем в практических расчетах коэффициент сжимаемости z можно принимать равным единице.

Структурная схема системы измерения расхода газа при помощи турбинного счетчика состоит из турбинного счетчика, датчика давления, датчика температуры и электронного вычислителя, в качестве которого может использоваться вычислитель "Суперфлоу-II ЕТ" (рис. 2.20).

В настоящее время существует еще целый ряд более совершенных приборов для измерения расхода газа, например, вихревые, ультразвуковые, щелевые расходомеры и другие, однако, несмотря на определенные преимущества этих средств измерения, их применение ограничено, во-первых, из-за отсутствия методик измерения количества газа при помощи этих средств, а во-вторых, из-за невозможности их поверки без предварительно созданных специальных образцовых установок.

2.6. Системы безопасности компрессорных цехов

Системы безопасности работы компрессорных цехов включают в себя главным образом систему управления охранными и общестанционными кранами, включая ключ КАОС, систему автоматики пожаротушения и систему контроля загазованности.

2.6.1. Системы управления охранными и общестанционными кранами. Ключи КАОС

По правилам техники безопасности компрессорный цех должен быть аварийно остановлен с отключением от газопровода и выпуском газа из технологических коммуникаций в случаях:

- при пожаре в здании (укрытии);
- при разрыве газопроводов высокого давления или значительных выбросов газа;
- при пожаре на установках очистки, охлаждения газа и коммуникациях;

- во время стихийных бедствий, создающих угрозу оборудованию и жизни людей (наводнение, землетрясение и др.).

Ключи аварийной остановки станции (КАОС) обычно устанавливаются в помещения диспетчерского пункта станции (ДПКС), у главного щита управления (или операторная) цеха, у поста охраны КС на проходной.

На каждый пункт управления предусмотрена раздельная прокладка линий связи.

Для защиты от превышения давления на нагнетании компрессорной станции (цеха) выше допустимого предусматривается автоматическое открытие кранов № 36 и 36р на станции (цехе) с подачей сигнала диспетчеру.

Для дистанционного и автоматического управления общестанционными и охранными пневмоприводными кранами (с Ду от 50 до 1400 мм), а также реализации схем аварийной остановки станции (цеха) и защиты от превышения давления в операторных КС устанавливаются системы автоматики типа "Вега" или шкафы ЩтУ-11.

На ГЩУ устанавливается щит диспетчера или шкафы ШкУ-О6, (ШкС-04) с мнемосхемой кранов охранной зоны и узла подключения.

Дистанционное управление кранами осуществляется с ГЩУ, путем воздействия на кнопки мнемощитов или клавиатуру компьютеров системы АСУТП, а также в качестве резервного – с аппаратной со шкафа ЩтУ-11 (или шкафов системы "Вега", ШУ-14, ШУ-28).

Управление запорными кранами осуществляется электрическим или пневматическим приводом. В газовой промышленности, как правило, применяется пневматический привод, в котором в качестве рабочего агента используется предварительно очищенный природный газ (импульсный газ) с рабочим давлением от 1,5 до 8,0 МПа.

Схема управления запорным краном с помощью пневматического привода приведена на рис. 2.21.

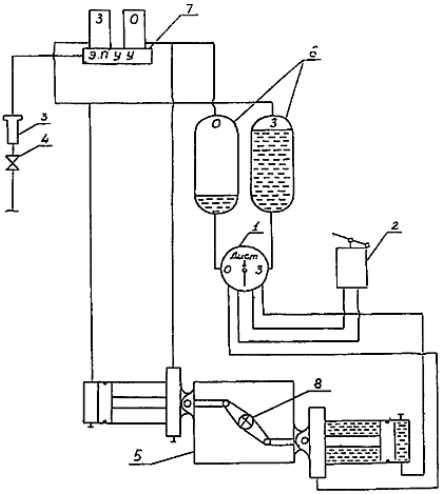


Рис. 2.21. Схема управления запорным краном:
1 – переключатель; 2 – насос; 3 – фильтр; 4 – вентиль; 5 – кран;
6 – гидробаллоны; 7 – электропневматический узел управления;
8 – конечный выключатель

Импульсный газ через фильтр *3* и запорный вентиль *4* поступает на вход электропневматического узла управления *7*. При подаче напряжения на один из соленоидов (электромагнитная катушка) открытия (О) или закрытия (З) узла управления или нажатии ручного рычага управления импульсный газ через гидробаллоны *6* и переключатель *1* поступает на соответствующий пневмоцилиндр крана. Конечный выключатель (ВК), установленный на оси крана, сигнализирует о положении крана.

В качестве узлов управления кранами применяются различные типы узлов управления:

- отечественного производства - ЭПУУ-2, ЭПУУ-3, ЭПУУ-4, БУЭП-160;

- импортного производства - Грове, Са-дю-тарн, Камерон, ЧКД и др.

В качестве примера рассмотрим схему дистанционного управления одним краном со шкафа ЩтУ-11 с помощью блока БК-22 (рис. 2.22).

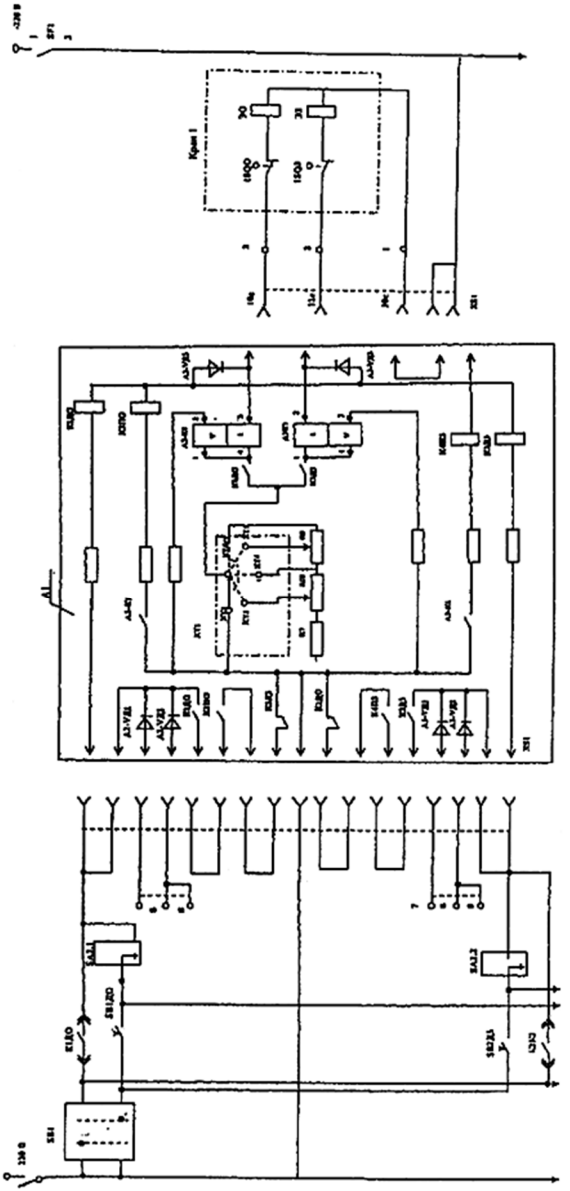


Рис. 2.22. Схема управления краном через блок БК-22 шкафа ШтУ-11

В управлении краном используется реле движения К1ДО (или К3ДЗ), реле контроля цепи А2-К1 и А3-К 1 (двухобмоточные герконовые реле) и реле-повторители К2ПО и К4ПЗ.

Последовательно с обмотками реле включены резисторы, ограничивающие ток до значения, обеспечивающего нормальную работу этих реле.

Диоды А2-VD1, А2-VD2,А3-VD1, А3-VD2 позволяют развязать входные цепи, а диоды А2-VD3, А3-VD3 защищают контакты реле движения К1ДО и К3ДО от токов самоиндукции обмоток соленоидов.

Если затвор крана находится в одном из крайних положений, то срабатывает по высокоомной обмотке *I* одно из реле контроля и соответствующее ему реле-повторитель. Во время хода крана, когда замкнуты оба конечных выключателя, оба реле контроля будут находиться в сработанном состоянии.

Команда на перестановку может формироваться либо путем нажатия одной из кнопок SB1ДО "Открытие", SB2ДЗ "Закрытие" (установленных на шкафу ЩтУ-11), либо путем замыкания контактов К1К1 (К2К2) при управлении от внешних устройств с ГЩУ (мнемощит, ШкУ-06, ШкС-04, АСУТП).

При передаче команды на перестановку срабатывает и удерживается реле движения. С помощью замыкающего контакта К1ДО (К3ДЗ) "плюс" от источника питания через низкоомную обмотку *II* реле контроля А2-К1 (А3-К1) подается на обмотку соленоида открытия ЭО или закрытия Э3, вызывая его срабатывание. При этом реле контроля остается в сработанном состоянии.

После перестановки конечный выключатель размыкается, и все реле данного канала (открытия или закрытия) отпускаются.

Для размножения контактов реле положения кранов дополнительно введен субблок СбУ-350 к каждому блоку БК с реле К1 и К2. С помощью этих контактов осуществляется сигнализация положения кранов. При конечном положении крана горит одна из ламп (зеленая – "открыт", красная – "закрыт"), во время хода крана – обе. Кроме того, с помощью этих контактов осуществляется проверка целостности цепей управления с индикацией на табло – "Обрыв цепей управления".

2.6.2. Системы автоматики пожаротушения

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций, приводящих к взрыву и пожару на компрессорных станциях, являются: нарушение целостности газовых трактов (фланцевые соединения, сварные швы, арматура, трубопроводы, оборудование и т. п.); разрушение элементов конструкций привода и нагнетателя (подшипники, уплотнения, поршни, лопатки турбин и т. д.; нарушение целостности масляных трактов (маслопроводы, масляные насосы и т. д.). Все это приводит к выбросу в помещение станции природного газа или горючего масла под высоким давлением. При наличии источника воспламенения (горячие поверхности камер сгорания и выхлопных коллекторов, электрические или фрикционные искры и т. п.) возникает пожар - диффузионные горения газа и масла. При отсутствии источника воспламенения или задержке его появления в помещении образуется либо взрывоопасная газовоздушная смесь, либо еще более опасная смесь газа, паров и капель масла с воздухом, взрыв которой, как правило, приводит к серьезным последствиям.

Для тушения пожаров на ГПА рекомендуется применять индивидуальные и комбинированные установки пожаротушения (КУП). Они предназначены для противопожарной защиты оборудования ГПА, газотурбинных двигателей, мотокомпрессоров, имеющих поверхности, нагретые выше температуры самовоспламенения турбинного масла. КУП предполагает две очереди ввода в действие огнетушащих веществ. Первая очередь обеспечивает ликвидацию пожара на начальной стадии развития, вторая ликвидирует возможность повторного воспламенения.

Для машзалов стационарных компрессорных цехов (с ГПА типа ГТК-10, ГТ-6-750, ГТ-750-6, ГТК-5 и др.) применяются системы автоматического пенного пожаротушения (АППТ).

АППТ состоит из основной и резервной емкости воды, емкости с пенообразователем, дозатора пенообразователя, основного и резервного насосов, электрозадвижек (по направлениям на каждый агрегат), сети трубопроводов и пенных оросителей, шкафов автоматического управления и датчиков пожарообнаружения.

Запас воды и пенообразователя в установке пенного пожаротушения должен быть рассчитан из условия работы в течение не менее 20 мин.

Для ГПА блочного исполнения (типов ГПА-Ц-6,3, ГПА-Ц-16) применяются модульные автоматические установки порошкового пожаротушения, состоящие из:

- модулей (баллонов) порошкового пожаротушения, в корпусе которых совмещены функции хранения и подачи огнетушащего порошка при воздействии исполнительного импульса на пусковой элемент;
- распределительных трубопроводов;
- пожарных извещателей с шлейфами пожарной сигнализации и электрическими цепями питания и контроля;
- блоков автоматического управления и устройств представления информации о состоянии системы пожаротушения;
- устройств для сигнализации и блокировки дверей в отсеках агрегатов;

Системы автоматики пожаротушения должны обеспечивать:

- световую и звуковую сигнализацию о возникновении пожара с расшифровкой направления, о неисправности системы;
- автоматический и дистанционный пуск установки;
- автоматическое переключение электропитания с основного на резервный источник;
- формирование и выдачу командного импульса для управления технологическим и электротехническим оборудованием объекта, системами оповещения о пожаре, дымоудаления, подпора воздуха, а также для отключения вентиляции, кондиционирования, воздушного отопления;
- автоматический контроль шлейфов пожарной сигнализации, целостности электрических цепей питания, световой и звуковой сигнализации и датчиков, определение обрыва пиропатронов или электромагнитов;
- формирование командного импульса автоматического пуска установки не менее чем от двух автоматических пожарных извещателей.

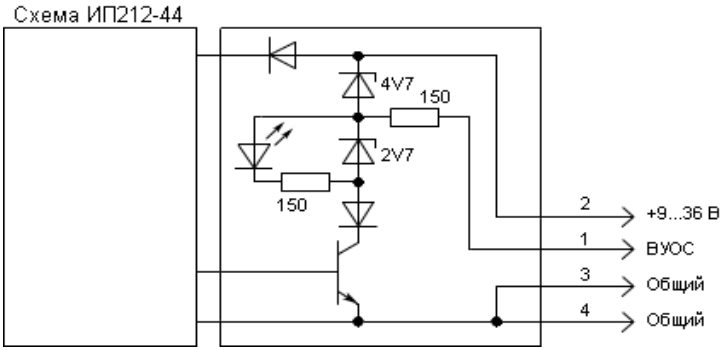
Основными элементами всех систем пожаротушения, от которых зависит надежность срабатывания, являются датчики пожарообнаружения.

На компрессорных станциях применяются различные типы датчиков (рис. 2.23).

Системы пожарообнаружения



Общий вид извещателя ИП212-44





Извещатели пожарные тепловые ИП103-



Извещатель пламени ИП 332-1/1 (Набат-1): дальность 25 м

Рис. 2.23. Типы датчиков

Для защиты турбин, камер сгорания и маслоблоков ГПА типов ГТК-10, ГТ-6-750, ГТ-750-6, ГТК-5, а также отсеков агрегатов ГПА-Ц-6,3 и ГПА-Ц-16 применяются датчики типа ДПС-038 в комплекте с преобразователями ПИО-017.

Для защиты авиационных двигателей типа НК-12СТ применяются тепловые дифференциальные датчики типа ДТБГ в комплекте с блоками ССП-2И.

Принцип действия тепловых дифференциальных пожарных извещателей рассмотрим на примере работы датчиков ДПС-038 в комплекте с промежуточным исполнительным органом ПИО-017.

Конструктивно извещатель представляет собой термобатарею, состоящую из хромелькопелевых термопар, соединенных последовательно. Термобатарея имеет малоинерционные и инерционные спаи. Принцип действия извещателя основан на возникновении термоЭДС в термопарах при наличии разности температур малоинерционных и инерционных спаев. При скачкообразном изменении температуры малоинерционные спаи нагреваются быстрее инерционных, т. е. возникает разность температур между этими спаями, в результате чего, на выходе извещателя появляется термоЭДС (36 мВ при изменении температуры на +100 °С за время не более 7с), которая подается на прибор ПИО-017 и после преобразования выдается сигнализация о пожаре.

В последнее время начаты опытные испытания новых пожарных извещателей:

- "Диабаз-БМ", устройство сигнально-пусковое пожарное, предназначенное для обнаружения пламени очагов загорании по инфракрасному излучению, привода в действие автоматических систем пожарной защиты и сигнализации о пожаре;
- "Пульсар-01", реагирующий на открытое пламя и основанный на преобразовании инфракрасного (ИК) излучения в диапазоне 1–3 мкм и температуры чувствительного элемента в электрический сигнал;
- ИП329-5, предназначенный для обнаружения пламени, сопровождающегося ультрафиолетовым излучением (УФ) в диапазоне длин волн от 220 до 280 нм;
- Извещатели на основе термочувствительного кабеля для защиты кабельных каналов и тунеллей;
- ИП212-5 для обнаружения загораний в закрытых помещениях, сопровождающихся появлением дыма.

Основным преимуществом оптических датчиков пламени является быстрота срабатывания (менее 5 с), т. е. обнаружение пожара происходит в начальной стадии развития, что резко повышает эффективность тушения.

В отсеке нагнетателя агрегатов блочного исполнения рекомендуется применить извещатели типа С7698 Е1002 со встроенным контроллером в количестве не менее трех штук, которые работают в ультрафиолетовом диапазоне и критичны к масляной пленке, образующейся на оптике чувствительного элемента.

В связи с наличием высокотемпературных зон (до 125 °С) в отсеке двигателя используют комбинацию из:

- двух тепловых пожарных извещателей с $T_{\text{сраб}} = 236$ °С для контроля пожарного состояния района камеры сгорания;

- двух тепловых пожарных извещателей с $T_{\text{сраб}} = 321$ °С для контроля пожарного состояния района отвода выхлопных газов;

- двух пожарных извещателей пламени С7050 В7038 / R7404 В7001 с собственным контроллером, работающем в ультрафиолетовом диапазоне с $T_{\text{экспл}}$ от -40 до +125 °С для обнаружения пожара по появлению открытого пламени в том случае, когда температура в отсеке не достигла $T_{\text{сраб}}$ тепловых извещателей.

В отсеке маслоагрегатов используется комбинация из:

- двух тепловых извещателей с $T_{\text{сраб}} = 236$ °С;

- инфракрасного извещателя пламени С7698 Е 1002.

Отсеки агрегатной автоматики, в которых размещается электронное и электрическое оборудование, а также большое количество кабеля защищаются двумя дымовыми пожарными извещателями Fenwall или ИП 212-5, контролирующими всю площадь отсека.

Информация о состоянии систем пожаротушения в современных проектах выводится через контроллер (независимый от САУ ГПА) и выдается на монитор компьютера.

2.6.3. Система контроля загазованности

Для контроля довзрывоопасных концентраций газа (ДВК) на КС применяются специальные газоанализаторы. В соответствии с существующими правилами датчики ДВК устанавливаются у каждого газоперекачивающего агрегата в местах, наиболее вероятных источников выделения газа, но не далее 3 м от источника (по горизонтали). Как правило, на ГПА устанавливаются 2 датчика – по одному у ГТУ и нагнетателя.

На компрессорных станциях применяются в основном газосигнализаторы с термохимическими датчиками. Наличие метана довзрывоопасной концентрации в окружающей атмосфере в месте установки датчика метана определяется путем измерения теплового эффекта химической реакции беспламенного сжигания метана на поверхности измерительного элемента первичного датчика, включенного в измерительный мост, преобразования в электрический сигнал, пропорциональный концентрации метана и передачи сигнала от датчика метана к блоку измерений и сигнализаций.

Газосигнализаторы призваны обеспечивать подачу предупреждающих звукового и светового сигналов при концентрации газа 0,5 % объемных долей метана (или 10 % НКПВ) и аварийного при концентрации 1,0 % (или 20 % НКПВ). Кроме того, при концентрации газа 0,5 % выдается команда на включение аварийно-вытяжной вентиляции, а при концентрации 1,0 % – команда на аварийную остановку газоперекачивающего агрегата.

Наибольшее распространение в газовой промышленности находят системы загазованности типов ГАЗ-1М, ГАЗ-3, СТМ-10 и др.

Конструктивно системы ГАЗ-1М и ГАЗ-3 выполнены в виде отдельных стоек, которые рассчитаны на обработку сигналов от 12 до 16 датчиков. Система СТМ-10 выпускается в виде отдельных приборов, количество датчиков зависит от модификации прибора и может включить в себя от 1 до 10 датчиков.

Последнее время начато внедрение инфракрасных (ИК) датчиков. Эти датчики работают по принципу поглощения ИК-излучения. Луч модулированного света проектируется из внут-

реннего источника инфракрасного излучения на рефлектор, который посылает его обратно на пару ИК-датчиков. Один из датчиков является эталонным (опорным), а другой – активным, причем перед обоими датчиками установлены различные оптические фильтры с тем, чтобы они были чувствительными к различным длинам волн ИК-света. Горючие газы не реагируют на опорную длину волны, в то время как длина волны активного датчика поглощается горючими газами. Для определения концентрации загазованности детектор измеряет соотношение активной длины волны к опорной. Затем эта величина преобразуется в токовый выходной сигнал 4–20 мА для передачи на внешний дисплей и системы управления.

Основное преимущество инфракрасных датчиков по сравнению с каталитическими – безотказная работа при высоких уровнях загазованности (чувствительный элемент каталитического датчика при длительном нахождении в загазованной среде больше 1 % перегорает, а ИК работает в диапазоне 0–100 % НКПВ).

2.7. Телемеханика

Одной из важнейших составляющих информационно-управляющих систем предприятий газовой промышленности являются системы нижнего уровня – системы линейной телемеханики. Системы телемеханики выполняют функции основного инструмента диспетчерских служб по сбору информации и управлению технологическими объектами, а также передачи данных на верхний уровень ИУС. Сокращение потерь газа в результате разрывов газопроводов и контроль за учетом расхода газа на ГРС является основной задачей систем телемеханики.

Системы телемеханики выполняют три основные функции:

- управление технологическими объектами (запорная арматура, станции катодной защиты, регуляторы и т. д.);
- опрос датчиков измерения параметров газа установленных на объектах газового хозяйства и отображение их значений на мониторе диспетчера (давления, температуры, расхода, потенциала трубы, параметров СКЗ и т. д.);

- опрос и отображение датчиков состояния технологических объектов.

Технические средства систем телемеханики состоят из двух основных частей: Пульт управления (ПУ) на базе промышленной ПЭВМ и Контролируемый пункт (КП) управления технологическим объектом. Пульт управления (ПУ) включает промышленный компьютер (класса INTEL486), модемы связи, блок бесперебойного питания, программное обеспечение.

Пульт управления осуществляет следующие функции:

- управление с клавиатуры технологическими объектами;
- опрос всех подключенных датчиков в режиме индивидуального опроса;
- выявление нештатных ситуаций путем опроса КП в непрерывном циклическом режиме на предмет определения изменений состояния параметров;
- прием экстренных сообщений от КП в активном режиме работы КП;
- передача необходимых данных на программно-технические средства верхнего уровня;
- защита от несанкционированного вмешательства и ошибочных действий персонала путем введения двухступенчатого режима управления и присвоения паролей исполнителям.

Общесистемное программное обеспечение включает:

- операционную систему;
- средства поддержки базы данных;
- средства поддержки графического стандарта;
- средства CASE-технологии реального времени;
- средства тестирования, контроля и диагностики аппаратных и программных средств, каналов связи.

Операционная система призвана обеспечивать:

- запуск функциональных задач по времени или событию в мультипрограммном режиме;
- анализ и обработку прерываний с сохранением программы выполняемого задания;
- реализацию функций службы времени;
- рестарт системы;

- формирование и обслуживание очередей в соответствии с запросами;

- организацию взаимодействия между заданиями по передаче данных и управлению.

Контролируемые пункты (КП) предназначены для сбора информации и управления конкретным объектом газового предприятия (Крановый узел, ГРС и т. д.). КП систем старого поколения являлись обычными коммутаторами, распределяющими запросы и команды управления от ПУ на соответствующие датчики или объекты управления, согласно присвоенным им адресом (Магистраль-1, Импульс-2, ТМ-120).

В КП систем ТМ нового поколения (Магистраль-2, Супер RTU-1, АПК ТМ УНТК), кроме обычного набора блоков (блоки питания, коммутатор, АЦП, блоки силовых реле, модемы связи), входят процессоры (типа Intel 386), управляющие работой всего КП, анализирующие поступающую информацию от датчиков, выявляя нештатные ситуации и передавая их на ПУ.

Контролируемый пункт системы телемеханики выполняет следующие функции:

- опрос всех подключенных датчиков непрерывно в циклическом режиме;

- сравнение уставок по всем параметрам;

- выдача аварийного сигнала при выходе любого параметра за уставки;

- вычисление коммерческого расхода газа (в случаях, когда КП аттестовано как хозрасчетный прибор);

- вычисление скорости изменения параметра;

- прием управляющих сигналов от ПУ и воздействие на исполнительные органы объекта управления, согласно переданному адресу объекта;

- анализ состояния цепей управления;

- тестирование функциональных узлов КП.

Программное обеспечение КП ТМ должно обеспечивать алгоритм работы КП, конфигурацию КП и ее изменение, загрузку паспортов параметров и объектов (адреса, диапазоны и пределы измерения параметров, текущее состояние контактов сигнализации).

В случаях активного алгоритма работы КП выдает на ПУ аварийный сигнал. При пассивной работе КП выставляет сигнал "новая информация" и ждет опроса ПУ.

Контролируемый пункт обслуживает несколько объектов, находящихся рядом один с другим (до 1 км). Для объектов, расположенных в одном районе, но удаленных от основных объектов более 1 км, существуют мини-КП. Мини-КП обладает ограниченными функциями (только для одного объекта) и работает с основным КП по модемам связи (энергия и связь подключена от основного КП).

Пульт управления и Контролируемый пункт для передачи информации по каналам связи включают в себя модемы связи. Существуют различные модемы КП и ПУ в зависимости от вида связи:

- физическая цепь (усиление сигнала происходит только на КП и ПУ);

- радиокабельная связь с промежуточными усилительными пунктами (на протяжении всего канала поддерживается уровень сигнала приема-передачи 13 дБ - 0 в частотном диапазоне телефонного канала 300–3400 Гц);

- радиоканал с несущей частотой около 160 мГц.

Канал связи средств телемеханики является открытым селекторным каналом, когда все КП одновременно слушают ПУ и отвечают только в том случае, если их адрес совпал с принимаемым от ПУ адресом. Скорость передачи информации ТМ по каналам связи между ПУ и КП составляет для старых систем 300; 600 бит/с и новых 1200; 2400 бит/с.

Под отказом системы понимается прекращение выполнения системой любых функций, приводящее к невозможности контроля, управления и защиты технологического оборудования, в течение некоторого промежутка времени независимо от наличия или отсутствия ситуации, в которой требуется выполнение данной функции.

Отказами функций системы являются:

- для информационных функций – прекращение сбора, обработки или передачи необходимого объема информации, уве-

личение погрешности измерения параметров, установленной в технической документации;

- для управляющих функций – прекращение формирования или передачи команд управления, передача ложных команд;

- для функций защиты - отсутствие команд (сигнализации) на ликвидацию (о возникновении) аварийной ситуации при ее наличии, ошибочная или несанкционированная выдача аварийной команды (сигнализации) при отсутствии аварийной ситуации.

Надежность работы всей системы в целом, как показывает практика эксплуатации систем телемеханики, во многом зависит еще и от трех основных факторов:

- надежность электропитания аппаратных средств;

- защищенность аппаратных средств от воздействия окружающей среды;

- надежность работы первичных датчиков, преобразователей и исполнительных механизмов.

Надежность электропитания аппаратных средств телемеханики достигается путем резервирования основного питания, посредством применения агрегатов бесперебойного питания, автоматически переводящим питание аппаратуры на напряжение от аккумуляторов = 24В, при исчезновении основного питания. От воздействия перепадов температуры, влияния атмосферных осадков, а также для более надежной сохранности аппаратуру контролируемых пунктов телемеханики на трассе газопроводов устанавливают в наземных блок-боксах или подземных контейнерах типа НУП. Для защиты от ударов молнии по кабельным трассам, датчикам применяют дополнительные средства грозозащиты и контуры заземления аппаратуры.

Надежность первичных датчиков (давления, температуры, потенциала, перепада), преобразователей и исполнительных механизмов определяется применением их с соответствующими техническими требованиями, аналогичными требованиям, предъявляемым к аппаратуре телемеханики. Однако большую роль в надежной работе исполнительных механизмов играют наличие и степень очистки управляющего импульсного газа, являющегося исполнительным органом при управлении пневмоприводным технологическим оборудованием. Для обеспече-

ния органов управления импульсным газом около одного или нескольких объектов монтируют установки подготовки и резервирования импульсного газа (рис. 2.24).

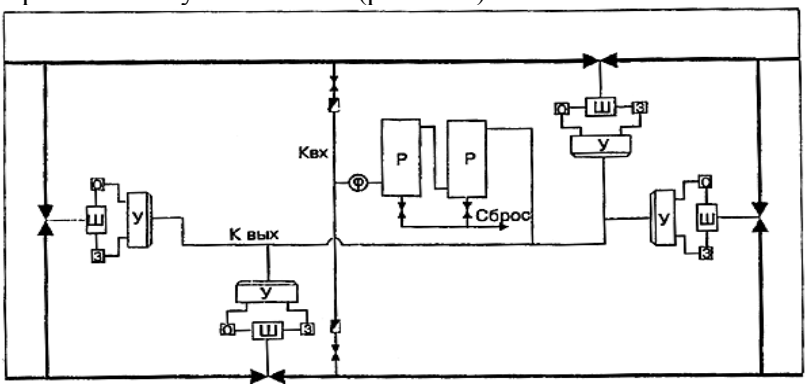


Рис. 2.24. Установка подготовки и резервирования импульсного газа: *– обратный кран; – кран; Квх – входной коллектор; Квых – выходной коллектор; Р – рессивер-аккумулятор импульсного газа; Ф – фильтр газа; У – узел управления; Ш – шток крана; О – цилиндр открытия; З – цилиндр закрытия*

Они состоят из:

- сосудов высокого давления (подземного или наземного исполнения), содержащие объем резервного газа, необходимого для управления, в случае отсутствия газа в магистрали;
- фильтров очистки газа;
- обратных клапанов для предотвращения поступления газа в магистраль с более низким давлением;
- коллектора распределения импульсного газа к исполнительным механизмам.

Надежность работы систем линейной телемеханики определяется совокупностью всех элементов надежности одновременно. Отказ любого элемента комплекса (аппаратура ТМ, энергообеспечение, связь, датчик, исполнительный механизм, импульсный газ) приводит к невыполнению основных функций по контролю и управлению технологическим оборудованием предприятий газовой отрасли.

2.8. Мнемощит

Мнемощит предназначен для представления диспетчеру компрессорной станции обобщенной информации о состоянии контролируемых объектов, текущих значений параметров в цифровом виде газотранспортной системы с привязкой к условному графическому изображению технологических объектов, а также обеспечивает ручное управление кранами цеховой и общестанционной обвязки и исполнительными механизмами. Мнемощит является одной из важных составляющих АСУТП КС. Программное обеспечение и аппаратные средства мнемощита должны включать управление информационным полем щита по командам, поступающим от АСУТП КС. Помимо этого, программное обеспечение должно обеспечивать соответствие между данными, поступающими от АСУТП КС к индикаторам мнемощита. Конструктивно мнемощит выполняется в виде различных фрагментов для размещения на них графики, различных индикаторов и органов управления (рис. 2.25). Размеры мнемощита уточняются в процессе проектирования и зависят от насыщенности рисунка мнемосхемы и размещения технических средств на мнемощите. Обычно мнемощит выполняется в напольном варианте.

2.9. Автоматизированное рабочее место диспетчера компрессорной станции (АРМД КС)

Автоматизированное рабочее место диспетчера компрессорной станции (КС) является основным постом управления, обеспечивающим оперативное управление технологическим процессом, контроль состояния технологического оборудования, своевременное принятие решения по нормализации внештатных ситуаций.

В состав АРМД КС входят:

- ПЭВМ промышленного исполнения;
- пульт диспетчера КС;
- комплекс программных средств, необходимых для программной поддержки информационного обмена и выполнения автоматизированных функций.



Рис. 2.25. Общий вид мнемощита

АРМД КС выполняет следующие функции:

- контроль параметров технологических режимов и состояния основного и вспомогательного оборудования в виде сбора информации от различных систем "нижнего уровня";
- автоматическое формирование оперативных сообщений на основе анализа аварийных и предупредительных сигналов;
- формирование и ведение архивов на различную глубину;
- отображение на экране дисплея видеокадров со значениями измеряемых параметров сигналов состояния в виде мнемосхем, таблиц, кривых, гистограмм;
- обновление на экране с заданной периодичностью значений измеряемых параметров и сигналов состояния;
- взаимодействие с оперативным персоналом в диалоговом режиме с применением манипулятора "мышь" и клавиатуры;
- формирование и выдача на объекты контроля команд телеуправления и контроль их исполнения;
- решение вычислительных задач в реальном времени;
- формирование сменного журнала с обеспечением возможности его распечатки при передаче смены;
- диагностика систем "нижнего уровня";
- выдачу на печать по запросу списка событий.

3. МОНТАЖ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА КС

3.1. Подготовка ГПА к монтажу

Подготовка ГПА к монтажу включает несколько этапов, среди которых одним из первых является этап изучения документации. Документация, поступающая на площадку, делится условно на 3 группы.

В первую группу входит документация, выполняемая проектными институтами, генпроектировщиком и его субпроектировщиками. Она включает в себя генплан с нанесением на него всех основных объектов строительства. Технологическая часть проекта КС включает в себя: узел подключения, газопроводы от узла подключения до КС, межцеховые технологические коммуникации, обвязку ГПА и всего технологического оборудования станции, включая пылеуловители, фильтр-сепараторы, аппараты воздушного охлаждения газа и узел подготовки топливного, пускового и импульсного газа. Кроме того, в состав проекта отдельными частями обычно входят следующие разделы:

- строительный;
- управления и автоматизации КС;
- энергоснабжения, тепловодоснабжения и канализации КС;
- связи и охраны окружающей среды.

По каждому разделу, кроме чертежей, выполняется и пояснительная записка, в которой даются описания основных проектных решений и ссылки на технические условия (ТУ) или СНиП, по которым эти решения принимались.

Основное описание проектного решения выполняется в общей пояснительной записке, которая увязывает все части проекта в единую технологическую цепочку.

В проектной документации имеются технологические схемы систем, деталировочные чертежи на узлы и детали, а также представляются установочные чертежи, в которых даются высотные отметки, расстояние от устанавливаемого оборудования. Кроме этого, с проектной документацией поставляется и заказная спецификация, по которой осуществляется поставка оборудования.

Во вторую группу техдокументации входят описание, чертежи и паспорта, поставляемые с оборудованием от заводов-изготовителей. В комплект заводской документации входят также отгрузочные спецификации и упаковочные листы, определяющие число отгруженных мест, их массу и место нахождения отдельных узлов и деталей. Кроме того, в состав документации входят паспорта и монтажные формуляры, необходимые для сопоставления и проверки фактических данных с данными, установленными при сборке и обкатке оборудования в условиях заводов-изготовителей. Паспорт поставляется заводом-изготовителем и является основным документом, по которому определяются все параметры работы оборудования, необходимость регистрации в органах Госгоргехнадзора, а также специфические условия монтажа, эксплуатации и ремонта.

Примерный перечень документации, необходимой при подготовке к монтажу ГПА:

- паспорта оборудования (машин, аппаратов, арматуры, КИП), входящего в комплект поставки, с результатами контрольной сборки и заводских испытаний;
- ведомости комплектации;
- технические условия или инструкции по монтажу и пуску оборудования;
- формуляры с указанием фактических сборочных зазоров, полученных на заводе-изготовителе;
- чертежи фундаментов под основное и вспомогательное оборудование;
- установочные чертежи фундаментных рам газотурбинной установки и нагнетателя;
- чертежи монтажных узлов агрегата;
- тепловая схема ГТУ;
- установочные чертежи рекуператора, КВОУ, дымовых труб, АВО масла;
- принципиальные схемы систем топливного, пускового газа, смазки, уплотнения, регулирования и защиты;
- установочные чертежи трубопроводов (технологических, топливного, пускового, импульсного газа, воздуховодов, газо-

ходов, смазки, регулирования, уплотнения ГПА, цеховой системы регенерации масла, дренажа);

- чертежи деталей и узлов трубопроводов, спецификации на оборудование, детали и узлы трубопроводов, чертежи опор и подвесок трубопроводов;
- чертежи металлоконструкций, площадок и лестниц;
- комплект информационных писем.

Третий раздел технической документации, который поставляет монтажная организация, носит наименование – проект производства работ (ППР). В состав ППР входят технологические карты, схемы, описания, определяющие порядок и способы производства монтажных работ. Этот проект производства работ включает в себя планировку монтажных площадок, размещение на них необходимого инвентаря, подводку к ним электроэнергии, сжатого воздуха, воды. В нем также даются расчет по численности монтажников, а также потребность в материалах и инструментах.

При монтаже основного и вспомогательного оборудования КС обычно составляется сетевой график, необходимый для своевременного планирования подачи оборудования, контроля за ходом работ и увязывания этого хода работ с другими субподрядными организациями: строителями, энергетиками и другими специалистами.

Следующим этапом к подготовке и монтажу ГПА является оборудование самих монтажных площадок. Учитывая специфику газоперекачивающего оборудования, предмонтажную ревизию на нем, как правило, выполняют, когда агрегат уже установлен на фундамент, в связи с чем эти площадки находятся около или вокруг ГПА (рис. 3.1). Монтажные площадки оборудуют местами для приема мелкого оборудования или оборудования, которое требует ревизии перед установкой в ГПА. На этих площадках устанавливают стеллажи для мелких деталей, ставят один или два стола верстака, подставки для роторов, а также устилают ряд щитов для размещения крупногабаритных узлов и деталей. Кроме того, эти площадки обязательно включают в себя места для установки электросварочного оборудования и баллонов для газовой сварки и резки, которые снабжаются

соответствующим сварочным кабелем, газосварочной аппаратурой, а также шлангами для подачи кислорода и пропана.

Для освещения площадки и работы электроинструмента устанавливают щит с арматурой на напряжение 12 и 220 В. При совмещении работ монтажников и строителей, зону монтажа ограждают и вывешивают предупреждающие плакаты. Непосредственно рядом с монтажной площадкой оборудуют места для хранения спецодежды, переодевания, устанавливают стол со шкафом для изучения документации и ее хранения.

В компрессорном цехе для монтажных и ремонтных работ проектом предусматривается установка мостового крана или кран-балки с ручным или электрическим механизмом подъема и перемещения. Для агрегатов, монтируемых в блочных укрытиях, используют, как правило, специальную грузоподъемную технику на резиновом и гусеничном ходу. Типы используемой грузоподъемной техники, приспособлений и такелаж указываются в ППР. Все строповочные и грузоподъемные средства имеют соответствующие таблички и бирки, подтверждающие их проверку и пригодность к работе.

На полученном с завода-изготовителя оборудовании, сосудах и аппаратах указываются схемы строповки, места крепления строп, положение центра масс. Для установки в проектное положение на монтируемых узлах имеются грузозахватные устройства (цапфы, рым-болты). В комплекте с оборудованием поставляются специальные траверсы и опорные устройства для монтажа, а также перевода оборудования из горизонтального положения в вертикальное.

Для приема и хранения оборудования на стройплощадке строятся складские помещения, наличие которых является третьим этапом подготовки ГПА к монтажу. Складские помещения оснащаются стеллажами, погрузочными механизмами и транспортными средствами. Порядок, условия приемки и хранения оборудования на складах должны удовлетворять требованиям заводов-изготовителей, обеспечивать сохранность оборудования и возможность передачи его в монтаж без дефектов, дополнительных работ по чистке, ревизии и ремонту.

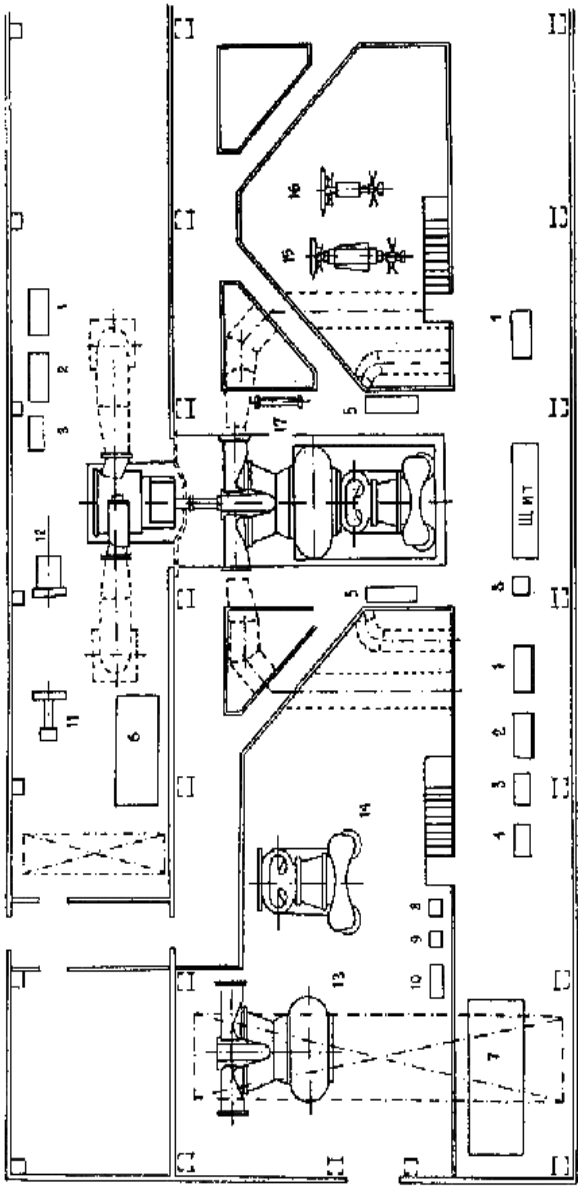


Рис. 3.1. Схема монтажа площадки для размещения оборудования ГПА:
1 – верстак; 2 – стол для дефектации; 3 – стеллаж; 4 – шкаф инструментальный; 5 – стеллаж; 6 – подъемно-транспортные приспособления для турбины; 7 – подъемно-транспортные приспособления для нагнетателя; 8 – сварочный пост электродуговой сварки; 9 – сварочный пост газовой сварки; 10 – компрессор воздушный; 11 – приспособление для извлечения гильзы нагнетателя; 12 – гильза нагнетателя; 13 – крышка ТНД и выхлопного патрубка; 14 – крышка турбокомпрессора; 15 – ротор ТВД; 16 – ротор ТНД; 17 – промвал

Оборудование, предназначенное для монтажа, обычно поставляется комплектно: габаритное оборудование – в полностью собранном виде с защитным покрытием (в упаковке), негабаритное – максимально укрупненными блоками. Оборудование, поставляемое на монтажную площадку, на заводе-изготовителе подвергается контрольной обкатке, стендовым испытаниям в соответствии с техническими условиями на его изготовление и поставку. Результаты испытаний заносят в паспорта и формуляры оборудования.

Оборудование ГПА должно отгружаться с заводов-изготовителей окрашенным, законсервированным и упакованным в ящики. Для удобства транспортировки крупное оборудование упаковывается по частям. Местоположение узлов и деталей оборудования указывается в упаковочных листах. По прибытии оборудования на строительную площадку необходимо произвести наружный осмотр для проверки количества мест и состояния упаковки, а при необходимости – частично вскрыть упаковку для проверки узлов по упаковочным листам.

К производству монтажных работ разрешается приступать только при наличии правильно оформленной документации, проекта производства работ (ППР), строительной готовности объекта, комплектного оборудования, находящегося на складе, грузоподъемных устройств и механизмов.

Перед началом монтажных работ должна быть обеспечена готовность:

- подъездных путей и механизмов для доставки оборудования от места выгрузки (или склада) до места установки;
- укрытия ГПА (индивидуальных укрытий или цеха), обеспечивающего температуру внутри не ниже +5 °С на отметке 0 м в зимнее время, а также защиту от атмосферных осадков и пыли;
- фундаментов и оснований для установки основного и вспомогательного оборудования;
- перекрытий, площадок, ограждений, лестниц согласно проекту;
- черных полов в турбинном отделении и в помещении нагнетателей цеха;

- комплекса оборудования и материалов, предусмотренных проектом производства работ.

3.2. Приемка фундамента под монтаж

Фундамент под агрегат представляет собой ответственное сооружение, от качества которого зависит нормальная, безаварийная работа газоперекачивающего агрегата. Функционально фундамент предназначен для того, чтобы принять на себя все статические и динамические нагрузки и силы реакции от газоперекачивающего агрегата во время его монтажа и работы. Размеры и конструкция фундаментов зависят не только от действующих на него сил, но и от допустимого давления на грунт, глубины промерзания грунта, конструктивных форм и особенностей рам оборудования, особенностей крепления к агрегату технологических трубопроводов и других вспомогательных систем. Подошву фундамента необходимо всегда располагать ниже линии промерзания грунта. Фундамент газоперекачивающего агрегата должен быть общим как для нагнетателя, так и для привода, и не должен жестко соединяться со стенами и фундаментами цеха (укрытия). Перед заливкой фундамента производят предварительную заливку контрольных образцов – кубиков размерами 200 х 200 мм. Цель этой заливки – проверить правильность подбора строительных материалов песка, щебня, цемента, а также качественного их соотношения для обеспечения необходимой прочности. Эта предварительная заливка делается до начала размещения заказов на песок, щебень, цемент. Фундаменты сооружаются из железобетона, т. е. сочетания бетона и стальной арматуры, монолитно соединенных и работающих в конструкции как единое целое.

Различают следующие основные виды фундаментов, наиболее часто встречающиеся на практике: монолитные и сборно-монолитные фундаменты.

Монолитные железобетонные фундаменты полностью выполняются на месте. Если фундамент заливается на месте и в его конструкции присутствуют унифицированные заводские узлы, то такой фундамент называется сборно-монолитный. При

наличии слабых грунтов основание фундамента усиливают посредством свай. Сваи по способу их изготовления и погружения в грунт подразделяются на погружные, т. е. погружаемые в грунт забивкой, и набивные, изготовленные из железобетона непосредственно на месте их расположения в предварительно пройденных в грунте и заармированных скважинах.

Фундаменты бетонируют без перерыва, горизонтальными слоями толщиной 300–350 мм с тщательным уплотнением глубинными вибраторами. Фиксируются данные о марке цемента, качестве заполнителей (песка, щебня, гравия), качестве и температуре бетонной массы при ее укладке, дате начала и окончания укладки бетона, температуре его во время отвердения, результатах испытания образцов. Зимой фундаменты необходимо бетонировать при положительной температуре, создаваемой искусственным обогревом, сохраняя тепло в бетоне во время его отвердения. В процессе заливки фундамента также производят заливку нескольких кубиков, которые после заливки хранятся при такой же температуре, как и основной фундамент. Эти контрольные кубики необходимы для определения времени набора прочности бетоном, не менее 70 % от допустимого. Заключение о достижении этой прочности после испытаний кубиков дает специальная лаборатория.

Приемку фундаментов выполняют специалисты монтажной организации совместно с представителями заказчика и строительной организации, а также завода-поставщика оборудования. Производится проверка качества бетона фундамента в отношении его монолитности и на отсутствие трещин, раковин, сколотых мест. Строительная организация при сдаче фундаментов приемочной комиссии представляет исполнительную схему фундамента с нанесенными на ней:

- проектными и фактическими размерами фундаментов;
- расположением закладных частей;
- расположением колодцев под анкерные или фундаментные болты;
- высотными отметками.

Перед приемкой фундамента в первую очередь устанавливают репер в виде шаброванной площадки размером 120 х 120

мм, которую располагают в непосредственной близости от периметра или закрепляют в бетоне фундамента. Репером может являться опора колонны цеха или другое металлическое тело, заделанное в фундамент. Репер является контрольной точкой для вычисления высоты применяемого фундамента, вычисления размеров осей фундамента, а также размеров до анкерных болтов и расположенных закладных.

При приемке фундаментов проверяется соответствие фундамента проекту. По представленной исполнительной схеме проверяют правильность разбивки осей и отметок реперов на фундаменте. Оси и реперы должны быть расположены таким образом, чтобы они не были закрыты монтируемым оборудованием. Затем проверяют габаритные размеры фундамента относительно основных осей. Далее устанавливают правильность выполнения колодцев для фундаментных болтов (по высоте, длине, ширине), отвесность и привязку их к основным осям фундамента с помощью струн, отвесов и рулетки, а также чистоту и перпендикулярность мест установки анкерных плит (рис. 3.2). Проверяют соответствие высотных отметок опорных поверхностей.

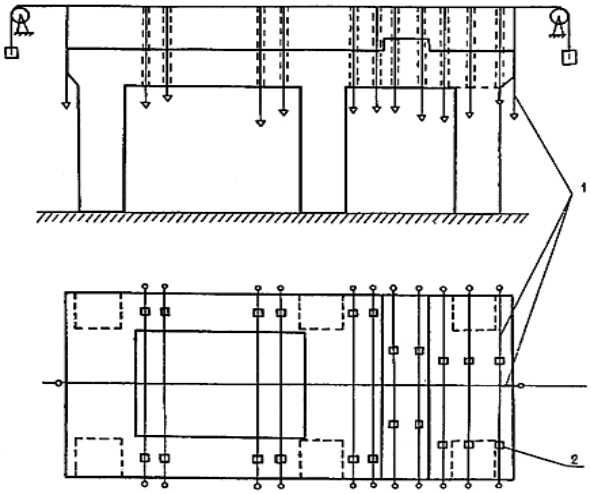


Рис. 3.2. Проверка фундаментов:
1 – струны; 2 – колодцы для фундаментных болтов

Таким же образом проверяются фундаменты и опоры под вспомогательное оборудование и масляное хозяйство, привязки их осей к основным осям фундамента и соответствие высотных отметок.

Отклонения фактических размеров от проектных не должно превышать допусков, указанных в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Допустимые отклонения фактических размеров от проектных на объектах фундамента

Объект измерений	Допускаемое отклонение от размеров, указанных на чертежах, мм
По продольным и поперечным осям фундаментов и осям колодцев (анкерных болтов)	± 15
По основным размерам в плане	± 30
По высотным отметкам поверхности фундамента без учета высоты подливки	- 30
По размерам колодцев для анкерных болтов в плане	+ 20
Вертикальность колодцев для фундаментных болтов	5 мм на 1 м длины
По осям анкерных болтов в плане	± 5
По отметкам верхних торцов анкерных болтов	+ 20

При приемке фундаментов, имеющих закладные детали, на их соответствие требованиям следует обращать особое внимание. Перемешивание бетона вибратором вблизи закладной детали в ходе заливки, как правило, затруднено, поэтому в этих местах могут оказаться пазухи, не заполненные бетоном. Выявляется это при обстукивании закладных деталей.

Наиболее внимательно при приемке фундамента необходимо проверять расположение и размеры анкерных колодцев. При этом сравнивают межцентровые расстояния между анкерными болтами на фундаменте с данными чертежа завода-изготовителя рамы оборудования, которая будет устанавливать-

ся на этот фундамент. Проверяют глубину анкерных колодцев и их чистоту. В сквозных анкерных колодцах проверяют горизонтальность нижних опорных поверхностей, к которым должны примыкать анкерные плиты. Иногда анкерные болты заливают с помощью шаблонов (рис. 3.3). Проверку их после заливки выполняют также с помощью этого шаблона. При приемке фундамента проверяют его положение относительно стен здания, опор под вспомогательное оборудование и технологические трубопроводы. В процессе проведения реконструкции и техперевооружения очень часто используют старые фундаменты. Для установки новых ГПА используют переходные рамы. Рамы могут быть сплошные, а могут состоять из отдельных опорных конструкций (рис. 3.4).

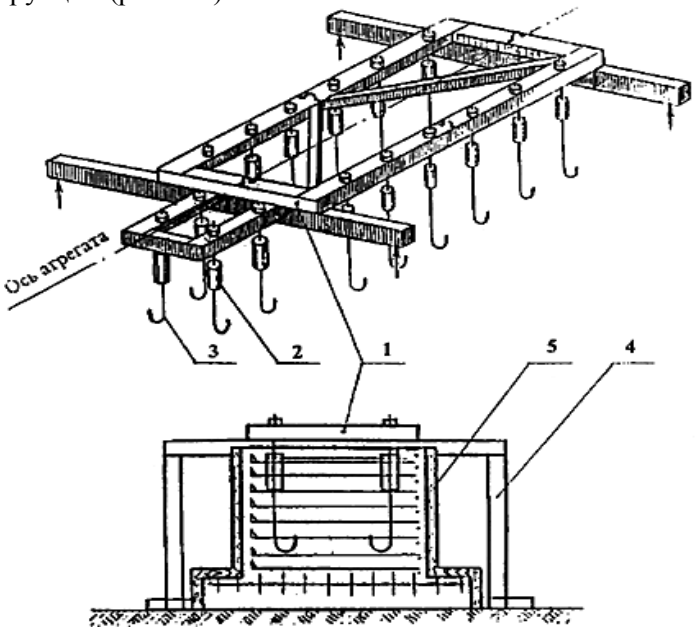


Рис. 3.3. Шаблон для установки фундаментных болтов:
1 – шаблон; 2 – патрубок; 3 – фундаментный болт; 4 – опора; 5 – опалубка

Для установки оборудования на поверхности фундамента используют подкладные металлические площадки. По способу их установки различают три конструкции. Наиболее распространенный способ предусматривает ее установку прямо на фундамент. Для этого на фундаментах размечают площадки для установки подкладок под опорные поверхности оборудования. Для основного оборудования (турбоблок, нагнетатель и др.) размеченные площадки 200 х 200 мм обрабатывают с помощью зубила и молотка таким образом, чтобы подкладки укладывалась плотно на бетон (пятно контакта не менее 70 % от всей площадки), без качания, с уклоном не более 0,5 мм на 1000 мм длины во всех направлениях.

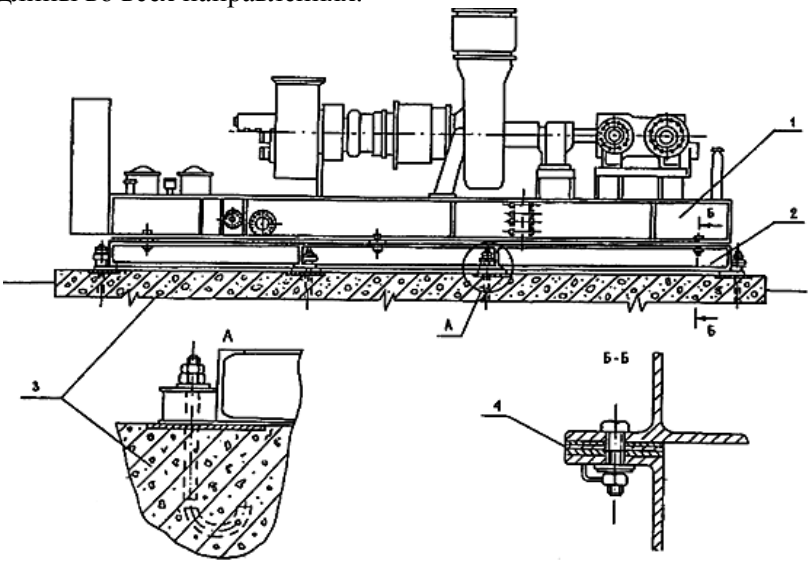


Рис. 3.4. Установка ГПА с переходной рамой на фундамент:
1 – рама блока ГПА; 2 – переходная рама; 3 – существующий фундамент; 4 – прокладки плоские

Установочные подкладки должны быть чисто строганными или шлифованными, а с верхней поверхности (стороны установки клиновых прокладок или рамы) иметь обработку, соответ-

ствующую классу чистоты R_a = 2,5 мкм. Толщина установочных подкладок должна быть не менее 20–30 мм.

Второй тип опорных пластин-подкладок выполняется путем их заливки в сборно-монолитном фундаменте. Для сборно-монолитных фундаментов верхняя поверхность стальной плиты оголовка каждой бетонной колонны должна также соответствовать классу чистоты R_a = 2,5 мкм. Горизонтальность положения устанавливается с помощью установочных болтов, входящих в конструкцию оголовка. Уклон допускается 0,5 мм на 1000 мм длины во всех направлениях. Третий способ аналогичен второму с той лишь разницей, что заливка площадок производится с использованием анкерных колодцев, а не сразу в процессе заливки всего фундамента. Проверку площадок проводят с помощью рамного уровня (рис. 3.5).

Высоту отметок установочных подкладок или верхних плит-оголовков колонн фундаментов замеряют с помощью нивелира или гидростатического уровня. Результаты проверки высотных отметок учитывают при выборе толщины постоянных прокладок под фундаментные рамы оборудования.

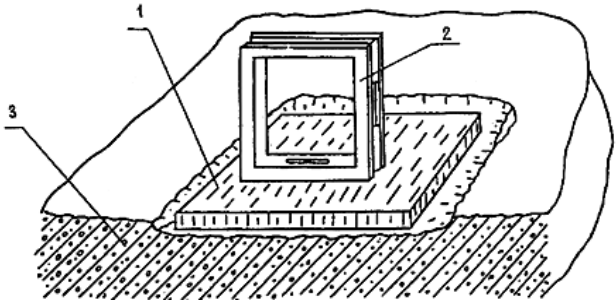


Рис. 3.5. Подготовка площадки под подкладку:
1 – металлическая плита; 2 – рамный уровень; 3 – фундамент

Перед монтажом оборудования на поверхности фундамента следует сделать насечки для разрушения поверхностной бетонной пленки. Эта насечка позволит улучшить схватывание бетона фундамента и бетонной смеси подливки. После нанесения про-

сечки поверхность фундамента необходимо продуть и промыть водой.

Приемка фундамента оформляется актом, акт подписывается строительной организацией, заказчиком, представителем завода-изготовителя ГПА.

3.3. Монтаж блока нагнетателя и турбины на фундамент

Монтажные работы блока нагнетателя и турбины выполняются специализированными монтажными организациями по специально разработанным проектам производства работ и инструкциям заводов-изготовителей или фирм поставщиков оборудования. Организация монтажных работ должна базироваться на принципах комплектно-блочного и крупноблочного монтажа на основе полной заводской готовности оборудования, изготовляемого в заводских условиях, поставке оборудования укрупненными узлами и блоками с заводов и производственных баз монтажных организаций.

Перед началом производства монтажных работ фундаментные стяжки (анкерные болты) и гайки необходимо очистить от масла, грязи, ржавчины; промыть в керосине, вытереть хлопчатобумажной чистой ветошью. Небольшие забоины, заусенцы заправить надфилем. Болты с глубокими поперечными рисками или подрезами, вырывами и смятиями резьбы следует браковать. Проверить отсутствие заедания при наворачивании на резьбу гайки. Резьбу анкерных стяжек необходимо смазать маслографитовой смазкой.

Перед установкой рам нагнетателя, турбогруппы и другого оборудования на фундамент необходимо очистить все нижние их опорные поверхности от краски, консервации, ржавчины, удалить имеющиеся забоины пришабровкой.

При монтаже газоперекачивающего агрегата, как правило, сначала на фундаменте устанавливают нагнетатель, а затем монтируют турбогруппу и вспомогательное оборудование. Монтируемое оборудование сначала устанавливают на деревянные бруски, а затем при помощи домкратов помещают на постоянные площадки: клиновые или плоские.

В последнее время всё большее применение находят сферические площадки. Их применение резко снижает объем подготовительных работ, связанных с подготовкой площадок как клиновых, так и плоских.

Монтаж нагнетателя выполняют кранами соответствующей грузоподъемности. Корпус нагнетателя устанавливают по оси фундамента на клиновые прокладки, расположенные на закладных деталях фундамента (рис. 3.6 и 3.7). Клиновые прокладки устанавливают по обе стороны каждого фундаментного болта согласно чертежу. Клиновые или плоские прокладки должны быть попарно и чисто обработаны, не иметь забоин и плотно прилегать одна к другой. К опорной поверхности закладной плиты (установочной подкладки) и опорной поверхности рамы нагнетателя прокладки должны прилегать не менее чем на 80 % своей площади. Пригонку клиньев во время установки под агрегат проверяют щупом толщиной 0,03 мм, а плотность их посадки – ударом молотка по звуку.

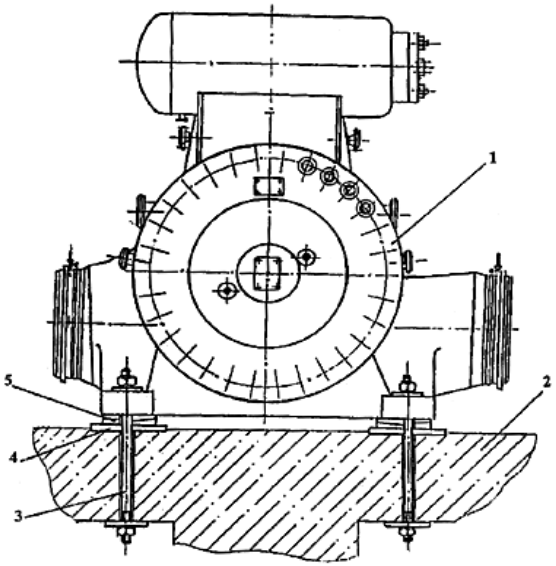


Рис. 3.6. Установка нагнетателя на фундамент:
1 – нагнетатель; 2 – фундамент; 3 – анкерная стяжка; 4 – закладная плита; 5 – клиновые прокладки

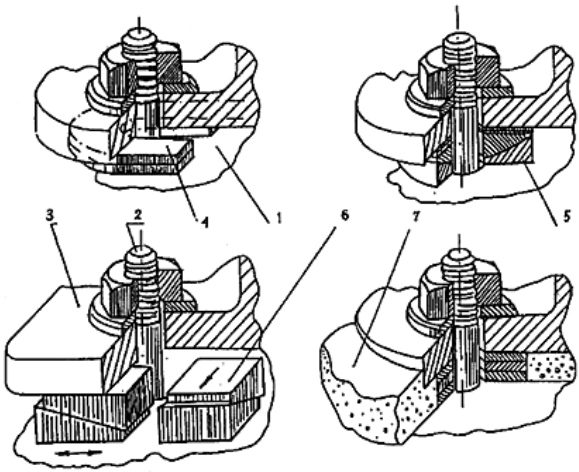


Рис. 3.7. Прокладки установочные (опорные):
1 – фундамент; 2 – болт анкерный; 3 – рама ГПА; 4 – прокладки плоские; 5 – прокладки плоские сферические; 6 – клиновые прокладки; 7 – подливка бетонная

Далее, в отверстия рамы устанавливают фундаментные стяжки (анкерные болты). Анкерные болты должны занимать отвесное положение и не касаться стенок анкерных колодцев.

При установке нагнетателя проверяют горизонтальность установки корпуса в двух взаимно перпендикулярных направлениях по уровню, укладываемому на разъем корпуса подшипника. Отклонение от горизонтальности допускается не более 0,1 мм на 1 м. При предварительной установке нагнетателя проверяют нивелиром расстояние от разъема корпуса подшипника до высотной отметки, нанесенной на фундаменте; отклонение положения разъема от проектной высотной отметки не должно превышать ±3 мм. Выверку нагнетателя проводят при помощи специальных отжимных болтов. Регулировка положения нагнетателя относительно проектной высотной отметки осуществляется подбивкой клиньев. Далее проверяют положение осей всасывающего и нагнетательного патрубков относительно осей фундамента и относительно осей фундаментов разгрузочных опор.

После выполнения указанных проверок, производится подготовка к заливке анкерных болтов, при этом обращают внимание на чистоту колодцев, а при отрицательных температурах наружного воздуха – и на обеспечение температурного режима подливки.

После предварительной установки нагнетателя приступают к монтажу турбогруппы. Монтаж турбоблока выполняется аналогично монтажу нагнетателя. Турбоблок в конечном итоге устанавливают на клинья по продольной и поперечной осям фундамента, ориентируясь на метки, нанесенные на фундаменте, после чего в колодцы закладываются анкерные болты.

После установки рамы турбоблока на клинья необходимо: проверить предварительную центровку между нагнетателем и турбиной (1-й этап); удостовериться, что расстояние от нагнетателя до турбогруппы соответствует чертежам, что обеспечит необходимый разбег промвала; убедиться, что при монтаже турбины не произошло перемещения нагнетателя и сохранены расстояния от патрубков нагнетателя до опор, а также не произошло смещения и разворота нагнетателя вокруг его оси; проверить уклоны нагнетателя и турбины.

Убедившись, что нагнетатель сохранил свое положение, необходимые подрегулировки производят корпусом турбины.

После обеспечения необходимых требований по центровке, высотным отметкам, расстоянию между оборудованием, производят заливку анкерных болтов. При наборе необходимой прочности производят предварительную затяжку анкерных болтов. В процессе затяжки анкерных болтов в обязательном порядке необходимо убедиться, что обеспечена необходимая прочность заливки, для чего необходимо установить индикатор и проверить вытяжку анкерного болта.

Выверку рамы с турбоблоком по высотным отметкам проводят при помощи домкратов и клиньев. Окончательно пространственное положение рамы в горизонтальной плоскости выверяют гидростатическим уровнем (рис. 3.8). (Замеры производят до присоединения трубопроводов к ГТУ при необтянутых фундаментных болтах). Замеры высотных отметок выполняют при помощи двух головок гидроуровня: одну устанавливают на

репер, а другую - поочередно на замеряемые реперные площадки рамы. Результаты измерения сравнивают с данными заводского паспорта или формуляра. При выверке положения рамы в горизонтальной плоскости используют требование обеспечения повторяемости результатов сборки в заводских условиях и на монтаже. При этом обеспечивается в допускаемых пределах необходимое положение корпусов и уклона роторов и обеспечение зазоров в проточных частях турбогруппы в пределах, указанных в заводских формулярах. При помощи клиньев и обтяжки фундаментных болтов необходимо добиться, чтобы результаты замеров не отличались от заводских более чем на ±0,03 мм. После проведения предварительной затяжки проводят вторично проверку центровки турбины и нагнетателя и, если они остались без изменений, проводят ещё раз выверку рамы и приступают к окончательному затягиванию фундаментных болтов, обеспечивая при этом плотность посадки в узлах – рама, клинья, закладные пластины. После окончательной затяжки фундаментных болтов и стабильности показателей гидроуровня и центровки производят прихватку клиньев между собой электросваркой с обеих сторон сварным швом длиной не менее 25 мм. При окончательной затяжке анкерных болтов положение цилиндров турбогруппы и показания гидроуровня и центровки не должны изменяться. Момент затяжки обеспечивается специальными динамометрическими ключами. Последовательность и значение момента затяжки указываются в заводских инструкциях и рабочих чертежах фундамента.

Проверку центровки во всех случаях выполняют с помощью специального приспособления. Центровка принимается, если несоосность осей роторов не превышает 0,1 мм и перекос осей роторов не более 0,03 мм на диаметре тарелки приспособления.

Окончательно центровку проверяют после присоединения технологических трубопроводов. Приспособление для центровки снимают только после завершения сварки замыкающих стыков.

Результаты центровки заносят в ремонтный формуляр ГПА. По окончании центровки устанавливают зубчатую муфту (промвал) между силовой турбиной и нагнетателем.

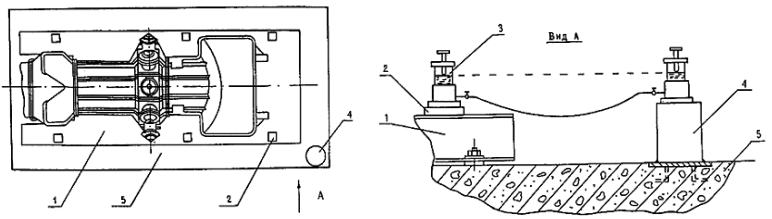


Рис. 3.8. Схема проверки отметок реперных площадок гидростатическим уровнем:
1 – рама турбоблока; 2 – реперная площадка; 3 – уровень гидростатический; 4 – репер; 5 – фундамент

После окончания монтажа нагнетателя и турбоблока (рис. 3.9 и 3.10) приступают к монтажу вспомогательного оборудования ГПА.

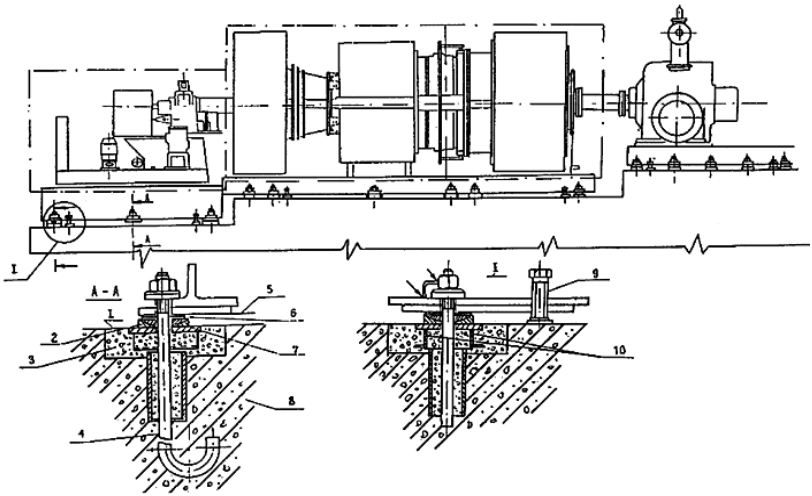


Рис. 3.9. Установка ГПА на фундаменте:
1 – проектная отметка закладной детали; 2 – сферическая прокладка; 3 – подливка бетоном; 4 – анкерный болт; 5 – линия основания рамы агрегата; 6 – набор прокладок; 7 – закладная плита (подкладка); 8 – фундамент; 9 – установочные болты; 10 – закладные детали

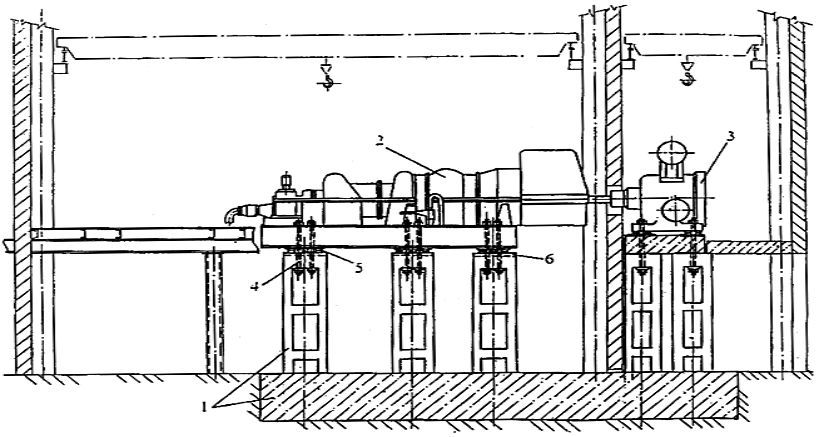


Рис. 3.10. Установка ГПА в компресорном цехе на сборно-монолитном фундаменте:
1 – сборно-монолитный фундамент; 2 – турбоблок; 3 – нагнетатель; 4 – анкерная стяжка; 5 – клиновые подкладки; 6 – плита оголовка

3.4. Обвязка ГПА технологическими трубопроводами

Трубопроводы, предназначенные для подачи компремированного газа на компрессорной станции, а также для обеспечения ГПА топливным и пусковым газом, проектируются в соответствии со СНиП 2.05.06-85. Остальные трубопроводы для масла, воздуха и воды проектируют в соответствии со СНиП 527-80. Технологическая обвязка выполняется по рабочим чертежам конкретной компрессорной станции. При проектировании трубопроводных систем обвязки компрессорной станции учитывают влияние нагрузок на трубопровод при эксплуатации СНиП II-6-74, проводят расчет газопроводов и их опор на прочность и устойчивость СНиП 2.05.06-85. Строительные нормы и правила определяют все требования при прокладке газопроводов на территории компрессорной станции.

Межцеховые трубопроводы технологической обвязки компрессорной станции следует прокладывать подземно. Положение уложенного в грунт трубопровода в техническом отношении является оптимальным, так как окружающий грунт воспри-

нимает все нагрузки и фиксирует положение самого газопровода. Наземная прокладка используется только непосредственно в газовой обвязке нагнетателей ГПА. При наземной прокладке трубопроводов с целью уменьшения продольных перемещений трубопровода предусматривают наличие компенсаторов П-образной, Z-образной или другой формы.

Перед монтажом трубопроводов необходимо осуществить приемку и контроль качества труб и соединительных деталей (тройников, отводов, переходников, заглушек). Все трубы и узлы должны удовлетворять требованиям стандартов и иметь сертификаты качества или паспорта заводов-изготовителей. Газовая обвязка нагнетателей "гитара" также поставляется на строительную площадку компрессорной станции в виде труб, соединительных деталей и монтажных заготовок (элементов трубопроводов, блоков кранов, опор), изготовленных в заводских условиях или на специальных базах и монтажных площадках в соответствии с рабочей документацией компрессорной станции.

Узлы трубопроводов должны быть максимально комплектными и готовыми к монтажу. Внутренние полости элементов трубопровода и арматуры должны быть тщательно очищены от грязи, следов коррозии, посторонних предметов. В объем подготовительных работ входят разметка и резка труб, подготовка кромок под сварку.

Монтаж технологической обвязки компрессорной станции выполняют в соответствии со СНиП III-31-78 "Промышленное и технологическое оборудование. Монтаж", СНиП 3-05.05-84 "Технологическое оборудование технологических трубопроводов".

До начала монтажа обвязки нагнетателей, подземные цеховые контуры (всасывающий, нагнетающий, цеховой и импульсный) должны быть сварены, заизолированы и уложены на проектные отметки. Подземные коллекторы на всем протяжении должны опираться на нетронутый или плотно утрамбованный грунт. К тройникам всасывающего, нагнетательного и пускового подземных коллекторов должны быть приварены вертикальные участки трубопроводов подключения нагнетателей ГПА. После выполнения 100 %-го радиографического и дублирующего ультразвукового контроля сварных швов подземных цеховых кол-

лекторов в соответствии с ВСН 167-84 и ВСН 2-120-80 и проверки качества изоляции этих коллекторов выполняются засыпка, в том числе подбивка пазух под коллекторами, частичная засыпка с полной трамбовкой и окончательная засыпка траншеи.

Надземная часть трубопроводов обвязки нагнетателей монтируется на опорах. Опоры технологических трубопроводов на компрессорной станции служат для восприятия нагрузок от массы обвязки, внутреннего давления, температурных деформаций газопровода. Опоры под наземными газопроводами рассчитывают на передаваемые трубопроводом вертикальные и горизонтальные усилия и изгибающие моменты. Нагрузки на опоры от воздействия ветра, изменения длины трубопроводов под влиянием внутреннего давления и изменения температуры стенок труб, определяют в зависимости от принятой системы прокладки и компенсации деформаций газопроводов. Установку (сборку), центровку и сварку трубопроводов обвязки нагнетателя до замыкающих стыков производят после монтажа упорных и скользящих опор. Расстановка и конструкция опор, а также конфигурация газовой обвязки нагнетателей – "гитары" – исключают чрезмерные нагрузки на патрубки нагнетателей ГПА. Усилия от трубопроводов, действующие на патрубки нагнетателя, не должны превышать 500 МПа в любом направлении, а момент относительно вертикальной и горизонтальной осей, лежащих в торцевой плоскости патрубков, должен быть не 1000 МПа·м.

Монтируются рамы на фундаменты. На эти рамы устанавливаются опоры и блоки кранов. Все трущиеся поверхности разгрузочных опор зачищаются от ржавчины, забоин и покрываются смазкой ЦИАТИМ-221.

На фундаменты монтируют блоки кранов № 1 и 2. Затем производят сборку и приварку обратных клапанов, кранов № 4, 5, 6, люк-лазов и трубопроводов до замыкающих стыков.

После монтажа цеховое оборудование подготавливают к гидроиспытаниям. Заполняют водой подземные межцеховые коллекторы, а также трубопроводы обвязки нагнетателей до замыкающих стыков. Заполнение водой трубопроводов обвязки нагнетателей производится после достижения бетоном фундамента опор прочности не менее 100 % от проектной. При заливке

водой трубопроводов обвязки нагнетателя контролируется величина осадки фундаментов опор. После выдержки обвязки с водой (обычно 2–3 дня) выполняют центровку трубопроводов при помощи разгрузочных опор, при этом проверяется наличие касания трубопроводов на все скользящие и разгрузочные опоры.

Сварку замыкающих стыков выполняют одновременно на всасывающем и нагнетательном трубопроводах при соблюдении непрерывного контроля положения корпуса нагнетателя и центровки роторов нагнетателя и силовой турбины по торцу и окружности.

Контроль ведется специальным приспособлением – индикатором часового типа с ценой деления не более 0,01 мм.

При подгонке и сварке замыкающих стыков температура должна быть не ниже 0 °С – для районов с умеренным климатом и не ниже минус 10 °С – для северных районов.

Приспособление для контроля положения корпуса нагнетателя и центровки нагнетатель-турбина устанавливается в начале работ при подсоединении трубопроводов к нагнетателю и снимается только после проведения гидравлических испытаний.

В целях уменьшения тепловых деформаций трубопроводов при сварке, предотвращения появления дополнительных усилий на патрубки нагнетателя и нарушения центровки, сварку замыкающих стыков ведут обратно-ступенчатым швом в несколько слоев.

При отклонении положения корпуса нагнетателя или его центровке с турбиной более чем на ±0,02 мм, сварку продолжают с противоположной точки окружности стыка.

На импортных газоперекачивающих агрегатах типов ГТК-25И, "Коберра-182" и других, где нагнетатели газа присоединяются к всасывающему и нагнетательному коллекторам фланцами, замыкающие сварочные стыки не выполняются, но последовательность сборки обвязки нагнетателей остается прежней.

Все трубопроводы независимо от способа прокладки (подземной, наземной или надземной на опорах) в процессе эксплуатации подвержены коррозионному износу от воздействия окружающей среды. Средства защиты стальных газопроводов от подземной и атмосферной коррозии предусматриваются в соот-

ветствии с требованиями ГОСТ 9.015-74 и ГОСТ 25812-83. Подземную часть трубопроводов защищают от коррозии применением разного рода защитных покрытий и средств электрохимической защиты (ЭХЗ). Трубопроводы при надземной прокладке защищают от атмосферной коррозии металлическими или неметаллическими защитными покрытиями. В качестве защитных покрытий трубопроводов применяют: мастики (битумные, камнеугольно-пеньковые), полимерные (из полиэтиленовых, полихлорвиниловых, полиамидных лент), покрытия на основе эпоксидных смол или лаков, силикатные, эмалевые и др. Из битумных покрытий чаще всего используют битумно-резиновые мастики заводского изготовления. Для лучшего сцепления битумных мастик с изолируемой поверхностью трубы применяют специальную грунтовку (праймер). В последние годы разработана и внедрена также технология безпраймерной изоляции газопроводов с использованием нагрева изолируемой поверхности. Из полимерных изолирующих покрытий чаще применяют полиэтиленовые или поливинилхлоридные изоляционные ленты. На газопроводах и компрессорных станциях часто используют и импортные изолирующие липкие ленты типа: Поликен, Нитто, Плайкофлекс. При строительстве газопроводов также используют трубы с заводской изоляцией, а после выполнения монтажно-сварочных работ изолируют лишь места стыков труб.

При эксплуатации оборудования компрессорной станции в связи с пульсацией потоков газа в трубопроводах, вибрацией от работающих ГПА в обвязке возникают недопустимые шумы. Длительное воздействие шума, особенно высокочастотного, вредно для здоровья обслуживающего технического персонала КС. Для снижения уровня и звукового давления до санитарных норм, надземные участки всасывающих и нагнетательных трубопроводов газовой обвязки центробежных нагнетателей, пусковых контурных и обводных линий должны изолироваться противошумной изоляцией (рис. 3.11). В основном применяют две группы акустических материалов: звукоизоляционная (изолирующая от проникновения шума) и звукопоглощающая (обладающая преимущественным свойством поглощать звук).

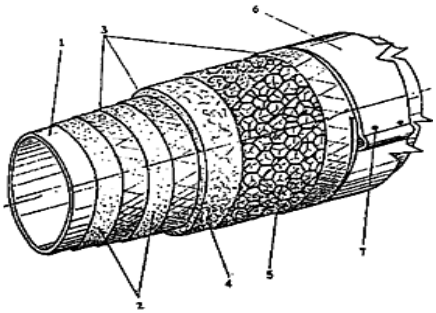


Рис. 3.11. Противошумная изоляция газовой обвязки нагнетателя:
1 – трубопровод; 2 – мастика; 3 – стекловолокно; 4 – звукоизолирующий мат; 5 – сетка металлическая; 6 – лист облицовочный; 7 – саморез

К первой группе относятся материалы пористо-волокнистой структуры на основе минеральной или стеклянной ваты, асбестового и другого вида волокон, пористо-зубчатой на основе пластмасс и различного вида резины. Для гашения вибрации служат вибропоглощающие материалы, поливинилхлоридные, полиэтиленовые и резиновые материалы, битумные и полимерные пластики (каучуковые, эпоксидные и др.).

Ко второй группе (звукопоглощающих) материалов относятся минераловатные и акустические материалы на синтетическом связующем, базальтовые материалы и прочие – на беззащитной оболочке, а также с защитными оболочками минераловатные маты прошивные на металлической сетке, рулоны из штапельного стекловолокна на синтетическом связующем, а также холсты и маты из перепутанных супертонких базальтовых волокон. Например, в качестве акустических материалов для звукоизоляции наземного газопровода обвязки ЦБН используются (в последовательности изоляции): мастика АПМ (слой 10 мм); стекловолокно Т13, затем слой мастики АПМ и снова стекловолокно Т13; базальтовые маты МБПА (60 мм); сетка рабица, стекловолокно Т13; алюминевая (0,8 мм) окожушка или окожушка из оцинкованной стали толщиной 0,5 мм.

Надземные трубопроводы защищают от атмосферной коррозии лакокрасочными покрытиями.

Для уменьшения потерь теплоты и снижения уровня шума на воздуховодах и газоходах выполняется тепловая и звуковая изоляция. Изоляцию покрывают алюминиевым листом (рис. 3.12).

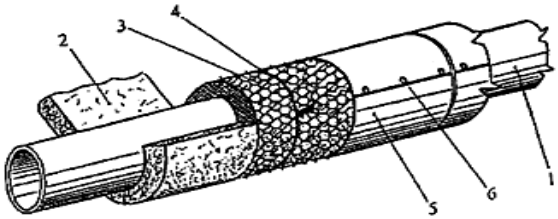


Рис. 3.12. Теплоизоляция трубопровода:
1 – трубопровод; 2 – материал теплоизоляционный; 3 – сетка металлическая; 4 – проволока;
5 – лист облицовочный; 6 – саморезы

3.5. Монтаж вспомогательного оборудования ГПА

После завершения сборки ГТУ и нагнетателей газоперекачивающих агрегатов приступают к монтажу вспомогательного технологического оборудования: воздухоподогревателей, дымовых труб, воздухозаборной камеры, АВО масла, маслобаков, других систем и обвязке их трубопроводами. Следует заметить, что наиболее оптимальным вариантом монтажа газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях является тот, при котором полностью собранное в заводских условиях оборудование поставляется к месту монтажа единым блоком, не требующим после установки на фундамент дальнейшей разборки и предмонтажной ревизии.

Рассмотрим порядок монтажа вспомогательных устройств на примере компрессорной станции с газотурбинным компрессорным цехом и агрегатами типов ГТ-750-6, ГТК-10.

Все крупные сборочные узлы (рекуператоры, дымовые трубы, ВЗК, АВО и пр.) монтируют для каждой ГТУ на отдельных фундаментных площадках или постаментах – решетчатых металлических рамах, опирающихся на фундаментные опоры. Рамы – постаменты собирают на монтажной площадке и уста-

навливают краном на опоры. Рамы выверяют по осям, высоте и вертикали и закрепляют на опорах болтами.

Монтаж вспомогательного оборудования ведут в соответствии с проектом производства работ автомобильными или гусеничными кранами соответствующей грузоподъемности. Внутри цеха используют мостовой кран. Монтаж выполняют в определенной последовательности, при нарушении которой работы усложняются. Сначала монтируют всасывающий тракт с воздухозаборной камерой (ВЗК), затем воздухоподогреватели (с обвязкой по воздуху, выхлопным газам), утилизаторы и выхлопные трубы. Монтаж остального оборудования выполняют в любой последовательности.

Перед монтажом ВЗК производят поузловую сборку и установку на опорах и подвесках всасывающего воздуховода. Воздуховод соединяют с входным патрубком компрессора упругим компенсатором. Монтируют систему подогрева циклового воздуха. Монтаж воздухоочистительного устройства производится из маркированных узлов и деталей. Сборка ВЗК, монтаж конфузора, фильтров, устройств отсоса пыли, шумоглушителей, осуществляются на монтажной площадке. ВЗК в собранном виде монтируют на фундамент с помощью крана. На всасе перед осевым компрессором устанавливают защитную решетку.

Далее, до установки дымовых труб, на опоры устанавливают секции воздухоподогревателей (рекуператоров) трубчатого или пластинчатого типа. Монтаж выполняют при помощи передвижных кранов соответствующей грузоподъемности. Транспортировку, такелаж и установку воздухоподогревателей следует производить с особой осторожностью, чтобы не нарушать их герметичность. После установки рекуператоров на фундамент производят испытания их воздухом на плотность. После осмотра и очистки монтируют участки воздуховодов от рекуператоров к камере сгорания и воздуховодов – от компрессора к рекуператорам. Монтаж воздуховодов производят по частям – узлами, которые собирают на монтажной площадке. Узлы монтируют с помощью автокранов или мостовых кранов. После установки заглушек производят опрессовку трубопроводов воздухом с избыточным давлением $1{,}25\,P_{\text{раб.}}$. Перед окончательным

подсоединением фланцев воздуховодов проверяют натяг, регулируют зазоры в стяжных устройствах линзовых компенсаторов, контролируют, чтобы присоединение фланцев не вызывало перекоса корпуса компрессора турбоагрегата, через специальные отверстия на корпусе осевого компрессора проверяют зазоры в проточной части. Для компенсации линейных расширений на трубопроводах ГТУ предусмотрены пружинные компенсаторы и скользящие опоры.

Монтаж газоходов между рекуператорами и выхлопными патрубками агрегата также производится узлами, собираемыми на монтажной площадке. При монтаже газовоздуховодов ГТУ регулируют натяги пружин в опорах и подвесках. Окончательную сварку стыков газоходов производят после проверки холодных натягов.

По окончании монтажа и обвязки воздухоподогревателей за ними по ходу выхлопных газов устанавливают блок секции утилизаторов для использования теплоты отходящих газов ГТУ.

Систему выхлопа продуктов сгорания замыкают дымовые трубы. Дымовые трубы поступают на монтаж в виде секций. Перед монтажом секции соединяют болтами, а изнутри места соединений дополнительно приваривают электросваркой. Подъем трубы и вывод ее в вертикальное положение осуществляют одним или двумя кранами за верхние монтажные петли. После подъема дымовую трубу выверяют по вертикали и закрепляют на фундаменте анкерными болтами.

В отличие от стационарных агрегатов оборудование газоперекачивающих агрегатов с авиаприводом поставляется на монтажную площадку компрессорной станции в виде отдельных транспортировочных блоков и модулей полной заводской готовности. Так, на агрегатах блочно-контейнерного типов: ГПА-Ц-16, ГПА-Ц-6,3, УРАЛ-12 после монтажа рамы турбоагрегата с нагнетателем выполняют монтаж других блоков и вспомогательных систем:

- устанавливают блок камеры всасывания и соединяют его через переходник с блоком турбоагрегата;

- на блоке камеры всасывания устанавливают шумоглушитель, воздухоочистительное устройство (ВОУ);

- устанавливают блоки маслоохладителей, маслоагрегатов, пожаротушения, вентиляции, КИП и др.;

- устанавливают на блоке турбоагрегата или опоре выхлопное устройство с шумоглушителем;

- производят внутриблочные и межблочные соединения всех трубопроводов, а также подсоединения трубопроводов станционных систем.

На компрессорной станции для охлаждения масла в маслосистемах агрегата обычно используют аппараты воздушного охлаждения. Охладительные секции, состоящие из теплообменных элементов, воздушных коробов с жалюзями и вентиляторов, поставляются на монтажную площадку в собранном виде. Охлаждающие секции с прикрепленными к охладителям подставками устанавливают с помощью крана на закладные части фундаментной плиты. После выверки положения, подставки охлаждающих секций приваривают к закладным деталям фундаментной плиты. Затем производят монтаж боковых покрытий, дверей и закрывающих листов АВО. Смонтированную группу маслоохладителей опрессовывают.

Агрегаты маслосистемы обычно поставляются в виде отдельных блоков, собранных на заводе-изготовителе. В состав блока маслоагрегатов входят: фильтры, винтовые масляные насосы уплотнения, резервный масляный насос, регуляторы давления, запорная арматура и трубопроводы обвязки. Все агрегаты собраны на общей раме. Маслобак устанавливают мостовым краном на фундаменте с нулевой отметкой. Рядом на отдельном фундаменте устанавливают блок фильтров тонкой очистки. В непосредственной близости от нагнетателя монтируют блок системы уплотнения, в состав которого входят поплавковая камера, регулятор перепада давления и газоотделитель.

После монтажа основных узлов маслосистемы ГПА приступают к монтажу обвязки и сборке маслопроводов. При монтаже узлов маслоснабжения, а также системы регулирования и уплотнения нагнетателя особое внимание уделяют правильности сборки узлов, чистоте деталей и маслопроводов, плотности всех соединений. Трубопроводы, изготовленные заводом-поставщиком ГПА, поступают на площадку заглушенными, ис-

пытанными и очищенными. При блочной поставке ГТУ трубопроводы в пределах агрегата поступают собранными на раме и подготовленными к работе. Маслопроводы, которые устанавливают и собирают на монтажной площадке из стальных труб, предварительно очищают путем травления 25 %-м раствором ортофосфорной кислоты с последующей продувкой и сушкой. При сварке трубопроводов необходимо контролировать отсутствие перекосов и натягов у фланцев. Для исключения попадания сварного гратта сварку трубопроводов лучше вести с подкладными кольцами. После сборки трубопроводы опрессовывают воздухом и маслом. Пневматические испытания преследуют цель обнаружить дефекты монтажа (недоваренные стыки, отсутствие или разрыв прокладок) и тем самым избежать разлива масла. В процессе опрессовки маслом обнаруживают мелкие дефекты (поры, трещины и пр.) Гидравлические испытания проводят нагретым до 50 °С маслом при рабочем давлении.

3.6. Гидравлические испытания технологических коммуникаций компрессорной станции

Газопроводы и оборудование после окончания монтажа, перед вводом в эксплуатацию или в процессе эксплуатации подвергаются испытаниям на прочность и герметичность. Основная нормативная база при производстве гидравлических испытаний определяется СНиП III-42-80*, ВСН-011-88 и ВСН-012-88, частью 2.

В состав основных работ по испытанию трубопроводов и оборудования КС входят:

- подготовительные работы;
- заполнение трубопроводов и оборудования водой;
- подъем давления до испытательного;
- испытания на прочность;
- снижение давления до рабочего;
- проверка на герметичность;
- снижение давления до 0,1–0,2 МПа;
- удаление воды из испытанных участков;
- осушка трубопроводов;

- подключение испытанных участков к действующей системе трубопроводов.

Подготовительные работы включают:

- определение мест установки катушек, подключения опрессовочных агрегатов и слива воды;
- установление охранной зоны;
- подготовку площадок и установку опрессовочных агрегатов;
- монтаж шлейфов опрессовочных агрегатов и сливных трубопроводов;
- организацию водозабора;
- приведение в готовность аварийно-ремонтной службы;
- организацию системы связи;
- подготовку помещений для размещения оборудования и персонала;
- выпуск воздуха из испытываемых участков трубопроводов;
- отключение испытуемых участков трубопроводов от действующей схемы сферическими заглушками;
- подсоединение шлейфов опрессовочных агрегатов и сливных трубопроводов к испытываемым участкам;
- установку манометров и термометров.

Испытание проводят на трубопроводах после окончания их монтажа, когда они собраны на опорах с установленной арматурой и с врезанными штуцерами. Одновременно с этим испытываются пылеуловители, фильтр-сепараторы, аппараты воздушного охлаждения газа, подогреватели газа, продувочные ресиверы, трубопроводы топливного и пускового газа.

Генподрядчик в полном объеме передает заказчику всю исполнительную документацию по трубопроводам.

Заказчик проверяет комплектность и правильность заполнения технической документации, сертификатов и паспортов на основное и вспомогательное оборудование (нагнетателей, аппаратов воздушного охлаждения газа, запорной арматуры, сепараторов и т. д.), их соответствие, сверяются исполнительные схемы со смонтированными трубопроводами, проверяются номера каждого конца труб, фланцев, арматуры, сварных стыков и клейм сварщиков.

Проверяется правильность установки арматуры (по направлению потоков и ее приводов), фланцевых соединений, обратных клапанов, деталей опор.

Составляется технологическая схема с указанием на ней перечня оборудования и трубопроводов, подлежащих испытанию.

В зависимости от рабочего давления систему трубопроводов с оборудованием разбивают на отдельные испытываемые участки.

Организация работ по проведению испытаний ведется в соответствии с инструкцией, которая согласовывается с органами Госгортехнадзора и Газнадзора.

Гидравлические испытания проводятся, как правило, при положительных температурах, при этом используемая вода должна иметь температуру не ниже 5 °С. Перепад температур стенок сосудов, трубопроводов и окружающего воздуха во время испытаний не должен вызывать конденсации влаги на поверхности стенок.

В крайних случаях при использовании незамерзающей жидкости допускается проведение гидравлических испытаний при отрицательных температурах наружного воздуха. В период производства гидроиспытаний при отрицательных температурах окружающей среды принимаются следующие меры:

- открытые участки укрываются пологом из брезента, под которым устанавливаются электронагреватели;

- применение жидкости для испытания трубопроводов определяется температурой ее замерзания;

- использование для испытаний жидкости с пониженной температурой замерзания разрешается только по специальной технологии, указанной в инструкции с учетом её приготовления и утилизации;

Испытания проводят на силовые заглушки, которые устанавливают по ходу газа перед краном № 7 и за краном № 8. Все краны испытываемой системы должны быть в открытом положении. Использование запорной арматуры в качестве ограничительного элемента допускается в исключительных случаях, при этом перепад давления на ней не должен превышать рабочего по паспорту.

Заполнение трубопроводов водой (для испытания) производят из системы водоснабжения КС или близлежащих естественных водоемов. Выпуск воздуха из трубопроводов, при заполнении их водой, осуществляется через специальные свечи. Избыточное давление в испытываемой системе поднимают до величины $P_{\text{исп}} \approx 1{,}25\,P_{\text{раб}}$ опрессовочным агрегатом. Скорость подъема осуществляется в соответствии с графиком, изложенным в инструкции по проведению гидроиспытаний.

При испытании межцеховых технологических коммуникаций (трубопроводов) с различными значениями заводских испытательных давлений ($P_{\text{зав}}$), а также содержащих запорную арматуру, АВО газа, пылеуловители, фильтр-сепараторы и центробежные нагнетатели, испытательное давление принимается равным наименьшему заводскому испытательному давлению из всех элементов, входящих в используемый участок, но не ниже $1{,}25\,P_{\text{исп}}$. Значение давления при проверке на герметичность для всех категорий составляет $P_{\text{раб}}$ с замером в тех же точках, что и при испытании на прочность. Продолжительность гидравлических испытаний на прочность при испытательных давлениях трубопроводов всех категорий составляет 24 ч; а с целью выявления утечек не менее 12 ч.

Трубопроводы считаются выдержавшими испытания на прочность, если за время их опрессовки давление в них по показаниям манометров остается неизменным.

Проверку на герметичность производят после испытания газопровода на прочность и снижения давления до максимального рабочего. В случае обнаружения утечек необходимо освободить от воды дефектный участок трубопровода или оборудования путем частичного или полного удаления воды из системы, заменить или отремонтировать дефектный элемент, заполнить систему водой и повторить проверку на герметичность.

Трубопроводы считаются выдержавшими испытания на герметичность, если за время испытаний не произошло падения давления (по манометру) и в сварных швах, фланцевых соединениях, корпусах арматуры не обнаружено течи и запотевания.

Удаление воды по окончании гидроиспытаний из трубопроводов и оборудования КС производят путем ее слива самотеком и продувкой воздухом или природным газом.

При продувке природным газом (применяется обычно при повторном испытании технологических коммуникаций КС) давление в месте подачи не должно превышать 0,1 МПа. Осушку трубопровода осуществляют после удаления воды. Контроль за процессом осушки осуществляется по показаниям датчиков влажности воздуха или газа, устанавливаемых в местах выхода воздуха (газа) из участков трубопроводов.

После удаления воды из трубопроводов и их осушки производят демонтаж всех узлов, приборов и оборудования, которые использовались при испытании и восстановлении соединений.

В настоящее время для определения наличия дефектов в некачественном сварном соединении или в металле трубопровода начали использовать при производстве гидравлических испытаний метод акустической эмиссии. Метод акустической эмиссии основан на распространении и анализе акустических волн, возникающих в процессе пластической деформации и разрушения (роста трещин) в контролируемом объекте. Это позволяет сформировать систему классификации дефектов и критериев оценки состояния объекта, основанную на реальном влиянии дефектов на объект. Целью акустико-эмиссионного метода являются:

- обнаружение, определение координат и слежение за источником акустической эмиссии, связанные с некачественным сварным соединением или дефектом в металле трубопровода;
- оценка скорости развития дефектов и, как следствие, предотвращение разрушения контролируемого объекта.

При производстве гидравлических испытаний, особое внимание следует обратить на выполнение следующих мероприятий.

- временные трубопроводы, для подключения опрессовочных агрегатов, предварительно должны подвергаться гидравлическому испытанию под давлением 1,25 $P_{\text{исп}}$ в течение 6 ч, с составлением соответствующего акта. Контроль за давлением при производстве гидравлических испытаний осуществляется

по манометрам класса точности 1,5 ГОСТ 2405-72 со шкалой на давление, равное 3/4 значения испытательного давления;

- манометры для контроля давления устанавливаются в нижней точке технологических коммуникаций. При невозможности такой установки показания манометров корректируются с учетом разности высотных отметок. Значение испытательного давления с учетом корректировки для подземных коммуникаций при этом не превышает $P_{зав}$ согласно имеющимся паспортам, сертификатам на трубу, запорную арматуру и емкости, лежащие под землей на проектных отметках;

- гидравлические испытания на прочность корпусов нагнетателей с фланцевым соединением входных и выходных патрубков (типов НЦ-16/76, RF-2BB-30, PCL 804-2/36 и т. д.) в условиях компрессорной станции не производятся. Контур указанных нагнетателей испытывается гидравлическим способом, с установленными на входные и выходные фланцы присоединительных трубопроводов силовыми заглушками, входящими в номенклатуру поставки фирм для импортных нагнетателей.

Проверка на герметичность перечисленных нагнетателей производится при пусконаладочных работах.

Испытания нагнетателей типов 370, 235, 650 при неразъемных конструкциях входных и выходных патрубков производятся при демонтированных пакетах диафрагм и закрытых отверстиях прохода пакета в крышке и корпусе специальными заглушками.

3.7. Пусконаладочные работы на компрессорной станции

К началу пусконаладочных работ (ПНР) должны быть завершены монтажные работы всего основного и связанного с ним вспомогательного оборудования и сооружений, в том числе:

- ГПА;
- газопроводов технологического, топливного, пускового, импульсного газа;
- маслопроводов компрессорных цехов, насосной, склада ГСМ, системы регенерации масел;
- запорной арматуры КС;

- систем очистки и охлаждения технологического газа;
- общестанционной установки подготовки пускового, топливного и импульсного газов;
- системы охлаждения масла;
- силовых кабелей и щитов КИПиА;
- устройств для питания цепей управления, защиты основного и вспомогательного оборудования всеми видами питания (аккумуляторные батареи, различные устройства бесперебойного обеспечения напряжением);
- средств автоматики, средств защиты;
- объектов электроснабжения КС (в том числе аварийной электростанции);
- систем пожарного и хозпитьевого водоснабжения, систем пенного и углекислотного пожаротушения; систем вентиляции, отопления, канализации, освещения;
- сооружений связи;
- станций катодной защиты, устройств заземления и молниезащиты.

После монтажа оборудования и технологической обвязки компрессорной станции проводят проверку и очистку внутренних полостей газовых коммуникаций от загрязнения (грунт, окалина, грат), случайных предметов (электродов и др.).

Газопроводы и оборудование: всасывающие и нагнетательные трубопроводы КС (от узлов подключения до пылеуловителей и АВО газа); дренажные и выпускные трубопроводы в пределах КС; межцеховые технологические трубопроводы; центробежные нагнетатели; АВО газа; подогреватели газа; сосуды, работающие под давлением (пылеуловители, фильтр-сепараторы, ресиверы, адсорберы); трубопроводы топливного, пускового, импульсного газа по окончании монтажа перед ПНР должны быть испытаны на прочность и герметичность гидравлическим способом.

В дальнейшем после гидравлических испытаний в процессе продувки газовых коммуникаций производится окончательная очистка технологических трубопроводов и оборудования.

К пусконаладочным работам относятся:

- наладка систем газоперекачивающих агрегатов по механике, электрике, КИПиА;
- наладка внешнеплощадочных и внутриплощадочных систем электроснабжения и электрооборудования;
- наладка систем подготовки технологического газа (пылеуловителей, фильтр-сепараторов, АВО газа);
- наладка запорной и регулирующей газовой арматуры КС включая охранные краны;
- продувка и заполнение газом технологических трубопроводов КС до агрегатных кранов, включая пылеуловители и АВО газа;
- продувка и проверка на плотность линии сброса конденсата, наладка системы сбора конденсата;
- наладка блоков подготовки топливного, пускового, импульсного газа и пункта редуцирования газа на собственные нужды;
- наладка общестанционных систем хранения и регенерации масла, установок подготовки масла и насосов склада ГСМ; АВО масла;
- подготовка маслопроводов системы маслоснабжения; прокачка общестанционных маслосистем от склада до агрегатов; прокачка маслопровода ГПА;
- наладка систем обеспечения КС сжатым воздухом (воздушные компрессорные);
- наладка станционной системы автоматики, общестанционных щитов управления КС;
- наладка систем пожаротушения;
- наладка теплоутилизационных систем, котельных, систем теплоснабжения;
- наладка систем водоснабжения;
- наладка канализационных и очистных сооружений, насосных;
- наладка аварийных электростанций и электростанций собственных нужд;
- наладка систем промышленной вентиляции;
- наладка систем телемеханики.

Остановимся более подробно на наиболее объемных и важных пусконаладочных работах.

Одной из первоочередных работ при ПНР на компрессорной станции являются работы по складу и насосной ГСМ.

После проведения монтажных работ по складу и насосной ГСМ на компрессорной станции производят опрессовку емкостей хранения масла для проверки их герметичности. В зависимости от размеров и типа емкостей определяют способ проверки герметичности. Это может быть проверка сварных стыков на протечки с помощью керосина и мела для сварных емкостей объемом более 50 м^3, либо заполнение водой для емкостей меньшего объема. Проверка герметичности подтверждается актом установленной формы, затем емкости оборудуются наружной теплоизоляцией.

При применении подогрева емкостей, посредством расположенных внутри теплообменников, производят их проверку на прочность и герметичность. Далее проверяют работу дыхательных клапанов, указателей уровня, составляют протокол проверки защитного заземления. Таким образом, после окончательной очистки емкостей склад ГСМ готов к приемке на хранение масла.

Ход работ по пусконаладке насосной ГСМ имеет такую последовательность:

- производят химическую очистку внутренних поверхностей труб промывкой 15–25 %-ным раствором ортофосфорной кислоты с последующей продувкой и осушкой горячим воздухом;
- промывку производят с помощью специальной установки, состоящей из отдельного бака, центробежного насоса и системы трубопроводов с арматурой;
- выполняют ревизию насосов, фильтров, центрифуг, арматуры, установок подготовки и регенерации масел, склада масел;
- после заполнения маслом и устранения утечек, производят опрессовку маслопроводов от склада масел до агрегатов;
- для окончательной очистки внутренних полостей указанных маслопроводов производят прокачку маслом, нагретым до температуры 50 °С. В процессе прокачки загрязненное масло очищают в центрифугах или фильтр-прессах.

Началом пусконаладочных работ на ГПА в цехе считают прокачку маслосистемы агрегатов. Прокачка агрегатов имеет целью осуществить промывку маслопроводов, монтируемых на станции, а также проверку плотности и работоспособности всех элементов маслосистемы. От качества прокачки в значительной степени зависит срок службы подшипников и зубчатых передач, надежность работы узлов системы регулирования. Для этого предусматривают специальную схему прокачки масла, в которой используют пусковой и винтовой насосы (в зависимости от типа ГПА). Схему собирают таким образом, чтобы обеспечить максимальные расходы и большие скорости масла по маслопроводам. Двигаясь с большой скоростью, масло выносит песок, окалину, сварочный грат. Температуру масла при прокачке поддерживают в пределах 50-70 °С. Прокачку, как правило, ведут в несколько этапов. Вначале прокачку осуществляют в обвод трубных пучков аппаратов воздушного охлаждения масла (АВО масла), а также в обвод подшипников и системы регулирования (если рабочая среда - масло), со сбросом масла из напорных линий непосредственно в грязный отсек бака. Затем прокачку ведут через трубные пучки АВО масла в обвод подшипников и регулирования. И, наконец, прокачивают систему регулирования, предварительно сняв золотники и шайбы.

Обычно применяют четыре способа прокачки масла:

1 – через сетки;

2 – через подшипники без сеток;

3 – через развернутые вкладыши подшипников без сеток;

4 – без сеток в обвод подшипников.

При первом способе масло прокачивается через сетки, установленные на трубопроводах перед подшипниками. Применяют сетки двух видов: колпачковые и плоские (рис. 3.15). Сетки задерживают грязь, попавшую в системы. О загрязнении сеток судят по повышению давления масла в системе. В этом случае останавливают насос и меняют или очищают сетки, после чего продолжают прокачку. При этом способе нет надобности в ревизии и очистке узлов агрегата после прокачки. Отрицательной стороной этого способа является малая эффективность в очистке системы из-за небольшой скорости прокачки.

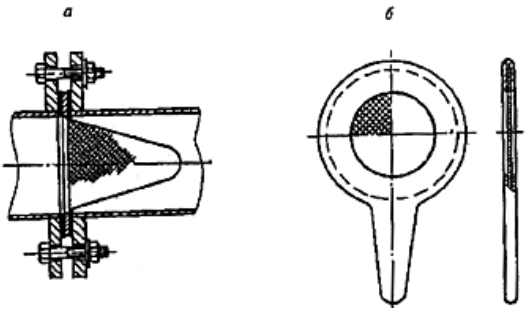


Рис. 3.15. Сетки для очистки масла:
а – колпачковая; б – плоская

Второй способ очистки лучше, так как создаются большие скорости, чем при очистке сетками. Однако после этого необходимы не только ревизия, но и промывка всех подшипников и узлов маслосистемы.

Более распространен третий способ – с выемкой верхних половин вкладышей подшипников и поворотом нижних на 20–30° до открытия отверстий, по которым масло подводится к вкладышам (рис. 3.16). При этом грязное масло, минуя баббит вкладыша, сливается напрямую в картер подшипника.

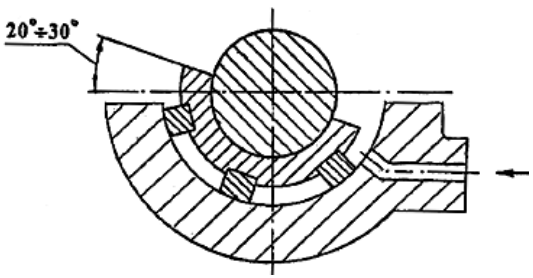


Рис. 3.16. Разворот вкладыша при прокачке масла

Самым эффективным является четвертый способ, при котором масло от подводящего к подшипникам коллектора отводится (гибким шлангом) в грязный отсек маслобака. При таком способе не требуется дополнительная разборка узлов (блочных ГПА) для ревизии и очистки.

Прокачку масляной системы агрегата выполняют обычно в такой последовательности:

- получают полный анализ заливаемого масла и заключение химической лаборатории о его пригодности к эксплуатации;
- собирают схему заливки масла данного агрегата;
- устанавливают необходимые заглушки, перемычки, обводы;
- проверяют готовность заливочного насоса, чистоту маслобака и состояние фильтров;
- со склада ГСМ производят закачку масла в бак до верхнего допустимого уровня;
- устраняют возможные утечки;
- проверяют работу пускового масляного насоса смазки и правильность направления его вращения;
- записывают давление масла в смазочной системе до и после фильтров тонкой очистки (ФТО).

К маслосистеме подключают маслоочистительную установку: центрифугу, фильтр-пресс, электроподогреватель. Необходимо обеспечить температуру масла в баке не ниже 50 °С на время прокачки

Параллельно с прокачкой маслосистемы загрязненное масло из "грязного" отсека бака очищают центрифугой или фильтр-прессом. В процессе прокачки проводят периодический осмотр и чистку фильтров: перед подшипниками, блоком регулирования, реле осевого сдвига, а также сетчатых фильтров между грязным и чистым отсеками бака, руководствуясь падением давления в смазочной системе и увеличивающимся перепадом на фильтрах тонкой очистки (ФТО), но не реже одного раза в сутки. При увеличении перепада на ФТО до 0,15–0,18 МПа, переключаются на резервный фильтр и заменяют (или чистят) фильтрующие элементы. Время прокачки определяется полным удалением взвешенных частиц, загрязняющих масло, и конролируется по анализам масла и чистоте фильтров. Обычно считают прокачку удовлетворительной, если при непрерывной работе насоса в течение 7–8 ч и температуре масла не ниже 50 °С все фильтры остаются чистыми. Желательно при окончательном контроле чистоты маслосистемы ГПА перед подшипниками и блоком регулирования установить сетки с марлевым фильтром.

При наличии следов загрязнения марлевых фильтров прокачка должна быть продолжена. После прокачки масло полностью сливают из системы в емкость грязного масла и проводят повторную очистку маслобака и фильтров. Снимают обводы и временные заглушки. Окончание прокачки оформляют актом, в котором указывают, что маслосистема агрегата готова к заливу свежего масла.

После промывки, проверки, настройки маслосистемы и системы регулирования ГПА приводится в состояние готовности к пуску.

Одновременно с монтажом станционных газопроводов и оборудования КС при подготовке газопроводов технологического, топливного, пускового и импульсного газа к эксплуатации производится ревизия всей запорной арматуры.

Вся запорная арматура КС должна иметь:

- нумерацию, согласно оперативной технологической схеме, и указатели ее открытия и закрытия;
- технологические манометры для замера давления по обе стороны арматуры;
- указатели направления движения газа.

До подачи газа в технологические коммуникации, при ревизии и подготовке к работе запорной арматуры проводят следующие работы:

- проверяют на прочность и плотность трубопроводов импульсную обвязку запорной арматуры;
- выполняют дренаж влаги из корпусов шаровых и пробковых кранов;
- проверяют состояние болтовых и ниппельных соединений, при необходимости их подтягивают;
- контролируют набивку кранов смазкой, при ревизии ручного привода крана проверяют крайние положения затвора и работоспособность крана с помощью штурвала;
- гидросистему кранов заполняют гидравлическим маслом или специальной жидкостью;
- после ревизии ручных насосов проверяют работоспособность кранов с помощью этих насосов. (Первоначально кран

открывают и закрывают вручную, после чего его можно опробовать приводом);

- при ревизии пневмогидравлического привода каждого крана проверяют уплотнения и ликвидируют утечки гидравлической жидкости;

- проверяют ход поршня гидроцилиндра и затвора, регулировку в случае необходимости крайних положений хода поршня, а также соответствие положения указателя крана положению затвора;

- при ревизии системы управления краном производят продувку трубок импульсного газа, осмотр адсорбента (селикагеля) в фильтр-осушителе, обтяжку резьбовых соединений системы;

- проверяют герметичность и работоспособность электропневмоклапанов управления, производят соединение электрических цепей блока управления с конечными выключателями;

- после подачи газа в импульсные трубопроводы производят проверку работоспособности каждого крана с помощью местного пневмогидравлического управления, а также регулировку скорости перестановки крана и настройку срабатывания конечных выключателей, то есть отключение соленоидов блока управления электрической цепи при положениях крана "Открыто", "Закрыто".

После подачи газа в технологические газопроводы:

- производят осмотр кранов;

- контролируют состояние уплотнений шпинделя, узла крана, поршней и штоков гидропривода, мультипликатора, разъемных соединений; при необходимости – уплотнения заменяют;

- подтягивают все болтовые и ниппельные соединения;

- мультипликаторы наполняют смазкой по мере необходимости ее расходования;

- настраивают узлы управления и опробывают перестановку общестанционных кранов импульсным газом в ручном режиме;

- проверяют дистанционное управление кранами с пульта управления;

- выполняют наладку и опробывание автоматической перестановки агрегатных кранов (с заполнением контура нагнетателя) и всех общественных кранов.

Проверку работоспособности и окончательную наладку систем управления кранами производят в ходе комплексных испытаний при пуске агрегатов "на кольцо" и под нагрузку. После проверки работоспособности арматуры в системе автоматики КС проводят приемку арматуры в эксплуатацию.

Очистка газа от жидких и твердых примесей является одним из основных технологических процессов компрессорной станции.

Для отделения от природного газа жидких и твердых примесей (вода, масло, конденсат, песок, сварочный грат, окалина, пыль) перед компремированием, газ на компрессорной станции должен пропускаться через сепарационные устройства различных типов (пылеуловители и фильтр-сепараторы). Блоки сепарации должны работать бесперебойно, предотвращая попадание загрязнений в центробежные нагнетатели, технологическое оборудование, регуляторы давления, конрольно-измерительные приборы и т. п.

При первом пуске ГПА на входных решетках пылеуловителей и предохранительных решетках нагнетателей может происходить налипание загрязнений, гидратообразование. Гидравлическое сопротивление при этом может достигать 0,3–0,5 МПа. Это может привести к повреждению внутренних элементов пылеуловителей, помпажу нагнетателей. При возникновении перепада на решетках более 0,1 МПа надо своевременно переводить центробежные нагнетатели на режим "кольцо". При необходимости ГПА останавливают и чистят решетки.

Чтобы подготовить установки очистки газа к эксплуатации, на компрессорной станции необходимо выполнить цикл пусконаладочных работ. Целью пусконаладочных работ является подготовка смонтированного технологического оборудования системы очистки газа к испытаниям и эксплуатации.

До подачи газа производят вскрытие пылеуловителей и фильтр-сепараторов для осмотра внутренних устройств, определения работоспособности сепарационных элементов, трубных

досок, фильтрующих элементов и пр. В случае необходимости, заменяют дефектные наконечники циклонных элементов, фильтр-патроны. Выполняют ревизию и настройку предохранительных клапанов на пылеуловителях и выходных трубопроводах фильтр-сепараторов. Проводится ревизия и настройка датчиков уровня и клапанов систем сброса конденсата и механических примесей.

После заполнения газом устройств очистки технологического и топливного газа, в т. ч. линии сброса конденсата, проверяют на плотность под рабочим давлением, контролируют и устраняют утечки газа. После подачи газа производят наладку системы автоматического сбора и сброса конденсата пылеуловителей, фильтр-сепараторов.

Проверяют уровень жидкости в аппаратах очистки, включение, выключение устройств подогрева.

При пусконаладочных работах на КС одним из основных мероприятий после проведения гидравлических испытаний технологических коммуникаций являются продувка и заполнение газом полостей смонтированных газопроводов с целью удаления остатков воды, загрязнений и вытеснения воздуха. Основанием для выдачи разрешения на подачу газа является акт проведения гидравлических испытаний и очистки полости трубопроводов, а также специально разработанная инструкция по подаче газа в технологические коммуникации.

Подача газа в технологические трубопроводы организуется следующим образом:

1. Установить в положение "Закрыто" следующие краны на технологических трубопроводах (см. рис. 3.16.):

- отключающие краны на входном и выходном коллекторах и их байпасах 7, 7р, 8, 8р;
- свечной кран № 17;
- свечные краны на пылеуловителях;
- краны на всех агрегатах согласно инструкции по эксплуатации КС;
- краны (задвижки) на дренажных линиях всех коммуникаций;
- краны (задвижки) на дренажных линиях всех пылеуловителей;
- отключающие краны с ручным управлением секций АВО газа.

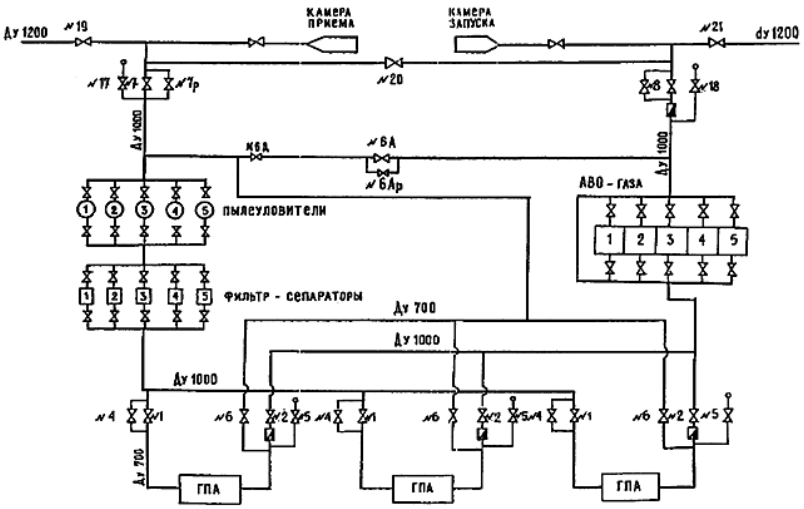


Рис. 3.16. Принципиальная технологическая схема КС с параллельной обвязкой ГПА

2. Установить в положение "Открыто" следующие краны на технологических трубопроводах:

- отключающие краны на входных и выходных трубопроводах пылеуловителей;
- обводной кран АВО газа;
- свечные краны секций АВО газа;
- краны на линии рециркуляции 6А и 6АР;
- свечной кран № 18 на узле подключения на выходном коллекторе.

Медленно открывая байпас (кран № 7р), произвести вытеснение воздуха из технологических трубопроводов через свечу № 18. Вытеснение воздуха из коммуникаций должно производиться газом с давлением не более 0,1 МПа в месте его подачи. Вытеснение газовоздушной смеси считается законченным, когда содержание кислорода в газе, выходящем из газопровода, составляет не более 2 %.

После окончания вытеснения воздуха закрыть свечной кран № 18 и полностью открыть краны № 7р и 8р и поднять давление

газа в технологических коммуникациях до выравнивания давления до и после отключающих кранов КС. По достижении перепада давления на отключающих кранах 0,1–0,2 МПа открыть краны № 7 и 8 и закрыть кран № 7р. Это делается во избежание гидравлического удара, который был бы возможен при открытии кранов без предварительного заполнения технологических коммуникаций цеха.

При наборе определенного давления в полости трубопроводов и оборудования производят выпуск газа с загрязнениями через дренажные и свечные трубопроводы. Эффективность процесса продувки достигается подбором определенных давлений, скоростей подачи и выпуска газа. Процесс продувки считается законченным, когда через свечные и дренажные трубопроводы выходит чистый и обезвоженный газ.

Далее открываются отключающие краны секций АВО газа, закрываются свечные краны и осуществляется продувка и заполнение трубных пучков секций АВО. После подключения секций к технологическим коммуникациям закрывают обводной кран на АВО газа.

Следует отметить, что продувка и заполнение секций АВО газа осуществляется чистым газом после заполнения технологических коммуникаций во избежание попадания в них посторонних предметов, грязи, сварочного грата.

Для обеспечения газоперекачивающих агрегатов топливным и пусковым газом, а также для управления и перестановки импульсным газом кранов, на компрессорных станциях предусмотрены блоки подготовки топливного, пускового и импульсного газа (БПТПИГ). В них производят очистку, подогрев, замер расхода и редуцирование газа.

Целью пусконаладочных работ на БПТПИГ является подготовка блока к работе и дальнейшей эксплуатации.

До подачи газа проверяют технологическую схему блока в соответствии с проектной документацией. Контролируют пригодность к эксплуатации всех манометров, датчиков температуры, других приборов КИПиА. Проверяют правильность установки всех трехходовых и обратных клапанов, входных и выходных трубопроводов блока. Выполняют ревизию и настройку

предохранительных клапанов БПТПИГ и сепараторов газа. Вскрывают фильтр-сепараторы топливного, пускового и импульсного газа: в случае необходимости заменяют дефектные фильтр-патроны. Производят настройку датчиков уровня жидкости и клапанов системы сброса конденсата из фильтр-сепараторов.

Продувку и заполнение газом трубопроводов и оборудования БПТПИГ осуществляют в такой последовательности:

- продувка и заполнение газом участков трубопроводов от отборов до блока подготовки топливного, пускового и импульсного газа;

- продувка и заполнение газом БПТПИГ.

При проведении продувки блока регуляторы давления демонтируются, на их место устанавливаются технологические катушки. Мерные диафрагмы также подлежат демонтажу.

При продувке и заполнении газом БПТПИГ, газ в блок подается через частично открытый входной кран при полностью открытом свечном кране. Затем закрывают свечной кран и проверяют герметичность всего оборудования БПТПИГ. Первую проверку проводят при давлении газа в системе 0,3 МПа.

Герметичность проверяют при помощи газоанализатора и нанесения мыльного раствора на участки резьбовых и фланцевых соединений. Производят продувку оборудования блока для вытеснения воздуха газом. Затем проверяют герметичность всех сосудов и коммуникаций блока рабочим давлением газа.

Настраивают регуляторы давления пускового и топливного газа. Подключают мерную диафрагму расхода газа, настраивают датчики температуры и давления.

Далее включают в работу подогреватель топливного и пускового газа. При подготовке к пуску подогревателя газа производят настройку предохранительного клапана, терморегулятора, системы зажигания. При пуске подогревателя настраивают регуляторы температуры газа, теплоносителя, регуляторы давления газа. Регулируют факел горелки.

По системе блока БПТПИГ и подогревателя газа проводят комплексное опробирование и ввод в действие автоматики и блоков КИПиА.

Продувку и заполнение газом трубопроводов и оборудования систем топливного, пускового и импульсного газа от БПТПИГ до ГПА и кранов также осуществляют в определенной последовательности:

- продувка и заполнение газом трубопроводов импульсного газа от БПТПИГ до крановых узлов;
- продувка и заполнение газом трубопроводов топливного и пускового газа от БПТПИГ до агрегатных кранов № 11, 12;
- продувка трубопроводов топливного и пускового газа в пределах ГПА.

Продувка и заполнение газом трубопроводов топливного, пускового и импульсного газа производится так же, как и на технологических коммуникациях компрессорной станции.

Продувка трубопроводов топливного газа ГПА во избежание попадания сварочного грата, грязи и посторонних предметов в топливную систему, производится в обвод стопорного и регулирующего клапанов, а на топливный коллектор ГТУ устанавливают временный обводной трубопровод (свечу) с выводом за пределы цеха в безопасное место. Открывая кран № 12 бис, продувают топливный коллектор ГПА. Продолжительность продувки не менее 5 мин до выхода чистого газа.

Аналогично продувают газом пусковой коллектор, устанавливая перед турбодетандером обводной трубопровод.

К пусконаладочным работам на компрессорных станциях магистральных газопроводов, кроме комплекса наладочных работ на оборудовании КС, выполняемых в период индивидуальных испытаний, относится и комплексное опробование оборудования. Оно включает в себя опробование вхолостую и на рабочих режимах систем, состоящих из газоперекачивающих агрегатов и вспомогательного оборудования, входящих в пусковой комплекс данной КС для определения надежности их совместной работы и готовности объекта к вводу в эксплуатацию. Работы в период комплексного опробования так же, как и сроки проведения индивидуальных испытаний в ходе ПНР, осуществляются в соответствии со специально разработанными программой и графиком.

К примеру, в период проведения комплексных испытаний при ПНР проводится следующее.

1. Наладка и опробование автоматической перестановки агрегатных и общестационных кранов с заполнением контура нагнетателя.

2. Наладка и опробывание автоматической перестановки станционных кранов с проверкой работы КАОС.

3. Пробные пуски агрегатов от турбодетандера и на "кольцо" с проверкой работоспособности всех систем.

4. Пуск агрегатов под нагрузку. Проведение комплексных испытаний.

5. Пуск резервной электростанции и проведение испытаний автоматического перехода электроснабжения сети на резервную электростанцию и обратно.

6. Испытание всего комплекса оборудования в течение 72 ч.

Окончание пусконаладочных работ на КС (окончание комплексного опробования оборудования) является непрерывная работа газоперекачивающих агрегатов и постоянная или поочередная работа всего вспомогательного оборудования КС по проектной схеме на параметрах, позволяющих обеспечить нормальную эксплуатацию. Окончание пусконаладочных работ оформляется актом передачи оборудования в эксплуатацию по специальной форме.

К акту должна прилагаться следующая исполнительно-техническая документация:

- журнал производства пусконаладочных работ;
- промежуточные акты на проведение пусконаладочных работ;
- перечень установок устройств, приборов и средств автоматизации и значений параметров наладки систем автоматического управления (регулирования);
- программы и протоколы испытания систем;
- один экземпляр рабочих чертежей со всеми изменениями, внесенными в процессе производства пусконаладочных работ;
- паспорта и инструкции заводов-изготовителей оборудования, приборов и средств автоматизации, дополнительная техническая документация, полученная от заказчика в процессе пусконаладочных работ.

4. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ С ГАЗОТУРБИННЫМ ПРИВОДОМ

4.1. Основные положения и виды технического обслуживания ГПА

Под понятием техническое обслуживание агрегата следует понимать всю совокупность мероприятий, которые служат для поддержания и восстановления рабочих характеристик газоперекачивающего агрегата и включающего текущее обслуживание ГПА, контроль за его работоспособностью и диагностикой отказов, а также проведение ремонтно-восстановительных работ.

На компрессорной станции действует регламент технического обслуживания (РТМ 108.022.105-77), предусматривающий проведение комплекса работ по поддержанию газотурбинного газоперекачивающего агрегата в работоспособном состоянии в течение установленного заводом-изготовителем моторесурса.

Регламент предусматривает проведение следующих видов работ:

- техническое обслуживание работающего (ТО 1-3) или находящегося в резерве (ТО 1-5) агрегата, включающего технические осмотры, проверки состояния, контроль и измерение рабочих параметров, и другие виды работ в зависимости от времени наработки или нахождения ГГПА в резерве;
- ревизию камеры сгорания и нагнетателя (ТО-4);
- средний и капитальный ремонты.

Средний ремонт – комплекс профилактических работ на отдельных узлах ГПА, выполняемых для восстановления эксплуатационных характеристик агрегата при падении номинальной мощности агрегата не более чем на 15 % и обеспечение его надежной эксплуатации до ближайшего капитального ремонта.

При среднем ремонте обязательна дефектоскопия отработавших эксплуатационных узлов и деталей ГПА с заменой или ремонтом изношенных или поврежденных.

Средний ремонт проводят между капитальными ремонтами для устранения утечек масла (через торцевое уплотнение, разъ-

емы корпусов, фланцы маслопроводов и т. д.) и газа, причин повышенной вибрации и других, явно выраженных неисправностей. Кроме того, необходимость в среднем ремонте возникает для предупреждения скрытых отказов, вызванных износом и усталостью, возникновение которых может привести к разрушению многих деталей и узлов, т. е. к длительным аварийным ремонтам.

Объем работ при среднем ремонте окончательно определяется только после вскрытия и проведения дефектоскопии. Вполне возможно, что агрегат, остановленный для проведения среднего ремонта, будет ремонтироваться в объеме капитального.

Капитальный ремонт – комплекс ремонтных работ, включающий в себя полную разборку и дефектоскопию основного и вспомогательного оборудования ГПА, замену отработавших заводской ресурс или ремонт отработавших по техническим условиям составных частей, в т. ч. и базовых, регулировку и испытание систем, выполнение работ по восстановлению эксплуатационных характеристик агрегата при падении номинальной мощности более 25%.

При промежуточных значениях потерь мощности вид ремонта определяют по фактическим трудозатратам в соответствии с нормами времени.

При проведении ТО-4, среднего и капитального ремонтов, перечень работ и вид ремонта характеризуются данными табл.4.1.

Таблица 4.1

Перечень работ при проведении среднего и капитального ремонтов ГПА

Работа	Вид ремонта
1	2
Газогенератор	
Вскрытие, разборка, очистка и промывка узлов и деталей	СР, КР
Выявление дефектов в узлах и деталях	СР, КР
Проверка зазоров в подшипниках и уплотнениях проточной части	СР, КР
Ремонт подшипников и маслозащитных уплотнений	СР, КР

Продолжение таблицы 4.1

Ремонт роторов с восстановлением шеек и упорных дисков	СР, КР
Перелопачивание рабочих и направляющих лопаток	КР
Балансировка роторов	КР
Ремонт обойм	КР
Ремонт воздушных и газовых уплотнений	СР, КР
Проверка системы охлаждения дисков ТВД и ТНД	СР, КР
Ремонт теплоизоляции турбины	КР
Ремонт валоповоротного устройства (ВПУ)	КР
Ремонт турбодетандера	КР
Разборка, очистка и ремонт камеры сгорания	ТО-4, СР, КР
Нагнетатель	
Проверка центровки роторов нагнетателя и ТНД	СР, КР
Разборка, очистка и промывка деталей	ТО-4, СР, КР
Выявление дефектов подшипников, шеек и упорного диска	СР, КР
Дефектоскопия колеса, торцевого и газовых уплотнений, опрессовка торцевого уплотнения	ТО-4, СР, КР
Балансировка ротора	СР, КР
Вспомогательное оборудование	
Ремонт и опрессовка регенераторов	КР
Ремонт маслоохладителей	КР
Ревизия маслоблока, чистка маслопроводов	КР
Прокачка маслосистемы	СР, КР
Ревизия насосов смазки и уплотнения	СР, КР
Ревизия попловковой камеры и аккумуляторов масла	СР, КР
Ревизия запорной арматуры	КР
Ревизия воздухозаборной камеры	СР
Ревизия опор, шпонок, дистанционных шайб	ТО-4, СР, КР
Проверка и наладка системы вентиляции и местных отсосов	ТО-4, СР, КР
Проверка и наладка системы отсосов масляных паров из картеров подшипников и рамы маслобака	ТО-4, СР, КР

При выполнении работ, непредусмотренных типовой программой (модернизация оборудования, внедрение информационных писем и т. п.), продолжительность ремонта, при котором

выполняются указанные работы, увеличивается в соответствии с фактическими трудовыми затратами. Определенная таким образом предполагаемая продолжительность простоя ГПА в ремонте должна быть согласована с центральным диспетчерским управлением.

4.2. Планирование и подготовка агрегата к ремонту

Подготовленность к ремонту во многом определяет его качество и продолжительность. До остановки агрегата для его вывода в плановый ремонт эксплуатационный и ремонтный персонал совместно проводят обследование технического состояния агрегата и на основании его результатов, а также обнаруженного во время межремонтного периода неисправностей составляется предварительная дефектная ведомость.

В программу обследования входят: осмотр агрегата и систем подготовки масла, циклового воздуха; измерение рабочих параметров ГПА; определение располагаемой мощности; удельного расхода масла; виброобследование агрегата; измерение температуры корпусов. Предремонтное обследование на работающем агрегате позволяет выявить также неисправности, обнаружить которые трудно или вообще невозможно после остановки и вскрытия агрегата. Кроме того, результаты обследования необходимы в дальнейшем для оценки качества ремонта.

Следующим важным подготовительным мероприятием является определение номенклатуры деталей и узлов, требующих замены, организация их получения до начала ремонтов, а также подача предварительной заявки на ремонтно-восстановительные работы в РММ.

При этом принимают во внимание наработку деталей, необходимость в замене неисправных деталей и результаты обследования. Окончательно вопрос о всех заменах решается после проведения дефектоскопии на вскрытом агрегате.

Ремонтный персонал должен проанализировать техническую документацию прошлых ремонтов, изучить документацию по намечаемым к внедрению информписьмам. Выявленные при обследовании дефекты и дополнительные работы по модерниза-

ции оборудования должны быть учтены при определении предстоящего объема работ и составлении сетевого графика ремонта.

До вывода агрегата в ремонт должна быть подготовлена ремонтная документация, укомплектован инструмент, приспособления, подготовлены рабочие места, проверено состояние подъемно-транспортных средств, выполнены мероприятия по технике безопасности. Перед началом работ необходимо проверить состояние площадок для укладки деталей и узлов агрегата. Подготовленность рабочих мест и размещение оборудования должны обеспечивать удобство осмотра и ремонта.

Создание нормальных условий работы, способствующих повышению производительности труда, в качестве обязательных мер включает: обеспечение рабочих мест освещением; поддержание оптимального температурного режима и уровня шума, не превышающего 85 дБ. Перед началом работ проводят инструктаж по технике безопасности, ознакомление и обсуждение объемов и сроков предстоящих работ. Бригаду делят на звенья и назначают ответственных исполнителей.

Ремонт стационарных и авиационных агрегатов по их организации отличается между собой. Ремонт стационарных ГПА производится непосредственно на КС в машинном зале или на отдельной, специально оборудованной площадке. Хотя в целом ряде случаев, ремонт крупных сборочных узлов, роторов, узлов подшипников может осуществляться на заводах-изготовителях ГПА или на специальных ремонтных базах.

Ремонт авиационных газотурбинных установок осуществляется, как правило, в условиях заводов-изготовителей или на специализированной ремонтной базе с организацией своеобразного обменного фонда двигателей.

При отправке на завод отдельных узлов агрегата обслуживающий персонал КС, ответственный за организацию ремонта ГПА, организует, согласно требованиям соответствующей инструкции, необходимую упаковку оборудования для отправки его совместно с дефектной ведомостью на ремонтную базу или завод-изготовитель.

4.3. Ремонтная документация

Техническая ремонтная документация должна соответствовать Государственному стандарту. Комплект документов для ремонта необходим для технически правильного восстановления ГПА и обеспечения его дальнейшей эксплуатации в течение определенного межремонтного периода (табл. 4.2).

Таблица 4.2

Перечень и порядок составления технической документации при ремонте ГПА

Наименование документа	Время составления	Вид ремонта
Ведомость дефектов, выявленных в межремонтный период	До ремонта	СР, КР
Предварительная заявка-спецификация ЗИП и материалы	До ремонта	СР, КР
Ремонтные формуляры	В процессе ремонта	СР, КР
Перечень мероприятий и информписем, подлежащих внедрению	До ремонта	СР, КР
Сетевой график	До ремонта	СР. КР
Результаты комплексного обследования технического состояния ГГПА	До и после ремонта	СР, КР
Акт оценки качества проведенного ремонта	После 72 ч непрерывной работы	СР, КР

Ремонтный формуляр включает в себя следующие документы: ведомость дефектов основного и вспомогательного оборудования, выявленных в межремонтный период; ведомость технических показателей работы агрегата до и после ремонта; акт сдачи в ремонт; ведомость обнаруженных при вскрытии дефектов о выполненных при ремонте работ; акт опрессовки регенераторов; акт гидроиспытаний маслоохладителей; акт на контроль лопаток; акт контроля эрозионного контроля лопаток ОК; акт осмотра дисков; акт проверки опор и стяжек трубопроводов; акт опрессовки маслосистемы смазки после ремонта; акт опрессовки уплотнения "масло-газ"; акт проверки всасывающего

тракта нагнетателя; акт опрессовки нагнетателя; акт на закрытие нагнетателя; акт опрессовки стопорного и регулирующего клапанов; акт проверки воздушного охлаждения турбины; акт на закрытие турбоблока; акт на закрытие камеры сгорания; акт балансировки роторов; акт анализа масла после ремонта; акт на готовность агрегата по механической части; акт проверки теплового состояния корпуса турбины, изоляции газоходов; акт приемки ГПА из ремонта; формуляры технического состояния (проточная часть ОК, ТВД, ТНД и центробежного нагнетателя, положение роторов по оси, турбодетандер, положение роторов по расточкам, тепловые расширения).

Ремонтную документацию заполняют в двух экземплярах. Один экземпляр передают начальнику КС, другой оставляют в ремонтной организации. Ответственность за правильное и своевременное оформление формуляра возлагается на начальника КС. Внесение изменений в положение о ППР осуществляется по мере совершенствования технологии изготовления и ремонта, повышения уровня эксплуатации оборудования, сроков службы узлов и деталей. Пересматривают и уточняют структуру, длительность ремонтного цикла, нормы простоя в ремонте один раз в пять лет.

4.4. Вывод газоперекачивающего агрегата в ремонт

Ремонт ГПА – это технически сложный и трудоемкий процесс, выполняемый с использованием грузоподъемных механизмов, пневмо- и электроинструмента, газо- и электросварки, специальных приспособлений и механизмов.

То, что процесс ремонта производится в действующем цехе, где работают другие ГПА, а трубопроводы находятся под давлением газа, масла, воды и воздуха, предъявляет повышенные требования к организационно-техническим мероприятиям по подготовке агрегата к ремонту с целью создать безопасные условия труда для ремонтного персонала.

К основным организационно-техническим мероприятиям следует отнести:

1. Отключение ГПА от технологических коммуникаций и обеспечение невозможности случайной или преднамеренной подачи газа в трубопроводы обвязки нагнетателя (рис. 3.16). С этой целью необходимо: закрыть краны № 1, 2, 4, 6 и стравить газ через кран № 5; отключить систему управления кранами – электрическую цепь и импульсный газ; обеспечить невозможность случайной или преднамеренной перестановки кранов обвязки нагнетателя посредством установки замков, демонтажа органов ручного управления, блокировкой переключателей и насосов, демонтажом подводящих трубок. На открытые краны вывесить плакаты "Не закрывать", на закрытые краны – "Не открывать". Вскрыть люки-лазы на трубопроводах между нагнетателями и кранами № 1 и 2, установить специальные шары со стороны нагнетателя, обеспечивающие закрытие обвязки нагнетателя.

2. Отключение ГПА от трубопроводов топливного и пускового газа и обеспечение невозможности случайной или преднамеренной подачи газа к узлам агрегата. С этой целью необходимо: закрыть краны № 12, 12 бис, 11 и стравить газ через кран № 9, кран № 10 при этом открыт; отключить систему управления кранами – электрическую цепь и импульсный газ; обеспечить невозможность случайной или преднамеренной перестановки кранов топливного и пускового газа, выполнив мероприятия аналогичные в пункте 1; вывесить в необходимых местах запрещающие и предупреждающие таблички, установить на трубопроводах топливного и пускового газа силовые заглушки.

3. Отключение ГПА от электропитающих систем посредством выкатывания ячейки вводных автоматов с установкой плакатов "Не включать, работают люди!".

4. Опорожнение всех масляных систем ГПА, в том числе и маслобаков. На подводящих маслопроводах устанавливаются силовые заглушки.

5. Оформление всей необходимой документации по выводу ГПА в ремонт с оповещением об этом всего персонала КС.

Проведение всех мероприятий по выводу агрегата в ремонт проверяется представителями эксплуатационной и ремонтной организаций, о чем составляется соответствующий акт.

Вскрытие агрегата проводят после подписания акта о его сдаче в ремонт. К акту сдачи прилагается ведомость технических показателей, ремонтные формуляры, предварительная ведомость дефектов. Основные требования к ремонтным работам сводятся к следующему:

- соблюдение установленной технологии ремонта;
- устранение выявленных дефектов;
- ведение работ в строгом соответствии с сетевым графиком;
- сдача эксплуатационному персоналу отремонтированных деталей и узлов.

4.5. Виды дефектов и неразрушающий контроль ГПА

В общем случае под понятием "дефект" принято понимать каждое несоответствие продукции требованиям, установленным нормативной документацией (ГОСТ 17102-71).

Дефекты подразделяются на явные и скрытые. Явные дефекты, как правило, обнаруживаются визуально, скрытые – с помощью специальных приборов.

Полное и тщательное проведение дефектоскопии узлов и деталей является первостепенной задачей ремонта. От качества и полноты ее выполнения зависит надежная работа ГПА в течение межремонтного периода. В результате дефектоскопии определяются характер и размер дефектов, что дает возможность после сравнения с техническими требованиями установить пригодность детали или узла к дальнейшему ее использованию, наметить способ ремонта.

Возникновение дефектов связано со следующими причинами.

1. Естественный "износ", происходящий, как правило, в период выработки установленного заводом-изготовителем ресурса работ деталей и узлов.

2. Конструктивный недостаток, являющийся результатом недостаточно полного учета при проектировании и изготовлении всех действующих в реальных условиях эксплуатационных факторов. Конструктивный недостаток проявляется главным образом в

начальный период эксплуатации и устраняется путем изменения конструкции, материалов и технологии производства.

3. Нарушение или несовершенство технологии ремонтно-восстановленных работ.

4. Нарушение Правил технического обслуживания и эксплуатации, например: длительная работа на запрещенных оборотах при повышенной вибрации и температуре подшипников, на загрязненных масле, газе и цикловом воздухе, невыполнение регламентных работ в установленные сроки.

5. Нарушение правил транспортировки и хранения.

Дефектоскопия включает в себя следующие этапы: подготовка рабочего места, средств измерения и материалов; очистка поверхности дефектируемой детали; выявление и измерение дефектов.

При организации рабочего места для дефектоскопии необходимо выполнять следующие правила:

- устанавливать роторы на козлы с роликовыми опорами;
- лопатки, промвставки и другие малогабаритные детали раскладывать на чистую мешковину;
- обеспечивать свободный доступ ко всем деталям и узлам со всех сторон;
- обеспечивать возможность близкого и безопасного подключения приборов;
- устанавливать стол для приборов и ведения записей;
- приготавливать керосин, чистую ветошь, мел, наждачную бумагу, масло к началу работы на рабочем месте.

Дефектоскопию деталей в условиях КС и ремонтно-технических мастерских осуществляют методом неразрушающего контроля, т.е. без нарушения их к дальнейшему использованию. При выборе метода дефектоскопии необходимо учитывать характер и расположение дефекта, технические условия на отбраковку, материал детали, состояние и чистоту поверхности, форму и размер детали.

Применяют главным образом следующие методы:

Визуально-оптический метод заключается в осмотре с помощью лупы многократного увеличения больших поверхностей и труднодоступных мест деталей из различных материалов

для обнаружения трещин, механических и коррозионных повреждений, нарушения сплошности защитных покрытий, остаточных деформаций, изменения характера разъемных и неразъемных соединений, течи, следов излома, задеваний. Этим методом можно обнаружить трещины с шириной раскрытия более 0,005–0,01 мм и протяженностью более 0,1 мм.

Цветной метод основан на проникающих свойствах жидкости и используется для обнаружения открытых трещин, пор, коррозионных повреждений деталей, различных по форме и размерам, изготовленных из магнитных и немагнитных материалов. Технологический процесс определения дефектов этим методом состоит из следующих операций: очистка и обезжиривание поверхности; пропитка поверхности индикаторным раствором; удаление избыточного индикаторного раствора с поверхности для его сохранения только в трещинах; нанесения на поверхность проявителя; осмотр детали и оценка состояния. Цветным методом можно обнаружить трещины в лопатках и дисках, корпусных и крепежных деталях шириной раскрытия более 0,001–0,002 мм, глубиной более 0,01–0,03 мм и протяженностью более 0,1–0,3 мм.

Ультразвуковой метод основан на свойстве распространения упругих колебаний в металлах и их отражения от границы раздела двух сред. Этот метод используют для обнаружения внутренних и наружных дефектов в труднодоступных местах у деталей, изготовленных из магнитных и немагнитных материалов. Метод не применим при наличии галтели, отверстий. Этим методом можно обнаружить трещины с шириной распространения 0,001-0,003 мм и глубиной более 0,1-0,3 мм.

Токовихревой метод основан на возбуждении в поверхности детали с помощью датчика вихревого тока, сила которого различна в местах изменения сплошности или свойств металла. Наиболее распространенными приборами этого метода являются дефектоскопы. Этот метод используют для обнаружения открытых и закрытых поверхностных дефектов у деталей из электропроводных материалов. Метод позволяет обнаружить трещины шириной раскрытия более 0,001 мм, глубиной 0,15–0,2 мм и протяженностью более 0,6–2 мм.

В том случае, когда по каким-то причинам использование приведенных методов затруднительно, применяют метод травления. Он основан на том, что под воздействием растворов кислот места повреждения растворяются быстрее, чем прилегающая поверхность, и трещины становятся видимыми на блестящем фоне. Для травления деталей из углеродистой и неуглеродистой стали используют 10 %-ный водный раствор азотной кислоты.

Простыми способами обнаружения грубых дефектов, не требующих специальных приборов и материалов, является метод **керосиновых** проб и метод **простукивания**. Керосин, обладающий хорошими проникающими свойствами, при наличии дефекта выступает на меловой стороне. С помощью простукивания определяют ослабление плотности посадки, ослабление прилегания, нарушение сцепления металлов и т. д. При нарушении сплошности металла – звук дребезжащий и глухой.

Дефектоскопия ротора включает:

- измерение радиального биения с помощью индикатора. Для ускорения измерения желательно замеры вести по нескольким индикаторам;
- осмотр шеек и опорного диска ротора для обнаружения трещин и оценки шероховатости;
- осмотр бочки ротора для обнаружения трещин;
- изменение эллипсности и конусности шеек, а также толщины упорного гребня с помощью микрометра;
- измерение торцевого биения дисков;
- проверку неуравновешенности роторов на балансировочном стенде;
- определение расцентровки роторов ТНД и нагнетателя;
- осмотр места посадки и обода диска методом неразрушающего контроля;
- проверку положения роторов относительно расточек

Дефектоскопия подшипников включает.

- определение натягов между крышками подшипников и вкладышей,
- определение верхних масляных зазоров,
- изменение разбегов роторов;

- измерение толщины колодок упорных подшипников;
- оценку состояния баббитовой заливки.

Дефектоскопия лабиринтных уплотнений включает в себя определение радиальных зазоров с помощью свинцовых оттисков и визуальный контроль состояния.

Дефектоскопия нагнетателя включает:

- выявление с помощью методов неразрушающего контроля трещин на элементах колеса, в особенности в местах соединения лопаток с покрывающим диском;
- визуальный осмотр деталей нагнетателя.

Дефектоскопия зубчатых соединений включает:

- определение видимых и скрытых дефектов методами неразрушающего контроля;
- проверку боковых зазоров с помощью щупа;
- проверку площадок и места положения контакта зубьев по краске;
- проверку относительного положения осей колеса и шестерни относительно друг друга.

Дефектоскопия корпусов и опор включает:

- проверку плотности прилегания опорных лап и зазоров на дистанционных болтах;
- проверку зазоров в шпоночных соединениях;
- проверку коробления горизонтальных фланцев по свинцовым оттискам;
- выявление трещин в корпусах методом неразрушающего контроля;
- проверку плотности и равномерности укладки тепловой изоляции;
- проверку системы охлаждения.

При дефектоскопии лопаточного аппарата измеряют радиальные зазоры направляющих и рабочих лопаток, очищают лопатки для предварительного визуального осмотра на предмет обнаружения явно выраженных дефектов: высокотемпературной коррозии, деформации лопаток. Определяют частоту собственных колебаний рабочих лопаток осевого компрессора. Методами неразрушающего контроля проводят дефектоскопию поверхности лопаток осевого компрессора непосредственно на

роторе и статоре без разлопачивания. Особенно тщательно должны контролироваться входные кромки. Обнаруженные дефекты независимо от размера и характера заносятся в ремонтные формуляры. Наиболее вероятными причинами возникновения дефектов являются:

- задевание лопаток ротора за статор;
- длительная работа в режиме помпажа и запрещенных оборотов;
- увеличение сопротивления всасывающего тракта;
- наличие агрессивных веществ и механических примесей в цикловом воздухе;
- повышение температуры продуктов сгорания перед ТВД;
- ослабление или увеличение натягов в посадочных местах лопаток;
- грубая обработка поверхности;
- повышение твердости металла из-за пережога при шлифовке или других видов механической обработки.

4.6. Организация ремонта лопаточного аппарата осевого компрессора

Перед остановкой турбоагрегата для вывода его в ремонт очищают проточную часть осевого компрессора. Внешним осмотром после вскрытия без применения специальных средств фиксируются явно выраженные дефекты.

По признакам усталости с помощью специальных средств обнаруживают дефекты лопаточного аппарата. В зависимости от характера и степени повреждения лопаточного аппарата определяют необходимость перелопачивания той или иной ступени или замене отдельных лопаток. Все лопатки и вставки, имеющие трещины усталости, заменяются. Лопатки, имеющие небольшие вмятины, изгибы и надрывы на кромках пера, подвергаются правке (при изгибах), радиусной запиловке (при надрывах), шлифовке (при вмятинах).

Рабочие лопатки ОК больше, чем другие, подвержены эрозионному износу, поэтому при осмотре профилей этих лопаток обращают особое внимание на остроту кромок пера. При значи-

тельном износе лопатки заменяют. Мелом в порядке номеров промаркировывают каждую лопатку на перелопачиваемой ступени. Номер наносят на выпуклую поверхность, на дефектных лопатках, обозначенных буквой "Д". Выворачивают, а при необходимости высверливают до полного удаления металла замковые винты. Глубина сверления не более 45 мм. После удаления замковой лопатки поочередно выдвигают и удаляют остальные лопатки перелопачиваемой ступени. Лопатки складывают по порядку номеров. Освободившийся паз на бочке ротора предварительно протирают ветошью, смоченной в керосине, и окончательно сухой салфеткой. Поверхности пазов предъявляют на дефектоскопический контроль. Дефектные лопатки по нормам отбраковки заменяют на новые, причем их масса не должна отличаться от прежних более чем на 2,5 г. При подборе лопатки по массе разрешается снимать металл на конусе пера лопатки, образуя утонение.

Перед опиловкой рабочих лопаток ОК необходимо ознакомиться с результатами их дефектоскопии. Затем в каждой ступени наметить по две-три контрольные лопатки, наиболее изношенные и подлежащие запиловке. При этом необходимо (рис. 4.1):

- замерить на каждой контрольной лопатке хорду "Аф";
- определить "углубление" губок штангенциркуля для каждой отобранной для контроля лопатки "$С_1$";
- замерить штангенциркулем толщину выходной кромки "К" в контрольном сечении каждой, подлежащей запиловке, лопатки. Если "К" в контрольном сечении превысило минимально допустимую величину, то это свидетельствует о возможности исправления утоненной лопатки методом опиловки (уменьшения) хорды лопатки. В противном случае лопатка подлежит замене.

Расстояние от контрольного сечения до входной кромки $А_2$ назначают, исходя из минимально возможного значения хорды $А_1$. Лопатки, имеющие аналогичный дефект на высоте более 40 мм от хвостовика, опиливают. Затем анализируют результаты замеров выходных кромок в соответствии с изложенными требованиями и намечают окончательно тело лопатки к заливке или замене. При необходимости выступающую часть замковых

вставок и стопорных винтов запиливают заподлицо с поверхностью ротора. Запиленные места зашлифовывают шкуркой.

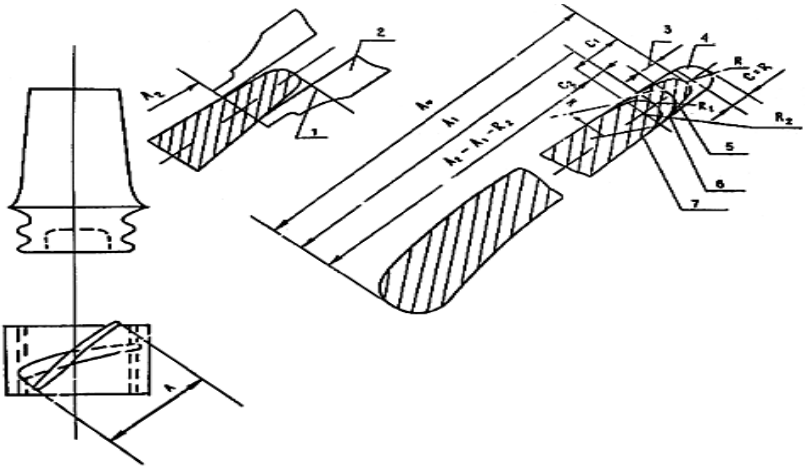


Рис. 4.1. Геометрические формы и размеры лопатки:
1 – риска; 2 – губки штангенциркуля; 3 – припуск на обработку;
4 – профиль неизношенной лопатки; 5 – фактический профиль;
6 – возможный профиль после опиловки; 7 – предельно допустимый ремонтный профиль

Перед заменой лопаток на каждой новой из них проверяют наличие клейма ОТК, снимают консервацию, проверяют на отсутствие дефектов. В разлопаченный паз на бочке ротора заводят три–четыре не дефектные лопатки с разлопаченной ступени и замеряют их высоту пера по входной кромке. Определяют среднее арифметическое значение. Лопатки снимают и повторяют операцию для новых лопаток. При больших отклонениях по высотам необходимо замерять высоту каждой лопатки и отмечать ее размер на выпуклой поверхности. Выступающую часть полки лопаток проверяют и при необходимости запиливают заподлицо с наружной поверхности бочки ротора. Допустимое выступание – не более 0,1 мм. На верхней части пера каждой подобранной лопатки штангенциркулем размечают риску для опиловки по ней припуска по высоте. После снятия при-

пуска производят снятие заусенцев и притупление острых кромок. При опиловке необходимо взвешивать опиливаемую лопатку, обеспечивая разницу в массе старой и новой лопатки не более 2 г.

Широкое применение при развеске лопаток получили компьютерные программы, которые позволяют с максимальной эффективностью определить место каждой новой лопатки на роторе.

После подготовки замковых вставок и контроля геометрических размеров паза под лопатку приступают к облопачиванию ротора. При производстве работ по облопачиванию ротора особое внимание уделяют требованиям по пятну контакта. Площадь требуемого контакта не менее 70 %. Подогнанные лопатки после установки на ротор расклинивают. На соседние с замком лопатки устанавливают щитки из отрезанного резинового шланга для предохранения их от повреждений при толкании, затем производят установку стопорных винтов. Каждый винт закернивают в трех точках. Производят снятие вибрационных характеристик и динамическую балансировку.

4.7. Балансировка и балансировочные станки

Балансировка – процесс нахождения величины и месторасположения неуравновешенности и установка уравновешивающих грузов, устраняющих динамические нагрузки на подшипники и изгибающие моменты на роторе при рабочих оборотах. Неуравновешенность обычно распределяется произвольным образом по длине ротора и при балансировке устраняется грузами, устанавливаемыми в штатные балансировочные пазы.

Различают два вида небаланса: статический, устраняемый двумя равными по величине и направленными в одну сторону грузами; динамический, устраняемый двумя равными, но противоположно направленными грузами. Статический небаланс можно выявить как при вращении ротора, так и при перекатывании на призмах, динамический - только при вращении.

Балансировку на станках проводят в следующих случаях:

- агрегат имеет повышенную вибрацию при выводе в ремонт;
- после полного или частичного перелопачивания ротора;

- при торцевом биении дисков;
- при обнаружении следов задеваний;
- после шлифовки шеек.

Эффективность балансировки на станках зависит от степени жесткости ротора, т.е. возникновения на рабочих оборотах динамического прогиба, а значит, появления дополнительного небаланса, чувствительности станка к небалансу ротора, эллипсности шеек, которая не должна превышать 0,03 мм. При больших значениях при вращении в подшипниках станка возникает биение ротора, что приводит к невозможности проведения балансировки.

Широкое распространение получили низкооборотные станки с маятниковой подвеской двух типов: "резонансные", на которых неуравновешенность находят путем измерения колебания подшипников на оборотах резонанса с помощью индикатора, и "зарезонансные", на которых неуравновешенность находят путем измерения колебаний подшипников на зарезонансных оборотах с помощью виброаппаратуры.

Станок "резонансного" типа состоит (рис. 4.2) из двух стоек *1*, к которым с помощью плоских пружин *2* подвешиваются люльки 4. Фиксация люлек осуществляется винтом *3*. На люльках устанавливаются подшипники, закрепляемыми винтами. На одной из стоек устанавливается упор с упорными колодками, препятствующими осевому перемещению ротора. Смазка подшипников проводится самотеком из масляных бачков. Для сбора масла служат поддоны. Разгон ротора *5* проводится электродвигателем постоянного тока *6*. Соединение вала электродвигателя с балансируемым ротором осуществляется с помощью пальчиковой полумуфты *7*. Отжимные болты *8* служат для выставления ротора в горизонтальном положении и его прицентровки к электродвигателю. Рабочая длина пружины, которая определяет величину резонансных оборотов, регулируется и устанавливается с помощью зажимных пластин.

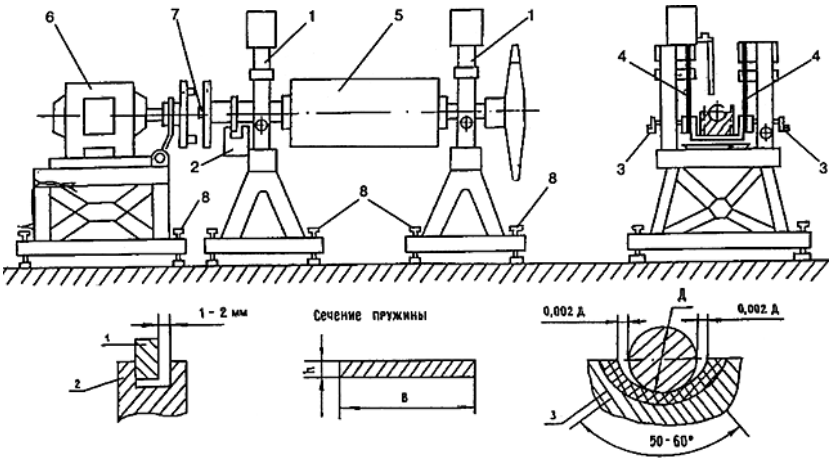


Рис. 4.2. Станок "резонансного" цикла

Правильность установки резонансных оборотов проверяют следующим образом: устанавливают индикаторы для замера колебаний подшипников, включают смазку подшипников после разгона ротора до частот вращения 200–220 об/мин, отключают муфту, винтами освобождают один из подшипников и на выбеге ротора с помощью тахометра и индикатора фиксируют обороты, на которых амплитуда колебания подшипника достигает максимального значения. Если резонансные обороты окажутся меньше 150 об/мин, то зажимные пластины необходимо опустить, если резонансные обороты окажутся выше 160 об/мин, то зажимные пластины необходимо поднять. Аналогичные действия проводят с пружинами другого подшипника. Подготовка стенки считается законченной, если показания индикатора для каждого подшипника останутся стабильными после трех замеров.

Балансировку ротора начинают со стороны, имеющей наибольшую амплитуду колебаний. Другой подшипник остается закрепленным. Балансировка на станке основана на двух предпосылках: колебания подшипников вызываются действием только центробежных сил небаланса и амплитуда колебаний подшипников пропорциональна небалансу.

Наиболее простой, но в тоже время и наиболее длительный, способ определения расположения небаланса основан на изме-

рении амплитуды колебаний подшипников при последовательной перестановке пробного груза через равные отрезки окружности. При этом окажется, что в какой-то точке установки пробного груза амплитуда колебаний будет иметь максимальное значение и в противоположной – минимальное.

Более рациональным является метод двух пусков. При использовании этого способа необходимо:

- определить массу пробного груза по формуле $P_{\text{пр}} = 2R0{,}15A_oG$, где A_o – начальная амплитуда колебаний подшипника на резонансных оборотах; G – масса ротора; R – радиус установки грузов;

- установить пробный груз в произвольную позицию и зафиксировать амплитуду колебаний A_1;

- передвинуть пробный груз относительно позиции по направлению вращения на 90° и записать амплитуду A_2.

В станках "зарезонансного" типа частота вращения балансируемого ротора в несколько раз превышает собственную частоту колебаний подвесок. Наиболее распространенным станком из отечественных является станок типа 9719, оснащенный тремя муфтами, используемыми в зависимости от массы роторов.

Принцип работы станка состоит в следующем: неуравновешенные силы при вращении ротора вызывают колебания опор в горизонтальной плоскости; колебания каждой опоры передаются через проволочные тяги катушкам индукционных датчиков, в которых возникают электродвижущие силы, пропорциональные амплитуде колебания опор и скорости вращения.

Массу и место небаланса определяют последовательно для каждой стороны без прекращения вращения ротора. Массу небаланса определяют с помощью ваттметрического измерителя типа Д-132 и отсчитывают по шкале прибора, а угловое положение небаланса – с помощью ваттметрического измерителя ГБС-8 по лимбу, закрепленному на передней части шпинделя.

Все более широкое применение получают портативные приборы виброконтроля с встроенной программой балансировки типа "Диамех" Аи-18, применяя которые можно вести балансировку в собственных подшипниках. Однако их программа

коррекции небаланса построена на принципах, о которых говорилось выше.

4.8. Закрытие агрегата после ремонта и его опробование

Все работы по ремонту агрегата производятся только по технологии, разработанной заводом-изготовителем ГПА. Конструктивные изменения основного оборудования, изменение технологических и принципиальных схем агрегата во время ремонта могут производиться по согласованию с заводом-изготовителем.

В процессе ремонта ГПА, начальник КС или инженер по ремонту производят приемку из ремонта отдельных отремонтированных узлов вспомогательных механизмов с оформлением соответствующих актов и формуляров.

Перед сборкой ГПА рабочие поверхности деталей, воздушные и масляные каналы должны быть очищены, промыты и продуты сжатым воздухом, трущиеся поверхности притерты и смазаны маслом, используемым в маслосистеме ГПА. Узлы необходимо собирать согласно маркировке с установкой только отремонтированных деталей. Для предохранения резьбы крепежа турбины от пригорания можно использовать специальные составы на основе порошка дисульфид молибдена или серебристого графита. Перед нанесением состава резьбовая поверхность должна быть очищена и обезжирена бензином или ацетоном. Состав необходимо наносить мягкой льняной тряпкой до получения ровного тонкого слоя. Для предохранения вкладышей от ржавчины и обойм лабиринтовых уплотнений от пригорания их контактируемые поверхности рекомендуется натирать сухим графитом.

При сборке резьбовых соединений для обеспечения прилегаемости стыков и сохранения целостности резьбы необходимо выполнять следующие правила:

- использовать крепеж только с исправной резьбой;
- в целях избежания пригорания не применять смазку резьбы маслом или составом, разведенным на олифе;
- не допускать люфта резьбовых соединений;

- затяжку производить последовательным обходом диаметрально противоположных болтов и шпилек;

- крутящий момент, приложенный при затяжке к болту или шпильке, должен вызывать в них напряжение не более (0,5–0,6)$g_т$, где $g_т$ – предел текучести;

- торцы гаек должны быть перпендикулярны резьбе и параллельны фланцам;

- шпильки должны заворачиваться до упора торцевой части и не до конца резьбовой части, если резьбовая вворачиваемая часть шпильки окажется короче глубины резьбовой части фланца, необходимо в отверстие положить круглую шайбу;

- при сборке фланцев трубопроводов необходимо обеспечить их соосность и параллельность, причем площадь прилегания торцевых поверхностей по краске не должна быть не менее 70%;

- для обеспечения герметичности разъемов необходимо применять уплотняющие составы и материалы.

Начинать и заканчивать работу по сборке узлов должен один исполнитель. Объем контрольных измерений зазоров и натягов при сборе должен соответствовать объему измерений при разборке.

Сборку турбины и компрессора необходимо выполнять в такой последовательности:

- установить нижние половины обойм лабиринтовых уплотнений, вкладышей;

- плавающие кольца главного масляного насоса и импеллера, обоймы масляных уплотнений;

- уложить роторы согласно карте технологического процесса, соблюдая при этом все размерные цепи;

- установить нижние половины колец с рабочими и установочными колодками;

- установить верхние половины вкладышей и кольца с колодками упорного подшипника;

- поставить установочные штифты и обтянуть крепеж;

- установить в крышке подшипников верхние обоймы масляных уплотнений и закрыть подшипники крышками;

- установить верхние половины обойм лабиринтных уплотнений, поставить установочные штифты, обтянуть крепеж;

- перед закрытием турбины и компрессора для проверки отсутствия задеваний провернуть ротор;

- после нанесения мастики закрыть крышки корпусов;

- по направляющим стойкам опустить крышку, оставляя 3-5 мм до нижнего разъема, установить контрольные штифты.

При сборке нагнетателя следует обратить особое внимание на установку торцевых уплотнений и подшипников, проверку осевого разбега ротора.

Вывод агрегата из ремонта и приемка его в эксплуатацию производит комиссия в полном соответствии с положением о планово-предупредительном ремонте ГПА. Перед пуском агрегата в работу проверяется вся ремонтная документация: данные ремонтных формуляров, наличие актов на закрытие агрегата и его узлов, на осмотр и очистку воздушного и газового трактов, на опрессовку системы регулирования и маслоснабжения ГПА, а также системы уплотнения центробежного нагнетателя. Проверяются установочные величины системы регулирования и защит, проводится контрольный анализ масла.

Перед пуском агрегата в работу необходимо провести:

- осмотр воздухозаборной камеры с целью проверки отсутствия в ней посторонних предметов;

- проверку положений запорной арматуры, подвергшейся открытию или закрытию во время ремонта, а также заполнение гидросистем кранов гидравлической жидкостью;

- проверку действия и включение всех контрольно-измерительных приборов, систем автоматики, аварийной и предупредительной сигнализации с оформлением протокола проверки;

- проверку пусковых, резервных, аварийных и уплотнительных насосов, а также устройств их автоматического включения и соответствия давления масла в системе величинам, указанным в инструкции завода-изготовителя;

- проверку работы регулятора перепада давления "масло-газ" совместно с проверкой кранов "гитары" и заполнением контура нагнетателя;

- осмотр системы маслоснабжения агрегата.

Особый контроль при пуске ГПА после его ремонта уделяется:

- системе маслоснабжения агрегата;
- узлам системы регулирования и их взаимодействию;
- механическим задеваниям в узлах и проточных частях ГПА;
- уровню вибрации узлов агрегата;
- тепловому расширению корпусов ГПА;
- работе подшипников;
- наличию утечек воздуха, продуктов сгорания и масла.

После обкатки ГПА при отсутствии дефектов и соответствии его параметров техническим условиям завода-изготовителя производится приемка агрегата в эксплуатацию. Качество проведенного ремонта ГПА оценивают по таким критериям, как приведенная мощность ГПА, коэффициент полезного действия, вибрационное состояние агрегата. Одновременно на отремонтированном ГПА должны быть устранены все имевшиеся до ремонта дефекты.

После приемки агрегат проверяется в работе непрерывно под нагрузкой в течение 72 ч, после чего дается предварительная оценка качества проведенного ремонта. Если в процессе этой работы обнаруживаются какие-либо дефекты, ремонт считается незаконченным. Дефекты устраняются, после чего ГПА вновь проверяется в работе под нагрузкой в течение 24 ч.

В течение месяца работы под нагрузкой, после приемки агрегата из ремонта должны быть проведены эксплуатационные испытания ГПА, в результате которых необходимо определить его основные входные показатели (мощность, КПД), сравнить их с соответствующими показателями агрегата до проведения ремонта и на основании этого сделать оценку качества проведенного ремонта.

Пример 4.1. До ремонта центробежный нагнетатель работал при следующих рабочих параметрах: давление на входе в нагнетатель P_1 = 5,1 МПа, температура газа на входе t_1 = 20 °С; давление на выходе P_2 = 6,2 МПа, температура на выходе t_2 = 37,2 °С. После проведения ремонта нагнетатель начал работать на режиме: давление на входе 5,0 МПа, температура 18 °С; давление на выходе 6,0 МПа, температура 33,5 °С. Определить как

изменился внутренний относительный КПД центробежного нагнетателя в результате его ремонта.

Решение. Внутренний относительный КПД нагнетателя определяется как отношение удельной обратимой работы сжатия в политропическом процессе к удельной работе сжатия в реальном процессе. Для наглядности рассмотрим обратимый политропический процесс как обратимый адиабатический процесс (рис. 8.3).

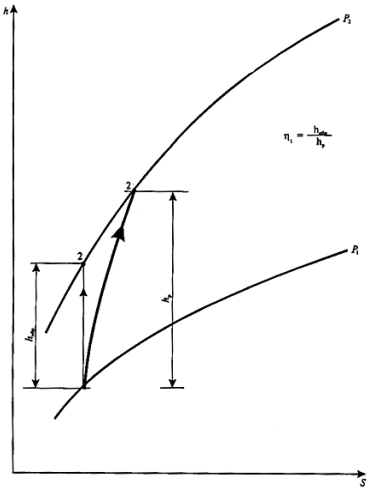


Рис. 4.3. К определению относительного КПД нагнетателя:

$h_{\text{обр}}$ – удельная работа сжатия в обратимом адиабатическом процессе;

$h_{\text{р}}$ – удельная работа сжатия в реальном процессе

Удельная реальная работа сжатия газа в нагнетателе определяется по следующему соотношению:

$$\Delta h = C_{pm}(t_2 - t_1) - (C_p Д_h)(P_2 - P_1), \qquad (4.1)$$

где t_1 и t_2 – соответственно реальная температура газа на входе в нагнетатель (t_1) и на выходе из нагнетателя (t_2); P_1 и P_2 – давление газа на входе (P_1) и выходе (P_2) нагнетателя;

$C_p Д_h$ – комплекс, определяемый как произведение теплоемкости на коэффициент Джоуля-Томсона в интервале давлений $P_1 - P_2$.

Численное значение теплоемкости C_{pm} можно определить с помощью данных рис. 1.2.

Численное значение величины $C_p Д_h$ для метана в зависимости от давления и температуры можно определить с помощью данных рис. 1.4.

Для природных газов с содержанием метана в диапазоне 90–100 % комплекс $C_p Д_h$ можно определить по следующему эмпирическому уравнению:

$$C_p Д_h = (C_p Д_h)_{\text{мет}} (1{,}37 - 0{,}37 r_{\text{мет}}), \qquad (4.2)$$

где $(C_p Д_h)_{\text{мет}}$ – комплекс для чистого метана; $r_{\text{мет}}$ – мольное содержание метана в газе, в долях единицы.

Реальная удельная работа сжатия будет

$$h_p = 2{,}52(37{,}2 - 20) - 11{,}4(6{,}2 - 5{,}1) = 30{,}8 \text{ кДж/кг}.$$

В обратимом адиабатическом процессе сжатия, конечная температура процесса сжатия (T_2) находится по уравнению адиабаты (показатель адиабаты, $k = 1{,}32$:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{(k-1)/k} = 293{,}2 \cdot \left(\frac{6{,}2}{5{,}1}\right)^{0{,}251} = 307{,}9 \text{ К, или } t_2 = 43{,}7 \text{ °С}.$$

Удельная работа в обратимом адиабатическом процессе сжатия будет

$$\Delta h_{\text{обр}} = 2{,}51(34{,}7 - 20) - 11{,}4(6{,}2 - 5{,}1) = 24{,}4 \text{ кДж/кг}.$$

Следовательно, относительный КПД центробежного нагнетателя до ремонта был

$$\eta_{ад} = \frac{\Delta h_{обр}}{\Delta h_{р}} = \frac{24,4}{30,8} = 0,792.$$

Проводя аналогичные расчеты по параметрам нагнетателя, полученных после проведения ремонта, установим следующее.

Реальная удельная работа сжатия при исходных параметрах по нагнетателю, полученных после ремонта, составит

$$\Delta h_{р} = 2,52(33,5–18) – 10,5(6,0 – 5,0) = 28,56 \text{ кДж/кг}.$$

Конечная температура процесса сжатия в обратимом адиабатическом процессе

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{6,0}{5,0}\right)^{0,25} = 304,8 \text{ К, или } t_2 = 31,6 \text{ °С}.$$

Удельная работа в обратимом адиабатическом процессе сжатия

$$\Delta h_{обр} = 2,25(31,6\text{-}18) - 10,5(6,0\text{-}5,0) = 23,77 \text{ кДж/кг}.$$

Относительный адиабатический КПД центробежного нагнетателя после проведенного ремонта составит

$$\eta_{ад} = \frac{23,77}{28,56} = 0,83 .$$

Сравнительно с данными до ремонта, относительный КПД центробежного нагнетателя вырос на 4,8 % по абсолютной величине. Одновременно можно утверждать, что и КПД ГПА в целом вырос примерно на такую же величину.

5. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1. Общие положения

Природный газ - экологически чистое топливо, позволяющее при современном технологическом и техническом уровне радикально сократить загрязнение атмосферы кислотными газами. Известно, что при одном и том же производстве энергии выбросы углекислоты (одного из самых активных парниковых газов) при сжигании природного газа примерно на 25–30 % ниже чем, при сжигании мазута, и на 40–50 % ниже, чем при сжигании угля.

Очевидно, что широкое использование природного газа в народном хозяйстве оказывает решающее влияние на стабилизацию эмиссии парниковых газов, способствует предотвращению глобального изменения климата, экологических и социальных потрясений.

Это явилось одной из причин, по которым эволюция потребления природного газа в последнее десятилетие стала одной из важнейших слагаемых развития мировой энергетики. В большинстве промышленно развитых стран развитие газовой промышленности является необходимой составляющей общей закономерности развития системы энергосбережения.

За последние двадцать лет мировое потребление природного газа увеличилось на 65%, его доля составила 21% в энергобалансе мира. По прогнозам ведущих экспертов к середине XXI века эта величина достигнет 30%, значительно потеснив нефть.

Выполнение экологической программы отрасли не осуществимо без внедрения производственного экологического мониторинга (ПЭМ) за состоянием воздушного бассейна, водной среды, почв и недр. Основополагающая задача ПЭМ – это система запланированных повторяющихся наблюдений, обеспечивающих оценку состояния и прогнозирования изменений природных сред в целях эффективного влияния на эти изменения.

Одним из основных объектов газотранспортной системы являются компрессорные станции. Именно здесь сосредоточено наибольшее количество энергоемкого оборудования, предназна-

ченного для обеспечения технологического процесса транспорта газа, функционируют разветвленные системы технологических коммуникаций, задействовано большое количество обслуживающего персонала. Для решения текущих и перспективных вопросов, связанных с охраной окружающей природной среды, и выполнения контрольно-измерительных мероприятий на компрессорных станциях созданы специальные экологические службы. Эти службы в своей работе руководствуются:

- Законами Республики Казахстан: "Об охране окружающей природной среды", "О недрах";
- водным кодексом;
- государственными программами;
- международными конвенциями;
- руководящими документами транспортной организации.

Основной задачей экологических служб является контроль воздействия работы КС на окружающую среду.

Этот контроль осуществляется с помощью химических и метрологических лабораторий и разного рода производственных служб.

Кроме того, привлекаются специализированные организации, осуществляющие следующие замеры выбросов продуктов сгорания, природного газа, сбросы в открытые водоемы и др.

При этом, как правило, осуществляются:

- взаимодействие с органами государственного и местного экологического и санитарного контроля по организации работ;
- своевременный сбор и передача статистических данных, составление отчетов;
- разработка и организация выполнения экологических мероприятий как отраслевых, так и рекомендованных контролирующими организациями, направленных на уменьшение вредного воздействия на окружающую среду;
- своевременная организация разработки нормативных документов, регламентирующих нормы воздействия предприятия на окружающую среду;
- проведение экспертиз проектов реконструируемых и вновь строящихся объектов.

Эксплуатация оборудования и технологических систем компрессорных станций связана, как известно, с воздействием на окружающую среду. К таким воздействиям следует отнести:

1. Выбросы вредных веществ в атмосферу.
2. Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты.
3. Токсичные отходы.
4. Воздействие на почву и недра.
5. Шум и другие.

5.2. Выбросы вредных веществ в атмосферу

Выбросы вредных веществ на компрессорных станциях (КС) можно разделить на две основные группы:

- выбросы (эмиссия) природного газа;
- выбросы продуктов сгорания (выхлопных газов).

Распределение общей величины выбросов природного газа при его транспорте можно представить в виде следующих соотношений:

1. Общая величина выбросов природного газа на КС – 100 %
2. При пусках и остановках ГПА (турбодетандер, контур нагнетателя) – 73 %
3. Утечки (фугитивные выбросы) – 17 %
- уплотнения запорной арматуры по штоку – 1,86 %
- фланцевые и резьбовые соединения – 0,47 %
- предохранительные клапаны – 2,9 %
- уплотнения затвора свечной запорной арматуры – 7,67 %
- уплотнения компрессоров – 2,81 %
- другое технологическое оборудование – 1,29 %
4. Ремонтные работы, аварийные ситуации и др. – 6 %
5. Воздействие на почву и недра -
6. Шум -

Основные виды и источники эмиссии метана (как основного компонента природного газа) на КС могут быть сгруппированы по следующим категориям:

а) Плановая (проектная) эмиссия, то есть выбросы газа в атмосферу, связанные с повседневной, технологически необходимой эксплуатацией оборудования, сопутствующие стандарт-

ным условиям эксплуатации технологических установок. Например, это выбросы из предохранительных клапанов, срабатывающих при определенном давлении, турбодетандеров, дегазаторов и другого подобного технологического оборудования газотранспортной системы. Плановыми (проектными) они называются потому, что величины утечек такого рода определяются на основе технических параметров оборудования и могут быть проверены с помощью селективных (выборочных) измерений или расчетов.

Основная величина выбросов, связанных с проведением технологических операций на КС, приходится на операции, выполняемые при пусках и остановах ГПА. Среднее значение этих выбросов характеризуется данными табл.5.1.

Таблица 5.1

Расход газа по составляющим операции пуска-останова ГПА

№ п/п	Наименование	Среднее значение расхода газа	
		$м^3_{нм}$	%
1	Расход газа на пуск-останов	5264,3	100,0%
2	Расход газа на работу турбодетандера	4100	77,9%
3	Расход газа на продувку контура нагнетателя	61	1,2%
4	Объем газа, сбрасываемого из контура нагнетателя	1053	20,0%
5	Расход импульсного газа в режиме пуска, останова	50	0,9%

Как видно из данных табл.5.1, наибольшие потери газа имеют место при работе турбодетандера и при стравливании газа из контура нагнетателя. Эти объемы составляют примерно 95-97% всех потерь газа при проведении технологических операций.

б) Эмиссия при эксплуатации и ремонтных работах на объектах газотранспортной системы, связанная с периодически

проводимыми мероприятиями по поддержанию работоспособности этих объектов.

Относительно большие выбросы газа при эксплуатации технологического оборудования компрессорных станций занимают пылеуловители. Годовые потери на продувку пылеуловителей на некоторых КС достигают 10 млн.нм^3.

К основным факторам, определяющим объем потерь газа при продувках пылеуловителей, относятся:

- технологическая схема продувки пылеуловителей (открытая, закрытая);
- вид продувки (ручная, автоматическая);
- рабочее давление газа в пылеуловителях;
- частота и продолжительность продувок.

Теоретически расчет потерь газа (нм^3) при продувках рекомендуется определять по следующей эмпирической формуле:

$$q_{\text{п}} = \Gamma_{\text{ф}} \cdot V_{\text{к}}^{\text{ст}} + 3{,}2 \cdot N \cdot n\,, \qquad (5.1)$$

где $\Gamma_{\text{ф}}$ - газовый фактор сырого конденсата, нм^3/м^3; $V_{\text{к}}^{\text{ст}}$ - общее количество стабильного конденсата, собранного при продувках пылеуловителей, м^3; n - число пылеуловителей; N - количество продувок одного аппарата за рассматриваемый период.

Наибольшие потери газа имеют место при осуществлении ручной продувки в открытую емкость, что приводит не только к потерям растворенного в конденсате газа, но и к прямым потерям самого природного газа. Применение автоматической продувки в закрытую емкость позволяет ограничиваться только потерями газа дегазации конденсата, однако само качество продувок ухудшается из-за снижения перепада давлений на дренажной линии.

Частота продувок зависит от кондиционности транспортируемого газа и имеет широкий диапазон: от 1 раза в неделю до 8 раз в сутки. Количество газа, выбрасываемого при продувках

пылеуловителей, можно уменьшить, если применять автоматические закрытые системы.

в) Фугитивные (диффузионные) выбросы, то есть постоянные и непреднамеренные утечки природного газа через неплотности оборудования. Величина эмиссии данного типа может быть определена путем проведения непосредственных измерений. Попытки оценить их расчетным путем связаны с большими погрешностями в вычислениях.

Фугитивные выбросы характеризуются устойчивыми и непрерывными утечками газа в атмосферу через разного рода неплотности арматуры КС и отверстия (свищи) в стенках трубы или оборудовании КС. Хотя большинство фугитивных утечек на элементах газопровода - это маленькие точки эмиссии, однако большое количество таких источников в итоге приводит к значительным суммарным потерям природного газа.

Появление фугитивных утечек природного газа связано с наличием неплотностей:

- в сальниковых и других уплотнениях запорной арматуры;
- в стыковых соединениях (фланцы, резьбовые соединения);
- на участках, пораженных коррозией;
- в местах со скрытым браком и других механических повреждений.

На нагнетателях есть несколько кранов, которые могут быть источником крупных потерь газа. Источниками фугитивных выбросов газа могут быть различные шаровые краны и задвижки, которые направляют и регулируют газовый поток при его прохождении через узлы компрессорной станции; возможны утечки газа на предохранительных клапанах нагнетателей, пылеуловителей и аппаратов воздушного охлаждения. Кроме того, утечки могут происходить по многочисленным фланцам, небольшим сварным и резьбовым соединениям труб, которые есть на всех узлах станции. Все эти узлы, как правило, необходимо осматривать при проведении обследования компрессорной станции не только визуальными методами, но и портативными газоанализаторами метана в атмосферном воздухе.

Работы по устранению и сокращению величины фугитивных потерь газа наиболее выгодно выполнять после вычисления

доли утечки для каждого вида оборудования КС, что позволяет определить, где и какие мероприятия следует провести в первую очередь, чтобы оптимально снизить потери природного газа при его транспорте.

г) Аварийные выбросы, то есть потери природного газа при аварийных разрывах и других нарушениях герметичности оборудования КС. Величина этих потерь оценивается на основе статических данных по каждому индивидуальному случаю в отдельности.

Работа газопроводных систем иногда сопровождается непредвиденными аварийными выбросами газа при полном или частичном разрыве газопроводов и разгерметизации оборудования КС. Под аварией понимается повреждение системы, приводящее к частичной разгерметизации или полному разрыву с выбросом под большим давлением вредных веществ в атмосферу в количествах, которые могут вызвать массовое поражение людей и окружающей среды. В среднем за год при авариях выбрасывается более 200 млн.м^3 природного газа.

Практика эксплуатации магистральных газопроводов показывает, что наибольшее число нарушений их герметичности связано с коррозионным разрушением материала трубы под воздействием окружающей среды. Второе место занимают аварии из-за разрушения сварных швов, в связи с их некачественным выполнением при монтаже, третье - из-за механических повреждений газопроводов (табл. 5.2).

Таблица 5.2

Основные причины аварий на магистральных газопроводах

Причина	Доля общего количества аварий, %
Подземная коррозия металла труб	39,78
Брак строительно-монтажных работ	19,77
Механические повреждения газопроводов	14,13
Дефекты труб, соединительных деталей	13,65
Нарушения правил эксплуатации	9,03

Для снижения эмиссии метана в атмосферу проводят различные мероприятия. В их числе:

- разработка новых технологий работы оборудования;
- использование сжатого воздуха для запуска ГПА или электрозапуска;
- применение безпродувочных технологий;
- поддержание запорной арматуры в герметичном состоянии;
- соблюдение технологической дисциплины;
- другие конструкторско-технологические решения.

При этом особое внимание необходимо уделять эмиссии фугитивного типа, поскольку именно тут находятся основные резервы снижения эмиссии метана. Для этого необходимо регулярно проводить контрольный поиск, замер величины и устранение утечек природного газа через неплотности различного оборудования КС.

Выбросы в составе выхлопных газов

Кроме выбросов природного газа (метана), на КС присутствуют еще и выбросы вредных веществ, образующихся в результате сгорания топлива на ГПА и котельных. К их числу относятся:

- продукты сгорания - азот, водяные пары, углекислый газ;
- окислы азота;
- двуокись углерода;
- окислы серы;
- углеводороды (в том числе не полностью сгоревший метан);
- сажа.

При сжигании сероводородсодержащих газов (Оренбургское, Астраханское месторождения) в атмосферу выбрасывается также серный и сернистый ангидриды, несгоревший сероводород. Количество выбросов вредных веществ зависит и от типа газоперекачивающих агрегатов (табл. 5.3).

В зависимости от природно-климатических условий региона... количества ГПА на КС вредное влияние выбросов распространяется на расстояние от 1 до 6 км.

Наиболее вредное воздействие на окружающую среду оказывают соединения серы, окись углерода, окислы азота.

Таблица 5.3

Величина номинальных выбросов вредных веществ для различных типов ГПА

Тип ГТУ	NO_x номинальное, г/м^3	CO номинальное, г/м^3
ГТ-700-5	15,00	3,40
ГТК-5	15,00	3,40
ГТ-750-6	23,40	4,0
ГТ-6-750	4,77	7,15
ГТН-6	4,53	6,80
ГПА-ц-6,3	3,87	8,30
ГПА-ц-8	5,03	6,86
ГПА-ц-16	4,44	17,70
ГТК-10	21,90	2,90
ГТНР-10	12,10	2,01
ГПУ-10	3,97	1,70
ГТН-16	7,00	7,79
ГПУ-16	4,60	2,30
ГТН-25	4,58	13,40
ГТН-10И	6,45	1,61
ГТН-25И	4,90	1,02
Центавр	5,41	2,00

В качестве основных путей снижения величины выбросов вредных веществ в составе выхлопных газов являются конструкторские и технологические.

К конструкторским следует в первую очередь отнести:

- модернизацию устаревшего оборудования, в основном, камер сгорания;
- использование горелок, обеспечивающих более полное сгорание топлива;
- использование фильтров;
- разработка катализаторов.

К технологическим направлениям относят:

- оптимизацию процесса горения;
- оптимизацию режимов работы ГПА и др.

На практике преимущественно используются конструкторские методы, направленные, в основном, на оптимизацию процесса горения путем изменения и модернизации камер сгорания.

Основным документом, регламентирующим и нормирующим величину вредных выбросов, является проект ПДВ (предельно допустимые выбросы). Под ПДВ понимается масса вещества, максимально допустимая к выбросу (г/с, т/год). ПДВ устанавливается с учетом и на базе предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ. Проекты ПДВ разрабатываются специализированными проектными организациями, имеющими соответствующую лицензию, и утверждаются местными органами экологии с выдачей разрешения на выброс.

Для каждого вещества, загрязняющего атмосферный воздух, установлены определенные ПДК в двух значениях - разовая и среднесуточная ПДК. Разовая ПДК устанавливается для предупреждения рефлекторных реакций у человека при кратковременном воздействии атмосферного загрязнения (до 20 мин), а среднесуточная - с целью предупреждения их общетоксического, мутагенного и другого влияний.

В соответствии с графиком, утверждаемым при выдаче разрешения на выброс, но не реже чем раз в год, службы экологического контроля обязаны законтролировать соответствие химического состава выхлопных газов величинам, указанным в проекте ПДВ. При превышении норм, указанных в ПДВ, на предприятие налагаются штрафные санкции в соответствии с действующим законодательством.

5.3. Сбросы загрязняющих веществ в водоемы

На КС службы химического и экологического контроля осуществляют две основные задачи, связанные с водой: водоподготовка и водоотведение.

Под понятием водоподготовка понимается совокупность мер и средств, направленных на получение воды нужного качества. Качество воды, подаваемой на нужды КС, должно соответствовать требованиям «Санитарно-эпидемиологические правила и нормы "Санитарно-эпидемиологические требования к каче-

ству водыцентрализованных систем питьевого водоснабжения" №3.02.002-04 и др.

Безвредность химического состава воды характеризуется токсикологическими показателями ее качества, определяемыми наличием в воде веществ, имеющихся обычно в природных водах, а также появляющихся в результате загрязнения водоема. Требования к основным показателям химического состава воды приведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Основные показатели химического состава вод хозяйственно-питьевого и производственного назначения

Показатель, мг/л	Норматив (не более)
Водородный показатель pH	6,0...9,0
Железо Fe	0,3
Сульфаты SO_4^{2-}	500,0
Жесткость общая	7,0
Сухой остаток	1000,0
Хлориды CL	350,0
Марганец Mn	0,1
Нитраты NO^{3-}	45,0
Озон O_3	0,1 + 0,3

Используемая на компрессорных станциях вода по назначению подразделяется на хозяйственно-бытовую и производственную. Хозяйственно-бытовое потребление воды:

- бытовые нужды обслуживающего персонала;
- мытье автомобильного транспорта, производственных помещений и территорий;
- полив зеленых насаждений.

Производственное потребление воды:

- в качестве рабочего тела в котельных КС;
- в системах пожаротушения;
- в системах теплообменников и охладителях;
- для опрессовки технологического оборудования КС и магистральных трубопроводах.

Для водоснабжения КС используют поверхностные и (или) подземные источники. В зависимости от типа источника водоснабжения (поверхностный или подземный) проектируется вид подготовки воды, используемый для хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения.

При использовании подземных вод предусматривается освобождение их:

- от соединений железа;
- от соединений марганца;
- от соединений других элементов;
- от антропогенного загрязнения.

В настоящее время для обезжелезивания используется простая аэрация (иногда с подщелачиванием) с последующей фильтрацией через кварцевые фильтры. На действующих КС применяются обезжелезивающие установки типа "Диферрит" и установки подготовки питьевой воды типа "Струя" (разработка НИИ КВОВ г.Москва) и др. Возможно применение методов электрообработки для удаления железа из подземных вод с последующим сорбированием получающейся взвеси. Наиболее распространенный сорбент-активированный уголь (могут применяться диатомиты, глины и цеолиты).

Кроме веществ природного происхождения, в последнее время в подземных водах встречаются антропогенные загрязнения, проникающие в результате фильтрации с поверхности или через неисправные обсадные трубы при закачке сточных вод (нефтепродукты, аммиак и др.). Единственный способ предотвращения этого загрязнения - осуществлять тщательный контроль за работой поглощающих скважин.

При использовании поверхностных вод предусматривается освобождение их:

- от взвешенных частиц;
- от нитратов и нитритов;
- от СПАВ (специальных поверхностно-активных веществ);
- от соединений различных металлов (при необходимости);
- от различных органических веществ;
- от болезнетворных бактерий и организмов.

Подготовка поверхностных вод предусматривает в основном их осветление и отстаивание (удаление взвешенных частиц), хлорирование или озонирование (обеззараживание). Много проблем связано с хлорированием воды, так как при ее хлорировании органические вещества, как правило, присутствующие в поверхностных водах, превращаются в хлорорганические соединения, еще более токсичные, чем исходные вещества. Озонирование лишено этих недостатков, однако это обходится в несколько раз дороже хлорирования, что резко повышает стоимость подготовки воды.

В настоящее время на газотранспортных предприятиях эксплуатируются установки ХВО (химическая водоочистка) на базе сульфоугля и смолы КУ-2 и др.

Качество воды, подаваемой на производственные нужды, должно соответствовать следующим основным технологическим требованиям: иметь малую карбонатную жесткость и предельно малую концентрацию ионов железа и сероводорода (0,1 мг/л и 0,5 мг/л, соответственно).

Более строгие требования предъявляются к воде, используемой в паровых котлах. Природная вода для этой цели, как правило, непригодна и поэтому ее обязательно подвергают специальной обработке с целью получить:

- предельно малые значения общей жесткости (до 0,010 мг-экв/л);
- предельно малые значения растворенного кислорода (до 0,03 мг/л);
- минимальное содержание масла (до 0,5 мг/л);
- минимальное солесодержание;
- отсутствие взвешенных веществ и соединений кремния.

Все эти показатели зависят от параметров воды и получаемого пара, а также конструкции котлов.

Контроль за водопотреблением на КС осуществляет химическая лаборатория и служба ЭВС.

Водоотведение включает сбор, очистку и сброс использованной (сточной) воды. Сточные воды бывают:

- бытовые;
- производственные;

- ливневые.

Сточные воды представляют собой сложные гетерогенные системы загрязняющих веществ, которые могут находиться в растворенном, коллоидном и взвешенном состояниях. Они отличаются друг от друга своим происхождением, составом и биологической активностью. Всегда присутствуют как органические, так и неорганические компоненты загрязнений.

Сброс сточных вод может осуществляться:

- в поверхностные водоемы;
- на поля фильтрации;
- в подземные горизонты.

Сброс сточных вод регламентируется нормами и правилами Республики Казахстан. Наиболее жестким требованиям должны соответствовать нормативы сброса сточных вод в поверхностные водоемы.

Сброс сточных (производственных и коммунальных) вод в поверхностные водоемы включает:

- нормативно-чистые;
- нормативно-очищенные;
- загрязненные.

Нормативно-чистые воды - стоки, отведение которых без очистки в водные объекты не приводит к нарушению норм и качества вод в контролируемом створе или пункте водопользования.

Нормативно-очищенные воды - стоки, которые прошли очистку на соответствующих сооружениях и содержание загрязняющих веществ в которых должно соответствовать утвержденному предельно допустимому сбросу (ПДС).

Загрязненные сточные воды - стоки, сброшенные в поверхностные водные объекты без очистки (или после недостаточной очистки) и содержащие загрязняющие вещества в количествах, превышающих ПДС. Сюда не включаются коллекторно-дренажные воды, отведенные с орошаемых земель после поливов.

Основными загрязнителями сточных вод на КС являются:

- соли;
- нефтепродукты;
- метанол;

- диэтиленгликоль (ДЭГ);
- хоз. бытовые (фекальные) отходы.

Очистка сточных вод осуществляется на очистных сооружениях (ОС), которые условно можно классифицировать на [9]:

- механические;
- биологические;
- сооружения доочистки и обеззараживания;
- сооружения обработки осадков сточных вод.

Основной проблемой очистки сточных вод на КС является очистка их от нефтепродуктов. До последнего времени для этой цели использовались разного рода нефтеловушки и флотационные установки. Однако типовые нефтеловушки рассчитаны только на большую производительность и выполнены конструктивно открытого типа, что затрудняет их эксплуатацию в холодных условиях года. Типовые железобетонные флотационные установки также рассчитаны на большую производительность и мало пригодны для газовой отрасли. В настоящее время в проекты для очистки от нефтепродуктов закладываются опытно-промышленные установки в блочно-комплексном исполнении УОМН (производительностью 3,6,12 м ^{3} /ч).

Серьезную проблему представляет очистка вод от диэтиленгликоля и метанола. Для очистки подобных сточных вод пока применим только микробиологический метод, обладающий существенными недостатками: небольшая производительность установок, ограничения по содержанию солей, непрерывность процесса для сохранения жизнедеятельности микроорганизмов.

Для очистки хозбытовых стоков применяются в основном методы биологической очистки: типа "БИО", установки "Бифар", ККВ и комплексы "Биокомпакт".

На каждой компрессорной станции разрабатывается проект предельно допустимого сброса массы вещества (ПДВ).

ПДВ - максимально допустимая к отведению масса вещества с установленным режимом в данном пункте водного объекта (г/с, т/год).

ПДВ устанавливается с учетом предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в местах водопользования (см.

СанПиН № 4630-88 Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения).

Проекты ПДВ разрабатываются специализированными проектными организациями, имеющими соответствующую лицензию, и утверждаются местными органами экологии с выдачей разрешения на сброс.

Для каждого конкретного случая при установлении лимита отведения сточных вод в водный объект и для прогнозирования степени загрязнения водного объекта ПДС производится на основе уравнения баланса, учитывающего фоновую концентрацию, гидрологические, гидравлические и гидродинамические особенности водного объекта.

Важной проблемой охраны природы являются сбор и очистка ливнево-талых вод с загрязненных промплощадок. В настоящее время разрабатывается российская экологическая программа "Рациональное использование водных ресурсов и восстановление качества вод", в которую входит и разработка методики установления новых нормативов ПДВ с целью учета нагрузки загрязняющих веществ на водные объекты.

5.4. Охрана почв

Одной из основных экологических проблем, сопутствующих добыче, транспорту, хранению и переработке природного газа, является нарушение почвенного покрова в связи с механическим воздействием и химическим загрязнением.

Принимаемые меры по охране земель:

- минимизация отводов под строительство объектов;
- защита земель от ветровой эрозии путем посева трав, кустарников и деревьев;
- рекультивация нарушенных земель;
- предупреждение загрязнения земель отходами производства;
- применение биоиндикации для определения уровня техногенного загрязнения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства все земли, нарушенные в период цикла строительства, подлежат восстановлению, т.е. рекультивации - комплексу

мероприятий, направленных на восстановление хозяйственной, медико-биологической и эстетической ценности нарушенных ландшафтов.

Работы по рекультивации выполняются в два этапа: технический и биологический:

- технический - подготовка земель для последующего целевого использования в народном хозяйстве;

- биологический - восстановление плодородия, осуществляемое после технического этапа и включающее комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на возобновление биоты (микробиологического состава почвы).

Рекультивированными считаются земли, приведенные в состояние, пригодное для использования в народном хозяйстве (сельском, лесном, водном и др.) и переданные землепользователям по актам в соответствии с действующим порядком передачи рекультивированных земель предприятиям, организациям и учреждениям, проводящими строительные и иные работы, связанные с нарушением почвенного покрова.

Предприятия газовой отрасли рекультивационные работы ведут по классической схеме: технический этап + биологический. При отсутствии химического или иного загрязнения почв ограничиваются техническим этапом. В большинстве случаев необходима биологическая рекультивация, предусматривающая очистку почв от загрязнителей, основным из которых являются нефтепродукты.

На практике в целях рекультивации загрязненных нефтепродуктами земель в настоящее время проводятся следующие мероприятия:

- землевание - засыпка землей загрязненных участков почв;

- выжигание с последующим землеванием;

- сгребание и вывоз загрязненного слоя почвы с последующим ее захоронением.

Следует заметить, что эти методы не способствуют восстановлению почв и растительности, а скорее сами наносят дополнительный ущерб природе.

Самые совершенные методы по очистке почв от нефтепродуктов в настоящее время - это различные микробиологические методы.

а. Охрана недр

Одним из основных элементов Единой системы газоснабжения являются подземные хранилища газов (ПХГ). ПХГ в пористых структурах и отработанных месторождениях способствуют расширению использования наиболее идеального, с точки зрения экологии, вида топлива - газа. При квалифицированном применении современных методов строительства и эксплуатации хранилищ практически исключается отрицательное воздействие на природу.

Однако при разработке газовых и газоконденсатных месторождений, а также эксплуатации ПХГ проявляются геодинамические процессы в виде деформаций (просадок) земной поверхности и сейсмических толчков разной силы.

Техногенные последствия геодинамических процессов могут отразиться на нарушении устойчивости промысловых сооружений и трубопроводов, а также привести к возникновению аварийных ситуаций с выходом пластовых флюидов на поверхность и разрушением инженерных сооружений.

В газовой промышленности используются разнообразные методы подземного захоронения сточных вод, таких как:

- закачка через глубокие скважины в поглощающие и продуктивные горизонты;
- закачка в искусственные подземные емкости;
- закачка небольшого объема токсичных сточных вод вместе с цементным раствором в толщу слоистых или сланцевых горных пород и др.

Подземное захоронение промышленных стоков позволяет предотвратить загрязнение ими грунтов, открытых водоемов, пресных подземных вод.

Следует заметить, что подземное захоронение используется лишь в исключительных случаях, когда невозможна их очистка обычными способами. Кроме того, полигоны подземного захо-

ронения могут быть источниками загрязнения пресных хозяйственно-питьевых вод верхних горизонтов.

Экологический гидрогеологический мониторинг, то есть периодические повторяющие наблюдения, предусматривает слежение за подземными и поверхностными водами, а также слежение за всеми взаимосвязанными средами (атмосферой, осадками, породами и пр.).

5.5. Шум и другие виды воздействия

Шумовое загрязнение атмосферы вызывает работа компрессорных установок и работа транспорта (дорожный транспорт, вертолеты и т.п.). В тех случаях, когда уровни шума превышают стандарты по охране здоровья, возникают серьезные проблемы для обслуживающего персонала.

Шум влияет и на жизнь диких животных и птиц, создавая неблагоприятные условия для их обитания. В местах проживания людей шум оказывает влияние в тех случаях, когда расстояние от КС до поселка менее 2-3 км.

Основным путем борьбы с влиянием шума является применение современных ГПА с эффективной звукоизоляцией, модернизация существующих агрегатов с целью снижения шума, а также строительство звукоотражающих экранов, лесопосадки и т.д.

Термическое влияние КС на окружающую среду особенно актуально при работе в условиях вечной мерзлоты.

6. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТЕ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

6.1. Общие требования по технике безопасности при обслуживании компрессорных станций

Обвязочные газопроводы, находящиеся на территории и в цехах компрессорной станции, характеризуются высокими давлениями транспортируемого газа как в самих газопроводах, так и в аппаратах, установках и других коммуникациях, из которых возможен выход газа при нарушении герметичности фланцевых соединений и арматуры, а также возможными образованиями пирофорных соединений в пылеуловителях, отстойниках, емкостях и других местах. Вредными для организма человека являются повышенная температура, вибрация оборудования и шумы в компрессорных цехах, поэтому при выполнении любых работ в производственных помещениях, внутри аппаратов, сосудов и на других коммуникациях КС от персонала требуется строгое соблюдение правил техники безопасности и организация безопасных условий труда.

К работе на КС допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие вводный инструктаж, обучение безопасным приемам и методам работы, инструктаж на рабочем месте по правилам внутреннего распорядка, технике безопасности при эксплуатации технологического оборудования по профессиям и выполнении отдельных видов работ, правилам пожарной безопасности на КС и успешно сдавшие экзамены на допуск к самостоятельной работе. Весь персонал должен уметь оказывать первую помощь пострадавшим.

Лицам, не занятым эксплуатацией или ремонтом газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и их оборудования, запрещается заходить в помещения компрессорных цехов или блок-боксы контейнерного типа, на площадки стационарных коллекторов, узлы подключения КС без разрешения руководства КС. Каждый работник должен немедленно сообщить своему непосредственному начальнику о нарушениях правил и инструкций, а также о неисправностях оборудования, защитных устройств и т.п. От-

ветственность за соблюдение правил техники безопасности несет весь персонал КС в соответствии с выполняемыми обязанностями.

Персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с типовыми отраслевыми нормами и характером выполняемой работы.

Содержание горючих газов и паров в воздухе производственных помещений при эксплуатации не должно превышать 5% их нижнего предела взрываемости (НПВ). Помещения, где возможно образование опасных газовоздушных смесей, в соответствии с проектом оборудуются сигнализаторами довзрывоопасных концентраций газов, сблокированных с автоматикой включения аварийной вентиляции. Первый сигнал (звуковой) подается от сигнализатора при достижении содержания горючего газа в воздухе помещения или в одном из возможных мест его скопления, равной 10% его НПВ (около 0,5% по метану), при одновременном автоматическом включении аварийной вытяжной вентиляции. По этому сигналу необходимо принять меры по обнаружению места утечки газа и ее ликвидации. При содержании горючего газа в помещении сверх 20% его НПВ (1% по метану) эксплуатация оборудования должна быть прекращена автоматически. Запрещается эксплуатировать компрессорный цех с выключенной или неисправной системой контроля загазованности. Работоспособность автоматической сигнализации и автоматическое включение аварийной вентиляции проверяются персоналом ежесменно.

Эксплуатация ГПА должна быть прекращена в случаях, оговоренных техническими инструкциями по эксплуатации отдельных типов агрегатов, в том числе при неисправности запорной и регулирующей арматуры, контрольных приборов, кнопок управления и сигнализации на щите управления, маслонасосов или масляных фильтров; снижении уровня масла в маслобаке или давления масла в системе ниже допустимого значения; значительных утечках масла или газа; отключенных автоматических защитах; в случае возгорания ГПА и др. обстоятельствах, угрожающих целостности оборудования и жизни обслуживаю-

щего персонала. Обнаруженные неисправности нельзя устранять на работающем ГПА.

Газоперекачивающий агрегат, остановленный для вывода его в резерв или для ремонта, должен быть немедленно отключен от технологических, пусковых, топливных и импульсных газопроводов. При грозе запрещается пуск ГПА и проведение переключений на технологической обвязке и силовом электрооборудовании.

Дежурный персонал КС при приеме смены обязан проверить действующие или подготовленные к пуску установки с целью обнаружения возможных неисправностей или дефектов; получить информацию от сдающих смену о технологических особенностях и режимах работы оборудования, а также сведения об исправности защитных устройств и приспособлений; немедленно сообщить вышестоящему руководителю или диспетчеру о всех замеченных нарушениях или необычных условиях работы КС или ГПА при приеме смены.

Прием и сдача смены во время производимых переключений, при операциях по пуску или остановке оборудования, как правило, не разрешаются.

6.2. Техника безопасности при эксплуатации ГПА и оборудования компрессорного цеха

Обслуживание оборудования компрессорного цеха производится на объектах действующих магистральных газопроводов высокого давления, во взрывоопасных помещениях и связано с эксплуатацией тяжело нагруженных быстроходных агрегатов с высокой температурой продуктов сгорания.

Поэтому обслуживающий персонал должен твердо знать правила обращения с природным газом и его основные свойства (см. главу 1):

- неодорированный природный газ бесцветен, не имеет запаха, легче воздуха;
- при содержании метана в воздухе в пределах от 5 до 15% образуется взрывоопасная концентрация;

- природный газ, скопляющийся в закрытом помещении, вытесняет воздух и удушающе действует на человека;

- предельно допустимое содержание газа в помещениях не должно превышать 1%.

Курение на компрессорной станции, в машинном зале и других производственных помещениях категорически запрещается. Должны быть выделены специальные помещения и отведены места для курения.

Полы помещений должны быть сухими и чистыми. Пролитое масло нужно немедленно и насухо вытереть. Полы, ограждения и перекрытия должны содержаться в полной исправности. Все помещения цеха, включая проходы и площадки, должны иметь освещенность, обеспечивающую возможность правильного и безопасного обслуживания агрегатов дежурным персоналом. Должно быть обеспечено хорошее освещение всех приборов, а также проходов, лестниц и всех тесных мест вблизи горячих поверхностей.

Промасленные обтирочные материалы необходимо складывать в секционный металлический ящик и убирать из цеха в конце каждой смены.

При подготовке агрегата к пуску необходимо:

- произвести наружный осмотр агрегата, убрать с оборудования, площадок обслуживания и переходов инструменты, ветошь и прочие предметы;

- произвести все операции по подготовке ГПА к пуску в соответствии с технической инструкцией завода-изготовителя;

- проверить наличие и исправность всех ограждений и предохранительных устройств, все вращающиеся механизмы должны быть закрыты предохранительными кожухами;

- проверить исправность покрытий горячих частей агрегата;

- проверить наличие и исправность противопожарного оборудования;

При пуске агрегата должны соблюдаться следующие требования техники безопасности:

- запрещается присутствие посторонних лиц в машинном зале и галерее нагнетателей (аналогично в помещениях цехов контейнерного типа);

- пуск ГПА разрешается только по распоряжению старшего сменного инженера-диспетчера;

- вход людей в камеры воздушных фильтров при пуске и во время работы агрегата категорически запрещается;

- во избежание ожогов запрещается касаться горячих неизолированных поверхностей ГПА;

- производство ремонтных работ на работающем агрегате запрещено.

С целью обеспечения безопасной эксплуатации ГПА, находящихся в работе, состояние запорной арматуры и органов управления должно быть следующее:

а) открыты вентили отбора импульсного газа из коллектора или контура нагнетателя на узлы управления запорной арматурой;

б) импульсные линии (трубки, рукава высокого давления РВД) от соленоидов узлов управления "открытие" соединены с гидробаллонами или штуцерами пневмоцилиндров кранов "Открытие" по кранам № 3, 3бис, 5, 6, 9, вывешены плакаты "Не открывать"; Рис.3.16.

в) импульсные линии (трубки, рукава высокого давления РВД) от соленоидов узлов управления "Закрытие" соединены с гидробаллонами или штуцерами пневмоцилиндров кранов "Закрытие" по кранам № 1,2,12, вывешены плакаты "Не закрывать";

г) на работающем ГПА краны № 1, 2, 12 бис, 12, 10 должны быть открыты, краны № 3, 3 бис, 4, 4 бис, 5, б, 6 бис, 9, 11 закрыты.

Остановленный в резерв агрегат необходимо отключить от топливных, пусковых и технологических газопроводов, при этом состояние запорной арматуры и органов управления ГПА должно быть следующим:

а) отключено питание цепей управления кранами пускового, топливного и технологического газа ГПА;

б) закрыты вентили отбора импульсного газа, обеспечен видимый разрыв импульсных линий от вентиля до узлов управления, импульсный газ стравлен;

в) трубки к штуцерам "на открытие" пневмоцилиндров кранов № 1, 2, 4, 4бис, 6, 11, 12 должны быть отсоединены, вывешены плакаты "Не открывать";

г) трубки к штуцерам "на закрытие" пневмоцилиндров кранов № 3, 3 бис, 5, 9, 10 должны быть отсоединены, вывешены плакаты "Не закрывать".

6.3. Техника безопасности при ремонтах газоперекачивающих агрегатов

При выводе ГПА в ремонт должны быть проведены следующие мероприятия:

а) отключено питание цепей управления кранами топливного, пускового и технологического газа, вывешены плакаты на центральном и местных щитах "Не включать, работают люди";

б) закрыты отборы импульсного газа, обеспечен видимый разрыв на подводе импульсного газа к узлам управления, установлены заглушки на штуцерах гидробаллонов и пневмоцилиндров кранов, импульсный газ стравлен;

в) сняты шланги или трубки подвода импульсного газа к гидробаллонам или пневмоцилиндрам всех кранов, переключатель (при наличии) установлен в положение "Ручное управление", снята ось рукоятки насоса ручного управления краном;

г) сняты штурвалы или ручки управления с задвижек и кранов № 4 бис, 12 бис;

д) шланги, трубки, штурвалы, рукоятки насосов должны быть сданы на хранение на главный щит управления (ГЩУ);

е) на кран № 4 установлен блок-замок;

ж) установлены силовые стальные заглушки, толщиной не менее 6 мм, во фланцевые соединения после задвижки № 12 бис (по ходу газа);

з) краны № 1, 2, 4, 4 бис, 11, 12, 12 бис должны быть закрыты, вывешены таблички "Не открывать", краны № 3, 3 бис, 5, 9, 10 открыты, вывешены плакаты "Не закрывать".

Кроме перечисленных мероприятий, производится также отключение вспомогательного электрооборудования, исключающее возможность его ошибочного включения во время производства ремонтных работ (валоповоротное устройство, пусковой и резервный насосы, винтовые масляные насосы уплотнения и

др.). Щиты управления агрегатом обесточиваются и вывешиваются плакаты "Не включать, работают люди".

Вывод агрегата в ремонт должен быть зафиксирован в оперативном журнале сменного инженера. Сменный инженер обязан в течение смены проводить проверку состояния запорной арматуры и органов управления ГПА и несет ответственность за правильное содержание органов управления запорной арматуры.

Все ремонтные работы в машинном зале и галерее нагнетателей могут производиться только с разрешения начальника газокомпрессорной службы и по согласованию со сменным инженером.

При разборке и сборке агрегатов, для подъема деталей и узлов ГПА, используются специальные грузозахватные приспособления, которые перед началом производства работ подвергаются внешнему осмотру. Для подъема деталей разрешается пользование грузоподъемными средствами, исключительно соответствующей грузоподъемности и своевременно прошедшими проверку, согласно действующим правилам Госгортехнадзора. Допускаемая грузоподъемность и срок проверки должны быть указаны на оборудовании и приспособлении.

Подъем и перемещение деталей должны производиться под руководством лиц, ответственных за перемещение грузов, назначенных приказом по предприятию. Все крановщики и стропальщики должны иметь удостоверения в соответствии с правилами Госгортехнадзора.

Перед началом работ по подъему необходимо проверить исправность грузоподъемных средств и тормозящих устройств. Перед подъемом деталей необходимо проверить прочность застроповки. Запрещается загромождать деталями проходы около ремонтируемых машин и действующего оборудования, а также проходы, необходимые для нормальной эксплуатации цеха.

При выемке и установке роторов застроповку их следует производить специальным приспособлением. При перекосах, заеданиях или задеваниях дальнейший подъем ротора должен быть немедленно прекращен до выяснения и полного устранения обнаруженных ненормальностей.

При укладке ротора на козлы, для предохранения от скатывания под шейки ротора должны быть подложены деревянные брусья с вырезами, в которые проложены листы прессшпана; шейки ротора необходимо смазать консистентной смазкой. Козлы, применяющиеся при ремонтных работах, должны быть рассчитаны на соответствующие нагрузки.

При проведении ремонтных работ на маслопроводах следует руководствоваться следующими положениями;

а) пролитое масло необходимо немедленно убрать;

б) электродуговая сварка должна производиться дипломированными сварщиками;

в) промывка масляных баков легковоспламеняющимися жидкостями (ЛВЖ) запрещается.

В течение всего периода ремонтных работ между машинным залом и галереей нагнетателей должна быть установлена разделяющая диафрагма. Отсутствие разделительной диафрагмы допускается только при работах, связанных с центровкой и сборкой промежуточного вала.

При окончании ремонтных работ необходимо тщательно осмотреть проточную часть ГПА и удалить все посторонние предметы и инструмент.

6.4. Огневые и газоопасные работы. Их проведение в условиях компрессорной станции

Действующая компрессорная станция относится к объектам повышенной взрывоопасности и пожароопасности. В силу этого к производству работ, связанных с использованием открытого огня, а также работ, связанных с осмотром, чисткой и ремонтом оборудования, при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону взрыво- и пожароопасных паров и газов, необходимо уделять пристальное внимание.

К огневым относятся работы с применением открытого огня и искрообразования, нагреванием оборудования, инструмента до температур воспламенения газовоздушной среды. Огневыми работами в действующих компрессорных цехах считаются сварочные работы, газовая резка и связанные с ними операции,

проводимые во взрывоопасных помещениях цеха или непосредственно на действующих газовых коммуникациях, а также на коммуникациях в пределах отключающих кранов КС (№ 7 и 8). Рис.3.16.

Огневые работы выполняются по плану их проведения и с оформлением наряда-допуска на их выполнение. В наряде-допуске указываются персонал, выполняющий работу, ответственный за производство работ, назначенный по приказу, мероприятия по подготовке и безопасному проведению огневых работ, противопожарные мероприятия.

В плане проведения огневых работ с приложением необходимых схем отражаются вопросы расстановки используемых механизмов и машин, схемы технологических трубопроводов и положения запорной арматуры на период проведения этих работ, непосредственный порядок проведения работ и порядок стравливания и подачи газа, мероприятия по технике безопасности.

Особое внимание при производстве огневых работ уделяется мероприятиям, предотвращающим самопроизвольную перестановку кранов, и работам на технологических трубопроводах с применением газорезки и электросварки. Для этого отключают импульсный газ, подходящий к крану, демонтируют ручки и штурвалы ручного управления кранами, вывешивают запрещающие и предупреждающие плакаты. На особо ответственных участках выставляют наблюдательные посты из обслуживающего персонала.

Огневые (сварочные) работы в помещении галереи нагнетателей должны производиться при полной остановке цеха со стравливанием газа из всех коммуникаций, на что должен быть составлен специальный акт. Выполнение огневых работ в галерее нагнетателей во всех случаях должно осуществляться по специальному плану с обязательным соблюдением всех мероприятий по технике безопасности и правил пожарной безопасности. В период вскрытия нагнетателей запрещается производить огневые работы в галерее нагнетателей и на ремонтируемом агрегате в машинном зале. Огневые работы в галерее нагнетателей производятся под личным руководством главного инженера предприятия (УМГ).

Газоопасными считаются работы, которые выполняются в загазованной среде или при которых возможен выход газа из газопроводов, их коммуникаций и аппаратов, газового оборудования, запорной арматуры или агрегатов. К газоопасным работам относятся:

а) присоединение вновь смонтированных газопроводных коммуникаций, аппаратов (пылеуловителей, фильтров, подогревателей газа и т.п.) к действующим коммуникациям, расположенным в помещениях и снаружи;

б) ввод в эксплуатацию газовых коммуникаций;

в) ревизия, ремонт и замена газовых коммуникаций, подземных и надземных газопроводов, находящихся под давлением газа;

г) вскрытие центробежных нагнетателей (выполняется по специальной инструкции);

д) осмотр и ревизия защитных решеток на всасывающих патрубках центробежных нагнетателей;

е) замена уплотнительного подшипника центробежного нагнетателя;

ж) заливка в технологические коммуникации реагентов с целью устранения гидратных образований;

з) пуск газоперекачивающего агрегата (выполняется по специальной инструкции);

и) осмотр и проветривание колодцев с запорной арматурой;

к) слив конденсата из пылеуловителей и возможных мест скопления его в технологических обвязках оборудования;

л) профилактическое обслуживание действующих приборов и оборудования, находящихся под давлением газа.

На каждой КС разрабатывается перечень газоопасных работ, выполняемых с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией таких работ перед их началом. Порядок оформления газоопасных работ аналогичен оформлению огневых работ.

Перед началом огневых работ и в процессе работы периодически замеряется загазованность воздушной среды, наличие и исправность средств индивидуальной защиты.

Особые меры безопасности принимаются при проведении работ внутри сосудов, работающих под давлением. В этих случаях сосуды, подлежащие вскрытию для осмотра, очистки и подготовке к ремонту и его проведению, должны быть отключены от трубопроводов и освобождены от газа. Сосуды разрешается вскрывать только под наблюдением лица, ответственного за проведение работ. Если имеется несколько люков, открывать их надо последовательно, начиная с верхнего. Непосредственно перед спуском (подъемом) рабочего в сосуд лицо, ответственное за проведение работ, должно проверить состояние здоровья рабочих (путем опроса), наличие соответствующей спецодежды, СИЗ, спасательного снаряжения и другого инвентаря, перечисленного в разрешении на производство работ. Спускаться в сосуды и аппараты и начинать в них работу разрешается только в присутствии лица, ответственного за проведение этих работ.

Для защиты органов дыхания лиц, работающих внутри сосудов, необходимо применять только шланговые противогазы. Шланговый противогаз с тщательно подогнанными шлемом-маской и отрегулированной подачей свежего воздуха рабочий надевает непосредственно перед спуском в сосуд. Герметичность подгонки противогаза и исправность воздуходувки проверяет лицо, ответственное за проведение этих работ. Заборный патрубок шланга противогаза должен быть выведен в зону чистого воздуха с подветренной стороны и закреплен. Шланг следует располагать таким образом, чтобы исключить возможность прекращения доступа воздуха из-за перегибов, перекручиваний и т.п. При работе в шланговом противогазе срок разового пребывания людей в сосуде не должен превышать 20-30 мин. Отдых на воздухе должен составлять не менее 15 мин.

Поверх спецодежды рабочий обязан надевать предохранительный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к ним прочной сигнально-спасательной веревкой. Свободный конец ее (длиной не менее 10 м) необходимо выводить наружу и передавать в руки наблюдающего. Все необходимые для работы инструменты и материалы следует подавать в сумке или другой таре после спуска рабочего в сосуд.

Работы внутри сосуда необходимо осуществлять в дневное время. В нем разрешается работать только одному человеку. Если по условиям работы необходимо, чтобы в сосуде одновременно находилось два (или более) человека, следует разработать дополнительные мероприятия по безопасности и перечислить их в разрешении.

Работа внутри сосудов должна проводить бригада из трех и более человек: один - производитель работ, двое - наблюдающие. При проведении работ наблюдающие обязаны находиться около сосуда, вести непрерывное наблюдение за работающим и бесперебойным обеспечением его чистым воздухом. Наблюдающие должны быть одеты так же, как и работающий. В случае необходимости они должны оказать ему помощь. При обнаружении каких-либо неисправностей (прокол шланга, остановка воздуходувки, обрыв спасательной веревки и т.п.) следует немедленно приостановить работу, а рабочего извлечь из сосуда.

При работе внутри сосуда разрешается пользоваться только светильниками напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении. Включать и выключать их следует вне сосуда.

6.5. Требования к проведению работ в галерее нагнетателей со вскрытием нагнетателя

Работы по вскрытию нагнетателя являются газоопасными и производятся только при наличии оформленного наряда-допуска. Перед началом работ необходимо:

- проверить закрытие кранов № 1, 2, 4, 4 бис, набить их уплотнительной смазкой; Рис.3.16.
- проверить открытие кранов № 3, 3 бис и 5;
- на закрытые краны вывесить плакаты "Не открывать", а на открытые - "Не закрывать";
- для предотвращения самопроизвольной перестановки кранов необходимо снять шланги (РВД) или трубки (в зависимости от конструкции крана) подвода импульсного газа к гидропневмоцилиндрам, перекрыть вентили отбора газа на импульсном коллекторе, отсоединить линии подвода импульсного газа к кранам; на кране № 4 установить скобу (блок-замок), исклю-

чающую открытие его вручную; щиты управления агрегатом обесточиваются и на них вывешиваются плакаты "Не включать, работают люди".

На входе и выходе газа между нагнетателем и люк-лазами установить резиновые надувные шары, оставив люк-лазы открытыми. Наполнение резиновых шаров производится воздухом до давления не выше 500 мм вод.ст. с контролем его по U-образному манометру.

Весь персонал, участвующий в работе по вскрытию нагнетателя, перед началом работ должен быть проинструктирован о порядке проведения работы и по правилам техники безопасности с оформлением инструктажа в специальном журнале.

После проведения организационно-технических мероприятий, обеспечивающих безопасное ведение работ по вскрытию нагнетателя, лицо, ответственное за проведение этой работы, и сменный инженер-диспетчер разрешают персоналу ремонтной бригады приступить к работе.

В период работ по вскрытию и проведению ремонта нагнетателя должна постоянно работать приточно-вытяжная вентиляция. Помимо работы автоматических газоанализаторов в галерее нагнетателей систематически, но не реже чем через 30 мин, необходимо производить анализ воздуха у места производства работ с записью в специальном журнале. При содержании газа более 1%, работы прекращаются и принимаются меры по предотвращению проникновения газа. Во время выполнения ремонтных работ по нагнетателю устанавливается систематический контроль за состоянием надувных резиновых шаров.

Работы по вскрытию и сборке нагнетателя должны производиться одним и тем же персоналом. Во время вскрытия нагнетателя в помещении могут находиться только лица, производящие работы, и сменный персонал, обслуживающий работающие агрегаты.

При кратковременных перерывах (до одного часа) в работе по ремонту нагнетателя наблюдение за вскрытым нагнетателем осуществляет сменный персонал. При невозможности окончания работ на вскрытом нагнетателе в одну смену междусменные перерывы в работе не допускаются.

Если по условиям ремонта нагнетатель длительное время остается без ротора, необходимо герметизировать его газовую полость, установив силовую заглушку вместо уплотнительного подшипника и торцевую крышку. Заглушка должна быть рассчитана на рабочее давление.

В момент вскрытия и ремонта нагнетателя не разрешается выполнение каких-либо других работ в галерее нагнетателей, не относящихся к данному вскрытию и ремонту.

По окончании ремонта нагнетатель можно закрыть только после тщательной проверки на отсутствие в нем, а также во всасывающем и нагнетательном трубопроводах посторонних предметов.

6.6. Обеспечение пожаробезопасности компрессорных станций

Опасность возникновения пожаров на предприятиях газовой промышленности определяется прежде всего физико-химическими свойствами природного газа, который при несоблюдении определенных требований безопасности воспламеняется, вызывает пожары и взрывы, влекущие за собой аварии. Степень пожарной опасности зависит также от особенностей технологического процесса производства. Для предприятий транспорта газа характерны наличия большого количества горючих газов в магистральных газопроводах, высокое давление в трубопроводах, наличие большого количества ГСМ (турбинного масла).

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей, являются открытый огонь и искры; повышенная температура предметов, воздуха и т.п.; токсичные продукты горения, дым; пониженная концентрация кислорода; обрушение и повреждение зданий, сооружений, установок; взрыв.

Взрывоопасные концентрации природного газа образуются во время отключения трубопроводов, резервуаров и аппаратов, когда не полностью удаленный газ смешивается с поступающим воздухом.

Как показывают статистика и опыт эксплуатации, пожары на КС происходят в основном из-за воспламенения масла в компрессорных цехах при разрыве маслопроводов и попадания его на горячие поверхности газоперекачивающих агрегатов; разрушение обвязочных газопроводов компрессорных цехов, сопровождающихся воспламенением газа и других горючих веществ и материалов; попадания посторонних предметов в полость нагнетателя; проникновения газа к очагу пожара из-за неплотного закрытия кранов в технологической обвязке; нарушений требований действующих правил и инструкций во время проведения огневых и газоопасных работ, а также требований пожарной безопасности персоналом служб УМГ на территориях КС.

Пожары на газотранспортных объектах развиваются по следующей схеме: авария, утечка газа, образование облака взрывоопасной смеси, воспламенение ее от источника зажигания, горение газа, нагревание и разрушение технологического оборудования под воздействием пламени.

При авариях в помещениях взрывоопасные концентрации газа возникают в первую очередь вблизи места утечки газа, а затем распространяются по всему помещению. На открытых площадках вблизи места утечки образуется зона загазованности, распространяющаяся по территории объекта. Величина ее при аварийном истечении газа зависит от многих факторов, главные из которых - расход газа, форма и направление его струи, метеорологические условия, рельеф местности. Наибольшее влияние на величину зоны загазованности оказывает ветер.

При авариях, связанных с разрушением газопроводов, в атмосферу выбрасывается большое количество газа. При наличии пламени газовое облако воспламеняется. Возможные источники воспламенения - открытое пламя, электрические и механические искры, воспламенение пирофорных отложений, работающие двигатели внутреннего сгорания, разряды статического электричества, грозовые разряды. После сгорания газового облака горение локализуется в месте утечки газа.

Борьба с пожарами и мероприятия по их предупреждению могут быть эффективными только в том случае, когда противо-

пожарные правила усвоены и повседневно соблюдаются всем персоналом предприятия.

Для установления и поддержания надлежащего режима эксплуатации все здания и сооружения на КС должны быть классифицированы по взрыво- и пожароопасности, о чем делается надпись на металлических знаках, укрепляемых на воротах, калитках и дверях всех зданий, помещений и объектов, находящихся в УМГ.

Согласно "Правилам устройства электроустановок" (ПУЭ) все производственные помещения и установки, в которых размещается электрооборудование, по степени взрыво- и пожароопасности делятся на классы: В-I, В-Iа, В-Iб, В-II, В-IIа, П-I, П-II, П-IIа, П-III, В-Iг и Н (В –взрывоопасные, П – пожароопасные, Н – невзрыво- и непожароопасные).

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 объему), содержащихся в таких количествах, при которых возможно образование с воздухом взрывоопасных смесей; жидкостей с температурой вспышки паров 28 °С и ниже; твердых веществ и жидкостей, воспламенение или взрыв которых может последовать при взаимодействии с водой или кислородом воздуха.

Категория Б – производства, связанные с обработкой, применением, образованием или хранением газов и паров с нижним пределом взрываемости более 10 % (по объему), содержащихся в количествах, достаточных для образования взрывчатых смесей; жидкостей с температурой вспышки паров от 28 до 120 °С; горючих веществ, выделяющих пыль или волокна в количестве, достаточном для образования взрывоопасных смесей.

Категория В – производства, применяющие жидкости с температурой вспышки паров выше 120 °С или перерабатывающие твердые сгораемые вещества.

Категория Г - производства, связанные с обработкой несгораемых веществ и материалов в горячем состоянии, раскаленном или расплавленном состоянии с выделением лучистой энергии, искр, пламени, а также производства, связанные со сжиганием твердого, жидкого и газообразного топлива (литейные и кузнечные цехи, котельные и др.).

Категория Д - производства, обрабатывающие несгораемые вещества и материалы в холодном состоянии, механические цехи холодной обработки металлов, компрессорные станции для нагнетания воздуха, водонасосные станции, склады металла, металлоизделий и др.

Распределение по категориям взрыво- и пожароопасности основных зданий и помещений компрессорной станции приведено в табл. 6.1.

В каждом цехе, на складе и других объектах на основе действующих правил пожарной безопасности должны быть разработаны противопожарные инструкции с учетом специфики производства, а также оперативный план ликвидации пожара, и проводиться систематические тренировки персонала по тушению пожара. В инструкциях по пожарной безопасности следует предусматривать:

- требование пожарной безопасности при нахождении персонала на территории КС;
- места и порядок содержания средств пожаротушения, пожарной сигнализации и связи;
- порядок выполнения огневых и газоопасных работ на территории КС;
- порядок допуска и правила движения транспорта на территории КС;
- требования к содержанию территории, дорог, подъездов к зданиям, сооружениям и водоисточникам;
- обязанности персонала цехов при возникновении пожара, правила вызова пожарной команды, остановки и отключения оборудования;
- порядок уборки и очистки мест от пролитых горючих жидкостей, сбора, хранения и удаления промасленных обтирочных материалов, хранения спецодежды;

- выполнение мероприятий, связанных с окончанием рабочего дня;

- места, где запрещено (разрешено) курение и применение открытого огня.

На КС должны иметься схемы пожарного водопровода с указанием мест установки пожарных гидрантов и кранов.

Таблица 6.1

Категории взрыва и пожароопасности основных зданий и помещений КС

Здания и сооружения	Категория пожароопасности	Класс взрываемости по ПУЭ
Газораспределительная станция (ГРС):		
- помещение регулирующих клапанов	А	В-1а
- помещение расходомеров	Д	-
- щитовая	Г	-
- одоризационная установка наружная	А	В-1г
- то же, в помещении	А	В-1а
- наружная установка очистки газа	А	В-1г
Компрессорная станция (КС):		
- зал газомоторов	А	В-1а
- зал газовых турбин	Г	-
- зал двигателей электропривода	Г	-
- зал центробежных нагнетателей	А	В-1а
- помещения хранения, регенерации и раздачи смазочных масел	В	П-1
- аккумуляторная	А	В-1а
- трансформаторная при количестве масел более 60 кг	В	П-1
химическая лаборатория	В	П-1
лаборатория КИП и ртутная комната	Д	-

Для предотвращения пожаров в компрессорных цехах необходимо, чтобы обслуживающий персонал систематически следил за герметичностью мест соединения газопровода, сальниковых уплотнений; исправностью всех систем масляного хозяйства, аварийных сливных линий и переливных линий из маслобаков, а также за исправностью вентиляционных систем и автоматического включения аварийного освещения.

Необходимо постоянно следить за тем, чтобы нагретые поверхности газовых турбин имели исправную тепловую изоляцию и кожухи.

Противопожарную стену, разделяющую галерею нагнетателей и машинный зал, необходимо содержать в исправном состоянии. Двери, соединяющие эти помещения, следует снабжать устройствами для самозакрывания.

Для четкого и оперативного использования системы пожаротушения у гидрантов, водоемов и задвижек необходимо устанавливать указатели.

В компрессорных цехах пожар может возникнуть от искры в электрооборудовании и электропроводке, поэтому их ремонт, а также замену в светильниках электроламп должен проводить электротехнический персонал только при снятом напряжении. Во взрывоопасных помещениях эти работы осуществляют по письменному разрешению.

Помещения компрессорных цехов надо содержать в чистоте. Полы во всех помещениях должны быть ровными, а каналы на отметке 0 перекрыты несгораемым материалом. Двери во взрывоопасные помещения следует обивать с обеих сторон листовым металлом, заземлять и держать постоянно закрытыми.

В компрессорном цехе запрещается:

- прокладывать временные электрические сети;
- использовать корпуса машин, трубопроводы и металлические конструкции зданий в качестве заземлений электросварочных аппаратов и свариваемых изделий;
- сушить спецодежду на приборах центрального отопления, горячих поверхностях агрегатов и газовых коммуникациях;

- загромождать проходы и выходы из помещений, а также подступы к средствам пожаротушения и наружным стационарным лестницам;

- работать во взрывоопасных помещениях в обуви со стальными подковками и на стальных гвоздях;

- применять открытый огонь для отогревания трубопроводов, запорных устройств и другого оборудования;

- проводить электросварочные работы с нарушением действующих правил и инструкций;

- осуществлять какие-либо работы, связанные с заменой и ремонтом арматуры на маслопроводах и разборкой деталей регулирования (кроме замены манометров) при работающем агрегате.

При возникновении пожара производственный персонал обязан:

- немедленно перекрыть доступ газа или масла к месту пожара;

- вызвать пожарную команду или добровольную пожарную дружину;

- принять меры к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения;

- поставить в известность руководство компрессорного цеха и УМГ;

- отключить приточно-вытяжную вентиляцию.

Для быстрой ликвидации аварийной ситуации и четкого взаимодействия необходимо, чтобы весь персонал знал свои конкретные обязанности и действия при возникновении пожара. Для этого следует регулярно проводить учебно-тренировочные занятия по ликвидации пожаров, примерный перечень очагов возникновения которых должен быть оговорен в инструкциях по ликвидации пожаров в цехах, зданиях и других помещениях станции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Часть 1.

1. Айзенштейн М. Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности. –М.: Гостоптехиздат, 1957.

2. Акбердин А. М. Коэффициент полезного действия газотурбинной насосной установки с фиксированным передаточным числом редуктора. РНТС. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1978, № 10. –С. 16–19.

3. Акбердин А. М. Некоторые условия эффективной работы насосных уста¬новок с газотурбинным приводом. РНТС. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1976, № 1. –С. 8–11.

4. Акбердин А. М. Эффективность эксплуатации газотурбинного привода магистральных насосов при максимальной загрузке нефтепровода. Тр. ВНИИСПТнефть. –Уфа: 1977, вып. 18. –С. 87–91.

5. Акбердин А. М., Колпаков Л. Г. К анализу режимов работы насосных станций с газотурбинным приводом. Тр. ВНИИСПТнефть. –Уфа, 1976, вып. 16. –С. 177–185.

6. Акбердин А. М., Колпаков Л. Г. Регулирование режимов работы нефте¬провода. РНТС. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1976. –

С. 24–28.

7. Акбердин А. М., Колпаков Л. Г. и др. Опытно-промышленная эксплуатация насосной установки с газотурбинным приводом в системе магистрального нефтепровода. Сб. Наземное применение авиадвигателей в народном хозяйстве. 1975, № 1. –С. 10–16.

8. Акбердин А. М., Рахматуллин Ш. И., Чернышев Э. А. О применении газотурбинного двигателя АИ-20 для привода магистральных центробежных насосов. РНТС. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1973, № 3. –С. 9–11.

9. Акбердин А. М., Черняев В. Д., Сухов Ф. А. Особенности эксплуатации открытой насосной станции с газотурбинным приводом. РНТС. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1978, № 9. С. 3-6.

10. Алексапольский Д. Я., Малюшенко В. В., Ржебаева Н. К. О влиянии ча-стоты вращения на КПД центробежного насоса с низким п. 5. Изв. ВУЗов. Энергетика. –Минск. Политехнический институт. 1976, № 11. –С. 105–109.

11. Барский И. А. Упрощенный расчет характеристик двухвальных ГТД со свободной силовой турбиной. Энергомашиностроение. 1974, № 8. –С. 30–32.

12. Беркутов И. С., Еронен В. И., Акбердин А. М. (ИПТЭР), Михайлец Е. С. (ПО "Уралгидромаш"). Совершенствование вертикальных подпорных насосов типа НПВ. Трубопроводный транспорт нефти. 1995, № 12. –С. 17–18.

13. Бобровский С. А. Оценка эффективности регулирования работы насосных станций трубопроводов. РНТС. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1965, № 6. –С. 19–22.

14. Бобровский С. А., Салашенко Г. С. Коэффициент полезного действия насосной станции с учетом регулирования. РНТС. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1969, № 2. –С. 18–21.

15. Бунчук В. А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. –М.: Недра, 1977.

16. Виноградов Е. В., Володин В. Г., Колпаков Л. Г. Эффективность различных методов регулирования работы насосных станций магистральных трубопроводов. Тр. НИИтранснефть. 1968, вып. 5. –С. 29–36.

17. Вдовин Г. А., Поконов Н. З. Некоторые вопросы применения регулируемого электропривода насосных агрегатов на магистральных нефтепроводах. РНТС. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1977, № 9. –С. 12–16.

18. Галмуллин З. Т., Волчкова М. Н., Осипова А. Н., Майзель В. И. К вопросу определения сравнительной экономической эффективности газотурбинных и электроприводных компрессорных станций при строительстве в Северных районах Тюменской области. РНТС. Экономика газовой промышленности. 1976. –С. 8–16.

19. Галюк В. Х., Шпотаковский М. Н., Куприянов В. Ф. К вопросу проекти¬рования открытых промежуточных нефте-

перекачивающих станций на базе БКНС. РНТС. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1976. –С. 3–7.

20. Гараева В. А., Ирмяков Р. З., Ращепкин К. Е. Определение необходимого числа запасных элементов, обеспечивающих максимальную надежность магистрального насоса. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1975. –С. 38–40.

21. Гараева В. А. Методика оптимизации периодичности технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций магистрального нефтепровода. Сб. тр. ВНИИСПТнефть. –Уфа.: 1979, вып. 25. –С. 59–67.

22. Гумеров Р. С., Ирмяков Р. З. Модель замены оборудования магистраль¬ных нефтепроводов. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1982. –С. 14-–15.

23. Гумеров Р. С., Ирмяков Р. З. Оценка надежности оборудования по изменению выходных параметров. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1982. –С. 25–26.

24. Дефектоскопия нефтяного оборудования. –М.: Недра, 1975.

25. Кагарманов М. А., Акбердин А. М., Исхаков Р. Г. Организация технического обслуживания и ремонта оборудования насосных станций. Экспресс- информация. Сер. Транспорт и хранение нефти. 1991, вып. 1.

26. Канавели Р. и др. Влияние отклонений геометрических размеров на рабочие характеристики гидравлических машин. 1980. –С. 105–114.

27. Карелин В. Я. Кавитационные явления в центробежных и осевых насосах. –М.: Машиностроение, 1975.

28. Карпушин В. В. Влияние числа оборотов на суммарный КПД центробежного насоса. Сб. Лопаточные машины и струйные аппараты. 1971, вып. 5. –С. 133–148.

29. Киттридж С. Оценка коэффициентов полезного действия прототипных насосов по данным модельных испытаний. Тр. А5МЕ. Энергетические машины и установки. –М.: Мир, 1968, № 2. –С. 34–45.

30. Квитковский Ю. В. Вопросы методики анализа установок с центробежными насосами. Тр. Московского института

инженеров железнодорожного транспорта. 1971, вып. 386. –С. 167–175.

31. Колпаков Л. Г. Аналитический метод расчета рабочих режимов и пара¬метров насосной станции нефтепровода. Нефтяное хозяйство. 1974, № 1. –С. 59–61.

32. Колпаков Л. Г. Исследование напорных характеристик центробежных насосов в обобщенных координатах. Тр. ВНИИСПТнефть. 1972, вып. 10. –С. 72–76.

33. Колпаков Л. Г. и др. Применение высокооборотных насосно-силовых установок на нефтебазах. Научно-технический обзор. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. –М.: ВНИИОЭНГ, 1977.

34. Колпаков Л. Г., Акбердин А. М. К вопросу о совместной работе трубопровода, насоса и газотурбинного двигателя. Тр. ВНИИСПТнефть. –Уфа.: 1976, вып. 14. –С. 37–41.

35. Колпаков Л. Г., Еронен В. И. О расчете напорных характеристик центробежных насосов при перекачке вязких жидкостей. Тр. ВНИИСПТнефть. –Уфа: 1970, вып. 7. –С. 132–138.

36. Колпачков В. И., Ящура А. И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования (Справочник). –М.:1999.

37. Кочетков Н. В., Грешняев В. А., Акбердин А. М. и др. Повышение эффективности насосов в режимах недогрузки. Трубопроводный транспорт нефти. 2000. –С. 12–13.

38. Ломакин А. А. Центробежные и осевые насосы. –Л.: Машгиз, 1966.

39. Масленников М. М., Шальман Ю. И. Авиационные газотурбинные двигатели. –М.:Машгиз, 1975.

40. РД 39-30-39-78. Методика гидравлического расчета подводящих нефтепроводов подпорных насосов НПС с резервуарными парками. –Уфа:1978.

41. Методика расчета энергетических характеристик центробежных насо¬сов магистральных нефтепроводов. –Уфа: ВНИИСПТнефть, 1974.

42. Новоселов В. Ф., Сощенко Е. М., Тугунов П. И., Нечваль М. В., Самсонов А.Л. Эксплуатация нефтепродуктопроводов при неполной загрузке. –М.: ВНИИОЭНГ, 1973.

43. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. С-Пб.: 2000.

44. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. 5-е изд. –М.: 1999.

45. Сб. методических пособий по контролю состояния электрооборудования. ОРГРЭС. –М.: 1998.

46. Трубопроводный транспорт нефти и газа. /Под общ. ред. проф. *В. А. Юфина.* –М.: Недра, 1978.

Часть 2

1. Бордюгов Г. А., Апостолов А. А., Бордюгов А. Г. Фигутивные потери природного газа//Газовая промышленность. 1997. № 10.

2. Волков М. М., Михеев А. Л., Конев К. А. #M12293 0 1200003699 388611754 2724045520 2092876577 2173718692 7713411 2246910061 516337521 4Справочник работника газовой промышленности#S. –М.: Недра, 1989.

3. Козаченко А. Н. Основы эксплуатации газотурбинных установок на магистральных газопроводах: Учеб. пособие: ГАНГ им. И. М. Губкина. –М.: 1996.

4. Козаченко А. Н., Никишин В. И. Термодинамические характеристики природных газов: Учеб. пособие. ГПНГ им. И. М. Губкина. –М.: 1995.

5. Козаченко А. Н., Никишин В. И. Основы ресурсоэнергосберегающих технологий трубопроводного транспорта природных газов: Учеб. пособие. ГАНГ им. И. М. Губкина. –М.: 1996.

6. Отт К. Ф. Основы технической эксплуатации компрессорных цехов с газотурбинным приводом (ОТЭ). ИРЦ Газпром – М.: 1996.

7. Поршаков Б. П., Романов Б. А. Основы термодинамики и теплотехники. –М.: Недра, 1988.

8. Седых А. Д. Потери газа на объектах магистрального газопровода. ИРЦ. Газпром: 1993.

9. Спр. по очистке природных и сточных вод. Л. Л. Пааль, Я. Я. Кару, Х. А. Мельдер, Б. Н. Репин. –М.: Высш. шк., 1994.

10. Сб. нормативно-методических документов по обращению с отходами производства и потребления. ННП "ЛОГУС". –М.: 1996.

11. Щуровский В. А., Зайцев Ю. А. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты. –М.: Недра, 1994.

12. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций (Б. П. Поршаков, А. С. Лопатин, А. М. Назарьина, А. С. Рябченко). –М.: Недра, 1992.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ…….. 3
Часть 1
1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ…… 8
2. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ……. 27
3. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ ОБОРУДОВАНИЯ И СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ……. 35
3.1. Стратегии технического обслуживания и ремонта оборудования нефтеперекачивающих станций…… 35
3.2. Организация и планирование работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования по фактическому техническому состоянию…… 41
3.3. Определение сроков замены оборудования……... 58
3.4. Нормы резерва запасных частей для технического обслуживания и ремонта оборудования…… 64
3.5. Порядок передачи в ремонт и приемки из ремонта оборудования…… 67
3.6. Техническая документация……. 68
4. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ПОДПОРНЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ НАСОСОВ…… 71
4.1. Общие положения……. 71
4.2. Контроль работоспособности насосных агрегатов …….... 73
4.2.1. Типовой объем работ при оперативном диагностическом контроле…….. 76
4.2.2. Типовой объем работ при плановом диагностическом контроле…… 77
4.2.3. Неплановый диагностический контроль……. 79
4.2.4. Контроль работоспособности насосов по виброакустическим параметрам и температуре…… 81
4.2.5.Оценка работоспособности насосов по параметрическим критериям ……. 89

4.3. Выполнение регламентных работ…… 96
4.4. Типовой объем работ по техническому обслуживанию... 96
4.5. Типовой объем работ при текущем ремонте…….. 98
4.6. Типовой объем работ при среднем ремонте……... 98
4.7. Типовой объем работ при капитальном ремонте……... 102
4.8. Нормативы технического обслуживания и ремонта……. 103
5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ…… 104
5.1. Контроль работоспособности арматуры……. 104
5.2. Типовой объем работ по техническому обслуживанию... 110
5.3. Типовой объем работ при текущем ремонте…….. 111
5.4. Типовой объем работ при капитальном ремонте……... 112
5.5. Нормативы технического обслуживания и ремонта…….. 112
6. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ…… 114
6.1. Контроль работоспособности, техническое обслуживание и ремонт оборудования систем смазки и охлаждения…… 114
6.2. Контроль работоспособности, техническое обслуживание и ремонт компрессоров…….. 119
7. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ, ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК…….. 125
7.1. Номенклатура оборудования…… 125
7.2. Контроль работоспособности вентиляционных систем и электронагревательных установок…… 125
7.3. Типовые объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту…….. 127
7.4. Нормативы технического обслуживания и ремонта……. 128
8. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И УСТРОЙСТВ 129
8.1.Технологические трубопроводы…….. 129
8.2. Контроль работоспособности технологических устройств……... 131
8.3. Блок регуляторов давления…….. 132
8.4. Система сглаживания волн давления типа АРКРОН 1000 или УСВД 1200Р……. 133

8.5. Фильтры-грязеуловители……. 134
8.6. Предохранительные клапаны……... 186
8.7. Система откачки утечек…… 138
8.8. Нормативы технического обслуживания и ремонта…….. 139
8.9. Установки пожаротушения…….. 141
8.10. Емкости вспомогательных систем……. 142
9. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ КОТЛОВ И КОТЕЛЬНО-ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ……... 144
9.1. Номенклатура оборудования…… 144
9.2. Виды технического обслуживания и ремонта…… 144
9.3. Контроль работоспособности теплотехнического оборудования…… 145
9.4. Нормативы технического обслуживания и ремонта…….. 146
10. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ, КАНАЛИЗАЦИИ И ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ, ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ…… 149
10.1. Номенклатура оборудования……. 149
10.2. Система сигнализации…… 149
10.3. Система водоснабжения……. 152
10.4.Трубопроводы горячей воды и пара……... 155
10.5. Очистные сооружения…… 156
10.6. Нормативы технического обслуживания и ремонта…… 156
11. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК……. 158
11.1.Организация работ по техническому обслуживанию, диагностированию и ремонту электроустановок……. 158
11.2. Планирование работ по техническому обслуживанию, диагностическому контролю и ремонту…… 167
Часть 2
1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОМПРЕССОРНОГО АГРЕГАТА 169
1.1. Показатели надежности газоперекачивающих агрегатов 169
1.2. Техническая диагностика газоперекачивающих агрегатов…… 173
1.3. Определение технического состояния центробежных нагнетателей……. 179

1.3.1. Определение фактического политропического КПД нагнетателя…… 181
1.3.2. Определение паспортного (исходного) КПД нагнетателя…… 185
1.4. Определение технического состояния ГПА с газотурбинным приводом…… 187
1.5. Диагностирование ГПА в процессе работы и при выполнении ремонта…… 189
1.6. Причины увеличения энергетических затрат на транспорт газа и пути их снижения…… 197
1.7. Турбодетандер……... 204
1.8. Применение сменных (регулируемых) входных направляющих аппаратов для изменения характеристик ЦБН 207
2. АВТОМАТИЗАЦИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ….. 211
2.1. Система автоматического управления ГПА…….. 211
2.2. Датчики…….. 219
2.3. Приборы…… 231
2.4. Вибрационный контроль ГПА……. 235
2. 5. Измерение расхода газа……... 241
2.6. Системы безопасности компрессорных цехов…….. 246
2.6.1. Системы управления охранными и общестанционными кранами. Ключи КАОС…… 246
2.6.2. Системы автоматики пожаротушения……. 251
2.6.3. Система контроля загазованности…… 256
2.7. Телемеханика……. 257
2.8. Мнемощит…….. 263
2.9. Автоматизированное рабочее место диспетчера компрессорной станции (АРМД КС)…… 263
3. МОНТАЖ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА КС…….. 265
3.1. Подготовка ГПА к монтажу……. 265
3.2. Приемка фундамента под монтаж……... 271
3.3. Монтаж блока нагнетателя и турбины на фундамент….. 278
3.4. Обвязка ГПА технологическими трубопроводами…… 284
3.5. Монтаж вспомогательного оборудования ГПА……. 290
3.6. Гидравлические испытания технологических коммуникаций компрессорной станции…… 294

3.7. Пусконаладочные работы на компрессорной станции….. 299
4. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ С ГАЗОТУРБИННЫМ ПРИВОДОМ…… 315
4.1. Основные положения и виды технического обслуживания ГПА…….. 315
4.2. Планирование и подготовка агрегата к ремонту…… 318
4.3. Ремонтная документация…….. 320
4.4. Вывод газоперекачивающего агрегата в ремонт…… 321
4.5. Виды дефектов и неразрушающий контроль ГПА…… 323
4.6. Организация ремонта лопаточного аппарата осевого компрессора…….. 328
4.7. Балансировка и балансировочные станки……... 331
4.8. Закрытие агрегата после ремонта и его опробование…… 335
5 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ…….. 342
5.1. Общие положения……. 342
5.2. Выбросы вредных веществ в атмосферу……. 344
5.3. Сбросы загрязняющих веществ в водоемы…… 351
5.4. Охрана почв……... 357
5.5. Шум и другие виды воздействия……. 360
6 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТЕ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ…… 361
6.1. Общие требования по технике безопасности при обслуживании компрессорных станций…… 361
6.2. Техника безопасности при эксплуатации ГПА и оборудования компрессорного цеха…….. 363
6.3. Техника безопасности при ремонтах газоперекачивающих агрегатов…….. 366
6.4. Огневые и газоопасные работы. Их проведение в условиях компрессорной станции…….. 368
6.5. Требования к проведению работ в галерее нагнетателей со вскрытием нагнетателя……... 372
6.6. Обеспечение пожаробезопасности компрессорных станций…….. 374

Учебное издание

Бакдаулет Какимулы Кумар
Ермек Курмашевич Ботаханов

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Нач. РОУИЦ *З. А. Губайдулина*
Редактор *Г. М. Дюсенбаева*
Компьютерная верстка *Л.Т. Касжанова*

Подписано в печать 2015 г.

Тираж 300 экз. Формат 60x84x 1/16. Бумага типографская № 1.
Уч.-изд.л. . Усл. п.л.. Заказ № . Цена договорная.

Издание Казахского национального исследовательского технического университета им. К. И. Сатпаева
Учебно-издательский центр КазНТУ,
г. Алматы, ул. Сатпаева, 22
ISBN 978-601-228-766-0

