## Методическое обеспечение дефектоскопии компрессорных станций

**1. Этапы диагностических задач**

Различная нормативная документация по оценке технического состояния технологического оборудования компрессорных станций (КС) методами неразрушающего контроля устанавливает вид и периодичность контроля, а также точность измерений при проведении необходимых для диагностирования и прогнозирования технического состояния технологического оборудования и трубопроводов с ***целью***:

* определения соответствия параметров технического состояния технологического оборудования требованиям технической документации;
* выявления мест и причин неисправностей оборудования;
* определения оптимального срока вывода оборудования в планово-предупредительный ремонт (ППР) при его надежности и экономически выгодной эксплуатации;
* разработки оперативной исполнительной документации для дефектоскопистов.

***Техническое состояние технологического оборудования характеризуется***:

* соответствием проектных и фактических параметров оборудования;
* механическим износом от воздействия твердых примесей рабочей среды;
* износом в связи с воздействием агрессивной рабочей среды;
* состоянием стенок аппаратов.

***Техническое состояние трубопроводов*** наземных, а также трубопроводов обвязки, характеризуется:

* износом в связи с эрозией металла;
* воздействием твердых примесей в рабочей среде;
* коррозией стенок трубопроводов;
* механическим износом и величиной линейных перемещений;
* состоянием опор и фундаментов.

Нормативная документация предусматривает измерения для трех этапов диагностических задач.

**Первый этап** – контроль за техническим состоянием оборудования путем сопоставления величин, полученных при измерении с номинальными, характеризующими то или иное техническое состояние объекта измерений в соответствии с регламентом, приведенным в таблице 1. Цель этапа – недопущение отклонения показателей технического состояния от номинальных.

Таблица 1. Контрольные измерения 1-го этапа

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование технологического оборудования | Вид контрольных измерений | Сроки передачи информации | Периодичность контрольных измерений | Исп-нители |
| Обвязка устья скважины | вибродиагностика | в течение месяца | 1 раз в год по перечню | ЦПТЛ  ОООГ |
| ультразвуковой контроль | после проведения измерений | по запросу |
| радиография | по формам |
| Шлейф | ультразвуковой контроль | приложения | 1 раз в год по перечню |
| радиография | после ремонта, вновь вводимые |
| Аппараты С-01, С-02, С-03 | вибродиагностика | приложения | 1 раз в год при зачистке язв |  |
| ультразвуковой контроль | по запросу |
| Теплообменники Т-1, Т-2, Т-3 | вибродиагностика | приложения | 1 раз в год при зачистке язв |
| ультразвуковой контроль |
| Межблочные трубопроводы УКПГ с запорной регулируемой аппаратурой | вибродиагностика | приложения | 1 раз в год |
| ультразвуковой контроль | 1 раз в год по утвержденной схеме |
| радиография | вновь вводимые, а также после ремонта 100 % согласно СНиП 3.05.05-84 |

**Второй этап** – определение технического состояния элементов и узлов оборудования, при этом задача диагностики заключается в обнаружении дефектов, неисправностей, а также причин, приведших к изменению технического состояния объекта диагностирования (таблица 2).

Таблица 2. Контроль измерения 2-го этапа

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Вид специальных диагностических измерений | Цель измерений | Периодич-ность измерений | Органи-  зация-  испол-нитель |
| 1. Измерения на технологическом оборудовании |  |  | ЦПТЛ,  ГТП |
| 1.1. Снятие динамических характеристик | Выявление изменений динамической жесткости систем: «оборудование – опоры», «трубопровод – опоры» и степени приближения к резонансному состоянию | При повышении вибрации |  |
| 2. Измерение пульсации потока газа | Определение уровня и причин возникновения пульсации | - « - | - « - |
| 3. Проведение ультразвуковой дефектоскопии сварных швов. Радиографическая дефектоскопия | Соответствие технических параметров паспортным | По запросу |  |
| 4. Измерение осадков оборудования, выявление характера и динамики осаждения |  |  | - « - |
| 5. Изменение полных механических напряжений трубопроводов обвязок ДКС косвенным методом | Выявление полного напряженного состояния трубопроводов в опасных сечениях | По запросу | - « - |
| 6. Проведение тензометрирования | Выявление уровня механических напряжений в стенках трубопроводов | При обнаружении непрекращающихся осадок оборудования | ЦПТЛ,  ГТП |
| 7. Измерение виброакустических параметров запорной арматуры | Определение перетечек газа в кранах | По запросу | - « - |

**Третий этап** – прогнозирование изменения технического состояния оборудования, его элементов и узлов. Основная задача – определение фактического технического состояния оборудования для определения сроков проведения техобслуживания и ремонта.

На основании накопившейся информации разрабатываются:

* методики выявления зависимости развития выявленных дефектов от факторов (вибрации, напряженного деформирования и другие), воздействующих на состояние оборудования контролируемого объекта, учитывая их индивидуальные особенности эксплуатации;
* мероприятия и рекомендации по повышению надежности диагностируемого оборудования.

**2. Выбор метода или комплекса методов и средств контроля**

*Выбор метода или комплекса методов и средств контроля* следует проводить в соответствии с требованиями стандартов, технических условий, технологических схем и рабочих чертежей, утвержденных в установившемся порядке, на конкретный объект контроля, а также с учетом требований стандарта ГОСТ 20426-82 технических характеристик средств контроля, технологии их изготовления, размеров выявленных дефектов и производительности контроля.

Проведение диагностических измерений. Диагностические измерения (плановые, внеочередные) включают в себя комплекс работ, обеспечивающих определение пригодности технологического оборудования или трубопроводов к дальнейшей безопасной эксплуатации. Диагностические измерения предусматривают применение всех видов диагностики и контроля за исключением разрушающих.

При проведении диагностических измерений особое внимание должно быть уделено:

* состоянию опор и фундаментов;
* вибрации трубопроводов и аппаратов;
* зонам входа и выхода продукта;
* зонам измерения направления потоков коррозионной среды;
* зонам раздела фаз среды;
* зонам возможного застоя и скопления конденсата.

При измерении параметров, характеризующих техническое состояние технологического оборудования, технологических обвязок и трубопроводов, ***контролируются следующие узлы***:

* на трубопроводах (шлейфах) участки: прямые, горизонтальные, вертикальные, наклонные, сужающие, поворотные;
* аппараты, работающие под давлением; емкости, резервуары.

При контроле сплошности металла аппаратов, емкостей, резервуаров УКПГ и ДКС 100 % - ному сплошному контролю подвергается днище и часть примыкающей к нему обечайки сепараторов, часть обечаек сепараторов, контактирующих с газожидкостной и газовой средой. Вибрационные измерения выполняются в контрольных точках, обозначенных на специальных схемах (рис. 1).

|  |
| --- |
|  |
| Рис. 1. Схема вибрационных измерений и толщинометрии сепаратора-распределителя (по заранее заданному маршруту измерений) |

На прямолинейных участках трубопроводов точки измерения вибрации располагаются по возможности равномерно по длине. Количество точек назначается исходя из длины участка между неоднородностями: до 1,5 м –1; до 3 м – 2; до 4 м – 3; более 4 м – 4. В число указанных точек не включены точки измерения на неоднородностях, ограничивающих участки. В каждой точке измеряются параметры вибрации в вертикальной и горизонтальной плоскости.

Измерения уровня вибрации на фундаментах технологических аппаратов и опор трубопроводов, на корпусах аппаратов в верхней и нижней точке, на трубопроводах (углы поворота, сужение в местах установки регулирующих устройств) проводятся при пуске линии в эксплуатацию с нагрузкой 60 % и 100 % от проектной производительности.

Пульсация давления газового потока измеряется в точках на входе и выходе нагнетателя ДКС, на входе и выходе каждого аппарата, а также в трех - четырех точках, расположенных равномерно на каждой трубопроводной линии между общим коллектором ДКС и нагнетателями и на станционном выходе в общий коллектор.

Для проведения тензометрирования используются тензорезисторы базой 10x20 мм и сопротивлением 200 Ом (например КФ5П1-15-200А-12), а также измерители статических деформаций (например, ИСД-3, диапазон измерений С-1000 ед., класс точности – 0,5).

Дефектоскопия сварных швов, аппаратов и трубопроводов ультразвуковым методом, а также проверка на сплошность металла стенок аппаратов и трубопроводов производится периодически в зависимости от условий эксплуатации, состава рабочей смеси, скорости коррозии металла, изменения напряженного состояния в металле, в зависимости от уровня и интенсивности роста вибрации. Объем ультразвукового контроля сплошности металла стенки трубопровода и технологических аппаратов определяется техническим заданием по контролю.

**3. Оценка качества по результатам измерений**

Сварные швы любых трубопроводов бракуются, если при контроле будут обнаружены трещины, незаваренные кратеры, прожоги, свищи, подрезы глубиной 0,5 мм. В сварных швах технологического оборудования высокого давления порядка 10–100 МПа подрезы не допускаются. Оценка качества сварных соединений технологических трубопроводов производится согласно требованиям СНиП 3.05.06-84 и ОСТ 36-75-83. Сварные соединения трубопроводов высокого давления считаются годными, если отсутствуют:

* протяженные дефекты;
* протяженные дефекты с амплитудой отраженного сигнала, соответствующей эквивалентной площади S = 2 мм2 и более при толщине стенки свыше 20 мм (первый браковочный уровень);
* непротяженные дефекты с амплитудой отраженного сигнала, соответствующей эквивалентной площади до S = 2 мм2 при толщине стенки трубы до 20 мм включительно и до S = 3 мм2 при толщине стенки трубы свыше 20 мм в количестве не более трех на каждые 10 мм шва.

Непротяженными считаются дефекты, протяженность которых не превышает значений, указанных в таблице 3 для соответствующих толщин [33].

Таблица 3. Предельные допустимые значения измеряемых характеристик дефектов в швах, сварных соединениях технологических трубопроводов I-IV категории

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальная толщина свариваемых эелементов | Оценка по амплитуде эхо-сигналов | Оценка по условной протяж.  услов. расстоянию между дефектами и кол-во дефектов | Условия протяженности (мм) дефекта, расположенного на глубине, мм | | Кол-во допустимых по измерям. характерис-тикам дефектов на любых 100 мм длины шва, шт. | Суммарная условная протяженность (мм) допустимости дефектов на любых 100 мм длины шва, расположенных на глубине | |
| до 20  вкл | свыше  20 |
| до 20  вкл | свыше  20 |
| от 6 до 20 вкл. | Первый браковочн. уровень | 2-й браковочн.  уровень | 10 | - | 3 | 25 | - |
| свыше 20,0 до 40,0 вкл. | Первый предельный |  | 10 | 15 | 4 | 25 | 35 |
| свыше 40,0 | Чувстви-тельность |  | 20 | 25 | 5 | 30 | 40 |

В соответствии с ОСТ 36-75-83 значение первого браковочного уровня определяется по таблице 4, а значение второго браковочного уровня устанавливается выше первого на 3 дБ [25].

Таблица 4. Значение первого браковочного уровня (предельная чувствительность)

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Минимальная толщина свариваемых элементов, мм | от 6 до 14 вкл. | свыше 14 до 18 вкл. | свыше 18 до 26 вкл. | свыше 26 до 30 вкл. | свыше 30 до 34 вкл. | свыше 34 до 38 вкл. | Свыше 38 |
| Первый браковочный уровень (предельная чувствительность), мм2 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 4,0 | 5,0 | 6,0 | 7,0 |

Оценка качества сварных соединений трубопроводов производится согласно требованиям СНиП III-29-75. Сварные соединения трубопроводов считаются годными, если измеренные характеристики дефектов не превышают норм, указанных в таблице 5, 6 [25].

Таблица 5. Предельно допустимые значения измеряемых характеристик дефектов в швах сварных соединений трубопроводов

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальная толщина свариваемых элементов, мм | Эквивалентная площадь отражателей (предельная чувствительность), мм2 | Условная протяженность отдельного дефекта при расположении | | Суммарная условная протяженность дефектов на 100 мм длины шва при расположении | |
| в корне шва | в сечении шва, мм | в корне шва | в сечении шва, мм |
| 10,0 – 20,0 | 2,5 | 1/3 периметра | 20 | не ограничивается (но не более 1/3 периметра) | 30 |

Таблица 6. Предельно допустимые значения измеряемых характеристик сплошности металла стенок технологических аппаратов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Форма расслоения | Протяженность  расслоения, мм | Группа |
| Точечная или небольшой протяженности, не более | 20 | I группа |
| Отдельные протяженные расслоения, не более  Скопления с высокой концентрацией, не более | 100  200 | II группа |
| Отдельные расслоения, прилегающие к сварному шву, не более | 500 | II группа |
| Расслоения или скопления с высокой плотностью концентрации, более | 200 | III группа |

Расслоение металла в технологических аппаратах II и III группы считаются недопустимыми.

Оценка качества сварных соединений трубопроводов в баллах в зависимости от величины и протяженности проплава в корне шва, а также наличия несплавлений, включений и трещин приведена в таблице 7, 8.

Таблица 7. Определение суммарного бала качества по результатам радиографического контроля

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Оценка в баллах | Непровары по оси шва, вогнутость и превышение проплава в корне шва, наличие несплавлений трещин | |
| высота (глубина) в % от номинальной толщины стенки | суммарная длина по периметру трубы |
| 0 | Непровар отсутствует. Вогнутость корня шва до 10 %, но не более 1,5 мм.  Превышение проплава корня шва до 10 %, но не более 3 мм | до 1/3 периметра  до 1/3 периметра |
| 1 | Непровар по оси шва до 20 %, но не более 2 мм или, до 5 %, но не более 1 мм | до 1/4 периметра |
| 2 | Непровар по оси шва до 20 %, но не более 3 мм,  или до 10 %, но не более 2 мм или до 5 %, но не более 1 мм | до 1/4 периметра  не ограничивается |
| 6 | Трещины  Несплавления между основным металлом и швом и между отдельными валиками шва  Непровары по оси шва более 20 % и более 3 мм | независимо от длины  независимо от длины  независимо от длины |

*Примечание.* Величина вогнутости оси корня шва и превышение проплава для трубопроводов I-IV категории не нормируется.

Таблица 8. Допустимые размеры включений (пор), выявленных при радиографическом контроле, и их оценка в баллах

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Оценка в баллах | Толщина стенки, мм | Включения (поры) | | Длина скопления,  мм | Суммарная длина на любом участке шва длиной 100 мм |
| ширина (диаметр), мм | длина,  мм |
| 1 | до 3  св.3 до 5  св.5 до 8  св. 8 до 11  св. 11 до 14  св. 14 до 20  св. 20 до 26  св. 26 до 34  св.34 | 0,5  0,6  0,8  1,0  1,2  1,5  2,0  2,5  3,0 | 1,0  1,2  1,5  2,0  2,5  3,0  4,0  5,0  6,0 | 2,0  2,5  3,0  4,0  5,0  6,0  8,0  10,0  10,0 | 3,0  4,0  5,0  6,0  8,0  10,0  12,0  15,0  20,0 |
| 2 | до 3  св.3 до 5  св.5 до 8  св. 8 до 11  св. 11 до 14  св. 14 до 20  св. 20 до 26  св. 26 до 34  св.34 до 45  св. 45 | 0,6  0,8  1,0  1,2  1,5  2,0  2,5  2,5  3,0  3,5 | 2,0  2,5  3,0  3,5  5,0  6,0  8,0  8,0  10,0  12,0 | 3,0  4,0  5,0  6,0  8,0  10,0  12,0  12,0  15,0  15,0 | 6,0  8,0  10,0  12,0  15,0  20,0  25,0  30,0  30,0  40,0 |
| 3 | до 3  св.3 до 5  св.5 до 8  св. 8 до 11  св. 11 до 14  св. 14 до 20  св. 20 до 26  св. 26 до 34  св.34 до 45  св. 45 | 0,8  1,0  1,2  1,5  2,0  2,5  3,0  3,5  4,0  4,5 | 3,0  4,0  5,0  6,0  8,0  10,0  12,0  12,0  15,0  15,0 | 5,0  6,0  7,0  9,0  12,0  15,0  20,0  20,0  25,0  30,0 | 3,0  10,0  12,0  15,0  20,0  25,0  30,0  35,0  40,0  45,0 |

При расшифровке снимков определяют вид дефектов и их размеры по ГОСТ 23055-78. При расшифровке радиографических снимков не учитываются включения (поры) длиной 0,2 мм и менее, если они не образуют скоплений и сетки дефектов.

Оценка участков сварных соединений трубопроводов всех категорий, в которых обнаружены цепочки включений (пор), должна быть увеличена на один балл.