



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Документы нормативные для проектирования,
строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром»

**ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ
ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ,
ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И РЕМОНТА АГНКС,
В ТОМ ЧИСЛЕ ИМПОРТНОГО ПРОИЗВОДСТВА**

СТО Газпром 2-2.3-624-2011

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Стандарт организации



Москва 2012

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ
ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ,
ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И РЕМОНТА АГНКС,
В ТОМ ЧИСЛЕ ИМПОРТНОГО ПРОИЗВОДСТВА**

СТО Газпром 2-2.3-624-2011

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

**Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт экономики
и организации управления в газовой промышленности»**

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 2012

Предисловие

- | | |
|------------------------------------|--|
| 1 РАЗРАБОТАН | Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт экономики и организации управления в газовой промышленности» при участии Общества с ограниченной ответственностью «Газпром-энергодиагностика» |
| 2 ВНЕСЕН | Управлением по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» |
| 3 УТВЕРЖДЕН
И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ | распоряжением ОАО «Газпром» от 07 ноября 2011 г. № 680 |
| 4 ВЗАМЕН | РД 15-10-98 «Руководящие документы на проведение технического освидетельствования и генеральной ревизии АГНКС-500» |

© ОАО «Газпром», 2011

© Оформление ООО «Газпром экспо», 2012

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром»

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения	4
4 Обозначения и сокращения	10
5 Основные положения системы технической эксплуатации основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	11
5.1 Общие положения	11
5.2 Участники системы технической эксплуатации основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	13
6 Порядок проведения технического обслуживания основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	16
6.1 Порядок планирования работ по техническому обслуживанию технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	16
6.2 Порядок организации работ по техническому обслуживанию технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	17
7 Порядок проведения ремонта основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	20
7.1 Порядок планирования работ по ремонту технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	20
7.2 Порядок организации работ по ремонту технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	24
8 Порядок проведения диагностирования, технического освидетельствования, генеральных ревизий и экспертизы промышленной безопасности основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	28
8.1 Порядок планирования работ по диагностированию, техническому освидетельствованию сосудов, работающих под давлением, генеральной ревизии и экспертизы промышленной безопасности основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	28
8.2 Порядок организации работ по техническому диагностированию основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	31

8.3 Порядок организации работ по техническому освидетельствованию сосудов, работающих под давлением на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях	46
8.4 Порядок организации работ по проведению генеральных ревизий основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	47
8.5 Порядок организации работ по проведению экспертизы промышленной безопасности основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	50
Приложение А (справочное) Перечень автомобильных газонаполнительных компрессорных станций и принцип их работы	53
Приложение Б (справочное) Технические характеристики основных типов автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	55
Приложение В (справочное) Перечень технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций	63
Приложение Г (справочное) Особенности порядка проведения технического обслуживания и ремонта технологического оборудования АГНКС-500 (ПО «Борец» и Германия), АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе), БИ 300-2 (ООО «Метания»)	66
Библиография	84

Введение

Целью разработки настоящего стандарта является повышение уровня промышленной безопасности опасных производственных объектов путем унификации порядка проведения технического обслуживания, производства ремонтных работ и системы диагностирования различных типов автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.

Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции являются сложными инженерными комплексами, которые могут работать в диапазонах входного давления природного газа от 0,3 до 1,2 МПа или от 2,0 до 7,5 МПа с давлением нагнетания 24,5 МПа, при этом допустимое содержание влаги в товарном газе – не более 9,0 мг/м³.

Наличие постоянной вибрации оборудования, вызванной работой поршневых компрессоров в сочетании с большим количеством сварных и фланцевых соединений, является постоянным фактором риска их разгерметизации и, как следствие этого, аварии. Учитывая, что срок эксплуатации большинства автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, установленных в Российской Федерации, составляет около 20 лет, вопрос обеспечения их промышленной безопасности является чрезвычайно важным.

Действующий в настоящее время РД 51-132-88 [1], регламентирующий процессы диагностического обслуживания и оценки технического состояния автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, был разработан более 20 лет назад. В этой связи разработка порядка проведения технического обслуживания, диагностирования и ремонта автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, в том числе импортного производства, представляется весьма актуальной.

Настоящий стандарт развивает положения, изложенные в РД 51-132-88 [1], в части дополнения методики виброобследования в связи с принятием международных стандартов по оценке вибрации машин и оборудования ГОСТ ИСО 10816-1 и ГОСТ ИСО 10816-6.

Настоящий стандарт разработан авторским коллективом в следующем составе: Е.В. Варфоломеев, О.В. Марьин, А.В. Галюк, А.В. Константинов, А.А. Кравченко, Л.В. Власов (ООО «НИИгазэкономика»), к.т.н. С.В. Власов, С.А. Егурцов, А.В. Предущенко, Н.Н. Тюнин (ООО «Газпромэнергодиагностика»).

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

**ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ,
ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И РЕМОНТА АГНКС,
В ТОМ ЧИСЛЕ ИМПОРТНОГО ПРОИЗВОДСТВА**

Дата введения – 2012-09-24

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к организации, содержанию и порядку проведения технического обслуживания, диагностирования и ремонта основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, эксплуатируемых в ОАО «Газпром».

1.2 Действие настоящего стандарта распространяется на все модификации автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, эксплуатируемых в ОАО «Газпром», и вновь вводимые в эксплуатацию.

1.3 Требования настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром», а также специализированными организациями, выполняющими эксплуатацию, техническое обслуживание, диагностирование и ремонт основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.

Договоры со сторонними организациями должны в обязательном порядке содержать ссылку на настоящий стандарт.

1.4 Настоящий стандарт не устанавливает требования к порядку проведения технического обслуживания, диагностирования и ремонта системы заправки автомобилей.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2999-75 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 9012-59 Металлы. Метод измерения твердости по Бринеллю

ГОСТ 9013-59 Металлы. Метод измерения твердости по Роквеллу

ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 17410-78 Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии

ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

ГОСТ 19919-74 Контроль автоматизированный технического состояния изделий авиационной техники. Термины и определения

ГОСТ 20426-82 Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 21104-75 Контроль неразрушающий. Феррозондовый метод

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод

ГОСТ 23479-79 Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования

ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения

ГОСТ 24347-80 Вибрация. Обозначения и единицы величин

ГОСТ 24755-89 Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность укрепления отверстий

ГОСТ 25859-83 Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках

ГОСТ 26790-85 Техника течеискания. Термины и определения

ГОСТ 27518-87 Диагностирование изделий. Общие требования

ГОСТ 27577-2000 Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия

ГОСТ 28702-90 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования

ГОСТ ИСО 10816-1-97 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 1. Общие требования

ГОСТ ИСО 10816-6-95 Вибрация механическая. Оценка вибрации машин по измерениям на невращающихся частях. Часть 6. Машины с возвратно-поступательным движением номинальной мощностью свыше 100 кВт

ГОСТ Р 50599-93 Сосуды и аппараты стальные сварные высокого давления. Контроль неразрушающий при изготовлении и эксплуатации

ГОСТ Р 52720-2007 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ Р 27.002-2009 Надежность в технике. Термины и определения

ОСТ 26-5-88 Контроль неразрушающий. Цветной метод контроля сварных соединений, наплавленного и основного металла

ОСТ 26-11-03-84 Швы сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Радиографический метод контроля

ОСТ 26-291-94 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

СТО Газпром 2-2.3-057-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика по продлению срока безопасной эксплуатации взрывозащищенных электродвигателей

СТО Газпром 2-1.9-309-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика проведения экспертизы промышленной безопасности систем вентиляции и кондиционирования на объектах ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.3-385-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Порядок проведения технического обслуживания и ремонта трубопроводной арматуры

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с Федеральным законом [2], ГОСТ 15467, ГОСТ 16504, ГОСТ 18322, ГОСТ 19919, ГОСТ 20911, ГОСТ 24346, ГОСТ 26790, ГОСТ Р 27.002, ГОСТ Р 52720, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 баллон: Сосуд, имеющий одну или две горловины для установки вентиля, фланцев или штуцеров, предназначенный для транспортировки, хранения и использования сжатых, сжиженных или растворенных под давлением газов.
[ПБ 03-576-03 [3], приложение 1, пункт 3]

3.2 вибрация: Движение точки или механической системы, при котором происходят колебания характеризующих его скалярных величин.
[ГОСТ 24346-80, пункт 3]

3.3 визуальный контроль: Органолептический контроль, осуществляемый органами зрения.
[ГОСТ 16504-81, пункт 114]

3.3 визуальный контроль: Органолептический контроль, осуществляемый органами зрения.
[ГОСТ 16504-81, пункт 114]

3.4 генеральная ревизия: Техническое диагностирование трубопроводов, оборудования и сосудов, работающих под давлением, на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях, с целью установления возможности ее дальнейшей эксплуатации на определенный срок.

3.5 герметичность: Свойство изделия или его элементов, исключающее проникновение через них газообразных и (или) жидких веществ.
[ГОСТ 26790-85, пункт 1]

3.6 давление пробное: Давление, при котором производится испытание сосуда.
[ПБ 03-576-03 [3], приложение 1, пункт 8]

3.7 давление рабочее: Максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса.

[ПБ 03-576-03 [3], приложение 1, пункт 9]

3.8 дефект: Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям.

[ГОСТ 15467-79, пункт 38]

3.9 диагностическое обследование: Совокупность организационных и инженерно-технических мероприятий, предусмотренных соответствующей нормативно-технической документацией, предназначенных для определения технического состояния технологического оборудования (технических изделий) по истечении назначенного ресурса работы с целью определения остаточного ресурса с разработкой рекомендаций, обеспечивающих его безопасную эксплуатацию на весь срок продления жизненного цикла, или обоснования необходимости замены.

3.10 долговечность: Способность изделия выполнять требуемую функцию до достижения предельного состояния при данных условиях использования и технического обслуживания.

[ГОСТ Р 2.7-002-2009, раздел 2, пункт 21]

3.11 заключение экспертизы: Документ, содержащий обоснованные выводы о соответствии или несоответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности.

[ПБ 03-246-98 [4], раздел II]

3.12 значительный дефект: Дефект, который существенно влияет на использование продукции по назначению и (или) на ее долговечность, но не является критическим.

[ГОСТ 15467-79, пункт 44]

3.13 измерительный контроль: Контроль, осуществляемый с применением средств измерений.

[ГОСТ 16504-81, пункт 111]

3.14 испытания на герметичность: Испытания с целью оценки характеристик герметичности изделия как результата воздействия на него при его функционировании или при моделировании воздействий на него.

[ГОСТ 26790-85, пункт 11]

3.15 капитальный ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

[ГОСТ 18322-78, пункт 36]

3.16 контроль технического состояния: Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

[ГОСТ 20911-89, таблица 1, пункт 5]

3.17 критический дефект: Дефект, при наличии которого использование продукции по назначению практически невозможно или недопустимо.

[ГОСТ 15467-79, пункт 43]

3.18 метод неразрушающего контроля: Метод контроля, при котором не должна быть нарушена пригодность объекта к применению.

[ГОСТ 16504-81, пункт 89]

3.19 наработка: Интервал времени, в течение которого изделие находится в состоянии функционирования.

[ГОСТ Р 2.7-002-2009, раздел 2, пункт 28]

3.20 надежность: Свойство готовности и влияющие на него свойства безотказности и ремонтпригодности, и поддержка технического обслуживания.

[ГОСТ Р 2.7-002-2009, раздел 2, пункт 17]

3.21 объекты экспертизы: Проектная документация, технические устройства, здания и сооружения на опасном производственном объекте, декларации промышленной безопасности и иные документы, связанные с эксплуатацией опасного производственного объекта.

[ПБ 03-246-98 [4], раздел II]

3.22 отказ: Потеря способности изделия выполнить требуемую функцию.

[ГОСТ Р 2.7-002-2009, раздел 2, пункт 49]

3.23 периодическое техническое обслуживание: Техническое обслуживание, выполняемое через установленные в документации значения наработки или интервалы времени.

[ГОСТ 18322-78, пункт 22]

3.24 периодичность технического обслуживания (ремонта): Интервал времени или наработка между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким же видом или другим, большей сложности.

[ГОСТ 18322-78, пункт 5]

3.25 промышленная безопасность опасных производственных объектов: Состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.

[Федеральный закон [2], статья 1]

3.26 предельное состояние: Состояние изделия, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна по причинам опасности, экономическим или экологическим.

[ГОСТ Р 2.7-002-2009, раздел 2, пункт 46]

3.27 работоспособное состояние: Состояние изделия, при котором оно способно выполнить требуемую функцию при условии, что предоставлены необходимые внешние ресурсы.

[ГОСТ Р 2.7-002-2009, раздел 2, пункт 24]

3.28 ресурс: Суммарная наработка изделия в течение срока службы.

[ГОСТ Р 2.7-002-2009, раздел 2, пункт 98]

3.29 ремонт: Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

[ГОСТ 18322-78, пункт 2]

3.30 срок службы: Продолжительность эксплуатации изделия или ее возобновления после капитального ремонта до наступления предельного состояния.

[ГОСТ Р 2.7-002-2009, раздел 2, пункт 84]

3.31 система технического обслуживания и ремонта техники: Совокупность взаимосвязанных средств, документации, технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества изделий, входящих в эту систему.

[ГОСТ 18322-78, пункт 3]

3.32 средний ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделия, с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемом в объеме, установленном в нормативно-технической документации.

[ГОСТ 18322-78, пункт 37]

3.33 сосуд: Герметически закрытая емкость, предназначенная для ведения химических, тепловых и других технологических процессов, а также для хранения и транспортировки газообразных, жидких и других веществ. Границами сосуда являются входные и выходные штуцера.

[ПБ 03-576-03 [3], приложение 1, пункт 42]

3.34 специализированная организация: Организация, допущенная в установленном порядке к выполнению работ по технической эксплуатации оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.

3.35 техническое обслуживание: Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

[ГОСТ 18322-78, пункт 1]

3.36 техническое состояние: Совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризующаяся в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на этот объект.

Примечание – Видами технического состояния являются исправность, работоспособность, неисправность, неработоспособность и т.д.

[ГОСТ 19919-74, пункт 11]

3.37 техническая диагностика: Область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния.

[ГОСТ 20911-89, таблица 1, пункт 3]

3.38 течь: Канал или пористый участок изделия или его элементов, нарушающий их герметичность.

[ГОСТ 26790-85, пункт 2]

3.39 течеискание: Процесс обнаружения течей.

[ГОСТ 26790-85, пункт 7]

3.40 течеискатель: Прибор или устройство для обнаружения течей.

[ГОСТ 26790-85, пункт 21]

3.41 технологические трубопроводы: Трубопроводы, предназначенные для транспортирования газообразных, парообразных и жидких сред в диапазоне от остаточного давления (вакуума) 0,001 МПа (0,01 кгс/см²) до условного давления 320 МПа (3200 кгс/см²) и рабочих температур от минус 196 до плюс 700 °С и эксплуатирующиеся на опасных производственных объектах.

[ПБ 03-585-03 [5], пункт 1.4]

3.42 трубопроводная арматура: Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах и емкостях, предназначенное для управления (перекрытия, регулирования, распределения, смешивания, фазоразделения) потоком рабочей среды (жидких, газообразных, газожидкостных, порошкообразных, суспензий и т.п.) путем изменения площади проходного сечения.

[ГОСТ Р 52720-2007, пункт 2.1]

3.43 техническое диагностирование: Определение технического состояния объекта.

Примечание

1 Задачами технического диагностирования являются:

контроль технического состояния;

поиск места и определение причин отказа (неисправности);

прогнозирование технического состояния.

2 Термин «Техническое диагностирование» применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск места и определение причин отказа (неисправности).

[ГОСТ 20911-89, пункт 4]

3.44 **техническое освидетельствование:** Проверка технического состояния объекта на соответствие его конструкторской и эксплуатационной документации с целью установления возможности его дальнейшей эксплуатации и обслуживания.

3.45 **техническая эксплуатация:** Совокупность организационных и технических мероприятий, направленных на приведение и поддержание объекта в работоспособном состоянии, достаточном для безопасного производства и реализации компримированного природного газа.

3.46 **экспертиза промышленной безопасности:** Оценка соответствия объекта экспертизы предъявляемым к нему требованиям промышленной безопасности, результатом которой является заключение.

[ПБ 03-246-98 [4], раздел II]

3.47 **эксперт:** Специалист, осуществляющий проведение экспертизы промышленной безопасности.

[ПБ 03-246-98 [4], раздел II]

3.48 **эксплуатирующие организации:** Дочерние общества ОАО «Газпром», осуществляющие эксплуатацию объектов ОАО «Газпром».

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие обозначения и сокращения:

АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция;

АРД (диаграмма) – диаграмма «амплитуда (А) – расстояние (Р) – диаметр (Д)»;

БОГ – блок осушки газа;

ВИК – визуальный и измерительный контроль;

ВК – вихрековый контроль;

КД – конструкторская документация;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

КУ – компрессорная установка;

МВЗ – место возникновения затрат;

МК – магнитопорошковый метод контроля;

МТР – материально-технические ресурсы;

ПВК – метод контроля проникающими веществами (капиллярный);

ПВТ – метод контроля проникающими веществами (течеискание);

ППР – планово-предупредительный ремонт;

ПЭП – пьезоэлектрический преобразователь;
РД – руководящий документ;
САУ – система автоматического управления;
СКЗ – среднее квадратическое значение;
ТО – техническое обслуживание;
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;
ТР – текущий ремонт;
ТЭ – техническая эксплуатация;
УК – ультразвуковой контроль;
ЭПБ – экспертиза промышленной безопасности;
SKH (диаграмма) – диаграмма «площадь (S) – условная чувствительность (K) – глубина (H)».

5 Основные положения системы технической эксплуатации основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

5.1 Общие положения

5.1.1 Техническое обслуживание, диагностирование и ремонт являются частью системы технической эксплуатации оборудования, обеспечивающей своевременное и качественное выполнение работ, направленных на поддержание работоспособного состояния, надежной и безопасной эксплуатации АГНКС.

Перечень АГНКС и принцип их работы приведены в приложении А.

Технические характеристики основных типов АГНКС приведены в таблице Б.1 (приложение Б).

5.1.2 Система ТЭ оборудования АГНКС наряду с ТОиР включает мероприятия по диагностическому обследованию: техническому диагностированию, периодическому техническому освидетельствованию, генеральной ревизии и экспертизе промышленной безопасности, задачей которого является определение технического состояния технологического оборудования с выработкой рекомендаций по его дальнейшей эксплуатации.

Основная цель системы ТЭ заключается в том, чтобы мероприятия по эксплуатации оборудования АГНКС выполнялись в заранее установленной последовательности и необходимом объеме, через определенное время наработки, установленное нормативно-технической документацией или по результатам диагностирования.

Перечень технологического оборудования АГНКС приведен в приложении В.

5.1.3 В процессе ТЭ оборудования АГНКС необходимо руководствоваться требованиями, установленными в Федеральном законе [2], ПБ 03-576-03 [3], ПБ 03-585-03 [5], ВРД 39-2.5-082-2003 [6], ПБ 03-582-03 [7], ПУЭ [8], ПЭЭП [9], а также инструкциями по эксплуатации, паспортами на соответствующие технические устройства и настоящим стандартом.

5.1.4 Мероприятия по ТЭ оборудования АГНКС осуществляются на плановой основе с учетом его технического состояния. Порядок их проведения определяется настоящим стандартом, а также иными нормативными документами, действующими в ОАО «Газпром».

5.1.5 Решение основной задачи системы ТЭ – обеспечение надежной и безопасной эксплуатации оборудования АГНКС – состоит из следующих этапов:

- составление планов проведения ТО, диагностирования, различных видов ремонта и других мероприятий, направленных на обеспечение надежной и безопасной эксплуатации оборудования;

- разработка необходимой проектной и технической документации;

- подготовка и организация выполнения необходимых работ и мероприятий;

- обеспечение выполняемых работ необходимыми материально-техническими ресурсами;

- организация контроля качества выполнения работ;

- организация финансирования необходимых работ и составление отчетности;

- организация инженерного сопровождения и обеспечения выполняемых работ.

5.1.6 Требования к организации мероприятий по охране труда и соблюдению промышленной безопасности при проведении работ по ТЭ оборудования АГНКС установлены в ВРД 39-1.14-021-2001 [10].

5.1.7 Стоимость проведения работ по ТЭ оборудования АГНКС определяется в соответствии с прейскурантами на соответствующие виды работ, утвержденными ОАО «Газпром». По работам, на которые отсутствуют прейскуранты, до их утверждения стоимость обосновывается на основании нормативных документов ОАО «Газпром».

5.1.8 Формирование заявок и обоснование лимитов на выполнение работ по ТЭ оборудования АГНКС и обеспечение МТР осуществляется в соответствии с установленным в ОАО «Газпром» порядком.

5.1.9 Финансирование работ по ТЭ оборудования осуществляется в рамках статей платежного баланса «Капитальный ремонт» и «Прочие внереализационные и эксплуатационные расходы», в том числе «Текущее обслуживание и текущий ремонт», «Диагностика» в соответствии с утвержденными платежными балансами эксплуатирующих организаций.

5.1.10 Определение лимита затрат на ТЭ оборудования АГНКС проводится Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» в рамках установленных Финансово-экономическим департаментом ОАО «Газпром» лимитов на проведение технического обслуживания, ремонта и диагностического обследования в целом по эксплуатирующим организациям.

5.2 Участники системы технической эксплуатации основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций:

- руководящий орган системы ТЭ оборудования АГНКС (далее – руководящий орган);
- организация, уполномоченная проводить централизованное диагностическое обследование объектов ОАО «Газпром» (далее – диагностическая организация);

Примечание – В соответствии с Регламентом [11] организацией, уполномоченной проводить централизованное диагностическое обследование объектов ОАО «Газпром», является ООО «Газпром центрремонт».

- дочерние общества ОАО «Газпром», эксплуатирующие АГНКС (далее – эксплуатирующая организация);
- специализированные ремонтные и экспертные организации (далее – специализированные организации).

Функции руководящего органа выполняет Департамент по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром».

5.2.1 Участники системы ТЭ оборудования АГНКС выполняют следующие основные функции.

5.2.1.1 Руководящий орган:

- организация и координация деятельности участников системы ТЭ оборудования АГНКС;
- анализ и корректировка документации, подтверждающей необходимость проведения работ по ТЭ оборудования АГНКС и определяющей состав соответствующих мероприятий;
- уточнение распределения лимитов затрат на ТО, диагностическое обследование, капитальный ремонт (в разрезе МВЗ) и текущий ремонт оборудования по эксплуатирующим организациям;
- предоставление в Финансово-экономический департамент ОАО «Газпром» сводных потребностей эксплуатирующих организаций в лимитах затрат на ТО, диагностическое обследование, капитальный и текущий ремонт оборудования;
- организация и осуществление плановых и внеплановых выборочных проверок качества выполнения работ, МТР, применяемых технологий.

5.2.1.2 Диагностическая организация:

- анализ, корректировка и предоставление в руководящий орган документов, подтверждающих необходимость и определяющих состав проведения работ по диагностическому обследованию;
- проверка обоснованности стоимости работ по диагностическому обследованию и стоимости МТР;
- согласование объемов работ по диагностическому обследованию, подлежащих выполнению в планируемом году по договорам с эксплуатирующими организациями;
- формирование производственной программы пообъектного выполнения работ по диагностическому обследованию и программы комплектации объектов МТР;
- направление в руководящий орган сводных предложений по корректировке годовых и квартальных лимитов затрат по диагностическому обследованию;
- заключение с эксплуатирующими организациями агентских договоров на организацию выполнения работ по диагностическому обследованию;
- привлечение специализированных организаций для выполнения работ на договорной основе;
- организация разработки и проверка смет на проведение работ;
- обеспечение качества и сроков на всех этапах выполнения работ по диагностическому обследованию, выполняемых по агентским договорам;
- организация приемки работ совместно с эксплуатирующей организацией;
- предоставление в ОАО «Газпром» отчетной информации о выполнении работ по диагностическому обследованию;
- разработка нормативно-методической документации по диагностическому обследованию.

5.2.1.3 Эксплуатирующие организации:

- разработка плана по ТЭ оборудования АГНКС (с разбивкой по видам работ), который согласовывается и утверждается в соответствии с установленным в ОАО «Газпром» порядком;
- предоставление в руководящий орган и диагностическую организацию (в части ее касающейся) документации, подтверждающей необходимость проведения работ по ТЭ оборудования АГНКС и определяющую перечень соответствующих мероприятий;

- направление для согласования в руководящий орган и диагностическую организацию (в части ее касающейся) годовых планов-графиков по видам работ по ТЭ оборудования АГНКС и пообъектные планы с учетом затрат на МТР;

- определение основных технических требований к работам на конкретных объектах и квалификационных требований к участникам конкурсов в зависимости от вида работ по ТЭ оборудования АГНКС, заключение договоров на проведение соответствующих работ;

- осуществление вывода в ремонт объекта, включенного в комплексный план-график, сдача объектов в ремонт и их приемка из ремонта;

- предоставление в ОАО «Газпром» информации о выполнении плана-графика по ТЭ оборудования АГНКС (с разбивкой по видам работ);

- разработка необходимых нормативных документов (руководства, инструкции и т.д.) для выполнения работ по ТЭ оборудования АГНКС с учетом специфики его эксплуатации.

5.2.1.4 Специализированные организации:

- выполнение специализированных работ по ТЭ оборудования АГНКС, в том числе ремонт, техническое освидетельствование, генеральная ревизия и ЭПБ технологического оборудования;

- составление отчетов по результатам проведенных работ, диагностических исследований и предоставление их заказчику на согласование;

- участие в сопровождении процесса согласования и утверждения заключений ЭПБ в территориальных управлениях Ростехнадзора.

Для проведения работ по ТЭ оборудования АГНКС специализированная организация должна быть аккредитована по соответствующим направлениям своей деятельности и иметь аттестованный в установленном порядке технический персонал.

У специализированной организации должны быть все необходимые разрешения и лицензии Ростехнадзора на проведение проектных и конструкторских работ, реконструкции, ремонта специальных технических устройств и (или) их наладку, технического освидетельствования, диагностирования и экспертизы промышленной безопасности.

Работы, выполняемые специализированными организациями, осуществляются по соответствующим договорам, заключенным на конкурсной основе в соответствии с установленным в ОАО «Газпром» порядком.

6 Порядок проведения технического обслуживания основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

6.1 Порядок планирования работ по техническому обслуживанию технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

6.1.1 Планирование работ по ТО оборудования АГНКС осуществляет начальник АГНКС.

6.1.2 Планирование работ по ТО оборудования АГНКС производится ежегодно с учетом наработки и его технического состояния в соответствии со сроками, устанавливаемыми графиком разработки проекта плана социально-экономического развития и бюджета ОАО «Газпром» (далее – график), утвержденного Председателем Правления ОАО «Газпром».

6.1.3 Документами, подтверждающими необходимость проведения работ по ТО оборудования, является техническая документация завода-изготовителя на соответствующее оборудование (паспорта, руководства и инструкции по эксплуатации).

6.1.4 Планирование и обоснование лимитов на выполнение работ по ТО оборудования АГНКС и обеспечение необходимыми МТР осуществляется в соответствии с установленным в ОАО «Газпром» порядком.

6.1.5 Эксплуатирующая организация в срок до 1 июня года, предшествующего планируемому, предоставляет в руководящий орган:

- проекты пообъектных планов выполнения работ по ТО оборудования в планируемом году;
- потребность в лимитах затрат на ТО, в том числе затраты на МТР.

6.1.6 Руководящий орган в срок, установленный графиком, в соответствии с доведенными Финансово-экономическим департаментом ОАО «Газпром» лимитами затрат на ТЭ уточняет распределение лимитов затрат на ТО по эксплуатирующим организациям и доводит до их сведения.

6.1.7 Эксплуатирующие организации в месячный срок после получения уточненных данных производят корректировку и утверждение плана проведения работ по ТО по каждой АГНКС и направляет в руководящий орган уточненные годовые планы-графики и пообъектные планы с учетом затрат на МТР с поквартальной разбивкой и помесечной расшифровкой планируемого квартала.

6.1.8 Корректировка лимитов затрат на выполнение работ по ТО

6.1.8.1 Эксплуатирующие организации, не позднее 5-го числа второго месяца квартала, предшествующего планируемому кварталу, направляют в руководящий орган предложения по корректировке лимитов затрат на ТО с приложением материалов, подтверждающих необходимость корректировок.

6.1.8.2 Руководящий орган после рассмотрения представленных предложений и их согласования, не позднее 25-го числа второго месяца квартала, предшествующего планируемому кварталу, представляют в Финансово-экономический департамент ОАО «Газпром» предложения по корректировке лимитов затрат на ТО на следующий квартал и до окончания года с поквартальной разбивкой в соответствии с Положением [12]. В случае изменения сроков представления документов, установленных Положением [12], происходит соответствующее уточнение дат представления лимитов затрат на ТО на следующий квартал и до окончания года с поквартальной разбивкой.

6.1.8.3 Скорректированные планы затрат на ТО, включая затраты на МТР, утверждаются руководящим органом и направляются эксплуатирующим организациям.

6.1.8.4 На основании скорректированного плана затрат на ТО эксплуатирующие организации уточняют ранее представленные планы-графики и в месячный срок с момента получения скорректированного плана затрат на ТО направляют в руководящий орган уточненные планы проведения ТО оборудования АГНКС с поквартальной разбивкой и с учетом затрат на МТР.

6.1.8.5 Эксплуатирующая организация имеет возможность самостоятельно проводить корректировку квартальных планов работ в пределах выделенных лимитов затрат на выполнение работ по ТО оборудования АГНКС по согласованию с руководящим органом.

6.2 Порядок организации работ по техническому обслуживанию технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

6.2.1 Порядок проведения, периодичность и состав работ при производстве ТО оборудования АГНКС регламентируются инструкциями и руководствами по эксплуатации на соответствующее оборудование.

6.2.2 ТО трубопроводной арматуры проводится в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-385.

6.2.3 ТО систем электроснабжения, САУ, КИПиА, вентиляции и кондиционирования, отопления, водоснабжения, канализации должно производиться в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-1.9-309, ВРД 39-2.5-082-2003 [6], ПУЭ [8], ПЭЭП [9], ВРД 39-1.14-021-2001 [10], СНиП 41-01-2003 [13], ПБ 03-590-03 [14], Правил [15–17], ПБ 10-574-02 [18], ПБ 12-529-02 [19], Правил [20, 21] и руководствами по эксплуатации на соответствующее оборудование.

6.2.4 Система ТО оборудования АГНКС включает:

- ежесменное ТО;
- периодическое ТО.

6.2.5 Ежедневное и периодическое ТО оборудования АГНКС производится силами соответствующей службы эксплуатирующей организации.

6.2.6 Периодическое техническое обслуживание производится при определенной наработке оборудования и именуется ТО-1, ТО-2 и т.д.

6.2.7 Остановка оборудования, вывод из эксплуатации и подготовка его для проведения ТО осуществляется силами соответствующей службы эксплуатирующей организации согласно инструкции по эксплуатации на соответствующее оборудование и с учетом положений технико-эксплуатационной документации на технологическую систему АГНКС.

6.2.8 Ежедневное ТО оборудования АГНКС производится с выполнением следующих основных операций (в зависимости от типа АГНКС некоторые операции не проводятся):

- осмотр оборудования АГНКС;
- контроль давления и температуры газа на входе в КУ;
- контроль давления и температуры в напорных патрубках каждой ступени;
- контроль температуры газа на выходе из межступенчатых холодильников;
- контроль давления и температуры охлаждающей жидкости на входе и выходе из холодильников;
- контроль давления и температуры масла в системе смазки кривошипно-шатунного механизма;
- контроль работы системы смазки кривошипно-шатунного механизма;
- контроль уровня масла в картере КУ;
- контроль давления сжатого воздуха в системе охлаждения электродвигателя;
- контроль температуры корпусных деталей КУ органолептическим методом;
- контроль давления и температуры охлаждающей жидкости в системе охлаждения КУ;
- контроль работоспособности клапанов цилиндров;
- контроль герметичности сальников;
- проведение продувки сепараторов;
- контроль отсутствия течей газа через разъемные соединения и сальники;
- контроль состояния опор газопроводов;
- контроль работы лубрикатора и уровня масла в резервуаре лубрикатора;
- контроль влажности товарного газа;
- контроль состояния КИПиА.

6.2.9 В случае выявления отклонения от штатной работы немедленно произвести остановку КУ и принять решение о порядке устранения неисправности.

6.2.10 ТО-1 оборудования производится с выполнением следующих основных операций:

- проведение ежесменного ТО;
- осмотр фундаментов КУ и контроль момента затяжки фундаментных болтов;
- проверка распределения масла на смазку цилиндров.

6.2.11 ТО-2 оборудования производится с выполнением следующих основных операций:

- проведение ТО-1;
- контроль степени нагрева подшипников коленчатого вала и кривошипно-шатунного механизма, крейцкопфа, гильзы крейцкопфа и других деталей механизма движения;
- контроль степени нагрева подшипников приводного электродвигателя;
- визуальный контроль коленчатого вала, шатунов, штоков поршней, поршней, шатунных вкладышей, цилиндров;
- измерительный контроль величин зазоров;
- измерительный контроль поршневых колец;
- удаление масляного нагара с поверхности поршней;
- измерительный контроль величин мертвых пространств;
- визуальный контроль плотности прилегания обратных клапанов в системе смазки цилиндров и сальников;
- контроль поступления масла от лубрикатора к трущимся поверхностям;
- контроль системы КИПиА;
- чистка, промывка, проверка работоспособности газовых клапанов;
- анализ состояния масла;
- контроль момента затяжки крепления всех деталей движения, узлов кривошипно-шатунного механизма, сальников.

6.2.12 ТО-3 оборудования производится с выполнением следующих основных операций:

- проведение ТО-2;
- продувка масляных каналов сжатым воздухом;
- визуальный контроль крейцкопфа и его деталей;
- визуальный контроль картера в доступных местах;
- контроль величин зазоров между статором и ротором электродвигателя.

6.2.13 Периодичность проведения и состав работ по ТО оборудования зависят от типа эксплуатируемых АГНКС. Особенности проведения работ по ТО АГНКС-500 (ПО «Борец», Германия), АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе), АГНКС БИ 300-2 (ООО «Метания») установлены в приложении Г.

6.2.14 По окончании работ по ТО оборудования надлежит:

- проконтролировать величину момента затяжки, качество крепления и стопорения шатунных болтов, крепления кольца крейцкопфа, соединения шток-крейцкопф;
- произвести испытание КУ;
- результаты испытаний КУ оформляются актом.

6.2.15 Результаты работ по ТО фиксируют в формуляре обслуживаемого оборудования АГНКС с проведением соответствующей записи в журналы, предусмотренные ВРД 39-2.5-082-2003 [6].

7 Порядок проведения ремонта основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

7.1 Порядок планирования работ по ремонту технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

7.1.1 Планирование работ по ремонту оборудования АГНКС осуществляет начальник АГНКС.

7.1.2 Планирование работ по ремонту оборудования АГНКС производится ежегодно с учетом наработки и его технического состояния в соответствии со сроками, устанавливаемыми графиком.

7.1.3 Документами, подтверждающими необходимость проведения работ по ремонту оборудования, являются:

- техническая документация (паспорта, руководства и инструкции по эксплуатации);
- проектно-сметная документация (для объектов, по которым предусмотрена ее разработка);
- ремонтный формуляр;
- дефектные ведомости;
- акты проведения диагностических работ;
- акты обследования состояния технических устройств;
- предписания государственных надзорных органов;
- предписания и акты обследований инспекционных контрольных органов ОАО «Газпром»;
- информационные письма ОАО «Газпром», владельцев конструкторской и эксплуатационной документации и др.

7.1.4 Планирование и обоснование лимитов на выполнение работ по ремонту оборудования АГНКС, и обеспечение необходимыми МТР осуществляется в соответствии с установленным в ОАО «Газпром» порядком.

7.1.5 Начальник АГНКС составляет график ППР с планируемыми затратами и направляет его на утверждение руководству эксплуатирующей организации.

7.1.6 Эксплуатирующая организация составляет сводный график проведения ППР с планируемыми затратами по установленной форме и в срок до 1 июня предшествующего года, предоставляет его в руководящий орган для согласования вместе с приложением:

а) предварительных дефектных ведомостей по каждой АГНКС на планируемый год;
б) ведомостей МТР по каждому объекту на планируемый год;
в) проекта плана проведения ремонтных работ по каждой АГНКС с поквартальной разбивкой и разделением затрат на работы и МТР, а также с учетом затрат на страхование строительно-монтажных рисков подрядных организаций на период проведения ремонта и затрат на МТР, при этом:

1) объем работ по ремонту для каждой АГНКС в натуральном выражении определяется в соответствии с нормативно-технической документацией, действующей в ОАО «Газпром» (в случае отсутствия нормативно-технической документации объем работ по ремонту определяется на основании предварительных дефектных ведомостей);

2) стоимостное выражение объемов работ по ремонту определяется на основании нормативной документации ОАО «Газпром» (прейскурантов; порядка ценообразования, согласованного Департаментом экономической экспертизы и ценообразования ОАО «Газпром»; другой нормативной документации, действующей в ОАО «Газпром»);

3) натуральные показатели использования МТР определяются на основе норм использования, проектно-сметной документации, технологических карт, дефектных ведомостей;

4) стоимостные показатели использования МТР формируются исходя из натуральных показателей и цен, определяемых из средней цены списания данных МТР в производство на конец базового периода с учетом прогнозируемых показателей инфляции, разрабатываемых Минэкономразвития России;

г) проекта плана-графика с указанием сроков ремонта АГНКС в физическом выражении с месячной разбивкой;

д) сводных заказных спецификаций на планируемый год, отражающих потребность в МТР, с поквартальной разбивкой и разделением по видам МТР по номенклатуре дочерних обществ ОАО «Газпром».

7.1.7 При планировании работ по капитальному ремонту должен соблюдаться комплексный подход, при котором вспомогательное оборудование, технологически или конструктивно связанное с основным, ремонтируется одновременно с основным в целях сокращения времени простоя основного оборудования.

7.1.8 Информацию по планируемым затратам на ремонт руководящий орган представляет в Финансово-экономический департамент ОАО «Газпром» в соответствии с принятой в ОАО «Газпром» структурой бюджета доходов и расходов и экономическими показателями эксплуатирующих организаций.

7.1.9 Руководящий орган в срок, установленный графиком, в соответствии с доведенными Финансово-экономическим департаментом ОАО «Газпром» лимитами затрат на ТЭ разрабатывает уточненные сводные планы затрат на ремонт, включая затраты на МТР, и доводит их до эксплуатирующих организаций.

7.1.10 После этого эксплуатирующая организация в месячный срок после получения уточненных данных производит корректировку и утверждение плана проведения ремонтных работ по каждой АГНКС и направляет в руководящий орган откорректированный план на утверждение.

7.1.11 Корректировка лимитов затрат на выполнение работ по ремонту

7.1.11.1 Эксплуатирующие организации, не позднее 5-го числа второго месяца квартала, предшествующего планируемому кварталу, направляют в руководящий орган предложения по корректировке лимитов затрат на ремонт с приложением материалов, подтверждающих необходимость корректировок.

7.1.11.2 Руководящий орган после рассмотрения представленных предложений и их согласования, не позднее 25-го числа второго месяца квартала, предшествующего планируемому кварталу, представляет в Финансово-экономический департамент ОАО «Газпром» предложения по корректировке лимитов затрат на ремонт на следующий квартал и до окончания года с поквартальной разбивкой в соответствии с Положением [12]. В случае изменения сроков представления документов, установленных Положением [12], происходит соответствующее уточнение дат представления лимитов затрат на ремонт на следующий квартал и до окончания года с поквартальной разбивкой.

7.1.11.3 Финансово-экономический департамент ОАО «Газпром» по итогам рассмотрения представленных предложений направляет в руководящий орган скорректированные лимиты затрат на ремонт на следующий квартал и до окончания года с поквартальной разбивкой.

7.1.11.4 Скорректированные планы затрат на ремонт, включая затраты на МТР, утверждаются руководящим органом и направляются эксплуатирующим организациям.

7.1.11.5 На основании скорректированного плана затрат на ремонт эксплуатирующие организации уточняют ранее представленные планы-графики и в месячный срок с момента получения скорректированного плана затрат на ремонт направляют в руководящий орган уточ-

ненные планы ремонта АГНКС с учетом МТР, с поквартальной разбивкой для заключения дополнительных соглашений к договорам на выполнение ремонтных работ.

7.1.11.6 Эксплуатирующая организация имеет возможность самостоятельно проводить корректировку квартальных планов работ в пределах выделенных лимитов затрат на выполнение работ по ремонту АГНКС по согласованию с руководящим органом.

7.1.11.7 В случае необходимости проведения внепланового ремонта оформляется план-график производства ремонтных работ с финансированием в пределах выделенных лимитов за счет корректировки пообъектных планов либо за счет выделения дополнительных лимитов по согласованию с руководящим органом.

7.1.12 Порядок вывода АГНКС в ремонт

7.1.12.1 Вывод в ремонт объекта, включенного в комплексный план-график, производится эксплуатирующей организацией в соответствии с действующим в ОАО «Газпром» порядком.

7.1.12.2 Эксплуатирующая организация разрабатывает сводный план-график вывода АГНКС в ремонт с учетом:

- собственных производственных планов;
- установленных ремонтных циклов и их структуры;
- возможности выполнения работ по ремонту АГНКС в зависимости от сроков поставки МТР и времени года.

7.1.12.3 Решение о выводе АГНКС в ремонт принимается эксплуатирующей организацией в соответствии с годовым планом-графиком проведения работ по ремонту и оформляется внутренним приказом с указанием исполнителей, сроков остановки АГНКС, подготовки и проведения работ, а также лиц, ответственных:

- за подготовку, организацию и проведение работ;
- выполнение мероприятий по охране труда;
- наладочные мероприятия и испытания при завершении работ.

7.1.12.4 Приказ издается не менее чем за сутки до намеченного срока остановки АГНКС. Копия приказа передается в руководящий орган, а также специализированной организации, привлекаемой для выполнения работ на АГНКС.

7.1.12.5 Сдача АГНКС в ремонт производится уполномоченными представителями эксплуатирующей организации с обязательным оформлением акта сдачи в ремонт.

7.1.12.6 Перед сдачей оборудования в ремонт должна быть обязательно составлена ведомость дефектов. В процессе выполнения ремонтных работ при выявлении скрытых дефектов ведомость следует корректировать.

7.1.12.7 При выявлении в процессе выполнения работ по ремонту скрытых или иных неучтенных дефектов, для устранения которых требуется выполнение дополнительных работ и увеличение времени простоя АГНКС, срок окончания ремонта переносится. Решение об изменении срока окончания ремонта и объем дополнительных работ согласовывается с руководящим органом и доводится до исполнителя работ.

7.1.12.8 Объекты ремонта, остановка которых не влияет на непрерывность рабочего процесса АГНКС, не включаются в сводный план-график вывода АГНКС в ремонт. Сроки проведения таких ремонтных работ назначаются на основании требований нормативно-технической документации и эксплуатационной документации с учетом времени года и сроков поставки МТР.

7.2 Порядок организации работ по ремонту технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

7.2.1 Порядок проведения, периодичность и состав работ при производстве текущего, среднего и капитального ремонтов оборудования АГНКС регламентируются соответствующими нормативно-техническими документами, руководствами и инструкциями по эксплуатации на соответствующее оборудование.

7.2.1.1 Порядок проведения ремонта трубопроводной арматуры проводится в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-385.

7.2.2 Система ремонта оборудования АГНКС включает:

- текущий ремонт ТР;
- средний ремонт;
- капитальный ремонт.

7.2.3 Текущий ремонт оборудования может производиться силами соответствующей службы эксплуатирующей организации или с привлечением специализированной организации.

7.2.4 Средний и капитальный ремонт оборудования производится специализированными организациями. Все работы, выполняемые специализированными организациями, осуществляются на основании соответствующих договоров.

Отдельные виды ремонтных работ оборудования АГНКС допускается производить силами соответствующей службы эксплуатирующей организации.

7.2.5 Работы по ремонту оборудования производятся на основании утвержденного плана, ведомостей дефектов, прейскурантов, в пределах затрат, предусмотренных планом.

7.2.6 Выделение МТР для выполнения ремонтных работ производится в установленном порядке.

7.2.7 При выполнении ремонтных работ, включенных в перечень работ повышенной опасности, надлежит составить план мероприятий с дальнейшим оформлением необходимых документов, предусмотренных системой промышленной безопасности и охраны труда.

7.2.8 Для проведения работ по ремонту необходимо наличие следующей документации на соответствующее оборудование:

- инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию;
- технологическая инструкция по производству ремонтных работ;
- нормы расхода запасных частей;
- нормы расхода ремонтных материалов и инструмента.

7.2.9 При проведении ремонтных работ с целью дефектации деталей следует применять следующие методы неразрушающего контроля:

- визуальный и измерительный;
- вихретоковый;
- ультразвуковой головными и поверхностными волнами.

Контроль проникающими веществами (капиллярный) и магнитопорошковый являются неэффективными из-за невозможности очистки полостей поверхностных дефектов от масла и геометрических характеристик контролируемых деталей.

7.2.10 Остановка оборудования, вывод из эксплуатации и подготовка для сдачи в ремонт производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации с учетом положений технической документации на технологическую систему АГНКС.

7.2.11 При сдаче основного оборудования в ремонт следует произвести следующий комплекс проверок:

- контроль параметров работы КУ АГНКС при номинальной и, в случае возможности, частичной производительности;
- виброобследование в соответствии с 8.2.11 с составлением акта виброобследования оборудования согласно требованиям РД 51-132-88 [1];
- проверку системы регулирования и защиты;
- контроль герметичности в разъемных соединениях систем газопроводов, маслопроводов и охлаждения.

7.2.12 Перед сдачей оборудования в ремонт оно должно быть обесточено, отключено от коммуникаций, освобождено от газа, продуто инертным газом, провентилировано воздухом, очищено от грязи и шлака. Масло и антифриз должны быть слиты.

7.2.13 На трубопроводах всасывания и нагнетания надлежит установить заглушки и вывесить предупредительные плакаты на электрическом щите и щите САУ КУ.

7.2.14 При передаче оборудования в ремонт составляется двусторонний акт. В процессе работы специализированная организация несет ответственность за состояние и целостность оборудования.

7.2.15 Контроль над проведением работ по ремонту оборудования АГНКС осуществляют ответственные представители эксплуатирующей организации, назначенные внутренним приказом.

В приказе указываются ответственные за подготовку, организацию, проведение работ и выполнение мероприятий по технике безопасности с указанием сроков останова АГНКС.

7.2.16 Специализированная организация представляет ежеквартальный отчет о выполнении плана ремонтных работ.

7.2.17 Состав основных работ по ремонту оборудования АГНКС

7.2.17.1 ТР производится соответствующей службой эксплуатирующей организации либо с привлечением специализированной организации с выполнением следующих основных операций:

- проведение ТО-3;
- смена масла;
- очистка картера и визуальный контроль его поверхности;
- очистка и промывка фильтра тонкой очистки масла;
- очистка масляных каналов растворителем и их продувка сжатым воздухом;
- очистка влагомаслоотделителей и холодильников;
- визуальный контроль масляных штуцеров, привода маслососа, лубрикатора, манометрических штуцеров;
- очистка внутренних поверхностей рубашек цилиндров;
- визуальный контроль предохранительных клапанов, системы КИПиА.

7.2.17.2 Средний ремонт производится специализированной организацией с выполнением следующих основных операций:

- проведение текущего ремонта;
- визуальный контроль поверхности скольжения гильзы крейцкопфа;
- контроль величины зазоров между гильзой и крейцкопфом в передней мертвой точке и задней мертвой точке, для цилиндропоршневых групп, работающих в вертикальной оси соответственно в нижней и верхней мертвой точке;
- визуальный и измерительный контроль кольца крейцкопфа;
- визуальный и измерительный контроль крейцкопфных подшипников;
- дефектация коленчатого вала неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК, УК);

- визуальный контроль шатунов и шатунных болтов;
- визуальный контроль поршней, канавок под поршневые кольца, измерение величин зазоров в соединениях штоков, контроль качества фиксации поршня на штоке;
- измерительный контроль величины износа и теплового зазора поршневых колец – в случае необходимости кольца заменить;
- визуальный и измерительный контроль шатунных болтов, поршневых штоков, элементов соединения шток-крейцкопф, шток-поршень;
- полная смена масел;
- регулировка и испытание КУ после ремонта.

7.2.17.3 Капитальный ремонт производится специализированной организацией с выполнением следующих основных операций:

- проведение среднего ремонта;
- визуальный контроль фундамента КУ и его осадки;
- контроль горизонтальности КУ;
- контроль качества прилегания рамы к фундаменту и затяжки фундаментных болтов;
- дефектация неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК) зеркала цилиндра;
- дефектация корпуса крейцкопфа и пальца неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК);
- дефектация рамы картера неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК);
- визуальный контроль маслонасоса;
- визуальный контроль трубопроводной арматуры.

7.2.18 По окончании ремонтных работ КУ должна быть обкатана на холостом ходу и под нагрузкой в соответствии с требованиями эксплуатационной документации и ВРД 39-2.5-082-2003 [6]. Результаты индивидуальных испытаний КУ оформляются актом.

7.2.19 Периодичность проведения и состав типовых работ по ремонту оборудования зависят от типа эксплуатируемых АГНКС. Особенности проведения работ по ремонту АГНКС-500 (ПО «Борец», Германия), АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе) представлены в приложении Г.

7.2.20 Порядок приемки оборудования после проведения ремонтных работ

7.2.20.1 Приемка оборудования АГНКС из ремонта производится комиссией из ответственных представителей эксплуатирующей организации с обязательным оформлением акта приемки из ремонта с приложением необходимых технических (включая исполнительную документацию) и финансовых документов в соответствии с порядком, установленным в ОАО «Газпром».

7.2.20.2 Председателем комиссии должен быть начальник АГНКС. В состав комиссии также должны входить:

- руководитель ремонтной бригады;
- ответственный представитель от ремонтной специализированной организации.

7.2.20.3 При приемке основного оборудования из ремонта следует произвести комплекс проверок, указанный в 7.2.12.

7.2.20.4 Акт приемки утверждается руководителем (главным инженером) эксплуатирующей организации в двух экземплярах, один из которых хранится на АГНКС.

7.2.20.5 На все работы по проведению ремонта оборудования должен устанавливаться гарантийный срок не менее одного года.

7.2.20.6 Результаты работ по проведению ремонта должны фиксироваться в формуляре соответствующего оборудования.

8 Порядок проведения диагностирования, технического освидетельствования, генеральных ревизий и экспертизы промышленной безопасности основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

8.1 Порядок планирования работ по диагностированию, техническому освидетельствованию сосудов, работающих под давлением, генеральной ревизии и экспертизы промышленной безопасности основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

8.1.1 Планирование работ по проведению диагностирования, технического освидетельствования сосудов, работающих под давлением, генеральной ревизии и ЭПБ основного технологического оборудования АГНКС (далее – диагностического обследования) осуществляет начальник АГНКС.

8.1.2 Планирование работ по диагностическому обследованию основного технологического оборудования АГНКС осуществляется в соответствии со сроками, устанавливаемыми графиком.

8.1.3 Планирование работ по диагностическому обследованию объектов осуществляется эксплуатирующими организациями совместно с диагностической организацией на основе нормативной, технической документации и регламентирующих документов ОАО «Газпром», федеральных законов, другой нормативной и технической документации в соответствии с приоритетами, установленными руководящим органом.

8.1.4 Эксплуатирующие организации в срок до 1 февраля года, предшествующего планируемому, представляют в руководящий орган и диагностическую организацию:

- проект плана работ по направлениям диагностического обследования;
- планируемые затраты на диагностическое обследование.

8.1.5 Диагностическая организация после рассмотрения представленных планов, анализа и внесения необходимых уточнений в срок до 1 марта года, предшествующего планируемому, представляет в руководящий орган сводную потребность в затратах на диагностическое обследование на планируемый год и результаты проведенного анализа.

8.1.6 Руководящий орган в срок до 1 июля года, предшествующего планируемому, в соответствии с доведенными Финансово-экономическим департаментом ОАО «Газпром» лимитами затрат на ТЭ уточняет распределение лимитов на диагностическое обследование по эксплуатирующим организациям и направляет его эксплуатирующим организациям и диагностической организации.

8.1.7 Эксплуатирующие организации в срок до 20 июля года, предшествующего планируемому, в соответствии с доведенными лимитами затрат представляют в руководящий орган и диагностическую организацию возвратные планы по диагностическому обследованию с поквартальной разбивкой, при этом:

- объем работ по диагностическому обследованию для каждого объекта в натуральном выражении определяется в соответствии с нормативно-технической документацией, действующей в ОАО «Газпром», а также соответствующими федеральными документами;

- стоимостное выражение объемов работ по диагностическому обследованию определяется на основании нормативной документации ОАО «Газпром» (прейскурантов, другой нормативной документации, действующей в ОАО «Газпром»), а также соответствующих федеральных документов.

8.1.8 Руководящий орган с участием диагностической организации и эксплуатирующих организаций рассматривает представленные материалы по проведению диагностического обследования, проводит проверку обоснованности стоимости работ. В случае необходимости руководящий орган запрашивает у эксплуатирующих организаций дополнительные материалы.

8.1.9 По результатам рассмотрения материалов, указанных в 8.1.9, на основе представленной эксплуатирующими организациями документации, диагностическая организация в срок до 10 августа года, предшествующего планируемому, формирует и направляет в руководящий орган сводные планы работ по диагностическому обследованию и результаты анализа предоставленных материалов.

8.1.10 Руководящий орган после рассмотрения, анализа и внесения необходимых корректировок утверждает сводные планы работ по диагностическому обследованию и доводит их до эксплуатирующих организаций и диагностической организации.

8.1.11 Руководящий орган в срок, установленный графиком, представляет в Финансово-экономический департамент ОАО «Газпром» план затрат на проведение диагностического обследования с поквартальной разбивкой для включения в проект бюджета ОАО «Газпром» на планируемый год.

8.1.12 Эксплуатирующие организации в соответствии с планами работ по диагностическому обследованию, согласованными диагностической организацией и утвержденными руководящим органом, в срок до 15 сентября года, предшествующего планируемому, направляют в диагностическую организацию планы работ по диагностическому обследованию с поквартальной разбивкой для заключения агентских договоров.

8.1.13 Эксплуатирующие организации не позднее чем за 45 дней до начала планируемого квартала направляют в диагностическую организацию уточненные годовые планы работ по диагностическому обследованию с поквартальной разбивкой.

8.1.14 Диагностическая организация на основании представленных эксплуатирующими организациями планов диагностического обследования формирует производственные программы выполнения работ.

8.1.15 Корректировка планов работ и лимитов затрат

8.1.15.1 Корректировка плана диагностического обследования производится в случае обоснованного изменения объектов и видов работ, сроков, продолжительности, объемов и стоимости проведения работ.

8.1.15.2 Основанием корректировки плана диагностического обследования являются изменения режима работы объектов, приоритетов по объектам диагностического обследования, объемов запланированных работ, стоимости работ и другие объективные причины.

8.1.15.3 В случае отклонения ожидаемых сроков выполнения работ по диагностическому обследованию от утвержденного плана-графика:

- диагностическая организация направляет в эксплуатирующую организацию обоснование причин и предложения по корректировке сроков выполнения работ;

- эксплуатирующая организация направляет для согласования в руководящий орган предложения и обоснования корректировки плана-графика выполнения работ.

8.1.15.4 Руководящий орган после обращения эксплуатирующей организации рассматривает предложения по корректировке плана-графика, вносит необходимые изменения и направляет в эксплуатирующую и диагностическую организации.

8.1.15.5 Порядок корректировки лимита затрат на диагностическое обследование определяется Положением [12]. В случае изменения сроков представления документов, установленных Положением [12], уточняются сроки представления предложений по корректировке планов выполнения диагностического обследования.

8.1.15.6 Эксплуатирующие организации не позднее 5-го числа второго месяца квартала, предшествующего планируемому кварталу, направляют в диагностическую организацию предложения по корректировке годовых и квартальных лимитов затрат на диагностическое обследование с приложением материалов, подтверждающих необходимость корректировок. При корректировке лимитов затрат на диагностическое обследование эксплуатирующей организацией представляется уточненный план затрат на год с поквартальной расшифровкой.

8.1.15.7 Диагностическая организация после рассмотрения, анализа и, при необходимости, внесения уточнений, не позднее 15-го числа второго месяца квартала, предшествующего планируемому кварталу, представляет в руководящий орган сводные предложения по корректировке годовых и квартальных лимитов затрат на диагностическое обследование в разрезе эксплуатирующих организаций и уточненный план затрат на диагностическое обследование на год с поквартальной расшифровкой.

8.1.15.8 Руководящий орган после рассмотрения и согласования представленных предложений по корректировке плановых затрат не позднее 25-го числа второго месяца квартала, предшествующего планируемому кварталу, представляет в Финансово-экономический департамент ОАО «Газпром» предложения по корректировке лимитов затрат в соответствии с Положением по порядку предоставления на рассмотрение в Финансово-экономический департамент предложений по внесению изменений в плановые показатели деятельности.

8.1.15.9 Корректировка объемов и сроков выполнения работ в пределах суммы квартального плана осуществляется эксплуатирующими организациями по согласованию с диагностической организацией.

8.2 Порядок организации работ по техническому диагностированию основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

8.2.1 Техническое диагностирование технологического оборудования АГНКС должно осуществляться в соответствии с ГОСТ 27518, СНИП 3.05.05-84 [22], ПБ 03-585-03 [4], ПБ 03-576-03 [5], ПБ 03-582-03 [7], инструкциями по эксплуатации соответствующих технических устройств, а также настоящим стандартом.

8.2.2 Техническое диагностирование сосудов, работающих под давлением, следует производить в соответствии с ГОСТ Р 50599 и РД 03-421-01 [23].

8.2.3 Техническое диагностирование резервуаров ГСС1-1-10,0-25У-001 (аккумуляторов газа), установленных на АГНКС-500 производства ПО «Борец» и Германия, следует производить в соответствии с РД 51-553-94 [24] и Программой [25].

8.2.4 Техническое диагностирование технологических трубопроводов следует производить в соответствии с ПБ 03-585-03 [4].

Техническое диагностирование электродвигателей электрического оборудования следует производить в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-057.

8.2.5 Техническое диагностирование вспомогательного оборудования АГНКС должно осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

8.2.6 В соответствии с ПБ 03-585-03 [4], ПБ 03-576-03 [5], ВРД 39-2.5-082-2003 [6] в период эксплуатации оборудования следует осуществлять постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозийной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с фиксированием результатов контроля.

8.2.7 Техническое диагностирование оборудования может производиться как силами соответствующей службы эксплуатирующей организации, так и силами диагностической организации с привлечением специализированных организаций на основании соответствующих договоров, заключенных на конкурсной основе согласно установленным в ОАО «Газпром» порядком.

В соответствии с Регламентом [11] по согласованию с диагностической организацией допускается заключение договоров с эксплуатирующими организациями на диагностическое обследование со специализированными организациями в соответствии с установленным в ОАО «Газпром» порядком.

8.2.8 Состав основных работ по проведению диагностирования оборудования АГНКС изложен в 8.2.11–8.2.23.

8.2.9 Объем и методы неразрушающего контроля при проведении технического диагностирования основного оборудования АГНКС изложены в 8.2.11–8.2.23, 8.4.11.

8.2.10 По результатам технического диагностирования выпускается соответствующий технический отчет (акт) в установленном порядке.

8.2.11 Общие положения по диагностированию технологического оборудования АГНКС

8.2.11.1 К проведению диагностирования и контроля неразрушающими методами допускаются специалисты, аттестованные в соответствии ПБ 03-440-02 [26] на 2-й и/или 3-й уровни, прошедшие проверку знаний правил безопасности Ростехнадзора. Допускается работа специалиста 1-го уровня под руководством специалистов 2-го и/или 3-го уровня.

8.2.11.2 Последовательность проведения операций неразрушающего контроля:

а) визуальный и измерительный контроль;

б) контроль отсутствия/наличия поверхностных и подповерхностных дефектов любым или несколькими из нижеперечисленных методов:

1) вихретоковый метод;

2) феррозондовый метод;

3) магнитопорошковый метод;

4) ультразвуковой контроль поверхностными и головными волнами;

5) проникающими веществами (капиллярный);

в) толщинометрия;

г) твердометрия;

д) ультразвуковой контроль;

е) гидравлические испытания;

ж) контроль герметичности сварных и фланцевых соединений;

и) вибрационный контроль;

к) контроль внутренней герметичности запорной арматуры (при наличии прибора).

Допускается заменять гидравлические испытания на пневматические с проведением контроля методом акустической эмиссии в соответствии с ПБ 03-593-03 [27].

8.2.12 Визуальный и измерительный контроль

8.2.12.1 ВИК основного и вспомогательного технологического оборудования следует производить в соответствии с ГОСТ 23479, ОСТ 26-291, ПБ 03-585-03 [4], ПБ 03-576-03 [5], ПБ 03-582-03 [7], РД 03-421-01 [23], РД 03-606-03 [28], РД 03-29-93 [29], РД 10-520-02 [30], РД 10-16-92 [31] и настоящим стандартом.

8.2.12.2 При производстве ВИК необходимо контролировать следующее технологическое оборудование:

а) КУ:

1) состояние фундамента и/или опорных конструкций, надежность крепления КУ и приводного двигателя к фундаменту;

2) отсутствие/наличие течи масла через сальники;

3) отсутствие/наличие на наружной поверхности коррозии, деформации, трещин и других дефектов;

4) контроль состояния и степени износа деталей кривошипно-шатунного механизма и цилиндропоршневой группы микрометрированием;

5) контроль состояния подшипников;

б) технологические трубопроводы:

- 1) состояние наружных поверхностей;
- 2) наличие/отсутствие деформаций;
- 3) состояние опорных конструкций;
- 4) плотность прилегания трубопроводов к опорным конструкциям;
- 5) состояние изоляции и лакокрасочного покрытия;
- б) сварных швов;
- 7) состояние фланцевых и муфтовых соединений;
- 8) выборочная разборка резьбовых соединений на трубопроводе, осмотр их и контроль

резьбовыми калибрами;

- 9) состояние крепежных деталей.

в) сосуды, работающие под давлением:

- 1) состояние наружной и внутренней поверхности;
- 2) состояние сварных соединений;
- 3) наличие/отсутствие деформаций;
- 4) наличие/отсутствие коррозионных повреждений;

г) трубопроводная арматура;

д) КИПиА:

- 1) внешнее состояние приборов;
- 2) наличие клейм (пломб), крепление, герметичность трубопроводов;
- 3) крепление кабелей и заземляющих устройств;
- 4) состояние соединительных линий и заземляющих проводов.

8.2.12.3 По результатам ВИК основного технологического оборудования недопустимыми дефектами являются:

- трещины всех видов и направлений;
- вмятины, выпучины;
- коррозионные повреждения;
- эрозионный износ;
- смещение кромок свариваемых деталей свыше установленных норм;
- отклонение геометрических параметров сварных швов свыше установленных норм;
- подрезы, прожоги, кратеры и наплывы.

8.2.13 Контроль отсутствия/наличия поверхностных и подповерхностных дефектов

8.2.13.1 Контроль феррозондовым и вихретоковым методами следует производить в соответствии с ГОСТ 21104 и РД 13-03-2006 [32], инструкциями по эксплуатации на применяемые приборы.

8.2.13.2 Контроль методом МК следует производить в соответствии с ГОСТ 21105.

8.2.13.3 В виде исключения допускается применять метод контроля ПВК в соответствии с ГОСТ 18442, ОСТ 26-5, РД 13-06-2006 [33].

8.2.14 Толщинометрия

8.2.14.1 Для проведения толщинометрии следует применять толщиномеры в соответствии с ГОСТ 28702.

8.2.14.2 Объем контроля при толщинометрии трубопроводов должен составлять не менее четырех точек на каждый сортамент трубопровода с определенным расчетным давлением газа в нем.

8.2.14.3 При проведении толщинометрии трубопроводов в первую очередь следует контролировать выпуклую часть отводов.

8.2.14.4 В таблице 1 представлены значения толщины стенок деталей трубопроводной обвязки в зависимости от внутреннего давления, рассчитанные в соответствии с требованиями СНиП 2.04.12-86 [34] и РД РТМ 26-01-44-78 [35] для значения временного сопротивления 420 МПа (сталь 20).

8.2.14.5 Принимая во внимание, что расчетные формулы в указанных документах не учитывают реальное напряженно-деформированное состояние трубопроводов, результаты толщинометрии трубопроводов считаются удовлетворительными, если значения толщины стенок трубопроводов составляют более 80 % проектной.

8.2.14.6 Объем контроля при толщинометрии сосудов:

- днища и крышки – не менее четырех-пяти точек (одна точка в центре днища);
- обечайки – два, три и более сечения в каждой царге (количество сечений зависит от длины царги) по четыре точки в каждом сечении;
- патрубки – по четыре точки для каждого патрубка.

8.2.14.7 Следует контролировать толщину стенки сосуда напротив патрубка входа газа.

8.2.14.8 Результаты толщинометрии сосудов считаются удовлетворительными, если значения толщины стенок элементов сосудов превышают минимально допустимые, указанные в соответствующих паспортах.

8.2.14.9 В случае отсутствия в паспортах сосудов данных о расчетных минимально допустимых толщинах стенок элементов сосудов следует производить расчет сосудов в соответствии с ГОСТ 14249, ГОСТ 24755, ГОСТ 25859.

Таблица 1 – Расчетные толщины стенок деталей трубопроводной обвязки

Диаметр детали, мм	Давление в трубопроводе, МПа																								
	1,2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	27,5	
159	0,7	1,1	1,7	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
133	0,6	0,9	1,4	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
114	0,5	0,8	1,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
108	0,5	0,8	1,1	1,5	1,9	2,2	2,6	2,9	3,3	3,6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
89	0,4	0,6	0,6	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4	2,7	3,0	3,1	3,2	3,4	3,8	4,0	4,4	4,4	4,8	4,9	5,2	5,5	5,6	–	–	
76	0,3	0,5	0,5	1,1	1,3	1,6	1,8	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,3	3,5	3,8	3,8	4,1	4,2	4,4	4,7	4,8	5,1	–	
70	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,4	2,5	2,7	3,0	3,2	3,5	3,5	3,7	3,9	4,1	4,3	4,4	4,7	5,5	
68	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,3	2,4	2,6	2,9	3,1	3,4	3,4	3,6	3,8	4,0	4,2	4,3	4,6	5,3	
60	–	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,0	2,1	2,3	2,6	2,8	3,0	3,0	3,3	3,4	3,5	3,7	3,8	4,0	4,6	
57	–	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,5	1,7	1,9	1,9	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	2,8	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6	3,8	4,4	
50	–	–	–	0,7	0,9	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,7	1,8	1,9	2,1	2,3	2,5	2,5	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,4	3,9	
45	–	0,3	0,5	0,6	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,2	2,2	2,4	2,5	2,6	2,8	2,8	3,0	3,5	
42	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,4	1,5	1,6	1,8	1,9	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,6	2,7	2,8	3,3	
38	–	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,5	1,6	1,7	1,7	1,9	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,7	
25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,0	
22	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,7	
18	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,4	
15	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,2	

8.2.15 Твердометрия

8.2.15.1 Измерения твердости материала технологического оборудования производятся в соответствии с ГОСТ 2999, ГОСТ 9012, ГОСТ 9013, инструкцией по эксплуатации на применяемый прибор.

8.2.15.2 Измерения твердости целесообразно производить в тех же точках, где производилась толщинометрия.

8.2.15.3 Измеренные значения твердости не должны превышать величин, характерных для соответствующих марок применяемых материалов.

8.2.16 Ультразвуковой контроль

8.2.16.1 При проведении УК следует руководствоваться ГОСТ 14782, ГОСТ 17410.

8.2.16.2 Сварной шов считается доступным для УК, если обеспечивается возможность перемещения преобразователя, позволяющая контролировать шов на всю глубину, за исключением «мертвой» зоны.

8.2.16.3 УК позволяет выявлять дефекты, возникающие в результате отклонений от технологических процессов сварки: поры, свищи, шлаковые включения, непровары, трещины.

8.2.16.4 Для проведения УК необходимо применять дефектоскопы и дополнительное оборудование в соответствии с ГОСТ 14782. Целесообразно применять современные приборы, позволяющие обеспечивать передачу данных на компьютер, имеющие автономное электропитание.

8.2.16.5 Поверхность околошовной зоны должна быть очищена от грязи, окалины, брызг металла. Оптимальная шероховатость поверхности для контроля наклонным преобразователем – от Rz20 до Rz40 мкм.

8.2.16.6 Контроль производится при температуре и влажности окружающего воздуха с учетом соответствующих требований инструкции по эксплуатации на прибор. Температура контролируемого металла не должна превышать 50 °С.

8.2.16.7 В качестве контактной смазки следует использовать следующие жидкости:

- глицерин;
- смазка на основе обойного клея;
- смазка на основе декстрина;
- технические масла: трансформаторное масло, автол, солидол, литол и др.

8.2.16.8 УК трубопроводов следует проводить в соответствии с требованиями ГОСТ 17410 и ПБ 03-585-03 [4], а сосудов – в соответствии с требованиями СТО НИИХиммаш 00220256-005-2005 [36].

Тип применяемых ПЭП, параметры настройки прибора для трубопроводов и сосудов представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Основные параметры ультразвукового контроля стыковых сварных соединений трубопроводов

Толщина сварного соединения, мм	Угол ввода ультразвукового луча	Рабочая частота, МГц	Эквивалентная площадь (размеры) отдельных дефектов	
			по отверстию с плоским дном, мм ²	по зарубке $b \times h^*$, мм
От 8 до 10 включ.	70	5,0	1,6	2,0×1,0
Св. 10 до 18 включ.	65	5,0	2,0	2,0×2,0

* b, h – ширина и высота зарубки.

Таблица 3 – Основные параметры ультразвукового контроля стыковых сварных соединений сосудов

Толщина сварного соединения, мм	Угол ввода ультразвукового луча	Рабочая частота, МГц	Предельная чувствительность, мм ²	
			по отверстию с плоским дном, мм ²	по зарубке $b \times h^*$, мм
От 4 до 6 включ.	70	5,0	0,9	1,4×0,9
Св. 6 до 8 включ.	70	5,0	1,2	1,4×1,2
Св. 8 до 12 включ.	70	5,0	1,6	2,0×1,1
Св. 12 до 14 включ.	70	5,0	2,0	2,0×1,4
Св. 14 до 20 включ.	70	2,5	2,0	2,0×1,4
Св. 20 до 32 включ.	65	2,5	3,0	3,0×2,0

* b, h – ширина и высота зарубки.

Остальные параметры УК и оценка качества сварных соединений в соответствии с ПБ 03-585-03 [4] и СТО НИИХиммаш 00220256-005-2005 [36].

8.2.16.9 Длительность развертки следует устанавливать так, чтобы наибольшая часть развертки на экране электронно-лучевой трубки соответствовала пути ультразвукового импульса в металле контролируемой части сварного соединения.

8.2.16.10 Для контроля сварных соединений трубопроводов должен применяться притертый под диаметр датчик, а для контроля сварных швов сосудов датчик необходимо притереть для диаметра менее 400 мм.

Для контроля стыковых сварных швов трубопроводов с толщиной стенки до 6 мм целесообразно применять ультразвуковые хордовые фокусирующие преобразователи РСМ-5Ф.

8.2.16.11 Настройку предельной чувствительности целесообразно осуществлять на стандартном образце организации, изготовленном из аналогичной по акустическим свойствам марки металла.

При контроле стыковых и угловых швов сварных соединений сосудов с наружным диаметром менее 800 мм и всех трубопроводов АГНКС настройку предельной чувствительности

следует производить по стандартному образцу организации, имеющему тот же радиус кривизны, что и контролируемое изделие, или отличающемуся от этого радиуса не более чем на $\pm 10\%$.

Допускается для настройки предельной чувствительности вместо криволинейных использовать плоские образцы, соблюдая требования методики ультразвукового контроля сварных швов сосудов, приведенных в СТО НИИХиммаш 00220256-005-2005 [36], или АРД, или SKH-диаграммы.

8.2.17 Радиографический контроль

8.2.17.1 Радиационный контроль следует производить в соответствии с ГОСТ 7512, ГОСТ 20426, ОСТ 26-11-03 и инструкцией по эксплуатации на применяемый прибор.

8.2.18 Гидравлические испытания

8.2.18.1 Гидравлические испытания трубопроводов и сосудов имеет право производить специалист 2-го уровня по методу контроля ПВТ, прошедший проверку знаний правил безопасности Ростехнадзора.

8.2.18.2 Гидравлические испытания трубопроводов и сосудов следует производить в соответствии с ПБ 03-585-03 [4], ПБ 03-576-03 [5].

8.2.18.3 Гидравлические испытания блока осушки газа производятся отдельно для трубопроводов осушаемого газа и трубопроводов газа регенерации адсорбента.

8.2.18.4 Гидравлические испытания должны производиться, как правило, в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха.

8.2.18.5 Рекомендуемая температура воды должна быть в пределах $5\text{ }^{\circ}\text{C} - 40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

8.2.18.6 При заполнении водой воздух из трубопроводов и сосудов должен быть вытеснен полностью.

8.2.18.7 Давление при испытаниях должно контролироваться двумя манометрами одного типа, предела измерения, класса точности, цены деления.

8.2.18.8 Величина пробного давления для трубопроводов и сосудов, за исключением литых, равна 1,25 от расчетного давления. Для литых сосудов величина пробного давления равна 1,5 от расчетного.

За расчетное давление трубопровода принимается давление срабатывания предохранительного клапана, а для сосудов – давление, на которое производился расчет сосуда на прочность.

Допускается величину пробного давления для сосудов определять исходя из величины разрешенного давления.

8.2.18.9 Время выдержки сосудов под пробным давлением – 5 мин, если иное не оговорено инструкцией по эксплуатации.

8.2.18.10 Время выдержки трубопроводов под пробным давлением — 10 мин, после чего давление снижается до рабочего, при котором производится осмотр сварных швов.

По окончании осмотра давление вновь поднимается до пробного и выдерживается еще 5 мин, после чего давление снижается до рабочего и производится осмотр трубопровода.

8.2.18.11 В соответствии с ГОСТ Р 50599 сосуды, работающие под давлением свыше 100 кгс/см², по окончании проведения гидравлических испытаний и сушки должны быть подвергнуты осмотру внутренней и наружной поверхности.

8.2.18.12 Результаты гидравлического испытания считаются удовлетворительными, если отсутствуют течи, трещины, слезки, потения в сварных соединениях и на основном металле; течи в разъемных соединениях; видимые остаточные деформации, падение давления по манометру.

8.2.18.13 Допускается заменять гидравлические испытания на пневматические при условии контроля методом акустической эмиссии в соответствии с ПБ 03-593-03 [27].

8.2.19 Течеискание

8.2.19.1 Контроль отсутствия течей во фланцевых и сварных соединениях следует производить в соответствии с инструкцией по эксплуатации на применяемый течеискатель.

8.2.19.2 Утечка природного газа не допускается.

8.2.20 Контроль внутренней герметичности трубопроводной арматуры

8.2.20.1 Контроль отсутствия внутренней герметичности трубопроводной арматуры следует производить в соответствии с инструкцией по эксплуатации на применяемый прибор.

8.2.20.2 Внутренняя негерметичность трубопроводной арматуры не допускается.

8.2.21 Вибрационное обследование

8.2.21.1 Вибрационное обследование оборудования и трубопроводов имеют право проводить аттестованные специалисты по вибрационному контролю, прошедшие проверку знаний правил безопасности Ростехнадзора и имеющие соответствующие действующие документы.

Виброизмерения в процессе эксплуатации могут проводиться силами соответствующей службы эксплуатирующей организации при наличии на АГНКС специально адаптированных виброметров.

8.2.21.2 Вибрационное обследование оборудования и трубопроводов следует осуществлять в соответствии с методикой проведения виброобследований, приведенной в РД 51-132-88 [1] и разработанной для каждого их типа формулярами вибрационного обследования, в которых указаны все измерительные точки, порядок и правила проведения измерений.

8.2.21.3 Перед проведением испытаний должна быть оценена работоспособность и эффективность всех установленных раскреплений трубопроводов и технологических аппаратов,

а также анкерных фундаментных болтов компрессоров, электроприводов и технологических аппаратов и при необходимости проведены работы по приведению раскреплений в проектное состояние.

Самораскрепление трубопроводов, их отдельных участков и технологического оборудования происходит в процессе эксплуатации под воздействием динамических нагрузок, возбуждаемых пульсирующим потоком газа в коммуникациях компрессоров, а также при нерациональном выборе мест раскреплений, установке прутковых хомутов вместо ленточных или одиночных прутковых хомутов вместо сдвоенных.

8.2.21.4 При проведении вибрационного обследования должна использоваться виброизмерительная и виброанализирующая аппаратура, внесенная в государственный реестр средств измерений, имеющая сертификат взрывобезопасного исполнения, действующее свидетельство о государственной поверке и удовлетворяющая следующим требованиям:

- нижняя граница частотного диапазона – не выше 5 Гц;
- верхняя граница частотного диапазона – не ниже 200 Гц;
- верхний предел измерения среднего квадратичного значения (СКЗ) виброскорости – не менее 50 мм/с при максимальной погрешности ее измерения $\pm 10\%$;
- верхний предел измерения амплитуды или СКЗ перемещения – не менее 0,5 мм при максимальной погрешности ее измерения $\pm 10\%$;
- время успокоения – не более 30 с.

Применяемая аппаратура должна быть откалибрована до начала проведения измерений.

Для проведения вибрационного обследования на АГНКС не должна использоваться аппаратура, имеющая частотный рабочий диапазон 10–1000 Гц, вследствие возникновения значительной погрешности.

8.2.21.5 Для проведения виброизмерений на трубопроводах с наружным диаметром менее 100 мм нежелательно применение магнитных креплений датчиков вибрации с плоской рабочей поверхностью. Контакт между магнитом датчика (или щупом) и поверхностью трубы должен обеспечивать достаточную плотность и отсутствие скольжения.

8.2.21.6 Проведение вибродиагностических обследований должно быть минимизировано по времени за счет оптимизации маршрута проведения измерений и максимально возможного охвата измерительных точек, примыкающих к каждому текущему местонахождению оператора.

8.2.21.7 Для повышения эффективности проведения виброиспытаний следует использовать виброколлекторы данных, реализующие маршрутную технологию сбора вибропараметров.

8.2.21.8 Результаты виброиспытаний должны отражаться в протоколах проведения измерений и заноситься в соответствующую текущую страницу формуляра вибросостояния КУ обследуемого типа.

8.2.21.9 В дополнение к методике виброобследования, приведенной в РД 51-132-88 [1], в соответствии с ГОСТ ИСО 10816-1 и ГОСТ ИСО 10816-6 вводятся следующие оценки вибросостояния оборудования:

- зона А: в эту зону попадают, как правило, новые машины, только что введенные в эксплуатацию;

- зона В: машины, попадающие в эту зону, обычно считают пригодными для дальнейшей эксплуатации без ограничения срока;

- зона С: машины, попадающие в эту зону, обычно рассматривают как пригодные для длительной непрерывной эксплуатации. Обычно данные машины могут функционировать ограниченный период времени, пока не появится подходящая возможность для проведения ремонтных работ;

- зона D: уровни вибраций в данной зоне обычно рассматривают как достаточно серьезные для того, чтобы вызвать повреждения машины.

8.2.21.10 Для компрессорной установки с приводом общий уровень среднего квадратического значения виброскорости в полосе частот от 5 до 200 Гц составляет:

- зоны А и В – менее 7,07 мм/с ;

- зона С – от 7,07 до 11,2 мм/с;

- зона D – свыше 11,2 мм/с.

8.2.21.11 Для оснований, фундаментов и опорных конструкций общий уровень средней квадратической виброскорости в полосе частот от 5 до 200 Гц составляет:

- зоны А и В – менее 4,46 мм/с;

- зона С – от 4,46 до 7,07 мм/с;

- зона D – свыше 7,07 мм/с.

8.2.21.12 Для технологических трубопроводов и аппаратов общий уровень средней квадратической виброскорости в полосе частот от 5 до 200 Гц составляет:

- зоны А и В – менее 11,2 мм/с;

- зона С – от 11,2 до 17,8 мм/с;

- зона D – свыше 17,8 мм/с.

8.2.21.13 Обозначения и единицы величин – в соответствии с ГОСТ 24347.

8.2.21.14 Сравнительная оценка вибросостояния в контрольных точках входных, выходных и межступенчатых коммуникаций в процессе эксплуатации должна проводиться при идентичных рабочих давлениях в соответствующих линиях, а для компрессорных установок производства ПО «Борец» – на идентичных рабочих частотах вращения.

8.2.21.15 По результатам виброобследования выпускается технический отчет.

8.2.21.16 В дополнение к отчету по результатам измерения интенсивности вибрации в графе «Краткое заключение» соответствующей таблицы формуляра вибрационного обследования должны быть представлены оценки вибросостояния оборудования и трубопроводов АГНКС и предложения по устранению обнаруженных дефектов и недостатков. Аналогичная информация должна быть представлена в техническом отчете по проведению испытаний.

8.2.21.17 В формулярах вибрационного обследования КУ АГНКС должны заполняться соответствующие таблицы при проведении приемо-сдаточных испытаний после среднего и капитального ремонта, генеральной ревизии, ЭПБ, монтажа нового оборудования и в процессе текущей эксплуатации не реже 1 раза в год.

8.2.22 Техническое диагностирование системы вентиляции АГНКС

8.2.22.1 В связи с тем что система вентиляции, установленная на АГНКС, имеет в своем составе электродвигатели во взрывозащищенном исполнении, ее необходимо один раз в год подвергать техническому диагностированию с целью установления возможности дальнейшей надежной эксплуатации.

Срок службы системы вентиляции, а также технических устройств, входящих в состав данной системы, устанавливается разработчиком конструкторской и эксплуатационной документации. По выработке назначенного срока службы необходимо производить ЭПБ этого технического устройства и/или всей системы в целом в соответствии с СТО Газпром 2-1.9-309 с целью, в дальнейшем изложенной в 8.4.6.

8.2.22.2 При техническом диагностировании сети воздухопроводов проверяется:

- соответствие трассировки и основных размеров воздухопроводов требованиям технической документации;
- наличие и правильность расположения люков для установки измерительных приборов;
- соответствие конструкции, расположения и размеров устройств для распределения и удаления воздуха требованиям технической документации;
- плотность всех соединений воздухопроводов, устанавливается наличие или отсутствие механических повреждений и засорений;
- соответствие требованиям технической документации мест расположения на воздухопроводах запорно-регулирующей арматуры (герметических клапанов, шиберов, дроссель-клапанов, обратных клапанов и др.), доступность и удобство управления этими устройствами, а также возможность контроля за их положением (открыто, закрыто и т.п.).

Для проверки плотности сети воздухопроводов необходимо произвести замеры количества воздуха, поступающего через все отверстия в сети, которые для этого должны быть полностью

открыты. Полученное значение суммарного расхода воздуха сравнивается с фактической производительностью вентилятора. Сеть воздуховодов считать достаточно плотной, если разность этих двух величин не превышает 10 %.

Транзитные воздуховоды должны удовлетворять требованиям СНиП 41-01-2003 [13] (таблица 2, раздел 4.118).

8.2.22.3 При техническом диагностировании фильтров (пылеотделителей) проверяется:

- соответствие маркировки, типа и размера требованиям технической документации;
- плотность соединений с воздуховодами.

Расход воздуха определяется до и после устройства, что позволяет установить величину утечек или подсосов (эта величина не должна превышать 5 % от величины расхода воздуха).

Эффективность пылеулавливающего устройства определяется по формуле

$$\eta = [(P_{\text{н}} - P_{\text{к}})/P_{\text{н}}] \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где $P_{\text{н}}$ и $P_{\text{к}}$ – концентрации пыли в воздухе до и после устройства.

Отбор проб воздуха до и после устройства необходимо производить одновременно не менее трех раз. Полученное значение η должно соответствовать принятому в технической документации.

Потери давления и уровень запыленности определяются на предмет необходимости регенерации или замены.

8.2.22.4 При техническом диагностировании калориферных установок и поверхностных воздухоохладителей проверяется:

- соответствие технической документации маркировке, типам установленного оборудования и схемам присоединенных трубопроводов с тепло- и холодоносителем;
- состояние оребрения и обводных каналов (при их наличии);
- плотность соединения калориферов и воздухоохладителей со строительными конструкциями;
- наличие необходимых контрольно-измерительных приборов, запорно-регулирующей арматуры и ее работоспособность;
- наличие или отсутствие загрязнений.

8.2.22.5 При техническом диагностировании автоматики безопасности проверяется:

- наличие и исправность автоматики безопасности;
- наличие сертификата соответствия;
- исправность информационных устройств автоматики;

- наличие, поверенность и исправность газоанализаторов взрывопожароопасной газовой воздушной смеси;

- наличие, исправность, достаточность количества и правильность установки датчиков взрывопожароопасной газовой воздушной смеси;

- срабатывание аварийной вентиляции путем имитации аварийной ситуации.

8.2.22.6 При техническом диагностировании вентиляторных установок (вентиляционных агрегатов) проверяется:

- соответствие технической документации маркировке, типоразмерам и установке вентиляторов и электродвигателей (исполнению по взрывозащите), а также способам их соединения;

- надежность закрепления вентилятора и электродвигателя к основанию, правильность направления вращения рабочего колеса и качество его балансировки;

- состояние лопастей рабочего колеса, величина зазора между рабочим колесом центробежного вентилятора и всасывающим патрубком, а также лопатками рабочего колеса и обечайкой осевого вентилятора;

- наличие и состояние гибких вставок до и после вентилятора.

В случае клиноременной передачи проверяется параллельность осей шкивов, количество и натяжение ремней.

Определяется количество перемещаемого воздуха и давление, создаваемое вентилятором при работе на данную сеть. Объем перемещаемого воздуха определяется до и после вентилятора. Расхождение в величинах не должно превышать 5 %. Кроме этих величин замеряется фактическое число оборотов рабочего колеса вентилятора.

8.2.23 Техническое диагностирование технологических газопроводов

8.2.23.1 Основным способом проведения технического диагностирования технологических трубопроводов для обеспечения контроля за надежной и безопасной эксплуатацией является периодическая ревизия, которую надлежит проводить раз в четыре года. Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

8.2.23.2 При выполнении мероприятий по периодической ревизии технологических газопроводов в соответствии с порядком, изложенным в ПБ 03-585-03 [4], следует:

- провести наружный осмотр газопровода;

- в случае выявления поверхностного дефекта в сварном шве или околошовной зоне, а также возникновения сомнения в его качестве – произвести инструментальный контроль неразрушающими методами (МК, феррозондовый, ВК, УК, радиографический и т.д.);

- произвести толщинометрию участков газопроводов, работающих в наиболее сложных условиях (отводах, тройниках, врезках, в переходах газопровода, перед арматурой и после нее, дренажах), а также на прямых участках газопроводов;
- произвести твердометрию вышеуказанных участков газопроводов;
- произвести выборочную разборку резьбовых соединений на газопроводе, их осмотр и контроль резьбовыми калибрами;
- проверить состояние и условия работы опор, крепежных деталей и выборочно прокладок.

8.2.23.3 Периодическую ревизию с проведением испытания технологических газопроводов на прочность и плотность следует проводить раз в восемь лет и целесообразно совмещать с проведением генеральной ревизии или ЭПБ АГНКС (порядок проведения генеральных ревизий и ЭПБ изложен в подразделе 8.4 и 8.5 соответственно).

8.2.23.4 По результатам проведения ревизии технологических трубопроводов составляются акты, к которым прикладываются все протоколы и заключения о проведенных проверках. Результаты ревизии заносятся в паспорт трубопровода.

8.3 Порядок организации работ по техническому освидетельствованию сосудов, работающих под давлением на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях

8.3.1 Приказом по эксплуатирующей организации назначаются ответственный за исправное состояние и безопасное действие сосудов, а также ответственный за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением, из числа специалистов, прошедших проверку знаний ПБ 03-576-03 [5] в установленном порядке.

8.3.2 В соответствии с ПБ 03-576-03 [5] сосуды, работающие под давлением, должны подвергаться техническому освидетельствованию после монтажа, до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации. Состав работ по проведению технического освидетельствования указан в соответствующей инструкции разработчика конструкторской и эксплуатационной документации.

8.3.3 В случае отсутствия таких указаний необходимо раз в два года лицу, ответственному за безопасную эксплуатацию сосуда, проводить осмотры наружной и внутренней поверхностей с соответствующей записью в паспорт сосуда, причем сосуды, зарегистрированные в органах Ростехнадзора, подвергаются техническому освидетельствованию один раз в четыре года специалистом организации, имеющей разрешение (лицензию) на проведение ЭПБ технических устройств (сосудов).

Резервуар ГСС1-1-10,0-25У-001 (аккумулятор газа) подвергается техническому освидетельствованию один раз в 10 лет в соответствии с РД 51-553-94 [24]. После выработки установленного КД срока службы (20 лет) срок проведения очередного технического освидетельствования определяется выводами заключения ЭПБ. В случае положительных результатов измерений и расчетов срок очередного освидетельствования рекомендуется устанавливать через восемь лет.

8.3.4 Гидравлические испытания сосудов, работающих под давлением, в соответствии с ПБ 03-576-03 [5], надлежит проводить раз в восемь лет и по возможности совмещать с проведением генеральной ревизии или ЭПБ (порядок проведения генеральных ревизий и ЭПБ изложен соответственно в 8.4 и 8.5).

Резервуар ГСС1-1-10,0-25У-001 (аккумулятор газа) подвергается гидравлическому испытанию один раз в 10 лет. После выработки установленного КД срока службы (20 лет) срок проведения очередного гидравлического испытания определяется выводами заключения ЭПБ. В случае положительных результатов измерений и расчетов срок очередного гидравлического испытания рекомендуется устанавливать через восемь лет.

8.3.5 По результатам проведения технического освидетельствования и гидравлического испытания производится соответствующая запись в паспорт сосуда с указанием следующего срока освидетельствования и разрешенного рабочего давления. В случае проведения освидетельствования в соответствии с инструкцией по эксплуатации выпускается технический отчет. Отчет подписывается исполнителями работы, утверждается руководителем организации, специалисты которой выполняли работы, и руководителем эксплуатирующей организации.

8.4 Порядок организации работ по проведению генеральных ревизий основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

8.4.1 Первая генеральная ревизия основного технологического оборудования и газопроводов должна быть проведена через два года после ввода в эксплуатацию АГНКС, которая заключается в проведении технического диагностирования трубопроводов и сосудов, работающих под давлением, в соответствии с требованиями 8.2.

Далее генеральные ревизии производятся один раз в восемь лет с начала эксплуатации в соответствии с ВРД 39-2.5-082-2003 [6].

8.4.2 Генеральные ревизии основного технологического оборудования производятся как силами соответствующего подразделения эксплуатирующей организации, имеющего необходимые лицензии и штатных специалистов, так и силами сторонних специализированных организаций, привлеченных на договорной основе в установленном порядке.

8.4.3 Состав работ по проведению генеральной ревизии включает:

- анализ проектной, конструкторской, эксплуатационной, ремонтной документации на технические устройства, работающие на АГНКС;
- исследование технических устройств неразрушающими методами контроля;
- разработку отчета о возможности/невозможности эксплуатации АГНКС и отдельных технических устройств до назначенного срока очередной генеральной ревизии.

8.4.4 Перед проведением исследований неразрушающими методами контроля газ из коммуникаций должен быть стравлен, оборудование обесточено, а технологические трубопроводы и сосуды, работающие под давлением, должны быть продуты инертным газом и провентилированы воздухом.

8.4.5 В целях удобства проведения и оформления результатов неразрушающего контроля все основное технологическое оборудование следует разделить на отдельные части:

- технологические трубопроводы низкого давления от входа на АГНКС до входа в первую ступень КУ;
- межступенчатые трубопроводы;
- трубопроводы высокого давления от влагомаслоотделителя последней ступени КУ до входа в блок осушки газа;
- трубопроводы блока осушки газа;
- трубопроводы электроподогревателей газа;
- трубопроводы блока предохранительных клапанов;
- трубопроводы продувки влагомаслоотделителей;
- трубопроводы высокого давления от блока осушки газа до раздаточных колонок;
- сосуды, работающие под давлением, у которых в эксплуатационной документации не установлен срок службы.

Такое разделение является рекомендуемым и может корректироваться в зависимости от типа АГНКС.

8.4.6 В случае если на момент проведения генеральной ревизии у какого-либо технического устройства будет выработан назначенный срок службы, надлежит производить ЭПБ этого устройства с целью принятия одного из решений: списание, направление в ремонт, установление срока безопасной эксплуатации.

8.4.7 По каждой части основного технологического оборудования следует произвести исследования основного металла и швов сварных соединений следующими методами неразрушающего контроля:

- а) визуальный и измерительный контроль;

б) контроль отсутствия поверхностных и подповерхностных недопустимых дефектов одним или несколькими методами:

- 1) вихретоковым методом контроля;
- 2) феррозондовым методом контроля;
- 3) магнитопорошковым методом контроля;
- 4) ультразвуковой контроль головными или поверхностными волнами;
- 5) капиллярным методом контроля;

в) толщинометрия;

г) твердометрия;

д) контроль отсутствия недопустимых дефектов в швах сварных соединений и прилегающем основном металле ультразвуковым и/или радиационным методами контроля;

е) контроль проникающими веществами (течеискание) – гидроиспытание;

ж) контроль герметичности фланцевых и сварных соединений;

и) вибрационный контроль;

к) контроль внутренней герметичности запорной арматуры (при наличии соответствующего прибора).

8.4.8 Работы по дефектоскопии следует оформлять соответствующими актами.

8.4.9 Работы по дефектоскопии рекомендуется производить двумя специалистами.

8.4.10 Порядок проведения неразрушающего контроля приведен в 8.2.

8.4.11 Объем неразрушающего контроля

8.4.11.1 Объем контроля визуальным и измерительным методами составляет 100 % поверхности трубопроводов и сосудов основного технологического оборудования.

8.4.11.2 Объем контроля сварных соединений и прилегающего основного металла на отсутствие поверхностных и подповерхностных недопустимых дефектов любым методом, указанным в 8.4.7б, для следующих узлов оборудования:

а) межступенчатых трубопроводов КУ – 100 % сварных соединений;

б) основных технологических трубопроводов – не менее 10 % общего количества;

в) продольных сварных швов обечаск сосудов, установленных на открытом воздухе – 100 %;

г) мест сопряжений кольцевых и продольных сварных швов сосудов – 100 %;

д) прочих сварных швов сосудов – не менее 30 % общей длины.

В случае получения сомнительного результата рекомендуется контролировать сварное соединение дублирующим методом.

8.4.11.3 Объем контроля толщины и твердости стенок трубопроводов – не менее четырех измерений для каждого сортамента труб, в том числе на выпуклой части отвода – 100 %.

8.4.11.4 Объем контроля толщины и твердости материала сосудов, работающих под давлением, проводится в соответствии с 8.2.

Контроль толщины и твердости рекомендуется производить в одних и тех же точках.

8.4.11.5 Объем контроля сварных соединений ультразвуковым методом:

- а) межступенчатых трубопроводов КУ – 100 % сварных соединений;
- б) основных технологических трубопроводов – не менее 10 % общего количества;
- в) продольных сварных швов обечаек сосудов, установленных на открытом воздухе, – 100 %;
- г) мест сопряжений кольцевых и продольных сварных швов сосудов – 100 %;
- д) прочих сварных швов сосудов – не менее 30 % общей длины.

8.4.12 Ультразвуковой контроль производить в соответствии с порядком, изложенным в 8.2.16.

8.4.13 В случае выявления недопустимого дефекта рекомендуется подтверждать наличие/отсутствие дефекта радиографическим методом.

Ультразвуковой метод контроля допускается заменять на радиографический.

8.4.14 Объем гидравлических испытаний технологических трубопроводов и сосудов, работающих под давлением, – 100 %.

Гидравлические испытания допускается заменять на пневматические при условии контроля методом акустической эмиссии в соответствии с ПБ 03-593-03 [27].

8.4.15 Вибрационный контроль, контроль герметичности, гидравлические испытания необходимо производить в соответствии с порядком, изложенным в 8.2.

8.4.16 Недопустимые дефекты, выявленные в результате контроля, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков в соответствии с требованиями, установленными ПБ 03-585-03 [4], ПБ 03-576-03 [5].

8.4.17 По результатам проведения генеральной ревизии выпускается технический отчет на каждое технологическое оборудование АГНКС с приложением актов по дефектоскопии.

8.5 Порядок организации работ по проведению экспертизы промышленной безопасности основного технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

8.5.1 Работы по проведению ЭПБ имеет право производить специализированная организация, владеющая соответствующей лицензией Ростехнадзора.

8.5.2 Для проведения ЭПБ оформляется приказ по специализированной организации, в котором определяется руководитель бригады (группы) специалистов (ведущий эксперт), члены бригады (группы) специалистов, сроки проведения экспертизы и представления проекта заключения ЭПБ на утверждение.

Данный приказ предъявляется эксплуатирующей организации при оформлении акта-допуска для проведения ЭПБ.

8.5.3 Ведущий эксперт по проведению ЭПБ оборудования АГНКС должен быть штатным сотрудником специализированной организации, проводящей экспертизу, и являться экспертом по промышленной безопасности в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности с правом выполнения расчетов остаточного ресурса, аттестованным в соответствии с СДА-12 [37].

8.5.4 Члены бригады (группы) специалистов должны быть аттестованы на уровень не ниже второго по соответствующим методам неразрушающего контроля в соответствии с ПБ 03-440-02 [26] и иметь удостоверения о проверке правил безопасности Ростехнадзора.

8.5.5 Ведущий эксперт и члены бригады (группы) должны иметь удостоверения о проверке знаний промышленной безопасности в соответствии с РД 03-19-2007 [38].

8.5.6 В соответствии с РД 09-539-03 [39] для выполнения отдельных видов экспертных работ специализированная организация может привлекать на договорной основе сторонние организации, имеющие соответствующие лицензии в области экспертизы промышленной безопасности, и отдельных квалифицированных экспертов по промышленной безопасности, а также специалистов по неразрушающим методам контроля, аттестованных в установленном порядке.

8.5.7 Если в составе эксплуатирующей организации имеется инженерно-технический центр или аналогичное структурное подразделение, имеющее в своем составе квалифицированных экспертов по промышленной безопасности и специалистов по неразрушающим методам контроля, аттестованных в установленном порядке, то допускается привлекать их к выполнению отдельных видов работ в соответствии с РД 09-539-03 [39].

8.5.8 Руководитель экспертных работ (ведущий эксперт), проводящий ЭПБ, не может являться штатным сотрудником организации, эксплуатирующей АГНКС, или ее структурного подразделения.

8.5.9 Если отсутствует нормативный срок службы основного технологического оборудования, установленный эксплуатационной документацией, или иное заключение предыдущей ЭПБ, выполненное в соответствии с порядком, изложенным в 8.4.3–8.4.16 настоящего стан-

дарта, то оно должно быть подвергнуто ЭПБ по истечении 20 лет срока службы с целью установления возможности ее дальнейшей эксплуатации.

8.5.10 В случае если КД установлен срок службы АГНКС, то по окончании нормативного срока службы следует проводить ЭПБ с целью, изложенной в 8.4.7.

Новый срок службы АГНКС и срок проведения очередной экспертизы определяется на основании заключений экспертной организации, по результатам сделанных измерений и расчетов и в случае положительных результатов рекомендуется устанавливать восемь лет.

8.5.11 По согласованию с эксплуатирующей и специализированной организациями в целях повышения промышленной безопасности опасных производственных объектов допускается заменять проведение генеральной ревизии на ЭПБ.

8.5.12 Если в составе основного технологического оборудования АГНКС имеется техническое устройство (сосуд, работающий под давлением) с установленным сроком службы, то при его выработке следует производить ЭПБ этого технического устройства с целью, изложенной в 8.4.6.

В случае положительного итога экспертизы рекомендуется устанавливать новый срок службы сосудов – восемь лет.

8.5.13 Требования к порядку проведения ЭПБ основного технологического оборудования АГНКС изложены в ПБ 03-246-98 [3].

8.5.14 Состав работ по проведению ЭПБ основного технологического оборудования АГНКС аналогичен порядку проведения генеральной ревизии, изложенному в 8.4.3–8.4.16.

8.5.15 По результатам проведения ЭПБ выпускается заключение, которое утверждается и регистрируется в соответствующем территориальном управлении Ростехнадзора в установленном порядке. Требования к оформлению заключения ЭПБ установлены в ПБ 03-246-98 [3].

8.5.16 Сопровождение процесса рассмотрения и утверждения заключения ЭПБ в территориальных управлениях Ростехнадзора осуществляет специализированная организация, проводившая экспертизу.

Приложение А (справочное)

Перечень автомобильных газонаполнительных компрессорных станций и принцип их работы

А.1 Перечень основных типов АГНКС, находящихся в настоящее время в эксплуатации ОАО «Газпром»:

- АГНКС-500 (ПО «Борец», Россия);
- АГНКС-500 (Германия);
- АГНКС-500 (Италия);
- АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе, Украина);
- АГНКС-250 (Германия);
- АГНКС-125 (Швейцария);
- АГНКС БКИ-100 (Германия);
- АГНКС МКЗ-50 (СКТБ «Компрессор», г. Пенза, Россия);
- АГНКС-50 (Италия);
- АГНКС-45М (КППП «Экотранспал», г. Сумы, Украина);
- АГНКС БИ-40 (ООО «Метания»);
- АГНКС-150 (СМНПО им. М.В. Фрунзе, Украина);
- БИ 300-2 (ООО «Метания», Россия-Италия)

Наиболее распространенными являются АГНКС-500 (ПО «Борец»), АГНКС-500 (Германия), АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе), АГНКС-250 (Германия).

А.2 Основной принцип работы АГНКС

А.2.1 Природный газ, поступающий на АГНКС из единой газотранспортной системы, в зависимости от месторождения имеет отличающийся объемный процентный состав компонентов:

- метан CH_4 – от 83,0 % до 98,7 %;
- этан C_2H_6 – от 0,3 % до 6,0 %;
- пропан C_3H_8 – от 0,1 % до 1,6 %;
- бутан C_4H_{10} – от 0,04 % до 1,10 %;
- пентан C_5H_{12} – от 0,01 % до 1,29 %;
- углекислый газ CO_2 – от 0,1 % до 3,85 %;
- азот N_2 – от 0,7 % до 4,5 %.

А.2.2 Природный газ поступает на все станции, кроме АГНКС-250 (Германия), от ГРС под давлением от 0,3 до 1,2 МПа. На АГНКС-250 газ поступает под давлением от 2,5 до 5,5 МПа.

Поступивший на АГНКС природный газ подвергается первичной очистке в газосепараторах и фильтрах.

А.2.3 Очищенный газ поступает в первую ступень КУ, а по выходе из сепаратора последней ступени КУ под давлением 24,5 МПа – в коллектор высокого давления.

После каждой ступени КУ природный газ проходит последовательно депульсатор, холодильник и сепаратор.

А.2.4 В АГНКС-500 (ПО «Борец»), АГНКС-500 (Германия), АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе) по коллектору высокого давления природный газ поступает в установку осушки газа.

Установка осушки газа состоит из влагомаслоотделителей, двух адсорберов, фильтров, электроподогревателей, трубопроводов и трубопроводной арматуры.

Поступающий в установку осушки газ проходит через влагомаслоотделители, через адсорбер снизу вверх, где происходит его осушка цеолитом или силикагелем КСМГ, или молекулярным ситом (Цеосорб 4АК2), после чего осушенный газ поступает в аккумуляторы. Предельное содержание влаги в товарном газе – не более 9,0 мг/м³.

Часть осушенного газа отбирается для регенерации адсорбента. Газ регенерации редуцируется до давления 3,0–3,2 МПа, нагревается в электроподогревателе до температуры 593–613 К и проходит через адсорбер сверху вниз, после чего пройдя через холодильник и влагомаслоотделитель направляется в входной трубопровод АГНКС.

Автоматика и трубопроводная арматура позволяют одновременно работать одному адсорберу в режиме осушки, а другому – в режиме регенерации.

На АГНКС-250 (Германия) осушка газа производится перед входом в первую ступень КУ.

А.2.5 Осушенный газ поступает в аккумуляторы (резервуары), а затем через узел редуцирования, состоящий из регулятора давления и вентиля, подается на заправочные колонки. Баллоны автомобилей заправляются газом до достижения давления в них 19,62 МПа.

А.2.6 На АГНКС с КУ производства ПО «Борец» и СМНПО им. М.В. Фрунзе межступенчатые влагомаслоотделители и ресиверы являются неотъемлемой принадлежностью КУ.

А.2.7 Компримированный газ, предназначенный для заправки автомобилей, должен соответствовать ГОСТ 27577.

Приложение Б
(справочное)

Технические характеристики основных типов автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

Таблица Б.1 – Технические характеристики основных типов АГНКС

Параметр	АГНКС-500 (ПО «Борец»)	АГНКС-500 (Германия)	АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе)	АГНКС-250 (Германия)	АГНКС БИ 300-2 (ООО «Метания»)
Номинальное количество заправляемых автомобилей в сутки	500	500	250	250	300
Производительность АГНКС по газу, $\text{нм}^3/\text{сут}$	35000	35000	17500	35000	22000
Максимальная подача природного газа $\text{нм}^3/\text{ч}$	3600	3456	1800	2200	2400
Номинальное давление газа на всасывание в КУ, МПа	0,6–1,2	0,3–0,5	0,4–0,6	0,6–1,2	0,3–0,35
Номинальная температура газа на всасывание в КУ, °С	-5 до +30	-5 до +30	5 до +30	-5 до +30	-5 до +30
Номинальное давление газа на линии нагнетания КУ, МПа	24,5	24,5	24,5	24,5	25,0
Номинальная температура газа на линии нагнетания КУ, °С	30	30	30	30	30
Производительность КУ, $\text{нм}^3/\text{ч}$	450–900	1070–1740	1200–1800	520–870	670–930
Давление газа на стороне всасывания, ступеней КУ, МПа	1 ст. – 0,6–1,2 2 ст. – 1,9–4,0 3 ст. – 4,2–9,3 4 ст. – 8,6–15,7	1 ст. – 0,3–0,5 2 ст. – 1,2–1,8 3 ст. – 3,4–5,1 4 ст. – 9,6–14,5	1 ст. – 1,0 2 ст. – 3,6 3 ст. – 7,4 4 ст. – 12,0	1 ст. – 0,9 2 ст. – 2,3 3 ст. – 5,5 4 ст. – 11,0	1 ст. – 3,0–6,0 2 ст. – 10,0–12,0 3 ст. – 35,0–40,0 4 ст. – 75,0–80,0
Температура газа на стороне всасывания степеней КУ, °С	1 ст. – от -5 до +30 2, 3, 4 ст. – 60	1 ст. – от -5 до +30 2, 3, 4 ст. – 60	1 ст. – от -5 до +30 2, 3, 4 ст. – 50	1 ст. – от -8 до +32 2 ст. – от 0 до +32	2 ст. – от -5 до +30
Температура газа на стороне нагнетания ступеней КУ, °С	Не больше 160 для всех ст.	Не больше 160 для всех ст.	1 ст. – 101 2 ст. – 127 3 ст. – 110 4 ст. – 145	1 ст. – 84 2 ст. – 97 3 ст. – 72 4 ст. – 104	Не контролируется

Окончание таблицы Б.1

Параметр	АГНКС-500 (ПО «Борец»)	АГНКС-500 (Германия)	АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе)	АГНКС-250 (Германия)	АГНКС БИ 300-2 (ООО «Метания»)
Тип КУ	2ГМ4-1,3/ 12-250	4НР 3КН-200/ 210-5-249 WЛК	4ГМ 2,5-1,8/ 5-250	2НВ 2К-160/ 100S (SI)	SW 132F6 - EM
Тип приводного электродвигателя	A2КП85/24-8/ 16 УХЛ4	IM5710	ВА 02-315М-8 УХЛ3	КMR 280M4	Взрывозащищенная конструктивная форма В3
Мощность электродвигателя, кВт	160	320	132	120	132
Частота вращения электродвигателя, об/мин	740/370	490	740	1480	1500
Количество КУ на АГНКС	5	2	3	3	2
Количество ступеней	4	4	4	2	4
Принцип действия	Цилиндр 1, 2, 3 и 4 ст. простого действия	Цилиндр 1, 2 ст. двойного действия; цилиндр 3, 4 ст. простого действия	Оппозитный, крещкопфный, четырёхрядный, четырёх- ступенчатый цилиндр 1 и 2 ст. двойного действия	Двухрядный, двухступен- чатый	Цилиндр 1, 2, 3, 4 ст. простого действия
Расположение цилиндров	Горизонтальное	1, 2 ст. вертикаль- ное; 3, 4 ст. горизонталь- ное	Горизонтальное	Горизонтальное	V – образное
Число цилиндров	1 ст. – 1 2 ст. – 1 3 ст. – 1 4 ст. – 1	1 ст. – 1 2 ст. – 1 3 ст. – 1 4 ст. – 1	1 ст. – 1 2 ст. – 1 3 ст. – 1 4 ст. – 1	1 ст. – 1 2 ст. – 1	1 ст. – 1 2 ст. – 1 3 ст. – 1 4 ст. – 1
Количество кривошипно-шатунных механизмов	2	3	2	2	3
Внутренний диаметр цилиндра, мм	1 ст. – 165 2 ст. – 100 3 ст. – 58 4 ст. – 42	1 ст. – 210 2 ст. – 140 3 ст. – 130 4 ст. – 65	1 ст. – 160 2 ст. – 105 3 ст. – 52 4 ст. – 52	1 ст. – 140 2 ст. – 95 3 ст. – 52 4 ст. – 52	1 ст. – 145 2 ст. – 100 3 ст. – 85 4 ст. – 40
Ход поршня, мм	150	200	100	160	95
Частота вращения коленчатого вала, об/мин	740/370	490	740	580	1500
Мощность на валу, кВт	126/61	295	От 88,3 до 110	94,6	От 91 до 126
Диаметр штока, мм	40 (4 ст.)	–	32	60	–

Таблица Б.2 — Перечень сосудов, работающих под давлением на АГНКС-500 (ПО «Борец»), их конструктивные и рабочие параметры

Наименование сосуда	Номер чертежа	Назначенный ресурс, лет	$P_{\text{раб}}, \text{МПа}$ (кгс/см ²)	$P_{\text{рас}}, \text{МПа}$ (кгс/см ²)	$P_{\text{ли}}, \text{МПа}$ (кгс/см ²)	$T_{\text{раб}}, ^\circ\text{C}$	Диаметр обечайки наружный, мм	$S_{\text{об}}, \text{мм}$ $S_{\text{min}}, \text{мм}$	$S_{\text{днищ}}, \text{мм}$ $S_{\text{min}}, \text{мм}$	Материалы обечайки/днища
Газосепаратор сетчатый	ГР1004.000.00-00.00СБ	10	2,14 (21,4)	2,5 (25,0)	3,125 (31,25)	-30...+100	630	8,0/4,37	10/4,48	09Г2С/ 17Г1СУ
Фильтр ФГ-19-100-12		—	1,2 (12)	1,2 (12)	1,5 (15)		426	10	—	—
Емкость продувочная	БТ 1322.000.00-00.00СБ	10	1,6 (16)	1,6 (16)	2,09 (20,9)	-20...+100	1020	10/8	10/7,9	17Г1СУ/ ВСт3сп5
Воздухооборник В-4	В-4.000 СБ	—	0,785 (8)	0,785 (8)	1,15 (11,5)	-40...+100	1212	6/4,61	8/5,8	09Г2С/09Г2С
Адсорбер (два сосуда)	№ 4	—	25,0 (250,0)	25,0 (250,0)	37,5 (375)	-50...+60	465	18/15,6	—	40Х
Фильтр БОГ (два сосуда)	КК 5536.000СБ	—	25,0 (250,0)	25,0 (250,0)	37,5 (375)	max +40	219	19/11,9	—	—
Влажомаслоотделитель БОГ (три сосуда)	КК 5029.000СБ	—	25,0 (250,0)	25,0 (250,0)	37,5 (375)	max +40	219	19/11,9	—	—
Резервуар ГСС1-1-10,0-25У-001 (два сосуда)	186.187сб	20	25,0 (250,0)	25,0 (250,0)	31,2 (312)	0...+50	1580—1620	—	80/62	09Г2С — горловина; 09Г2С — днище; 09Г2С — обечайка наружная; 08Г2СФБ — лента рулонная; 09Г2С — обечайка центральная
Примечание										
1 В соответствии с ПУЭ [9] межступенчатые холодильники не подпадают под действие указанных правил.										
2 Межступенчатые влажомаслоотделители являются неотъемлемой принадлежностью КУ.										
3 Наружный диаметр цилиндрической части аккумулятора газа зависит от количества слоев рулонированной ленты.										

Таблица Б.3 — Перечень сосудов, работающих под давлением на АГНКС-500 (Германия), их конструктивные и рабочие параметры

Наименование сосуда	Номер чертежа	Ресурс, лет	$P_{\text{раб}}$, МПа (кгс/см ²)	$P_{\text{рас}}$, МПа (кгс/см ²)	$P_{\text{г.и.}}$, МПа (кгс/см ²)	$T_{\text{раб}}$, °С	Диаметр обечайки наружный, мм	$S_{\text{об}}$, мм $S_{\text{мин}}$, мм	$S_{\text{днищ}}$, мм $S_{\text{мин}}$, мм	Материалы обечайки/днища
Газосепаратор сетчатый	ГР1004.000.00-00.00СБ	10	2,14 (21,4)	2,5 (25,0)	3,125 (31,25)	-30...+100	630	8,0/6,8	10/6,96	09Г2С/ 17Г1СУ
Фильтр Ф-1		—	1,2 (12)	1,2 (12)	1,5 (15)		426	10		
Успокоительный сосуд, компл. 1 ст. — всасывания (два сосуда)	524.003-5015 (2)	—	0,65 (6,5)	0,8 (8,0)	1,04 (10,4)	+5...+60	604	8/3,9	8/4,7	Цилиндр М613Н Днище М613Н
Сепаратор 1 ст. (два сосуда)	524.003-5011 (1)	—	2,2 (22)	3,0 (31)	3,8 (39)	+5...+60	466	12/9,66	12/8,36	М613Н/ М613Н
Сепаратор 2 ст. (два сосуда)	524.003-5012 (1)	—	6,4 (65)	7,5 (76)	9,4 (96)	+5...+60	426	16/13,71	20/6,14	М20/М619Н
Сепаратор 3 ст. (два сосуда)	524.003-5013 (1)	—	16,3 (166)	18,0 (184)	25,0 (255)	+5...+60	325	25/21,41	25/11	Ст45-811/ М619Н
Сепаратор 4 ст. (два сосуда)	524.003-5014 (1)	—	25,5 (260)	28,4 (290)	39,1 (399)	+5...+60	273	30/26,75	30/11,1	Ст45-811/ М619Н
Успокоительный сосуд 1 ст. — сторона напора (2 сосуда)	524.003-5016 (2)	—	2,2 (22)	3,0 (31)	4,5 (46)	+5...+160	612	12/10,75	14/11,2	М613Н/ М613Н
Успокоительный сосуд 2 ст. — сторона напора (2 сосуда)	524.003-5018 (2)	—	6,4 (65)	7,5 (76)	11,0 (112)	+5...+160	426	16/13,6	20/6,3	М20/ М619Н
Успокоительный сосуд 3 ст. — сторона напора (2 сосуда)	524.003-5020 (2)	—	16,3 (166)	18 (184)	26,7 (272)	+5...+160	299	22/20,58	26/9,11	Ст45-811/ М619Н
Успокоительный сосуд 4 ст. — сторона напора (два сосуда)	524.003-5022 (2)	—	25,5 (260)	28,4 (290)	41,2 (420)	+5...+160	194	22/19,99	20/9,0	Ст45-811/ М619Н
Приемник термометра (четыре сосуда)	524.008-5024 (2)	—	25,5 (260)	28,4 (290)	41,2 (420)	+5...+160	194	22/19,95	20/9,0	Ст45-811/ М619Н
Сборник конденсата (два сосуда)	524.003-5023 (1)	—	0,65 (6,5)	0,8 (8,0)	1,04 (10,4)	+5...+60	604	8/5,7	8/4,7	М613Н/ М613Н
Адсорбер (два сосуда)	4	—	25,0 (250,0)	25,0 (250,0)	37,5 (375)	-50...+60	465	18/15,6	—	40Х
Фильтр БОГ (два сосуда)	КК 5536.000СБ	—	25,0 (250,0)	25,0 (250,0)	37,5 (375)	max +40	219	19/11,9	—	—

Окончание таблицы Б.3

Наименование сосуда	Номер чертежа	Ресурс, лет	$P_{\text{раб}}$, МПа (кгс/см ²)	$P_{\text{рас}}$, МПа (кгс/см ²)	$P_{\text{пл}}$, МПа (кгс/см ²)	$T_{\text{раб}}$, °С	Диаметр обечайки наружный, мм	$S_{\text{об}}/S_{\text{мин}}$, мм	$S_{\text{днищ}}/S_{\text{мин}}$, мм	Материалы обечайки/днища
Благомаслоотделитель БОГ (три сосуда)	КК 5029.000СБ	–	25,0 (250,0)	25,0 (250,0)	37,5 (375)	max +40	219	19/11,9		09Г2С – горловина; 09Г2С – днище; 09Г2С – обечайка наружная; 08Г2ССФБ – лента рулонная; 09Г2С – обечайка центральная
Резервуар ГСС1-1-10,0-25У-001 (два сосуда)	186.187сб	20	25,0 (250,0)	27,5 (275,0)	31,2 (312)	0...+50	1580–1620 (количество слоев рулонированной ленты – 12; 14; 16)		80/62	
Примечание										
1 В соответствии с ПУЭ [9] межступенчатые холодильники не подпадают под действие указанных правил.										
2 Наружный диаметр цилиндрической части аккумулятора газа зависит от количества слоев рулонированной ленты.										

Таблица Б.4 — Перечень сосудов, работающих под давлением на АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе), их конструктивные и рабочие параметры

Наименование сосуда	Номер чертежа	Назначенный ресурс, лет	$P_{\text{раб}}$, МПа (кгс/см ²)	$P_{\text{рас}}$, МПа (кгс/см ²)	$P_{\text{пл.}}$, МПа (кгс/см ²)	$T_{\text{раб}}$, °С	Диаметр обечайки наружный, мм	$S_{\text{об}}$ / $S_{\text{пл}}$, мм	$S_{\text{днпц}}$ / $S_{\text{плп}}$, мм	Материалы обечайки/ днпца
Сепаратор ¹	08.6002.000СБ	—	1,2	1,38	1,8 (18)	- 20...+100	426	10/5,5	10/6,28	Сталь 20/ 09Г2С
Адсорбер (два сосуда)	4	—	24,5 (250,0)	24,5 (250,0)	36,8 (375)	-60...+60	426	16,5/14,2		40Х
Фильтр угольный (два сосуда)	4	—	24,5 (250,0)	24,5 (250,0)	36,8 (375)	-60...+60	377	22/18,7		
Аккумулятор ²	2	—	24,5 (250,0)	24,5 (250,0)	36,8 (375)	-60...+60	426	25/21,1		
Баллон управления (два сосуда) ³	4	—	24,5 (250,0)	24,5 (250,0)	36,8 (375)	-50...+60	377	22/18,7		
Баллон расширительный (два сосуда) ³	4	—	24,5 (250,0)	24,5 (250,0)	36,8 (375)	-50...+60	377	22/18,7		
Фильтр (два сосуда)	02.3361.000СБ	—	24,5 (250,0)	24,5 (250,0)	36,8 (375)	-50...+60		230/62,5 170/25		Сталь 20/ Сталь 20

¹ Сепараторы 1-й ступени, влагомаслоотделители и демульсаторы являются неотъемлемой принадлежностью КУ.

² В зависимости от проекта станции количество аккумуляторов составляет 9 или 20 штук, в блоке осушки газа могут иметься влагомаслоотделители, аналогичные АГНКС производства ПО «Борец».

³ Количество баллонов управления и расширения зависит от проекта блока осушки газа на конкретной станции.

Таблица Б.5 — Перечень сосудов, работающих под давлением на АГНКС БИ 300-2 (ООО «Метания»), их конструктивные и рабочие параметры

Наименование сосуда	Номер чертежа	Рег. номер	Назначенный ресурс, лет	Год выпуска	Срок начала эксплуатации	Назначение сосуда	$P_{\text{раб}}$, МПа	$P_{\text{исп}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °С	V , м ³
Сосуды, зарегистрированные в органах Ростехнадзора										
Баллон 2-500-19,6 Л	001	41106	—	2005	2006	Хранение КПП	19,6	29,4	-50...+20	0,5
	003	41113	—							
	005	41103	—							
	006	41107	—							
	011	41104	—							
	016	41111	—							
	036	41114	—							
	037	41112	—							
	026	41105	—							
	029	41110	—							
Баллон 2-500-24,5 Л	002	41109	—	2005	2006	Очистка газа от механических примесей и капельной влаги	24,5	36,8	-20...+30	0,014
	004	41116	—							
	020	41108	—							
	034	41117	—							
	1219-05	1	—							
Фильтр-сепаратор ФС80-80 М1000	1290	2	—	2005	2006	Осушка природного газа	1,2	15	-20...+170	0,23
	1210	3	—							
	1216	4	—							
	1215	5	—							
	1219-05	1	—							
Осушитель газа силикагелевый ОГС50-12	1290	2	—	2005	2006	Осушка природного газа	1,2	15	-20...+170	0,23
	1210	3	—							
	1216	4	—							
	1215	5	—							
	1219-05	1	—							

Окончание таблицы Б.5

Наименование сосуда	Номер чертежа	Рег. номер	Назначенный ресурс, лет	Год выпуска	Срок начала эксплуатации	Назначение сосуда	$P_{\text{раб}}$, МПа	$P_{\text{исп}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °С	V , м ³
Подогреватель газовый электрический ПГЭ12-12	5	6	—	2005	2006	Подогрев газа, поступающего на регенерацию осушителей	0,8	12	-40...+40	—
	6	7	—							
Влагоделитель ОВ 12/12-12/12	02	8	—	2005	2006	Конденсация и последующее удаление влаги из газа	1,2	15	-10...+100	—
	03	9	—					12	-40...+40	
Фильтр-влагомаслоотделитель	—	10	—	2005	2006	Очистка газа от механических примесей и капельной влаги	1,6	2,4	+1...+80	—
		11	—							
Ресивер воздушный	503411	14	—	2005	2006	Депульсация, хранение сжатого воздуха	1,0	1,25	+5...+40	0,05
	503892	15	—							

Приложение В
(справочное)

**Перечень технологического оборудования автомобильных
газонаполнительных компрессорных станций**

В.1 Технологическое оборудование АГНКС подразделяется на основное и вспомогательное.

В.1.2 Основное технологическое оборудование и системы АГНКС:

- компрессорные установки;
- трубопроводы и трубопроводная арматура;
- сосуды, работающие под давлением;
- силовое электрооборудование;
- система заправки автомобилей.

В.1.3 Вспомогательные системы и оборудование АГНКС:

- система электроснабжения;
- система автоматического управления оборудованием и процессами;
- система КИПиА;
- система подготовки сжатого воздуха КИПиА;
- система охлаждения КУ и сжатого газа;
- система смазки КУ;
- контур воды для обогрева компрессорной установки;
- система вентиляции и кондиционирования;
- система отопления;
- система водоснабжения;
- система канализации.

В.1.3.1 Система автоматического управления включает:

- систему автоматического управления компрессорными установками;
- систему автоматического управления осушкой газа;
- систему учета природного газа, поступающего на АГНКС;
- систему коммерческого учета КПП отпускаемого потребителям;
- систему определения загазованности;
- систему управления вспомогательным оборудованием АГНКС;
- систему управления вентиляционными системами АГНКС.

В.1.3.2 Система заправки автомобилей включает:

- подводящие трубопроводы;
- арматуру;
- колонки с системой учета газа, отпускаемого потребителю.

В.1.3.3 Система подготовки сжатого воздуха КИПиА включает:

- передвижные КУ;
- охладитель воздуха;
- установку осушки воздуха;
- воздухоотборник;
- продувочный бак;
- трубопроводы;
- арматуру.

В.1.3.4 Система охлаждения цилиндров КУ включает:

- аппарат воздушного охлаждения;
- электронасос охлаждающей жидкости;
- бак для охлаждающей жидкости;
- трубопроводы;
- арматуру.

В.1.3.5 Система смазки КУ включает:

- шестеренчатый насос (лубрикатор);
- фильтр тонкой очистки;
- переливные клапаны;
- бак с электроподогревателем;
- маслоохладитель;
- маслопровод;
- обратные клапаны;
- арматуру.

В.1.3.6 Контур воды для обогрева КУ включает:

- бак нагревательной воды;
- трубчатые электронагреватели;
- указатель минимального уровня;
- предохранительный клапан;
- термометр;
- центробежные насосы;

- трубчатые нагреватели для нагрева масла;
- трубопроводы;
- арматуру.

В.1.3.7 Перечень оборудования для приточной, вытяжной и аварийной системы вентиляции (дымоудаления) включает:

- сеть воздуховодов;
- фильтры (пылеуловители);
- калориферные установки и поверхностные воздухоохладители;
- автоматику безопасности;
- вентиляционные установки (вентиляционные агрегаты);
- электродвигатель.

Приложение Г
(справочное)

Особенности порядка проведения технического обслуживания и ремонта технологического оборудования АГНКС-500 (ПО «Борец» и Германия), АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе), БИ 300-2 (ООО «Метания»)

Г.1 Особенности проведения основных работ по ТОиР АГНКС-500 производства ПО «Борец»

Таблица Г.1 – Периодичность и трудоемкость выполнения ТОиР для КУ АГНКС-500 (ПО «Борец»)

Наименование показателя	ТО-1	ТО-2	ТО-3	Текущий ремонт	Средний ремонт	Капитальный ремонт
Периодичность, маш.-ч	12–24	100–120	450–550	1000–1200	2900–3100	11000–13000
Трудоемкость, чел.-ч	1	8	10	20	40	80

Г.1.1 Состав основных работ по ТО:

а) ТО-1:

- 1) выполнить работы, предусмотренные ежеменным ТО;
- 2) произвести осмотр фундаментов КУ и проконтролировать момент затяжки фундаментных болтов;
- 3) проверить исправность действия предохранительных клапанов;
- 4) проверить распределение масла на смазку цилиндров.

По завершении ТО-1 произвести запись в формуляр КУ;

б) ТО-2:

- 1) устранить дефекты, выявленные при ежеменном ТО и ТО-1;
- 2) непосредственно после останова компрессора вскрыть люки и проконтролировать степень нагрева подшипников коленчатого вала и кривошипно-шатунного механизма, крейцкопфа, гильзы крейцкопфа и других деталей механизма движения;
- 3) произвести аналогичную операцию по приводному двигателю;
- 4) произвести визуальный контроль коленчатого вала и проконтролировать момент затяжки болтов противовеса;
- 5) произвести контроль момента затяжки крепления всех деталей движения, узлов кривошипно-шатунного механизма, сальников;
- 6) произвести визуальный контроль шатунов;

- 7) произвести измерительный контроль величин зазоров и визуальный контроль шатунных вкладышей;
- 8) произвести визуальный контроль штоков поршней;
- 9) удалить масляный нагар с поверхности поршней;
- 10) произвести визуальный контроль поршней и измерительный контроль поршневых колец;
- 11) произвести визуальный контроль зеркала гильзы цилиндров при снятых крышках и поршнях;
- 12) произвести измерительный контроль величин зазоров между телами поршней и зеркалом гильзы цилиндров;
- 13) произвести измерительный контроль величин мертвых пространств;
- 14) произвести визуальный контроль плотности прилегания обратных клапанов в системе смазки цилиндров и сальников;
- 15) произвести контроль поступления масла от лубрикатора к трущимся поверхностям;
- 16) произвести контроль системы КИПиА;
- 17) произвести чистку, промывку, проверку работоспособности газовых клапанов;
- 18) произвести анализ масла.

По завершении ТО-2 произвести запись в формуляр КУ;

в) ТО-3:

- 1) произвести работы, предусмотренные ТО-2;
- 2) произвести продувку масляных каналов сжатым воздухом;
- 3) произвести визуальный контроль крейцкопфа и его деталей;
- 4) произвести визуальный контроль картера в доступных местах;
- 5) произвести контроль величин зазоров между статором и ротором электродвигателя.

По завершении ТО-3 произвести запись в формуляр КУ.

Г.1.2 Состав основных работ по ремонту:

а) текущий ремонт:

- 1) произвести работы, предусмотренные ТО-3;
- 2) при первом текущем ремонте произвести смену масел, при последующих допускается выполнить восстановительную регенерацию последних;
- 3) произвести очистку картера и визуальный контроль его поверхности;
- 4) произвести очистку заборного фильтра и его визуальный контроль;
- 5) произвести очистку и промывку фильтра тонкой очистки масла;

- 6) произвести очистку масляных каналов растворителем и их продувку сжатым воздухом;
- 7) произвести очистку влагомаслоотделителей и холодильников;
- 8) произвести визуальный контроль масляных штуцеров, привода маслососа, лубрикатора, манометрических штуцеров;
- 9) произвести очистку внутренних поверхностей рубашек цилиндров;
- 10) произвести замену всасывающих и нагнетательных газовых клапанов;
- 11) произвести визуальный контроль предохранительных клапанов, системы КИПиА;
- 12) по окончании ремонта проконтролировать величину момента затяжки, качества крепления и стопорения шатунных болтов, крепления кольца крейцкопфа, соединения шток-крейцкопф;
- 13) проконтролировать величину зазора между основанием фундамента и строительными конструкциями.

По завершении текущего ремонта в формуляр КУ следует произвести запись о произведенных работах, а также данные о величине зазоров в подшипниках, цилиндрах, между статором и ротором электродвигателя до и после ремонта.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ;

б) средний ремонт:

- 1) произвести работы, предусмотренные текущим ремонтом;
- 2) произвести визуальный контроль поверхности скольжения гильзы крейцкопфа;
- 3) произвести контроль величины зазоров между гильзой и крейцкопфом в передней мертвой точке и задней мертвой точке;
- 4) произвести визуальный и измерительный контроль кольца крейцкопфа;
- 5) произвести визуальный и измерительный контроль крейцкопфных подшипников, заменить втулку бронзовую;
- 6) произвести дефектацию коленчатого вала неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК, УК);
- 7) произвести визуальный и измерительный контроль шатунных подшипников и замену вкладышей;
- 8) произвести визуальный контроль шатунов и шатунных болтов;
- 9) произвести визуальный контроль поршней, канавок под поршневые кольца, измерить величины зазоров в соединениях штоков, проконтролировать качество фиксации поршня на штоке, произвести замену кольца дистанционного;

- 10) произвести измерительный контроль величины выработки и биения поршневых штоков;
- 11) произвести измерительный контроль величины износа и теплового зазора поршневых колец – в случае необходимости кольца заменить;
- 12) произвести визуальный контроль сальниковых уплотнений – в случае необходимости сальники заменить;
- 13) произвести визуальный контроль систем охлаждения и смазки;
- 14) произвести визуальный и измерительный контроль шатунных болтов, поршневых штоков, элементов соединения шток-крейцкопф, шток-поршень;
- 15) произвести полную смену масел;
- 16) произвести регулировку и испытание КУ после ремонта.

По завершении среднего ремонта в формуляр КУ следует произвести запись о произведенных работах, а также данные о величине зазоров и регулировок до и после ремонта.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ;

в) капитальный ремонт:

- 1) произвести работы, предусмотренные средним ремонтом;
- 2) произвести визуальный контроль фундамента КУ и его осадки;
- 3) произвести контроль горизонтальности КУ;
- 4) произвести контроль качества прилегания рамы к фундаменту и затяжки фундаментных болтов;
- 5) произвести дефектацию неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК) зеркала гильзы;
- 6) произвести визуальный контроль поршневых групп;
- 7) произвести дефектацию коленчатого вала, шатунов и штоков неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК, УК), контроль выработки шеек, горизонтальности вала, замену шпонок, шестерни спиральной, уплотнения вала;
- 8) произвести дефектацию корпуса крейцкопфа и пальца неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК);
- 9) произвести дефектацию контргайки и гайки закладной крейцкопфа неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК);
- 10) произвести дефектацию гайки нажимной крепления шток-поршень неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК);
- 11) произвести дефектацию картера рамы неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК);

- 12) произвести визуальный контроль камер сальников, замену колец, пружин;
- 13) произвести визуальный контроль маслососа;
- 14) произвести визуальный контроль трубопроводной арматуры.

По завершении капитального ремонта в формуляр КУ следует произвести запись о произведенных работах, а также данные о величине зазоров и регулировок до и после ремонта.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ.

КУ по окончании капитального ремонта должна быть обкатана на холостом ходу со снятыми клапанами в течение 8 ч.

Пуск КУ осуществляется в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя и техническим регламентом.

По окончании обкатки на холостом ходу КУ следует остановить, снять крышку рамы, произвести визуальный контроль механизма движения, проконтролировать температуру движущихся деталей прибором или органолептическим методом.

В случае успешного проведения обкатки на холостом ходу КУ следует произвести испытания КУ под нагрузкой в течение 72 ч.

Давление нагнетания до номинального следует повышать плавно и ступенчато, с выдержкой на каждой ступени, в течение 5 мин. Рекомендуемые ступенчатые значения давления составляют:

- 1,0–1,2 МПа;
- 2,0–2,5 МПа;
- 6,0–7,0 МПа;
- 14,0–15,0 МПа;
- 24,0–25,0 МПа.

Общее время выхода на номинальное давление должно составлять не менее 21 мин.

После обкатки в течение 1 ч КУ следует передать на зачетные 72-часовые испытания, во время проведения которых необходимо произвести виброобследование в соответствии с порядком, изложенным в 8.2.21. По результатам виброобследования следует оформить отчет.

По окончании капитального ремонта значения параметров всех систем АГНКС должны отвечать требованиям конструкторской и эксплуатационной документации.

Г.2 Особенности проведения работ по ТОиР АГНКС-250 производства СМНПО им. М.В. Фрунзе

Таблица Г.2 – Периодичность и трудоемкость ТОиР для КУ АГНКС-250 (СМНПО им. М.В. Фрунзе)

Наименование показателя	ТО-1	ТО-2	Текущий ремонт ТР-1	Текущий ремонт увеличенного объема ТР-2	Капитальный ремонт
Периодичность, маш.-ч	1080	2160	4320	8640	34560
Трудоемкость, чел.-ч	16	24	48	120	720

Г.2.1 Состав работ по ТО:

а) ТО-1:

- 1) выполнить работы, предусмотренные ежемесячным ТО;
- 2) непосредственно после останова компрессора вскрыть люки и проконтролировать степень нагрева деталей механизма движения органолептическим методом, температура не должна превышать 65 °С;
- 3) произвести аналогичную операцию по приводному двигателю;
- 4) произвести контроль состояния крепления всех деталей и узлов механизма движения, провернув вал компрессора на один-два оборота;
- 5) демонтировать и осмотреть по одному всасывающему и нагнетательному клапану с каждой ступени, для чего произвести их разборку;
- 6) устранить дефекты, выявленные при ежемесячном обслуживании;
- 7) в случае необходимости долить масло в картер;
- 8) проверить количество смазочного масла, подаваемого лубрикатором;
- 9) проверить исправность действия предохранительных клапанов путем кратковременного принудительного открытия.

По завершении ТО-1 следует произвести запись в формуляр КУ;

б) ТО-2:

- 1) перед остановкой компрессора проверить регулировку перепускного клапана КП1 (давление срабатывания которого составляет 3,1 кгс/см²) путем перекрытия линии нагнетания переключателем потока ПП1;
- 2) выполнить работы, предусмотренные ТО-1;
- 3) демонтировать головки цилиндров 1-й, 2-й и 3-й ступеней и произвести визуальный контроль видимой части рабочей поверхности цилиндров;
- 4) произвести измерительный контроль зазоров между гильзой и поршнями 1-й, 2-й и 3-й ступеней, крейцкопфами и направляющими гильзами (со стороны коленчатого вала);

- 5) произвести промывку сепараторов 2-й, 3-й, 4-й ступеней и баков продувки БП1, БП2, БП3;
- 6) произвести контроль величин моментов затяжки гаек фланцевых соединений трубопроводов;
- 7) произвести осмотр предохранительных клапанов и проверку их регулировки (но не реже одного раза в шесть месяцев);
- 8) произвести проверку качества контровки и контроль величины момента затяжки шатунных болтов;
- 9) произвести измерительный контроль величины биения штоков и состояния поверхности видимой части штока;
- 10) по окончании сборки КУ произвести измерения величины мертвого пространства.

По завершении ТО-2 следует произвести запись в формуляр КУ.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ;

Г.2.2 Состав работ по ремонту:

а) текущий ремонт ТР-1:

- 1) выполнить работы, предусмотренные ТО-1 и ТО-2;
- 2) произвести смену масла в системе смазки механизма движения;
- 3) произвести очистку от грязи и промывку картера компрессора с приемным фильтром, бака системы подготовки смазки, фильтра тонкой очистки масла;
- 4) произвести контроль состояния муфтового соединения электродвигателя с насосом системы подготовки смазки;
- 5) произвести очистку маслоохладителя со стороны масла и антифриза и проверить его герметичность;
- 6) произвести ревизию трубопроводной арматуры маслосистемы и проверку регулировки перепускных клапанов;
- 7) произвести измерительный контроль величины масляного зазора в шатунных подшипниках и визуальный контроль состояния их поверхности;
- 8) произвести измерительный контроль величины зазора между гильзой и башмаками крейцкопфов;
- 9) произвести визуальный контроль состояния канавок под поршневые кольца и инструментальный контроль величины износа поршневых и направляющих колец;
- 10) произвести измерительный контроль величин выработки гильз цилиндров, штоков, поршней;
- 11) произвести визуальный контроль состояния деталей привода шестеренчатого насоса и лубрикатора;

- 12) произвести ревизию предохранительных клапанов с последующей проверкой плотности прилегания и давления срабатывания клапанов;
- 13) произвести ревизию трубопроводной арматуры трубопроводов;
- 14) произвести визуальный и измерительный контроль состояния сальников 3-й и 4-й ступеней КУ.

По завершении ТР-1 следует произвести запись в формуляр КУ.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ;

б) текущий ремонт увеличенного объема ТР-2:

- 1) выполнить работы, предусмотренные ТР-1;
- 2) произвести измерительный контроль величин выработки шатунных шеек коленчатого вала;
- 3) произвести измерительный контроль величин износа пальцев крейцкопфа и втулок верхних головок шатунов;
- 4) произвести промывку масляных каналов и маслопроводов системы смазки цилиндров и сальников уайт-спиритом и продувку их сжатым воздухом, проверку плотности прилегания обратных клапанов и вентиль-клапанов;
- 5) произвести визуальный и измерительный контроль состояния сальников 1-й и 2-й ступеней КУ;
- 6) произвести контроль состояния, величины износа и качества прилегания к штоку элементов маслоъемного уплотнения;
- 7) произвести дефектацию неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК) шатунных болтов, элементов клапанов (седла, шпильки, ограничителей подъема);
- 8) произвести очистку водяных рубашек охлаждения цилиндров от осадений;
- 9) произвести контроль горизонтальности установки КУ и качества прилегания блок-картера к опорным поверхностям;
- 10) произвести выборочную ревизию участков газопроводов, влагомаслоотделителей, буферных емкостей на наличие нагаромасляных отложений, по мере необходимости производить их очистку.

По завершении ТР-2 следует произвести запись в формуляр КУ.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ;

в) капитальный ремонт:

- 1) выполнить работы, предусмотренные ТР-2;
- 2) произвести контроль осадки блок-бокса;

3) произвести дефектацию неразрушающими методами контроля (ВИК, ВК, УК) коленчатого вала, шатунов, поршневых штоков, поршней, крейцкопфов, элементов крепления штока к крейцкопфу;

4) в случае необходимости произвести замену шатунных болтов;

5) произвести измерительный контроль выработки и биения шатунных шеек коленчатого вала, искривления стержня шатуна, нарушения геометрии верхней и нижней головок, нарушения их взаимного расположения;

6) произвести дефектацию и ремонт приводного электродвигателя;

7) произвести дефектацию и ремонт КИПиА;

8) произвести испытания на плотность цилиндров и водяных полостей цилиндров.

По завершении капитального ремонта следует произвести запись в формуляр КУ.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ.

Отремонтированный компрессор должен быть обкатан на холостом ходу при открытых клапанных крышках и пройти предварительные и зачетные индивидуальные испытания на природном газе. Пуск компрессора осуществляется в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

По окончании обкатки на холостом ходу КУ следует остановить, открыть люки, произвести визуальный контроль механизма движения, проконтролировать температуру движущихся деталей.

При проведении зачетных индивидуальных испытаний на природном газе следует произвести виброобследование в соответствии с порядком, изложенным в 8.2.21. По результатам виброобследования надлежит оформить отчет.

По окончании капитального ремонта значения параметров всех систем АГНКС должны отвечать требованиям конструкторской и эксплуатационной документации.

Г.3 Особенности проведения работ по ТОиР АГНКС-500 производства Германии с компрессорной установкой 4HR 3KN

Таблица Г.3 – Периодичность и трудоемкость выполнения ТОиР для КУ АГНКС-500 (Германия)

Наименование показателя	ТО-1	ТО-2	Текущий ремонт ТР-1	Текущий ремонт ТР-2	Средний ремонт	Капитальный ремонт
Периодичность, маш.-ч	300–500	1500	3000	6000	12000	36000
Трудоемкость, чел.-ч	42	63	336	410	910	1400

Г.3.1 Состав работ по ТО:

а) ТО-1:

- 1) выполнить работы, предусмотренные ежемесячным ТО;
- 2) проверить исправность предохранительных клапанов путем кратковременного их открытия вручную при работающей компрессорной установке, но не реже одного раза в месяц;
- 3) непосредственно после останова компрессора вскрыть люки и проконтролировать степень нагрева деталей механизма движения, крейцкопфов, температура не должна превышать 70 °С;
- 4) произвести аналогичную операцию по приводному двигателю;
- 5) произвести контроль состояния крепления всех деталей и узлов механизма движения. Особое внимание обратить на качество контровки контргайки штока в месте соединения крейцкопфа и штока;
- 6) произвести визуальный контроль механизма движения на отсутствие видимых повреждений, провернув вал компрессора на один-два оборота с помощью валоповоротного устройства, соблюдая меры предосторожности;
- 7) демонтировать торцевую крышку цилиндра 4-й ступени и произвести визуальный контроль рабочей поверхности гильзы цилиндра на отсутствие поверхностных дефектов;
- 8) произвести измерительный контроль величин зазоров между горизонтальным крейцкопфом и направляющей, а также между поршнем 4-й ступени и гильзой;
- 9) демонтировать и произвести визуальный контроль всасывающих и нагнетательных клапанов и их деталей с каждой ступени, для чего произвести их разборку. Особое внимание обратить на состояние пластинчатых пружин и клапанных пластин;
- 10) произвести визуальный контроль воздушного фильтра, расположенного на внутренней стороне верхней крышки картера, при необходимости произвести его очистку;
- 11) слить в емкость осадок из дренажей межступенчатых холодильников;
- 12) устранить дефекты, выявленные при ежемесячном обслуживании.

По завершении ТО-1 следует произвести запись в формуляр КУ;

б) ТО-2:

- 1) выполнить работы, предусмотренные ТО-1;
- 2) произвести замену масла в картере с одновременной очисткой и промывкой картера;
- 3) демонтировать и промыть масляный фильтр на всасывающем трубопроводе и сетчатые фильтры лубрикатора;

- 4) демонтировать крышки цилиндров 1-й и 2-й ступеней и произвести визуальный контроль видимой части рабочей поверхности цилиндров;
- 5) демонтировать рубашку охлаждения цилиндров 3-й и 4-й ступеней, произвести визуальный контроль ее, в случае необходимости очистить от осадка;
- 6) произвести визуальный контроль камер охлаждения цилиндров 1-й и 2-й ступеней, при необходимости очистить;
- 7) произвести контроль обтяжки цилиндров;
- 8) произвести измерительный контроль величин внутренних диаметров цилиндров 1-й, 2-й и 3-й, 4-й ступеней, зазоров между поршнями и гильзами цилиндров 1-й, 2-й и 3-й, 4-й ступеней, зазоров между крейцкопфами и направляющими, мертвых пространств всех ступеней, зазоров между статором и ротором электродвигателя компрессора;
- 9) по окончании ТО и при запуске компрессора произвести вибрационный контроль по сокращенной программе в соответствии с порядком, приведенным в 8.2.21.

По завершении ТО-2 следует произвести запись в формуляр КУ.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ.

Г.3.2 Состав работ по ремонту:

- а) текущий ремонт ТР-1:
 - 1) выполнить работы, предусмотренные ТО-1 и ТО-2;
 - 2) произвести измерительный контроль величины выработки направляющих крейцкопфа, произвести визуальный контроль поверхности скольжения;
 - 3) произвести визуальный и измерительный контроль башмаков крейцкопфа;
 - 4) в случае необходимости восстановить зазоры между крейцкопфом и направляющими до требуемых величин путем установки прокладок под башмаки;
 - 5) произвести проверку качества фиксации поршня на штоке и штока на крейцкопфе;
 - 6) произвести визуальный контроль канавок под поршневые кольца и измерительный контроль величин износа поршневых колец 3-й и 4-й ступеней;
 - 7) произвести визуальный контроль сальника 3-й ступени;
 - 8) произвести визуальный контроль маслоъемных колец;
 - 9) произвести промывку масляных каналов и маслопроводов уайт-спиритом и продувку их сжатым воздухом;
 - 10) произвести контроль момента затяжки фундаментных болтов;
 - 11) произвести замены кольцевых клапанов;
 - 12) произвести инструментальный контроль толщины слоя баббитной заливки поршня 3-й ступени.

По завершении ТР-1 следует произвести запись в формуляр КУ.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ;

б) текущий ремонт ТР-2:

- 1) выполнить работы, предусмотренные ТР-1;
- 2) произвести измерительный контроль величин масляных зазоров в шатунных и коренных подшипниках;
- 3) произвести измерительный контроль величин выработки шатунных шеек коленчатого вала;
- 4) произвести контроль предохранительных клапанов с последующей проверкой плотности и давления срабатывания клапанов;
- 5) произвести визуальный контроль канавок под поршневые кольца и измерительный контроль величин износа поршневых колец всех ступеней;
- 6) произвести визуальный контроль величин масляных зазоров центрирующих подшипников коленчатого вала;
- 7) произвести визуальный контроль поверхности поршневых штоков, величин выработки и биения штоков в сборе с поршнями 2-й и 3-й ступеней, в случае необходимости заменить уплотняющие элементы;
- 8) произвести очистку газопроводов, влагомаслоотделителей, холодильников от нагаромасляных осадений и накипи;
- 9) произвести ревизию трубопроводной арматуры.

По завершении ТР-2 следует произвести запись в формуляр КУ.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ;

в) средний ремонт:

- 1) выполнить работы, предусмотренные ТР-2;
- 2) произвести очистку водяных рубашек цилиндров от накипи и коррозии;
- 3) произвести измерительный контроль величин масляных зазоров, выработки вкладышей и коренных шеек коленчатого вала, коренных и консольных подшипников;
- 4) произвести измерительный контроль величин выработки бронзовой втулки и пальца крейцкопфа;
- 5) произвести контроль неразрушающими методами (ВИК, ВК) поршневых штоков и произвести измерительный контроль величин выработки и биения в сборе с поршнем штоков всех ступеней;
- 6) произвести визуальный контроль поверхности сальника 1-й ступени с заменой износившихся уплотняющих элементов;

- 7) произвести измерительный контроль величин износа маслосъемных элементов;
- 8) произвести измерительный контроль величин масляных зазоров в подшипниках полого вала в задней торцевой крышке блок-картера масленки и произвести визуальный контроль состояния деталей;
- 9) произвести контроль надежности крепления противовесов коленчатого вала;
- 10) произвести контроль неразрушающими методами (ВИК, ВК) шатунов на отсутствие/наличие поверхностных дефектов;
- 11) произвести визуальный контроль рабочей поверхности под палец крейцкопфа и поверхности резьбы элементов соединения штока с крейцкопфом;
- 12) произвести контроль неразрушающими методами (ВИК, ВК) шатунных болтов;
- 13) произвести контроль горизонтальности установки рамы и ее деформации при подтягивании фундаментных болтов;
- 14) произвести обкатку КУ после сборки.

По завершении среднего ремонта следует произвести запись в формуляр КУ.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ;

г) капитальный ремонт:

- 1) выполнить работы, предусмотренные средним ремонтом;
- 2) произвести ревизию фундамента и проверку его осадки;
- 3) произвести контроль качества прилегания рамы к фундаменту;
- 4) заменить шатунные болты;
- 5) произвести контроль неразрушающими методами (ВИК, ВК, УК) коленчатого вала, контроль выработки шеек, горизонтальности вала, при необходимости заменить шпонку;
- 6) произвести ревизию и очистку всей системы смазки от шлаковых отложений;
- 7) произвести ремонт электродвигателя, КИПиА;
- 8) произвести испытания на плотность и прочность цилиндров и водяных полостей цилиндров;
- 9) произвести контроль неразрушающими методами (ВИК, ВК, УК) корпуса крейцкопфа и пальца, контргайки и закладной гайки крейцкопфа, гайки крепления шток-поршень, элементов опор коленчатого вала;
- 10) произвести контроль искривления стержня шатуна, нарушения геометрии верхней и нижней головок, нарушения их взаимного расположения;
- 11) произвести обкатку и испытания компрессорной установки.

По завершении капитального ремонта следует произвести запись в формуляр КУ.

Акты по проведению неразрушающего контроля приложить к формуляру КУ.

По окончании капитального ремонта, в начальный период эксплуатации компрессора, необходимо провести следующие разовые работы:

- отрегулировать подачу масла лубрикаторм согласно таблице Г.4;
- произвести первую смену масла по истечении 100 ч наработки;
- произвести вторую смену масла по истечении 250 ч наработки;
- произвести третью смену масла по истечении 500 ч наработки;
- в дальнейшем замену масла производить каждые 1500 ч наработки;
- контролировать состояние механизма движения по температурному режиму (температура наружных поверхностей не должна превышать 70 °С).

Таблица Г.4 – Параметры подачи масла лубрикаторм

Точка смазки	Количество смазочного материала, капли/мин			
	при первом пуске	после 300 ч	после 400 ч	после 500 ч
Цилиндр 1-й ступени	15	10	10	7
Уплотнение поршневых штоков 1-й ступени	25	20	20	15
Цилиндр 2-й ступени	12	10	10	6
Уплотнение поршневых штоков 2-й ступени	15	12	12	10
Цилиндр 3-й ступени	15	12	15	10
Уплотнение поршневых штоков 3-й ступени	20	18	20	15
Цилиндр 4-й ступени	20	15	20	12

Каждый раз при замене масла необходимо производить промывку и очистку приемного масляного фильтра и картера компрессора и контролировать величину перепада давления на фильтре тонкой очистки масла. При величине перепада давления, близкой к 0,12 МПа, необходимо произвести замену бумажного фильтрующего элемента.

При проведении испытаний на природном газе следует произвести виброобследование в соответствии с порядком, изложенным в 8.2.21. По окончании проведения виброобследования следует оформить отчет.

По окончании капитального ремонта значения параметров всех систем АГНКС должны отвечать требованиям конструкторской и эксплуатационной документации.

Г.4 Особенности проведения работ по ТО АГНКС БИ 300-2 (ООО «Метания») с компрессорной установкой SW 132 производства Италии

Г.4.1 Для АГНКС БИ 300-2 с КУ SW 132 отсутствует принятая в России система ТО (включающая ТО-1, ТО-2 и т.д.). Так же в связи с небольшой наработкой станций этого типа отсутствуют данные по трудоемкости выполнения данных работ.

Г.4.2 Периодичность и наименование работ по ТО представлены в таблице Г.5.

Таблица Г.5 – Состав работ по ТО АГНКС БИ 300-2 (ООО «Метания»)

Наработка, оборудования, ч	Наименование системы или узла	Наименование работ	Заменяемые узлы
500	Смазка: масляный фильтр	Проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	
1000			
1500			
2000	Газовый контур: газовые клапаны	Удаление любых отложений, в том числе и нагара; проверка седел, колец и пружин	Патроны маслофильтров
	Корпус: ремень	Проверка натяжения ремня (только для моделей с ремнем)	
	Замена патрона масляного фильтра; проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре		
2500	Смазка: масляный фильтр	Проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	
3000			
3500			
4000	Смазка: масло	Замена смазочного масла	Смазочное масло
	Маслофильтр	Замена патронов масляных фильтров; проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	Патроны смазочной системы и системы впрыска масла
	Газовый контур: пневмоклапаны	Проверка седел пневмоклапанов	
	Газовый фильтр	Замена газовых фильтров на входе	Газовый фильтр
	Газовые клапаны	Удаление отложений, включая нагар; испытание на герметичность; при выявлении утечки отшлифовать седло (после трех обработок следует заменить весь газовый клапан)	
	Динамические затворы	Замена динамических затворов и проверка диаметра штока	Поршни и штоки динамических затворов
	Корпус: ремень	Проверка натяжения ремня (только для моделей с ремнем)	
4500	Смазка: масляный фильтр	Проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	
5000			
5500			
6000			Замена патронов масляных фильтров; проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре

Продолжение таблицы Г.5

Наработка, оборудования, ч	Наименование системы или узла	Наименование работ	Заменяемые узлы
6000	Газовый контур: газовые клапаны	Удаление любых отложений, в том числе и нагара; проверка седел, колец и пружин	
	Корпус: ремень	Проверка натяжения ремня (только для модели с ремнем)	
6500	Смазка: масляный фильтр	Проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	
7000			
7500			
8000		Замена смазочного масла	Смазочное масло
	Маслофильтр	Замена патронов масляных фильтров; проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	Патроны смазочной системы и системы впрыска масла
	Газовый контур: пневмоклапаны	Проверка седел пневмоклапанов	
	Газовый фильтр	Очистка газовых фильтров на входе	
	Газовые клапаны	Удаление отложений, включая нагар; испытание на герметичность; при выявлении утечки отшлифовать седло (после трех обработок следует заменить весь газовый клапан)	
	Динамические затворы	Замена динамических затворов и проверка диаметра штока	Поршни и штоки динамических затворов
	Поршневые компрессоры	Виброобследование	
	Система охлаждения	Промывка контура охлаждения антинакипином	
	Корпус: ремень	Проверка натяжения ремня (только для моделей с ремнем)	
8500	Смазка: масляный фильтр	Проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	
9000			
9500			
10000		Замена патрона масляного фильтра; проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	Патроны масло-фильтров системы смазки и впрыска масла
	Газовый контур: газовые клапаны	Удаление любых отложений, в том числе и нагара; проверка седел, колец и пружин	
	Корпус: ремень	Проверка натяжения ремня (только для моделей с ремнем)	

Продолжение таблицы Г.5

Наработка, оборудования, ч	Наименование системы или узла	Наименование работ	Заменяемые узлы
10500	Смазка: масляный фильтр	Проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	
11000			
11500			
12000	Смазка: масло	Замена смазочного масла	Смазочное масло
	Маслофильтр	Замена патрона масляных фильтров; проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	Патроны смазочной системы
	Газовый контур: пневмоклапаны	Замена седел пневмоклапанов	Комплект уплотнений для каждого пневмоклапана
	Газовый фильтр	Замена входного и промежуточного газового фильтра	Газовый фильтр
	Газовые клапаны	Удаление отложений, включая нагар; испытание на герметичность; при выявлении утечки отшлифовать седло (после трех обработок следует заменить весь газовый клапан)	
	Динамические затворы	Замена динамических затворов и проверка диаметра штока	Поршни и штоки динамических затворов
Корпус: ремень	Проверка натяжения ремня (только для моделей с ремнем)		
12500	Смазка: масляный фильтр	Проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	
13000			
13500			
14000	Газовый контур: газовые клапаны	Удаление любых отложений, в том числе и нагара; проверка седел, колец и пружин	
	Корпус: ремень	Проверка натяжения ремня (только для моделей с ремнем)	
14500	Смазка: масляный фильтр	Проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	
15000			
15500			
16000	Смазка: масло	Замена смазочного масла	Смазочное масло
	Маслянный фильтр	Замена патронов масляных фильтров; проверка наличия металлических частиц в масляном фильтре	Патроны смазочной системы
	Газовый контур: Пневмоклапаны	Замена седел пневмоклапанов	Комплект уплотнений для каждого пневмоклапана
	Газовый фильтр	Замена входного и промежуточного газового фильтра	Газовый фильтр

Окончание таблицы Г.5

Наработка, оборудования, ч	Наименование системы или узла	Наименование работ	Заменяемые узлы
16000	Газовые клапаны	Удаление отложений, включая нагар; испытание на герметичность; при выявлении утечки отшлифовать седло (после трех обработок следует заменить весь газовый клапан)	
	Газовые рубашки	Проверка размеров газовых рубашек	Газовые рубашки
	Динамические затворы	Замена динамических затворов и проверка диаметра штока	Поршни и штоки динамических затворов
	Подшипники	Замена шатунных и опорных подшипников	Шатунные и опорные подшипники
		Проверка амплитуды вибрации	
	Эластичная муфта	Замена эластичной муфты	
	Корпус: ремень	Проверка натяжения ремня (только для моделей с ремнем)	
Система охлаждения	Промывка контура охлаждения антинакипином		

Библиография

- [1] Руководящий документ
ОАО «Газпром»
РД 51-132-88
Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции. Нормы вибрации. Методика виброобследования. Виброзащита оборудования
- [2] Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ
- [3] Правила
Госгортехнадзора России
ПБ 03-576-03
Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
- [4] Правила
Госгортехнадзора России
ПБ 03-246-98
Правила проведения экспертизы промышленной безопасности
- [5] Правила
Госгортехнадзора России
ПБ 03-585-03
Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов
- [6] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром»
ВРД 39-2.5-082-2003
Правила технической эксплуатации автомобильных газонаполнительных компрессорных станций
- [7] Правила
Госгортехнадзора России
ПБ 03-582-03
Правила устройства и безопасной эксплуатации компрессорных установок с поршневыми компрессорами, работающими на взрывоопасных и вредных газах
- [8] Правила устройства электроустановок, ПУЭ (утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204)
- [9] Правила эксплуатации электроустановок потребителей, ПЭЭП (утверждены приказом Минэнерго России от 13.01.2003 № 6)
- [10] Ведомственный руководящий документ
ОАО «Газпром»
ВРД 39-1.14-021-2001
Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром»

- [11] Регламент по организации диагностического обследования объектов ОАО «Газпром» (утвержден Приказом ОАО «Газпром» от 18.02.2011 № 30)
- [12] Положение по порядку представления на рассмотрение в Финансово-экономический департамент предложений по внесению изменений в плановые показатели деятельности (утверждено заместителем Председателя Правления – начальником Финансово-экономического департамента ОАО «Газпром» 01.02.2008).
- [13] Строительные нормы и правила Отопление, вентиляция и кондиционирование
СНиП 41-01-2003
- [14] Правила Госгортехнадзора России Правила устройства, монтажа и безопасной эксплуатации взрывозащищенных вентиляторов
ПБ 03-590-03
- [15] Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утверждены приказом Минэнерго России от 24.03.2003 № 115)
- [16] Правила эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей (утверждены Госэнергонадзором 07.05.92)
- [17] Правила техники безопасности при эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей (утверждены Госэнергонадзором 07.05.92)
- [18] Правила Госгортехнадзора России Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов
ПБ 10-574-02
- [19] Правила Госгортехнадзора России Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления
ПБ 12-529-02
- [20] Правила пожарной безопасности в Российской Федерации (утверждены приказом МЧС России от 18.06.2003 № 313)
- [21] Правила безопасности при эксплуатации водопроводно-канализационных сооружений (утверждены постановлением Минтруда России от 16.08.2002 № 61)
- [22] Строительные нормы и правила Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
СНиП 3.05.05-84

- | | |
|---|---|
| [23] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 03-421-01 | Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов |
| [24] Руководящий документ
ОАО «Газпром»
РД 51-553-94 | Инструкция по техническому освидетельствованию аккумуляторов газа ГСС-1-1-10,0-25У-001 при эксплуатации автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) |
| [25] Программа диагностирования технического состояния и определения остаточного срока службы аккумуляторов газа типа ГСС-1-1-10,0-25У-001 (для аккумуляторов, отработавших 20 лет) (согласовано Госгортехнадзором России 14.05.2004) | |
| [26] Правила
Госгортехнадзора России
ПБ 03-440-02 | Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля |
| [27] Правила
Госгортехнадзора России
ПБ 03-593-03 | Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов |
| [28] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 03-606-03 | Инструкция по визуальному и измерительному контролю |
| [29] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 03-29-93 | Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды |
| [30] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 10-520-02 | Положение по проведению экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используются паровые и водогрейные котлы, сосуды, работающие под давлением, трубопроводы пара и горячей воды |

- | | |
|--|--|
| [31] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 10-16-92 | Методические указания по обследованию предприятий, эксплуатирующих паровые и водогрейные котлы, сосуды, работающие под давлением, трубопроводы пара и горячей воды |
| [32] Руководящий документ
Ростехнадзора
РД 13-03-2006 | Методические рекомендации о порядке проведения вихретокового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах |
| [33] Руководящий документ
Ростехнадзора
РД 13-06-2006 | Методические рекомендации о порядке проведения капиллярного контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах |
| [34] Строительные нормы и правила
СНиП 2.04.12-86 | Расчет на прочность стальных трубопроводов |
| [35] Руководящий технический материал
Всесоюзного промышленного
объединения
РД РТМ 26-01-44-78* | Детали трубопроводов на давление свыше 10 до 100 МПа. Нормы и методы расчета на прочность |
| [36] Стандарт НИИХиммаш
СТО НИИХиммаш 00220256-005-2005* | Швы стыковых угловых и тавровых сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика ультразвукового контроля |
| [37] Система документов по аккредитации.
Ростехнадзором 25.04.2006 № 2/42) | Правила аттестации экспертов СДА-12 (приняты |
| [38] Руководящий документ
Ростехнадзора
РД 03-19-2007 | Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| [39] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 09-539-03 | Положение о порядке проведения экспертизы промышленной безопасности в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности |

* С данным документом можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ООО «Газпромэнергодиагностика».

ОКС 75.180

Ключевые слова: техническое обслуживание, диагностирование, ремонт, автомобильная газонаполнительная компрессорная станция

Корректурa *О.Я. Проскуриной*
Компьютерная верстка *Ю.Е. Шипилова*

Подписано в печать 00.00.2012 г.
Формат 60×84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 250 экз.
Уч.-изд. л. 10,4. Заказ 000.

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел.: (495) 719-64-75, (499) 580-47-42.

Отпечатано в « »

