

Министерство энергетики Российской Федерации
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
АКЦИОНЕРНАЯ КОМПАНИЯ ПО ТРАНСПОРТУ НЕФТИ "ТРАНСНЕФТЬ"
ОАО "АК"ТРАНСНЕФТЬ"

СОГЛАСОВАНО
Госгортехнадзором России
письмо № 10-03/413
от " 24 " апреля 2002 г.

УТВЕРЖДАЮ
Первый вице-президент
ОАО "АК "Транснефть"
_____ В.В. Калинин
" ___ " _____ 200__ г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

**ПОЛОЖЕНИЕ
О ПОРЯДКЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО
ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ И ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НПС МН**

РД 153-39.4-

Уфа 2002

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие положения.....	2
2	Номенклатура, технические критерии освидетельствования оборудования НПС.....	4
3	Организация работ по техническому освидетельствованию и продлению ресурса оборудования	6
4	Определение показателей надежности при решении вопросов технического освидетельствования.....	11
5	Методы и средства неразрушающего контроля. Нормы допустимых дефектов Устранение дефектов.....	16
5.1	Общие положения.....	16
5.2	Методы и средства, применяемые при контроле технического состояния оборудования	16
5.3	Ремонт, диагностирование и испытание оборудования после ремонта.....	22
6	Методика освидетельствования магистральных, подпорных и вспомогательных насосов.....	24
6.1	Общие положения.....	24
6.2	Диагностирование корпусов магистральных и горизонтальных подпорных насосов.....	25
6.3	Диагностирование корпусов вертикальных подпорных насосов...	29
6.4	Измерение толщины стенки корпуса насоса и твердости материала.....	32
6.5	Валы	32
6.6	Торцовые уплотнения.....	37
6.7	Подшипники и подшипниковые узлы.....	37
6.8	Муфты	39
6.9	Вспомогательные насосы.....	40
6.10	Рабочие колеса.....	41
6.11	Оценка технического состояния насосов по результатам контроля и расчетов на прочность. Продление ресурса	42
7	Методика освидетельствования фильтров-грязеуловителей	44
7.1	Общие положения.....	44
7.2	Визуальный и измерительный контроль фильтров-грязеуловителей.	44
7.3	Диагностирование элементов фильтров-грязеуловителей магнитометрическим методом контроля.....	45
7.4	Диагностирование фильтров-грязеуловителей акустико-эмиссионным методом контроля.....	48
7.5	Диагностирование фильтров-грязеуловителей ультразвуковым, магнитопорошковым и капиллярным методами контроля.....	49
7.6	Измерение толщин стенок и твердости металла.....	49
7.7	Контроль фильтрующего элемента и шпилек.....	50
7.8	Оценка технического состояния корпусов фильтров-грязеуловителей по результатам контроля.....	50
8	Методика освидетельствования корпусов заслонок.....	52
8.1	Общие положения	52
8.2	Диагностирование корпусов заслонок магнитометрическим методом контроля.....	53
8.3	Диагностирование корпусов заслонок акустико-эмиссионным методом контроля.....	54
8.4	Диагностирование корпусов заслонок ультразвуковым, магнитопорошковым и капиллярным методами контроля.....	55

8.5	Измерение толщин стенок и твердости металла	55
8.6	Оценка технического состояния заслонок по результатам контроля и определение остаточного ресурса.....	56
9	Методика освидетельствования предохранительных клапанов.....	57
9.1	Общие положения	57
9.2	Диагностирование предохранительных клапанов магнитометрическим методом контроля.....	57
9.3	Диагностирование предохранительных клапанов акустико-эмиссионным методом контроля.....	58
9.4	Дефектоскопия корпусов предохранительных клапанов ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным методами контроля	59
9.5	Измерение толщин стенок и твердости металла	60
9.6	Оценка технического состояния предохранительных клапанов по результатам контроля, расчеты на прочность.....	60
10	Методика освидетельствования оборудования системы сглаживания волн давления.....	62
10.1	Общие положения	62
10.2	Диагностирование разделительных баков (емкостей) и аккумуляторов магнитометрическим методом контроля.....	62
10.3	Диагностирование разделительных баков (емкостей) и аккумуляторов акустико-эмиссионным методом контроля.....	64
10.4	Дефектоскопия корпусов баков (емкостей) и аккумуляторов ультразвуковым, магнитопорошковым и капиллярным методами контроля.....	65
10.5	Измерение толщин стенок и твердости металла	65
10.6	Оценка технического состояния разделительных баков (емкостей) и аккумуляторов по результатам контроля и определение остаточного ресурса.....	66
10.7	Контроль эластичных элементов системы сглаживания волн давления.....	66
11	Методика освидетельствования оборудования маслосистемы.....	68
11.1	Общие положения	68
11.2	Гидравлическое испытание маслосистемы.....	68
11.3	Критерии предельного состояния.....	69
12	Методика освидетельствования оборудования систем вентиляции.	70
12.1	Общие положения	70
12.2	Диагностирование вентиляционных агрегатов. Критерии предельного состояния.....	71
12.3	Обследование воздуховодов. Критерии предельного состояния.....	72
12.4	Диагностирование калориферов. Критерии предельного состояния	72
12.5	Оценка технического состояния системы вентиляции.....	73
13	Расчеты на прочность и определение остаточного ресурса оборудования.....	74
13.1	Общие положения	74
13.2	Расчеты на прочность и прогнозирование ресурса.....	75
13.3	Определение остаточного ресурса оборудования, находящегося под статической нагрузкой или под воздействием малоцикловых нагружений.....	81
13.4	Определение остаточного ресурса магистральных и подпорных насосов по вибрационному состоянию.....	84
13.5	Определение остаточного ресурса оборудования по статистическим эксплуатационным данным	87

13.6	Оформление документации.....	89
14	Требования к безопасному ведению работ при техническом освидетельствовании.....	90
Приложение А.	Термины и определения. Условные сокращения	92
Приложение Б.	Приказ о проведении технического освидетельствования оборудования НПС.....	95
Приложение В.	Техническое заключение по рассмотрению технической документации на оборудование НПС	96
Приложение Г.	Акт по результатам визуального контроля оборудования	99
Приложение Д.	Акт по результатам неразрушающего контроля (дефектоскопии, измерений).....	100
Приложение Е.	Акт по результатам контроля сварных швов, корпусных изделий и крепежных элементов.....	101
Приложение Ж.	Акт по результатам магнитометрического контроля корпусных изделий.....	102
Приложение И.	Ведомость дефектов, обнаруженных при дефектоскопическом обследовании оборудования (детали).....	103
Приложение К	Заключение по результатам технического освидетельствования оборудования.....	104
Приложение Л.	Методика проведения неразрушающего контроля оборудования магнитометрическим методом.....	107
Приложение М.	Методика определения технического состояния корпусов оборудования акустико-эмиссионным методом.	109
Приложение Н.	Методика проведения неразрушающего контроля оборудования ультразвуковым методом.....	119
Приложение П.	Методика проведения неразрушающего контроля оборудования капиллярным методом.....	128
Приложение Р.	Методика проведения неразрушающего контроля оборудования магнитопорошковым методом.....	131
Приложение С.	Методика вихретокового контроля сплошности материала.....	136
Приложение Т.	Радиационный контроль.....	139
Приложение У.	Контроль и анализ механических характеристик материала оборудования.....	141
Приложение Ц.	Экономические критерии продления ресурса или срока службы оборудования	143
Приложение Э.	Нормативные документы, используемые при проведении технического освидетельствования технологического оборудования НПС МН.....	152
Приложение Ю.	Библиография	157

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ И ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НПС МН РД 153-39.4-

Вводится впервые

Срок введения 2002 г.

Руководящий документ (Положение) устанавливает единый регламент проведения технического освидетельствования и продления срока службы (ресурса) механотехнологического оборудования нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов.

Положение учитывает требования действующих правил безопасности при эксплуатации объектов МН, нормативных документов Госгортехнадзора России. В руководящем документе использован современный, принятый во многих отраслях промышленности, подход к дефектоскопии и диагностированию оборудования, оценке его фактического технического состояния и прогнозированию остаточного ресурса.

Руководящий документ разработан Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР) при участии специалистов ОАО «АК»Транснефть».

Разработчики:

ИПТЭР: Акбердин А.М.– рук. темы, Сулейманов М.К.– ответственный исполнитель, Аленина Л.И., Баженов В.В., Белов А.И., Беркутов И.С., Вишневская Т.Н., Воробьева Т.Д., Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Еронен В.И., Литвинов А.Н., Павлова З.Х., Трапезникова И.Б., Чибирева А.В.

ОАО «АК»Транснефть»: Калинин В.В., Лисин Ю.В., Ярыгин В.Н., Пахомов С.А.

Графические работы и оформление: Баранова Н.А., Дмитриева Н.К., Иванова Н.А.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Механотехнологическое оборудование нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов (НПС МН) в зависимости от установленного срока эксплуатации и технического состояния подлежит освидетельствованию с целью определения возможности и условий его дальнейшей эксплуатации или списания согласно требованиям РД 08-200-98 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", РД 153-39.4-056-00 "Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов".

1.2 Настоящее Положение распространяется на механотехнологическое оборудование НПС МН (далее – оборудование) и определяет порядок проведения его технического освидетельствования и продления срока службы.

1.3 Руководящий документ (РД) устанавливает общие требования к организации, содержанию, объему выполнения работ при техническом освидетельствовании (далее – освидетельствовании), содержит технические и экономические критерии необходимости его проведения, определяет действия предприятия-владельца оборудования и организации (предприятия), проводящей освидетельствование.

1.4 Требования настоящего РД являются обязательными для предприятий и организаций, эксплуатирующих магистральные нефтепроводы и привлекаемых для работ по техническому освидетельствованию оборудования НПС.

1.5 С учетом требований норм и правил, действующих в области обеспечения безопасной эксплуатации объектов МН, и настоящего РД разрабатываются программы технического освидетельствования конкретных объектов, подлежащие согласованию с органами Госгортехнадзора России в установленном порядке.

1.6 Освидетельствование оборудования заключается в оценке технического состояния, проверке соответствия его требованиям нормативно-технических документов (НТД) и определении возможности дальнейшей эксплуатации после отработки назначенного заводом-изготовителем или НТД ресурса (срока службы).

1.7 При проведении освидетельствования необходимо руководствоваться РД 09-102-95 "Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России".

1.8 По истечении установленного Госгортехнадзором России, разработчиком или предприятием-изготовителем срока эксплуатации оборудования, выраженного в виде наработки или календарной продолжительности эксплуатации, должно быть выполнено его техническое освидетельствование. Изменение (продление) нормативных сроков эксплуатации должно быть подтверждено соответствующими актами обследования технического состояния оборудования и отражено в заключении.

1.9 Заключение является неотъемлемой частью документации на оборудование и хранится на предприятии-владельце вместе с паспортом на оборудование. Заключение служит основанием для принятия владельцем оборудования решения о его дальнейшей эксплуатации.

1.10 В настоящем Положении использованы термины, относящиеся к основным понятиям в области надежности, технического диагностирования и контроля технического состояния объектов, установленные ГОСТ 27.002, ГОСТ 27.004, ГОСТ 20911.

Перечень используемых терминов и определений приведен в приложении А.

2 НОМЕНКЛАТУРА, ТЕХНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ НПС

2.1 Техническому освидетельствованию (обследованию) подлежит работоспособное оборудование с истекшим сроком службы, имеющее низкие эксплуатационные показатели, а также оборудование, находившееся в экстремальных условиях эксплуатации.

2.2 Техническому освидетельствованию подлежит следующее механотехнологическое оборудование: магистральные, подпорные и вспомогательные насосы (нефтяные); вентиляционные системы; маслосистема; система сглаживания волн давления; заслонки блока регуляторов давления; фильтры-грязеуловители; предохранительные клапаны.

Перечень оборудования может быть дополнен и конкретизирован на стадии выполнения работ по техническому освидетельствованию.

2.3 Необходимость проведения технического освидетельствования оборудования определяется предприятием, эксплуатирующим данное оборудование.

2.4 Освидетельствованию подлежит оборудование:

срок службы которого превышает значения, установленные заводом-изготовителем, а при их отсутствии – приведенные в таблице 2.1;

ставшее причиной аварии, в т.ч. находившееся под воздействием параметров, превышающих расчетные, либо указанные в конструкторской документации (переопрессовки, термоудары, гидроудары и др.);

подвергнутое непредусмотренным аварийным воздействиям (например, пожар, сейсмическое воздействие и др.);

с критически низкими по сравнению с НТД показателями назначения и надежности корпусных и крепежных деталей или близкое к предельному состоянию;

техническое состояние которого по выполняемому объему диагностирования и ТОР не может обеспечить безопасную и эффективную эксплуатацию объекта.

2.5 Работы по определению остаточного ресурса или подтверждению назначенных показателей проводят также в случае, если в процессе эксплуатации оборудования выявлено неудовлетворительное состояние отдельных его деталей, сборочных единиц, комплектующих элементов, которое может привести к критическим отказам (прогрессирующий коррозионный, эрозийный, кавитационный износ, трещинообразование и т.д.)

2.6 По результатам освидетельствования определяется возможность продления срока эксплуатации.

Экономические критерии продления ресурса или срока службы оборудования приведены в приложении Ц.

Таблица 2.1 – Срок службы оборудования, после которого оно подлежит освидетельствованию

Наименование	Срок службы оборудования, после которого оно подлежит освидетельствованию, лет
--------------	--

Магистральные и подпорные нефтяные насосы	30
Заслонки	30
Предохранительные клапаны	25
Фильтры-грязеуловители	25
Разделительные ёмкости (баки) и аккумуляторы системы сглаживания волн давления	25
Стаканы вертикальных подпорных насосов	25
Насосы шестеренные типа РЗ, НШ, Ш	10
Насосы погружные откачки утечек типа НОУ, АХП, 12 НА – 9 х 4	12
Насосы центробежные секционные для закачки нефти типа ЦНС	12
Оборудование и составные части системы вентиляции	18
Оборудование системы маслоснабжения насосных агрегатов (кроме насосов)	30

3 ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ

ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЮ И ПРОДЛЕНИЮ РЕСУРСА ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Организация проведения работ по техническому освидетельствованию возлагается на предприятие - владельца оборудования. К работам могут быть привлечены сторонние организации для выполнения всего комплекса работ или отдельных его этапов.

3.2 Техническое освидетельствование оборудования и оформление заключения по результатам его проведения должны выполнять организации, прошедшие аккредитацию, имеющие лицензию Госгортехнадзора России (ГГТН России) на данный вид деятельности.

3.3 Приказ на выполнение работ по освидетельствованию оборудования оформляет предприятие-владелец. Рекомендуемая форма приказа приведена в приложении Б.

3.4 Для проведения работ по техническому освидетельствованию предприятие-владелец оборудования назначает комиссию, действующую на основании приказа. В состав комиссии должны входить представители предприятия-владельца (заказчик) и предприятия, осуществляющего ремонт и обслуживание оборудования, и организации (предприятия), выполняющей его техническое освидетельствование (исполнитель). Решение о необходимости включения в состав комиссии представителей предприятия-разработчика, изготовителя и других организаций принимается исполнителем с учетом полноты и достоверности имеющихся материалов, необходимых для выполнения работ.

Председателем комиссии назначается представитель предприятия – владельца оборудования.

3.5 Комиссия рассматривает следующие документы:

технический паспорт оборудования, содержащий данные: год выпуска, год ввода в эксплуатацию, количество проведенных ремонтов и диагностических контролей с указанием характера и объема проведенных работ, сведения о техническом освидетельствовании (если оно проводилось);

нормативно-техническую, конструкторскую и эксплуатационную документацию, содержащую данные о конструктивных особенностях оборудования;

сведения о показателях надежности, отказах, авариях, длительности простоев;

журналы, формуляры и другую документацию, отражающую условия и режимы работы оборудования (соответствие рабочих нагрузок, температуры, давления, среды и т.д.).

3.6 При анализе документации устанавливается номенклатура параметров, характеризующих техническое состояние оборудования, выявляются наиболее вероятные отказы и повреждения, которые могут привести оборудование в неработоспособное состояние.

3.7 Комиссия на основании результатов рассмотрения, анализа эксплуатационной документации и визуального контроля дает заключение о необходимости выполнения освидетельствования оборудования, устанавливает необходимость привлечения других организаций-исполнителей конкретных работ. Форма заключения приведена в приложении В.

3.8 По результатам работы комиссии разрабатывается Программа проведения работ.

Программа разрабатывается исполнителем с привлечением, при необходимости, предприятий, оговоренных в 3.4.

Программа должна содержать сведения об оборудовании, порядок проведения работ применительно к конкретному изделию.

Программа в соответствии с номенклатурой оборудования должна обеспечивать выполнение следующих задач:

определение порядка взаимодействия между службами предприятия и исполнителем работ по освидетельствованию;

выбор методов и способов выполнения работ по дефектоскопии или диагностированию с целью обнаружения дефектов на ранней стадии их развития;

разработку карты обследования оборудования (при необходимости);

определение номенклатуры измеряемых параметров и механических характеристик материала, необходимых для выполнения расчетов на прочность и прогнозирования остаточного ресурса;

определение остаточного ресурса оборудования с учетом малоцикловых нагрузений, коррозии и уровня вибрации.

3.9 Программа согласовывается исполнителем с территориальным органом ГТН России и утверждается заказчиком.

3.10 Предприятие-владелец оборудования должно подготовить его для технического освидетельствования (обеспечить удобный подход к нему, освещение, при необходимости выделить грузоподъемное или такелажное оборудование). Оборудование предьявляется к освидетельствованию в работоспособном состоянии, полностью укомплектованным согласно документации, с условием обеспечения беспрепятственного доступа к контролируемым сборочным единицам и деталям, очищенным от загрязнений. Окраска оборудования специально к освидетельствованию не допускается.

3.11 Оборудование, расположенное под землей, должно быть вскрыто от грунта, очищено от грязи, отслаивающейся краски и изоляции. Место работы должно быть обеспечено средствами для спуска и подъема дефектоскопической аппаратуры.

3.12 Если программой предусмотрено диагностирование оборудования с его разборкой, то части и детали оборудования после разборки должны быть очищены от нефти и отложений, промыты и разложены на стеллажах или на столе в порядке, позволяющем осуществлять их диагностирование. Для доступа к частям оборудования, расположенным на высоте более 1,8 м, место работы должно быть обеспечено приставными лестницами, площадками или лесами.

3.13 Владелец оборудования должен обеспечить условия для безопасного проведения работ, включая контроль загазованности воздуха в зоне производства работ, принять меры к удалению людей из загазованной зоны в случае превышения допустимых норм концентрации газов.

3.14 Освидетельствование оборудования, переданного на ремонтное предприятие, должно проводиться с выполнением требований технических условий на капитальный ремонт.

3.15 Освидетельствование оборудования включает визуальный и измерительный контроли, диагностирование, дефектоскопию базовых деталей и узлов и выполняется с учетом работы оборудования при знакопеременных, пульсирующих и динамических нагрузках.

3.16 Визуальный и измерительный контроли базовых узлов и деталей оборудования проводятся с целью выявления недопустимых видимых дефектов (механических повреждений, деформации, трещин, вмятин, прогибов, выпучин, коррозионного и эрозионного износа, фреттинг-коррозии, изменения исходной формы, утечек) или косвенных признаков дефектов и отказов (шума, изменения цвета, запаха, "потения" материала (выступление на наружной поверхности корпуса насоса, клапана и другого оборудования капель рабочей жидкости).

3.17 Визуальный контроль осуществляется до проведения обследования изделия другими методами неразрушающего контроля и выполняется невооруженным глазом или с помощью лупы. Увеличение лупы должно быть 4-7-кратное при контроле основного материала и сварных соединений.

Во время контроля особое внимание должно быть обращено на выявление трещин в основном металле сборочных единиц и сварных швах, состоянии креплений и соединений.

При обнаружении косвенных признаков наличия дефектов обследуемые изделия, узлы и детали должны быть подвергнуты тщательному контролю неразрушающими методами.

3.18 Результаты визуального и измерительного контролей оформляются актом, в котором указываются рекомендации по объему и срокам дальнейших работ по техническому освидетельствованию оборудования НПС (приложение Г).

3.19 Объем работ при освидетельствовании с использованием методов и средств неразрушающего контроля представлен в разделах 6–12 и приложениях Л, М, Н, П, Р, С, Т, У.

3.20 По результатам освидетельствования оборудование разделяется на:

годное;

подлежащее ремонту;

негодное, не подлежащее восстановлению.

При обследовании признается годным оборудование, значения параметров технического состояния которого соответствуют установленным требованиям.

3.21 Результаты диагностирования и дефектоскопии, фиксируются актами (приложения Г, Д, Е, Ж). Акты составляются в 3-х экземплярах, два из которых выдаются заказчику, третий – остается в организации, выполнившей контроль.

3.22 Оборудование, восстановленное ремонтом, после устранения выявленных дефектов подлежит контрольным испытаниям согласно требованиям технических условий на ремонт.

3.23 Результаты диагностирования, испытаний оборудования, расчетов согласно разделам 6–13 служат основанием для установления возможности дальнейшей эксплуатации оборудования свыше нормативного срока службы или списания.

3.24 Сроки проведения последующего освидетельствования оборудования, рекомендации по контролю его эксплуатации в течение прогнозируемого периода (остаточного ресурса) должны быть определены в соответствии с требованиями раздела 13, организацией (предприятием), выполняющей техническое освидетельствование, и отражены в заключении.

3.25 Исполнитель представляет заказчику два экземпляра заключения, содержащего результаты освидетельствования оборудования.

Форма заключения приведена в приложении К.

3.26 Заказчик в течение одного месяца с момента подписания заключения исполнителем должен один экземпляр представить в территориальный орган ГГТН России на согласование.

3.27 Согласованное Госгортехнадзором России заключение является основанием для продления срока эксплуатации оборудования, должно быть подтверждено приказом по предприятию и доведено до руководителей служб, ответственных за эксплуатацию соответствующего оборудования.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ РЕШЕНИИ ВОПРОСОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ

4.1 В основу проведения работ по освидетельствованию должен быть заложен принцип «безопасной эксплуатации оборудования по техническому состоянию». В качестве определяющих параметров технического состояния должны приниматься показатели надежности и параметры, изменения которых может привести объект в неработоспособное или предельное состояние.

4.2 Определение и анализ показателей надежности оборудования при решении вопросов его технического освидетельствования производятся с целью:

оценки технического состояния оборудования по статистическим эксплуатационным данным;

подтверждения необходимости (целесообразности) проведения технического освидетельствования оборудования;

уточнения методов технического диагностирования в совокупности с результатами визуального контроля оборудования;

прогнозирования или корректировки остаточного ресурса (сроков дальнейшей эксплуатации), определенного по результатам технического диагностирования.

4.3 Для выполнения оценки показателей надежности оборудования необходимо осуществлять сбор и обработку информации об отказах, наработках, проведенных ремонтах.

Сбор и обработка информации, оценка и анализ показателей надежности оборудования (его основных узлов) должны проводиться в соответствии с требованиями действующих НТД в этой области: ГОСТ 27.002, ГОСТ 27.301, ГОСТ 27.310, ГОСТ 27.003, РД 50-204-87, РД 50-690-89, Регламента учета и анализа отказов основного механотехнологического оборудования НПС.

4.4 Критериями отказов оборудования являются:

прекращение функционирования;

снижение эксплуатационных параметров за предельно допустимый уровень.

4.5 Критериями предельных состояний оборудования являются:

наличие дефектов, которые требуют демонтажа оборудования и ремонта в заводских условиях;

механический износ ответственных деталей (узлов) или снижение физических свойств материалов до предельно допустимого уровня;

превышение установленного уровня текущих (суммарных) затрат на техническое обслуживание и ремонты или другие признаки, определяющие экономическую целесообразность дальнейшей эксплуатации оборудования.

Критериями предельных состояний оборудования, емкостей, аппаратов, подвергающихся коррозионному воздействию, являются:

потеря прочности при уменьшении толщины стенки;

наличие растрескивания металла, коррозионных язв;

распространение дефектов (трещин, коррозионных язв и др.) на регламентированную нормативной документацией площадь и глубину.

С точки зрения безопасности предельное состояние оборудования потенциально опасных производств, главным образом, определяется следующими показателями: потерей несущей способности, допустимым запасом прочности, вероятностью безотказной работы, временем срабатывания защитных устройств, пропускной способностью клапанов, герметичностью, установленной безотказной наработкой и др. Такие показатели, как производительность, скорость, мощность, если выход их за регламентированные значения не связан с созданием взрывопожароопасной ситуации, относятся к второстепенным и не являются определяющими факторами для проведения освидетельствования оборудования.

4.6 При сборе информации о надежности уточняются условия эксплуатации; фиксируются все отказы, дефекты, неисправности и повреждения за период эксплуатации, данные о наработке оборудования, о количестве, периодичности и характере ремонтов; выполняется анализ причин и последствий отказов. Особое внимание должно быть обращено на

случаи, при которых имели место режимы эксплуатации, выходящие за пределы требований технической документации на оборудование.

Одновременно должно быть проверено выполнение эксплуатационным персоналом всех регламентных работ, предусмотренных эксплуатационными документами на оборудование.

4.7 Для оценки фактического технического состояния и контроля надежности оборудования (его основных узлов) производится анализ данных по временным понятиям надежности оборудования – ресурсу, сроку службы, наработке (суммарной – с начала эксплуатации; с момента проведения последнего капитального ремонта), используются показатели надежности, определяемые по годам за период не менее двух лет эксплуатации в соответствии с ГОСТ 27.002, РД 50-690-89:

средняя наработка на отказ (наработка на отказ) \bar{T} ;

средний ресурс (средний срок службы) \bar{D} ;

среднее время внепланового восстановления (ремонта) \bar{T}_B ;

среднее время планового восстановления (ремонта) $\bar{T}_{ППР}$;

вероятность безотказной работы $P(t)$;

коэффициент технического использования $K_{ТИ}$.

4.8 Нарботку оборудования выражают в единицах календарного времени (часах), через число рабочих циклов, другой объем произведенной работы.

4.9 Средний ресурс определяется для однотипного оборудования, эксплуатирующегося в статистически однородных условиях (режимы работы, сроки и условия эксплуатации).

4.10 На стадиях эксплуатации и испытаний роль показателей надежности оборудования выполняют их статистические оценки (ГОСТ 27.002).

Расчет статистических оценок показателей надежности производится по формулам, приведенным в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Формулы для расчета статистических оценок показателей надежности оборудования

Условное обозначение показателя по ГОСТ 27.002	Статистическая оценка
1	2
\bar{T}	$\bar{T} = \frac{1}{r} \cdot \sum_{i=1}^r t_i$
\bar{D}	$\bar{D} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{j=1}^n t_{\text{pec.}j}$
\bar{T}_B	$\bar{T}_B = \frac{1}{r} \cdot \sum_{i=1}^r t_{Bi}$

Окончание таблицы 4.1

1	2
$\bar{T}_{\text{ппр}}$	$\bar{T}_{\text{ппр}} = \frac{1}{N_{\text{ппр}}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{\text{ппр}}} t_{\text{ппр}i}$
$P(t)$	$P(t) = 1 - \frac{n(t)}{n}$
$K_{\text{ти}}$	$K_{\text{ти}} = \frac{\bar{T}}{\bar{T} + \bar{T}_в + \bar{T}_{\text{ппр}}}$
<p>Примечание</p> <p>r – число отказов, произошедших за период наблюдений t; t_i – наработка между двумя последовательными отказами; n – число объектов, работоспособных в начальный момент времени (эксплуатационных наблюдений) – при $t = 0$; $t_{\text{рес},j}$ – наработка каждого из объектов от начала эксплуатации; $t_{\text{в}i}$ – продолжительность внепланового восстановления после i-го отказа оборудования ; $t_{\text{ппр}i}$ – продолжительность i-го планового восстановления оборудования; $N_{\text{ппр}}$ – число плановых ремонтов оборудования за период наблюдений t; $n(t)$ – число объектов (оборудования), отказавших на отрезке времени от 0 до t.</p>	

4.11 По результатам количественной оценки и качественного анализа информации о надежности применительно к конкретным видам оборудования (систем):

определяются фактический срок службы (ресурс) оборудования, динамика изменения значений фактических показателей надежности за последние пять лет его эксплуатации (сравнению подлежат данные за первый и последний годы этого периода). Если имеет место снижение величины средней наработки на отказ, среднего ресурса на 10 %, вероятности безотказной работы – на 3 %, оборудование независимо от выработки назначенного ресурса подлежит техническому освидетельствованию. Снижение коэффициента технического использования оборудования на 3-5 % свидетельствует о необходимости проведения экономической оценки целесообразности его эксплуатации;

проводится сравнение фактических показателей надежности конкретного оборудования с аналогичными средними показателями, определяемыми для однотипного оборудования по предприятию. Если показатели рассматриваемого оборудования ниже аналогичных показателей для однотипного оборудования более, чем на 10 %, оборудование должно быть подвергнуто освидетельствованию;

для каждого вида оборудования выявляются узлы, имеющие наибольший процент отказов и повреждений (так называемое "слабое звено"), а также узлы, находящиеся в предотказном состоянии (для обоснования необходимости их замены при выдаче прогноза остаточного ресурса);

определяется оборудование, работающее при частых пусках-остановках, отключениях, колебаниях давления более 15 % от номинального, температурных колебаниях и пр.;

выделяются критические отказы оборудования и основных узлов (отказы, приведшие к возникновению аварийной ситуации, внеплановому выводу в ремонт).

4.12 На основании результатов проведенного анализа с учетом данных визуального контроля и оценки экономических критериев продления ресурса подтверждается целесообразность (необходимость) проведения технического освидетельствования оборудования, выдаются рекомендации о составе и объеме работ по техническому диагностированию.

4.13 Рекомендации по определению остаточного ресурса оборудования по статистическим эксплуатационным данным приведены в разделе 13.

4.14 Если в НТД для каких-либо комплектующих элементов, сборочных единиц или деталей изделия (торцовых уплотнений, валов, штоков, корпусных деталей и пр.) установлены индивидуальные показатели надежности, величину остаточного ресурса следует определять отдельно для каждого из них.

4.15 В отдельных технически и экономически обоснованных случаях при продлении ресурса допускается снижение некоторых показателей надежности до уровня, определяемого совместным решением проектанта объекта, ремонтного предприятия и эксплуатирующей организации. Указанное возможно при реализации технических решений, обеспечивающих безопасность эксплуатации объекта, при наличии резервного (дублирующего) оборудования, также, если объект подлежит замене в ближайшее время.

5 МЕТОДЫ И СРЕДСТВА НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ. НОРМЫ ДОПУСТИМЫХ ДЕФЕКТОВ. УСТРАНЕНИЕ ДЕФЕКТОВ

5.1 Общие положения

5.1.1 Проведение диагностического обследования, оценка технического состояния и определение остаточного ресурса оборудования осуществляются в соответствии с требованиями РД 03-131-97 «Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов», «Методики оценки состояния трубопроводов с использованием магнитной памяти металла», СНиП 2.05.06 «Магистральные трубопроводы», «Инструкции по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности», ГОСТ 22761 «Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами», ГОСТ 21105 «Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод», ГОСТ 14782 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые», ГОСТ 18442 «Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования», ГОСТ 20426 «Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные» и других нормативных документов.

5.1.2 Выбор конкретных методов неразрушающего контроля должен проводиться с учетом рассмотрения технической документации на оборудование, анализа эксплуатационных показателей и причин отказов, результатов визуального контроля.

Применение магнитопорошкового, ультразвукового, капиллярного, радиационного методов дефектоскопии должно основываться, как правило, на результатах обследования оборудования магнитометрическим или акустико-эмиссионным методами контроля.

5.2 Методы и средства, применяемые при контроле технического состояния оборудования

5.2.1 Основными методами неразрушающего контроля (НК) технического состояния оборудования являются магнитометрический, акустико-эмиссионный, ультразвуковой, капиллярный, магнитопорошковый.

Для контроля конструктивных параметров и свойств материала осуществляются измерения:

- толщин стенок;
- твердости металла.

С учётом особенностей конструкции изделия и условий проведения контроля могут применяться вихретоковый, радиационный и другие методы неразрушающего контроля.

Нормы допустимых дефектов оборудования в зависимости от применяемых методов контроля приведены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

5.2.2 Методика выполнения магнитометрического контроля приведена в приложении Л. При магнитометрическом контроле осуществляется измерение напряженности магнитного поля рассеяния H_r , которая характеризует напряженно-деформированное состояние материала. В таблице 5.1 приведены суммарные значения ΣH_r абсолютных величин напряженности магнитного поля разноименных знаков, при которых необходимо проведение дополнительного дефектоскопического контроля магнитопорошковым, капиллярным и ультразвуковым методами контроля для обнаружения возможных дефектов.

Для проведения магнитометрического контроля используются индикаторы концентрации напряжений ИКНМ-2Ф, ИКН-1М или другие.

5.2.3 При акустико-эмиссионном (АЭ) контроле осуществляется регистрация акустического сигнала, возникающего при развитии трещины (приложение М). Классификация сигналов АЭ позволяет оценивать их по степени опасности. Зоны, где выявлены сигналы АЭ II, III, IV классов подлежат диагностированию ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярными методами контроля для обнаружения возможных дефектов.

Для проведения контроля применяются АЭ системы типа "A-line 32 Д" или аналогичные, отечественные или импортные, имеющие не менее 4 каналов для сбора информации и обеспечивающие локализацию и определение координат источников акустических сигналов.

При реализации данного метода контроля изменение режимов нагрузки (изменение давления) должно осуществляться по согласованию с диспетчерской службой РНУ (или ОАО МН).

5.2.4 Методика выполнения ультразвукового контроля приведена в приложении Н. При ультразвуковом контроле выявляются дефекты типа пор, раковин, шлаковых включений, трещин, флокенов, расслоений.

Для проведения ультразвукового (УЗ) контроля используются:

ультразвуковые дефектоскопы типа УД 2-12, УД2-70, А 1212, толщинометры типа УТ-93П, УТ-80 и другие с комплектами преобразователей и соединительными высокочастотными кабелями;

стандартные образцы СО-1, СО-2 по ГОСТ 14782 и стандартные образцы предприятия (СОП), удовлетворяющие требованиям технологии УЗ контроля.

5.2.5 Методика выполнения капиллярного контроля приведена в приложении П. При капиллярном контроле выявляются дефекты типа поверхностных и сквозных трещин и пор.

Для проведения контроля капиллярным (цветным) методом используются комплекты пенетрантов в аэрозольной упаковке типа MAGNAFLUX или другие.

5.2.6 Методика выполнения магнитопорошкового контроля приведена в приложении Р. При магнитопорошковом контроле выявляются дефекты типа поверхностных и подповерхностных трещин, закатов, расслоений.

При магнитопорошковом контроле используются:

магнитопорошковые переносные дефектоскопы типа ПМД-70 с приставными магнитами, обеспечивающие условный уровень чувствительности не ниже Б по ГОСТ 21105.

5.2.7 Методика выполнения вихретокового контроля приведена в приложении С. При вихретоковом контроле выявляются поверхностные и подповерхностные дефекты типа трещин, закатов, расслоений.

При вихретоковом контроле используются вихретоковые дефектоскопы типа "ВД-87НСт" или другие.

5.2.8 Методика выполнения радиационного контроля приведена в приложении Т.

При радиационном контроле выявляются дефекты типа пор, шлаковых включений, раковин.

Для радиационного контроля сварных швов оборудования используются переносные рентгеновские аппараты или гамма-дефектоскопы.

5.2.9 Методика измерения твердости материалов корпусов и сварных швов приведена в приложении У. Измерение твердости дает возможность получить фактические значения предела прочности материала в соответствии с ГОСТ 22761.

Для измерения твердости металла используются переносные твердомеры ТЭМП-3, ИТ-5070 или др.

5.2.10 Оценка состояния оборудования и его основных деталей осуществляется в соответствии с требованиями, изложенными в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Нормы допустимых дефектов при контроле оборудования НПС неразрушающими методами

Наименование оборудования	Толщина стенки δ , мм	Акустико-эмиссионный контроль (развитие трещин).	Магнитометрический контроль (концентраторы напряжений)	Нормы допустимого дефекта для метода контроля				
				Ультразвуковой контроль (поры, раковины, трещины, шлаковые включения, флокены, расслоения)			Магнитопорошковый контроль (поверхностные трещины, закаты, расслоения)	Капиллярный контроль (поверхностные трещины, расслоения).
				Общая (суммарная) отражающая поверхность обнаруженных несплошностей, мм ²				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Насосы магистральные подпорные	от 26 до 34	II, III, IV	200-450	15,0	11,0	7,5	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$
	от 34 до 45	II, III, IV	200-450	20,0	15,0	10,0	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$
	от 45 до 50	II, III, IV	200-450	24,0	18,0	12,0	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$
	более 50	II, III, IV	200-450	30,0	22,0	15,0	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$
Фильтры-грязеуловители	от 12 до 20	II, III, IV	180-350	6,0	4,5	3,0	$(10\% \text{ от } \delta) + 1,0$	$(10\% \text{ от } \delta) + 1,0$
	от 20 до 26	II, III, IV	180-350	9,0	7,0	4,5	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$
	от 26 до 34	II, III, IV	180-350	15,0	11,0	7,5	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$
Заслонки	от 12 до 20	II, III, IV	180-350	6,0	4,5	3,0	$(10\% \text{ от } \delta) + 1,0$	$(10\% \text{ от } \delta) + 1,0$
	от 20 до 26	II, III, IV	180-350	9,0	7,0	4,5	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$
	от 26 до 34	II, III, IV	180-350	15,0	11,0	7,5	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$
	от 34 до 45	II, III, IV	180-350	20,0	15,0	10,0	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$

Предохранительные клапаны	от 12 до 20	II, III, IV	200-370	6,0	4,5	3,0	(10% от δ)+1,0	(10% от δ)+1,0
	от 20 до 26	II, III, IV	200-370	9,0	7,0	4,5	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$
	от 26 до 34	II, III, IV	200-370	15,0	11,0	7,5	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$

Окончание таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Емкости, аккумуляторы системы сглаживания волн давления	от 8 до 12	II, III, IV	170-320	5,0	3,5	2,5	(10% от δ)+1,0	(10% от δ)+1,0
	от 12 до 20	II, III, IV	170-320	6,0	4,5	3,0	(10% от δ)+1,0	(10% от δ)+1,0
	от 20 до 26	II, III, IV	170-320	9,0	7,0	4,5	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$	$3,0 + 0,05 \cdot (\delta - 20)$
Приемный стакан вертикального подпорного насоса	от 8 до 12	II, III, IV	170-320	5,0	3,5	2,5	(10% от δ)+1,0	(10% от δ)+1,0
	от 12 до 20	II, III, IV	170-320	6,0	4,5	3,0	(10% от δ)+1,0	(10% от δ)+1,0

Примечание.

ΣN_p – суммарные значения абсолютных величин напряженности магнитного поля рассеяния с разноименными знаками.

Непротяженные несплошности – это одиночные несплошности при их количестве не более 15 и при расстоянии между ними не менее 10 мм (для толщины до 50 мм) и не менее 15 мм (для толщины от 50 до 100 мм) на участке (поверхности) ввода ультразвуковых колебаний размером 200 x 300 мм. При большем количестве одиночных несплошностей (при прочих равных условиях) они образуют протяженные несплошности.

5.2.11 В таблицах 5.2, 5.3 приведены нормы допустимых дефектов в сварных соединениях труб и корпусных деталей оборудования при ультразвуковом контроле.

Таблица 5.2 – Нормы допустимых дефектов в сварных швах корпусных деталей с технологическими трубопроводами давлением до 10 МПа (100 кгс/см²) при УЗ контроле

Толщина стенки оборудования δ , мм	Общая (суммарная) отражающая поверхность, обнаруженных одиночных (точечных) несплошностей, мм ²			Условная протяженность цепочки точечных дефектов на участке сварного шва длиной 10 δ , мм
	наименьшая фиксируемая, дБ	по отверстию с плоским дном, мм ²	по зарубке, мм x мм	
от 8 до 12	На 6 дБ ниже эхосигналов от максимально допустимых дефектов	1,6	1,0 x 2,0	1,5 δ
от 12 до 20		2,0	2,0 x 2,0	1,5 δ
от 20 до 26		3,0	3,0 x 2,0	1,5 δ

Примечание. Точечные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда эхосигналов от них превышает амплитуду эхосигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

Протяженные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда сигналов от них превышает 0,5 амплитуды эхосигналов от искусственного отражателя. Условная протяженность цепочки точечных дефектов измеряется в том случае, если амплитуда эхосигнала от них составляет 0,5 и более амплитуды эхосигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

Таблица 5.3 – Нормы допустимых дефектов в сварных швах корпусных деталей при УЗ контроле

Толщина стенки оборудования δ , мм	Общая (суммарная) отражающая поверхность обнаруженных несплошностей, мм ²			
	наименьшая фиксируемая, дБ	одиночных (точечных)	непротяженные x	протяженных
от 26 до 34	На 6 дБ ниже эхосигналов от максимально допустимых дефектов	5,0	3,5	2,5
от 34 до 45		7,0	5,0	3,5
от 45 до 50		8,0	6,0	4,0
более 50		10,0	7,5	5,0

Примечание. Под непротяженными понимаются одиночные несплошности при их количестве не более 9 для толщины от 20 до 40 мм и не более 10 для толщины от 40 до 60 мм на 100 мм длины сварного шва.

5.3 Ремонт, диагностирование и испытание оборудования после ремонта

5.3.1 При выявлении недопустимых дефектов оборудование должно быть выведено из эксплуатации.

5.3.2 Восстановление работоспособности оборудования с выявленными дефектами возможно на месте эксплуатации в соответствии с РД 153-39.4-067-00 или в ЦБПО. При этом

должны быть соблюдены требования
РД 39-0147103-360-89.

5.3.3 Оборудование, не подлежащее восстановлению, должно быть списано.

5.3.4 При ремонте оборудования на месте эксплуатации максимальное допустимое давление на оборудовании при заварке определяется из условий:

$$P_{\text{зав}} \leq 0,4 \cdot \delta_{\text{ост}} \text{ МПа при } \delta_{\text{ост}} \leq 8,75 \text{ мм};$$

$$P_{\text{зав}} \leq 3,5 \text{ МПа при } \delta_{\text{ост}} \geq 8,75 \text{ мм};$$

где $\delta_{\text{ост}}$ – остаточная толщина стенки на месте заварки, мм; коэффициент 0,4 имеет размерность МПа/мм.

5.3.5 Границы дефектов определяются магнитопорошковой и капиллярной дефектоскопией. По границам трещин наносят керны и производят сверление на расстоянии 10-30 мм от трещины для предупреждения распространения ее в длину. Сверления должны выполняться последовательно сверлами нескольких диаметров, начиная с диаметра 4-5 мм, с рассверливанием их уступами с тем, чтобы обеспечить плавное раскрытие металла для заварки выборки в месте трещины.

5.3.6 После устранения трещины остаточная толщина стенки должна быть не менее 1/3 толщины стенки, но не менее указанной в 5.3.4. При меньшей остаточной толщине стенки трещина считается сквозной и оборудование подлежит демонтажу и ремонту в условиях ЦБПО.

5.3.7 Выборка трещины в корпусе должна производиться только механическим путем и иметь чашеобразную форму разделки с углом скоса 12-15°. Полнота выборки дефектного металла с трещиной контролируется магнитопорошковой или капиллярной дефектоскопией.

5.3.8 Перед выполнением сварочных работ на оборудовании независимо от наличия удостоверения, сварщик должен сварить контрольное соединение из такой же марки стали, такой же конструкции шва с применением рекомендуемых электродов и режимов сварки.

Контрольное соединение должно быть проверено теми же методами, что и основные сварные соединения. Сварщик может быть допущен к выполнению сварочных работ при положительных результатах этой проверки.

5.3.9 Наплавка в местах выборки трещин должна проводиться на участке, выходящем за пределы зоны наплавки на 5-8 мм с каждой из сторон, с усилением не менее 2 мм. Усиление удаляется зашлифовкой заподлицо с основным металлом.

5.3.10 При выполнении ремонта корпуса оборудования без демонтажа его ремонт, гидроиспытание и дефектоскопия осуществляются по отдельному проекту производства работ. При этом испытательное давление не должно создавать напряжений, превышающих $0,9 \sigma_T$ материала оборудования, трубопроводов, и не быть более $1,5 P_N$ (P_N – давление номинальное) на задвижках, установленных до и после оборудования.

5.3.11 После ремонта корпуса в ЦБПО оборудование подлежит гидроиспытанию и контролю акустико-эмиссионным или магнитометрическим и, при необходимости, другими методами неразрушающего контроля.

Перед контролем оборудование подвергается гидроиспытанию в течение не менее 5 минут давлением $1,35 P_{\text{раб}}$ при акустико-эмиссионном контроле и давлением $1,5 P_{\text{раб}}$ – при магнитометрическом контроле.

Если оборудование выдержало испытание давлением, оно подвергается АЭ контролю с нагружением давлением до $1,5 P_{\text{раб}}$ в соответствии с приложением М или магнитометрическому контролю в соответствии с приложением Л.

6 МЕТОДИКА ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ, ПОДПОРНЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ НАСОСОВ

6.1 Общие положения

6.1.1 Объем работ при техническом освидетельствовании магистральных и подпорных нефтяных насосов выполняется с учетом результатов визуального контроля оборудования, анализа технической и эксплуатационной документации.

6.1.2 Освидетельствование рекомендуется совмещать с работами по техническому обслуживанию и ремонту насосов согласно РД 153-39ТН-008-96 и РД 153-39ТН-010-96.

6.1.3 Техническому освидетельствованию подлежат корпуса, валы, торцовые уплотнения, подшипники, муфты, уплотнительные кольца рабочего колеса, посадочные места деталей.

6.1.4 Техническое состояние корпусных деталей оценивать согласно таблицы 6.1.

Таблица 6.1 – Критерии предельного состояния корпусных деталей

Критерий предельного состояния	Метод контроля	Способы устранения дефектов
1	2	3
1 Коррозионный износ отдельных мест внутренней полости	Визуальный, измерительный	Наплавка металла
2 Дефекты отливки (свищи и др.)	Визуальный, ультразвуковая дефектоскопия	Наплавка; постановка резьбовых пробок с последующей заваркой
3 Трещины	Визуальный, акустико-эмиссионный, магнитометрический, магнитопорошковый, ультразвуковой, капиллярный	Засверловка концов трещин, разделка кромки под сварку, при необходимости установки резьбовых пробок, заварка трещины и заделка заподлицо с основной поверхностью
4 Риски, забоины, вмятины на плоскостях разъемов	Визуальный, измерительный	Зачистить шабером, заварка отдельных мест с последующей зачисткой

Окончание таблицы 6.1

1	2	3
5 Износ уплотнительных поясков секций и крышек секционных насосов	Визуальный, измерительный	Наплавка с последующей механической обработкой
6 Места разрушений на входных участках лопаток отвода (направляющего аппарата)	Визуальный	Зачистка и плавное скругление входных кромок лопаточного диффузора

6.2 Диагностирование корпусов магистральных и горизонтальных подпорных насосов

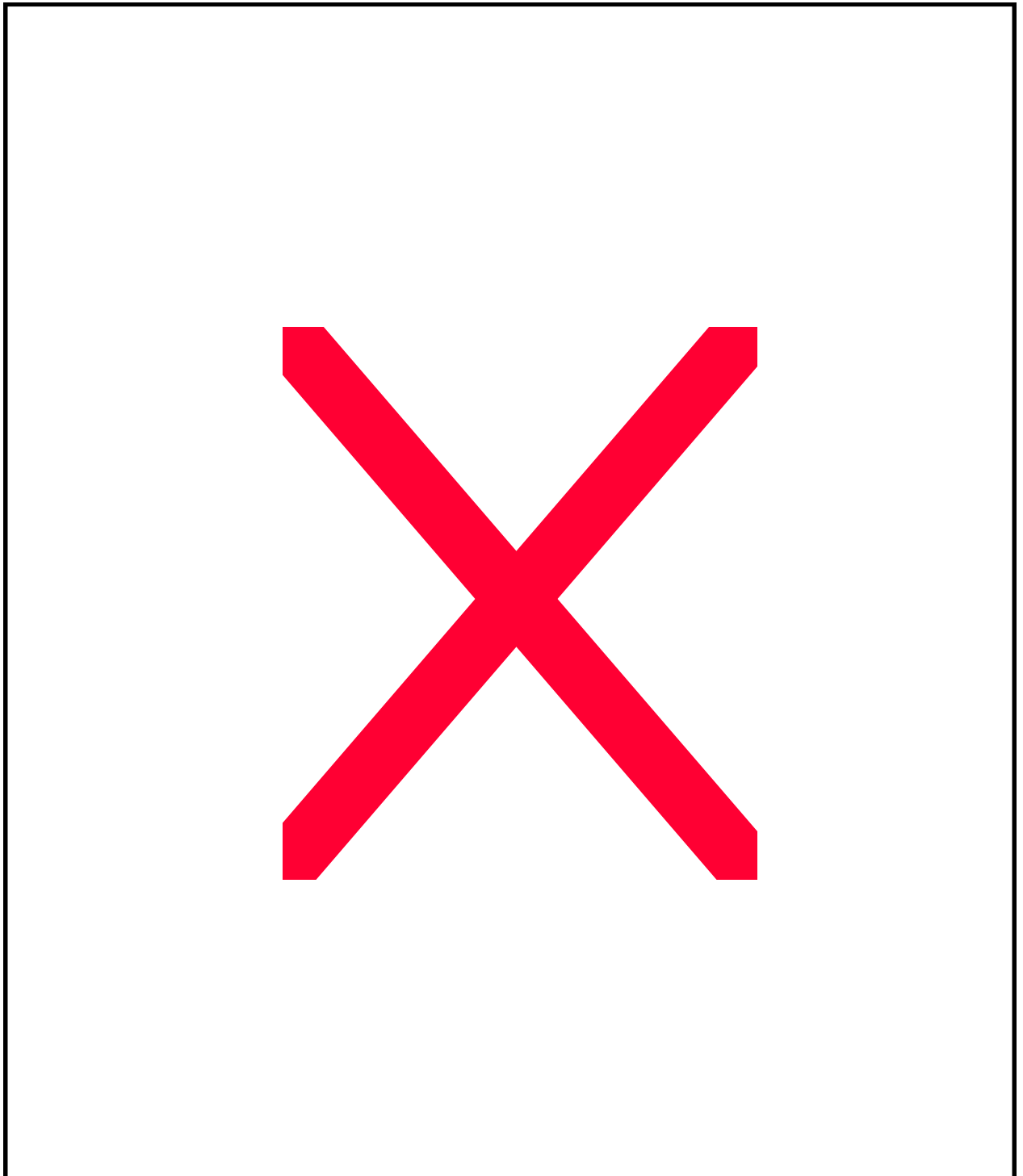
6.2.1 Диагностирование корпусов насосов осуществляются магнитометрическим или акустико-эмиссионным методами НК. Соответствующие методики диагностирования приведены в приложениях Л и М. По результатам диагностирования может проводиться дополнительное обследование корпуса другими методами НК с соблюдением требований, изложенных в приложениях Н, П, Р, С, Т, У.

6.2.2 Диагностирование корпуса насоса магнитометрическим методом осуществляется в следующей последовательности.

На корпус насоса наносится разметка в соответствии с рисунком 6.1.

Вертикальной плоскостью, проходящей через ось ротора, насос делится на правую и левую стороны. На каждую из сторон корпуса и крышки наносится сетка, например, мелом, по вертикали и горизонтали с равным шагом. Линии наносятся через каждые 80-100 мм. На корпусе насоса горизонтальные линии наносятся от плоскости разъема и заканчиваются на нижней части. Горизонтальные линии обозначаются буквами русского алфавита. Отсчет начинается от буквы "а" и далее ведется согласно алфавиту.

Рисунок 6.1 – Схема нанесения разметок при магнитометрическом методе контроля и установки преобразователей акустической



эмиссии (ПАЭ)

Вертикальные линии обозначаются цифрами.

Вертикальные линии наносятся, начиная от вертикальной плоскости сечения со стороны полевого торцового уплотнения. Отсчет начинается от цифры "0" и далее ведется по счету по правой половине плоскости, затем с началом отсчета от "0" – по левой.

На крышке насоса отсчет горизонтальных линий начинается от плоскости разъема с буквы "а" и ведется вверх. Отсчет радиальных линий начинается от вертикальной плоскости со стороны полевого торцового уплотнения с цифры "0" и далее ведется по счету.

При дефектоскопии материала шпилек и анкерных болтов разметка наносится в виде меток мелом сверху вниз через каждые 30-60 мм (при малых размерах деталей размер сетки может быть уменьшен).

Диагностирование осуществляется на неработающем насосе независимо от величины остаточного давления.

По требованию специалистов неразрушающего контроля могут быть отвернуты гайки и снята крышка насоса. При диагностировании анкерных болтов насоса гайки также могут быть отвернуты.

Диагностирование насосов осуществляется сканированием датчика прибора (индикатора концентрации напряжений) вдоль горизонтальных линий разметки. При пересечении датчика цифровой и алфавитной сеток фиксируются и записываются максимальные значения напряженности магнитного поля рассеяния со знаком плюс или минус. Скачкообразное изменение величины напряженности магнитного поля с одновременным изменением знака указывает на концентрацию остаточных напряжений и является признаком возможного дефекта.

Зоны, где знаки значений напряженности магнитного поля рассеяния меняются, отмечаются мелом или краской. Если сумма абсолютных значений напряженности разноименных знаков, расположенных в районе одной или двух сеток, составляет 200- 450 А/м, то эти зоны подлежат дефектоскопии ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным методами в соответствии с приложениями Н, П, Р и могут быть дополнены другими методами неразрушающего контроля с целью выявления дефектов в виде трещин, разрывов и пр.

Зоны, где сумма абсолютных значений напряженности магнитного поля превышает 450 А/м, и в которых не обнаружены дефекты ультразвуковым, магнитопорошковым и капиллярным методами контроля, должны в дальнейшем диагностироваться магнитометрическим и другими методами неразрушающего контроля повторно после наработки 4000 часов, но не реже чем через каждый год.

Форма акта по результатам магнитометрического контроля корпусных изделий приведена в приложении Ж.

6.2.3 Диагностирование корпусов насосов акустико-эмиссионным методом контроля осуществляется в следующей последовательности.

Преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ) с преусилителями устанавливаются согласно рисунку 6.1:

на крышке насоса, в зоне меридианного сечения наибольшего диаметра;

на всасывающем и нагнетательном патрубках насоса на расстоянии 100-150 мм от сварных швов;

на нижней части корпуса насоса.

При акустико-эмиссионном методе нагружение насоса должно проводиться плавно со скоростью, при которой не возникают интенсивные помехи (гидродинамические турбулентные явления при высокой скорости нагружения).

Для уменьшения уровня помех во время проведения контроля должны быть приостановлены все посторонние работы. Должно быть исключено передвижение автотранспорта, проведение сварочных и монтажных работ, работа подъемно-транспортных механизмов, расположенных рядом.

В процессе испытаний по требованию специалистов по АЭ диагностике допускаются незапланированные остановки нагружения насоса с выдержкой давления на достигнутом уровне для анализа ситуации, проверки чувствительности усилительных трактов аппаратуры с обязательной регистрацией момента и значения регистрируемых сигналов, изменения графика нагружения, и, при необходимости, проведения немедленного сброса давления.

В процессе диагностирования насоса рекомендуется непрерывно наблюдать на экране монитора обзорную картину АЭ излучения испытываемого объекта.

Испытания прекращаются досрочно, если регистрируемый источник АЭ достигнет сигнала, соответствующего классу IV (катастрофически активный источник). В этом случае насос должен быть немедленно разгружен, выяснен источник АЭ и оценена безопасность продолжения его диагностирования и эксплуатации.

При нагружении насоса внутренним давлением, его значение должно превышать рабочее давление $P_{\text{раб}}$. (эксплуатационная нагрузка) не менее, чем на 5-10 %, при этом напряжение материала не должно превышать $0,8 \sigma_T$ в любой точке нагружаемого насоса и трубопроводов (σ_T – минимальный предел текучести материала).

Обработка и анализ данных определяются системой классификации источников АЭ и критериями оценки результатов контроля и осуществляются в соответствии с приложением М.

Зоны, где выявлены акустические сигналы II, III, IV классов должны быть продиагностированы ультразвуковым, капиллярным, магнитопорошковым методами контроля в соответствии с приложениями Н, П, Р или другими методами с целью выявления дефектов.

6.3 Диагностирование корпусов вертикальных подпорных насосов

6.3.1 Диагностирование корпуса вертикального подпорного насоса осуществляется магнитометрическим методом в следующей последовательности с учетом методики, изложенной в приложении Л.

Для диагностирования вертикальный подпорный насос демонтируется (вынимается из стакана) и его полость освобождается от нефти.

Проводится разметка поверхности корпуса насоса. На рисунке 6.2 показан порядок нанесения разметки при проведении контроля.

Насос вертикальной плоскостью, проходящей через ось ротора и напорный патрубок делится на правую и левую стороны.

На каждую часть насоса наносится сетка. Отсчет вертикальных линий ведется цифровым обозначением от цифры "0" и начинается со стороны напорного патрубка.

Отсчет горизонтальных линий ведется буквенным обозначением и начинается с верхней зоны каждой части насоса.

Диагностирование насоса осуществляется без нагружения его давлением.

Диагностирование корпуса насоса может осуществляться без его разборки. Корпусные части насоса: напорный патрубок, секция, переводной канал, спиральный отвод диагностируются отдельно.

При проведении контроля корпуса насоса должно быть учтено, что потенциальными концентраторами напряжений являются переходы к фланцам на напорном патрубке, переводном канале, спиральном отводе, секции насоса.

Анкерные болты и шпильки, соединяющие корпусные детали насоса, подвергаются магнитометрическому контролю.

Критерии необходимости контроля вертикального подпорного насоса другими дополнительными методами НК на основании результатов магнитометрического контроля приведены в 6.2.2.

6.3.2 Диагностирование приемного стакана вертикального подпорного насоса магнитометрическим методом осуществляется согласно приложению Л.

Перед диагностированием приемный стакан подпорного насоса заглушается от всасывающего нефтепровода, нефть откачивается. Стакан очищается от нефти и наносится разметка на внутреннюю поверхность приемного стакана.

Стакан вертикальной плоскостью, проходящей через ось приемного патрубка, делится на правую и левую стороны. На каждую часть наносится сетка. Отсчет вертикальных линий начинается со стороны приемного патрубка и ведется цифровым обозначением от цифры «0».

Отсчет горизонтальных линий ведется буквенным обозначением и начинается от верхнего фланца стакана.

При диагностировании приемного стакана должно быть учтено, что потенциальными концентраторами напряжений являются переходы к корпусу на приемном патрубке и на днище.

Критерии необходимости контроля стакана другими методами НК на основании результатов магнитометрического контроля приведены в таблице 5.1.

6.3.3 Диагностирование стакана акустико-эмиссионным методом контроля осуществляется в соответствии с требованиями, изложенными в приложении М.

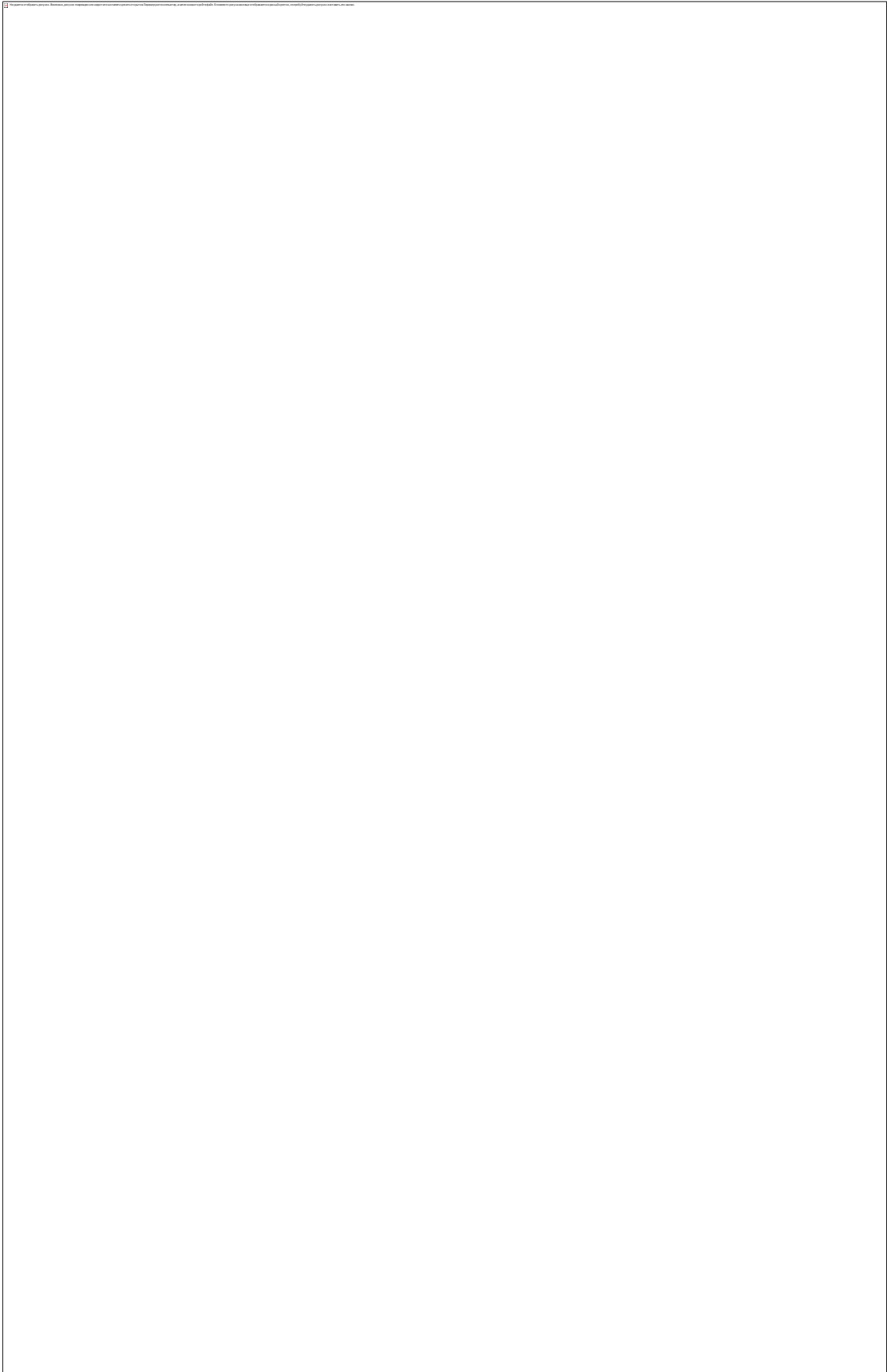


Рисунок 6.2 – Насос подпорный вертикальный
Схема нанесения разметок при магнитометрическом
методе контроля

При этом стакан должен быть заглушен сферическим днищем с толщиной стенки не менее фактической толщины стенки стакана. Нагружение насоса должно проводиться водой.

Зоны, где выявлены акустические сигналы II, III, IV классов, должны быть продиагностированы ультразвуковым, капиллярным, магнитопорошковым методами контроля в соответствии с приложениями Н, П, Р или другими методами с целью выявления дефектов.

6.4 Измерение толщины стенки корпуса насоса и твердости материала

6.4.1 Для контроля конструктивных параметров и свойств материала элементов насоса осуществляются измерения толщин стенок и твердости металла в соответствии с приложениями Н, У.

6.4.2 Измерения толщин стенок и твердости металла корпусов насосов осуществляются в местах с концентраторами напряжений или источников сигналов АЭ II, III, IV классов. Кроме этого, измерения выполняются:

на крышке магистрального насоса – не менее чем в 2-х зонах;

на основании корпуса магистрального насоса – не менее чем в 5 зонах, включая по одному замеру в нижней части корпуса со стороны приемного и нагнетательного патрубков;

на вертикальных подпорных насосах – не менее чем в 3-х зонах на каждой части корпуса насоса;

на приемном стакане вертикального подпорного насоса – не менее чем в 3-х зонах на днище, 4-х зонах на цилиндрической части стакана, 2-х зонах на приемном патрубке.

6.4.3 Измерение толщины стенки и твердости элементов насоса осуществляется также в зонах, где при визуальном контроле обнаружено уменьшение толщины стенок от абразивного, эрозионного или коррозионного фактора воздействия.

6.5 Валы

6.5.1 Техническому обследованию подлежат валы: магистральных и подпорных насосов, насосов откачки утечек (в дальнейшем валы), выработавшие свой ресурс или имеющие наработку более 50 тысяч часов с устраненными допустимыми дефектами (для валов магистральных насосов); подвергавшиеся в эксплуатации чрезмерным нагрузкам (большое число пусков, мощность насоса значительно больше номинальной); если при диагностических контролях были обнаружены допустимые дефекты согласно критериям, приведенным в РД 153-39ТН-010-96 «Дефектоскопия валов магистральных нефтяных насосов. Методика и технология».

6.5.2 При определении остаточного ресурса вала проводят:

сбор имеющейся информации об эксплуатационных режимах, наработках, количестве пусков и нагрузках валов за период эксплуатации на момент обследования;

визуальный и измерительный контроль;

анализ предыдущих дефектоскопических контролей неразрушающими методами;

выбор средств и методов дефектоскопического контроля (при необходимости);

подготовку контрольных образцов для настройки дефектоскопов.

При визуальном осмотре и измерительном контроле валов необходимо проверить отсутствие следующих неисправностей: трещин, искривлений геометрической оси, скручивания, износа посадочных поверхностей, износа шпоночных канавок или шлицов.

По результатам полученной информации составляется программа (план) проведения дефектоскопического контроля конкретного вала, включающая таблицы с указанием элементов и участков (зон) контроля вала, наиболее предрасположенных к появлению повреждений или дефектов вала.

Контроль вала заключается в последовательном дефектоскопическом контроле его элементов методами и средствами, приведенными в приложениях Н, Р, С.

Зоны, методы и объем контроля валов подпорных насосов, водяных насосов, насосов откачки утечек и других устанавливаются по аналогии, представленной в руководящем документе РД 153-39ТН-010-96.

6.5.3 При неразрушающем контроле валов насосов с применением визуального и измерительного, ультразвукового, вихретокового и магнитопорошкового методов выявляются поверхностные, подповерхностные и внутренние дефекты: трещины, раковины, забоины, риски, следы фреттинга, недопустимые металлургические дефекты и другие нарушения сплошности материала.

Контролируются поверхности вала под рабочим колесом и полумуфтой; в местах расположения галтелей, проточек, резьб, шпоночных пазов, перехода прямолинейного участка боковой стенки шпоночного паза к цилиндрическому участку и дна к боковой стенке.

6.5.4 Визуальный контроль проводится с применением оптических приборов или невооруженным глазом и позволяет выявлять поверхностные дефекты (крупные трещины, задиры, следы фреттинг-коррозии и т.д.).

Особое внимание необходимо уделять местам наибольшей концентрации напряжений: шпоночным пазам, проточкам, переходам с одного диаметра на другой, резьбам.

6.5.5 Вихретоковый контроль валов проводится после визуального контроля с целью выявления поверхностных и подповерхностных дефектов в районе шпоночных пазов, проточек, резьб (трещины усталости, забоины, риски, поверхностные трещины как следствие некондиционности материала и металлургических дефектов).

6.5.6 Ультразвуковой контроль позволяет выявлять внутренние и подповерхностные дефекты в виде трещин валов по всей длине в наиболее опасных сечениях кроме шпоночных пазов.

6.5.7 Магнитопорошковый и капиллярный методы применяются по усмотрению дефектоскописта для уточнения характера и размеров дефектов.

6.5.8 Периодичность дефектоскопического контроля валов нефтяных насосов устанавливается от момента освидетельствования в зависимости от нагрузки и количества пусков насоса на 1000 часов наработки и приведена в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Периодичность освидетельствования валов нефтяных насосов

Наработка вала с начала эксплуатации	Мощность насоса $N_{ср.}$, кВт	Качество пусков насоса на 1000 часов наработки, $m_{ср.}$	Периодичность дефектоскопического контроля от момента освидетельствования, тыс. часов	Критерии отбраковки
1	2	3	4	5
Валы магистральных нефтяных насосов типа НМ 1250–260, НМ 2500–230, НМ 3600–230, НМ 5000–210, НМ 7000–210, НМ 10000–210, 16 НД–10х1, 20 НД–12х1, 24 НД–14х1, 24 ДВС–Д				
От 50 тыс. часов до 72 тыс. часов	$N_{ср.} \geq 0,7 N_{ном.}$	$m_{ср.} \geq 25$	4	При наличии любых трещин вал должен быть отбракован
	$N_{ср.} < 0,7 N_{ном.}$	$m_{ср.} < 25$	6	
		$m_{ср.} \geq 25$	6	
		$m_{ср.} < 25$	7	

Окончание таблицы 6.2

1	2	3	4	5
Свыше 72 тыс. часов	$N_{\text{ср.}} \geq 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	3	При наличии любых трещин вал должен быть отбракован
		$m_{\text{ср.}} < 20$	5	
	$N_{\text{ср.}} < 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	5	
		$m_{\text{ср.}} < 20$	6	
1. Вали магистральных нефтяных насосов типа НМ 500–300, НМ 360–460, НМ 250–473				
От 50 тыс. часов до 60 тыс. часов	$N_{\text{ср.}} \geq 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 25$	4	При наличии любых трещин вал должен быть отбракован
		$m_{\text{ср.}} < 25$	6	
	$N_{\text{ср.}} < 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 25$	6	
		$m_{\text{ср.}} < 25$	7	
Свыше 60 тыс. часов	$N_{\text{ср.}} \geq 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	3	То же
		$m_{\text{ср.}} < 20$	5	
	$N_{\text{ср.}} < 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	5	
		$m_{\text{ср.}} < 20$	6	
2. Вали подпорных вертикальных насосов типа НПВ 1250–60, НПВ 2500–80, НПВ 3600–90, НПВ 5000–120, 26 QLCM/2				
От 50 тыс. часов до 70 тыс. часов	$N_{\text{ср.}} \geq 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	3	При наличии любых трещин вал должен быть отбракован
		$m_{\text{ср.}} < 20$	4	
	$N_{\text{ср.}} < 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	4	
		$m_{\text{ср.}} < 20$	5	
Свыше 70 тыс. часов	$N_{\text{ср.}} \geq 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	2	То же
		$m_{\text{ср.}} < 20$	3	
	$N_{\text{ср.}} < 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	3	
		$m_{\text{ср.}} < 20$	4	
3. Вали подпорных горизонтальных насосов типа НМП 3600–78, НМП 5000–120, 18 ДВС–F, 14НДСН, 12 НДСН, 20 НДСН				
От 60 тыс. часов до 80 тыс. часов	$N_{\text{ср.}} \geq 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	4	При наличии любых трещин вал должен быть отбракован
		$m_{\text{ср.}} < 20$	5	
	$N_{\text{ср.}} \leq 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	5	
		$m_{\text{ср.}} < 20$	6	
Свыше 80 тыс. часов	$N_{\text{ср.}} \geq 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	3	То же
		$m_{\text{ср.}} < 20$	4	
	$N_{\text{ср.}} < 0,7 N_{\text{ном.}}$	$m_{\text{ср.}} \geq 20$	4	
		$m_{\text{ср.}} < 20$	5	
5. Вали насосов НОУ – 50 – 350				
От 60 тыс. часов до 80 тыс. часов	Независимо от нагрузки	$m_{\text{ср.}} \geq 50$	4	При наличии любых трещин вал должен быть отбракован
		$m_{\text{ср.}} < 50$	5	
Свыше 80 тыс. часов	То же	$m_{\text{ср.}} \geq 40$	3	То же
		$m_{\text{ср.}} < 40$	4	
6. Вали вспомогательных насосов				
От 60 тыс. часов до 80 тыс. часов	Независимо от нагрузки	Независимо от числа пусков	5	При наличии любых трещин вал должен быть отбракован
Свыше 80 тыс. часов	То же	То же	3	То же

Средняя мощность насоса определяется по формуле

$$N_{\text{ср.}} = \frac{\sum_{i=1}^k N_i \tau_i}{T_k}, \quad (6.1)$$

где N_i – измеренная мощность;

τ_i – интервал времени, когда насос работал с этой мощностью;

T_k – общее время работы насоса (наработки);

k – количество интервалов времени τ_i работы насоса с мощностью N_i ;

$$T_k = \sum_{i=1}^k \tau_i. \quad (6.2)$$

Среднее количество пусков на 1000 часов работы насоса определяется по формуле

$$m_{\text{ср.}} = \frac{\sum_{i=1}^r m_{1000i}}{r}, \quad (6.3)$$

где m_{1000i} – количество пусков на 1000 часов работы;

r – количество интервалов времени длительностью 1000 часов
определяется по формуле

$$r = \frac{\tau}{1000}, \quad (6.4)$$

где τ – наработка вала.

6.5.9 Вал насоса считается работоспособным, если при проведении дефектоскопического контроля он не имеет дефектов или на нем были обнаружены допустимые дефекты, оговоренные в РД 153-39ТН-010-96.

При обнаружении трещин по галтелям, впадинам резьб, в переходах от одного диаметра вала к другому валы любого оборудования бракуются.

Валы с любыми дефектами (трещины, коррозионные язвы, трещины от фреттинга и пр.), обнаруженными при контроле валов оборудования и не устранимыми при ремонте, должны быть забракованы.

Дефектные шпоночные пазы допускается перерезать на ближайшую большую ширину согласно требований РД 153-39ТН-010-96.

6.6 Торцовые уплотнения

6.6.1 Обследование торцовых уплотнений проводится в объеме текущего ремонта насоса согласно РД 153-39ТН-008-96, а также в случае роста утечек или температуры.

6.6.2 Визуальный осмотр деталей уплотнения проводится при его разборке. Надрывы, порезы, каверны, пучения материала, деформация сечения уплотнительных манжет, облои не допускаются.

6.6.3 Рабочие поверхности контактных колец проверяются на шероховатость, наличие сколов и трещин. При значительном износе, растрескивании, задирах контактной поверхности колец пары трения они должны заменяться новыми. При незначительных царапинах, рисках должно производиться восстановление поверхности контактных колец притиркой.

Плоскостность пар трения рекомендуется контролировать плоскими стеклянными пластинами по ГОСТ 2923 по интерференции света. При отсутствии стеклянной пластины контроль плоскостности допускается производить поверочной лекальной линейкой по ГОСТ 8026 класса точности 0.

6.6.4 Пружины уплотнений не должны иметь выпучиваний, трещин. Взаимная непараллельность торцов пружины, а также их перекося относительно оси не должны превышать размеров, указанных в чертежах.

В уплотнениях типа ТМ высота пружин не должна отличаться более чем на 0,2 мм.

6.6.5 При ремонтах необходимо контролировать свободный ход аксиально-подвижной втулки в корпусе уплотнения.

6.7 Подшипники и подшипниковые узлы

6.7.1 Техническое состояние подшипников и подшипниковых узлов контролируется при проведении ремонтов насосов согласно РД 153-39ТН-008-96.

6.7.2 При росте температуры подшипников и увеличении вибрации насоса из-за возникающих дефектов в подшипниковых узлах, насос выводится в ремонт и выполняется контроль технического состояния всех элементов подшипникового узла.

Типовые критерии технического состояния подшипников, методы контроля и способы устранения дефектов приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Критерии технического состояния подшипников

Критерии технического состояния	Метод контроля	Способ устранения дефектов	Время обнаружения
1 Подшипники качения			
1.1 Трещины колец	Вибрационный (при работе), визуальный, цветная дефектоскопия, магнитопорошковый	Замена подшипника	При эксплуатации и ремонте
1.2 Выкрашивание металла на кольцах, телах качения, выбоины на беговых дорожках колец	Визуальный и измерительный	Замена подшипника	При ремонте
1.3 Забоины, вмятины, глубокие риски на кольцах подшипников	Визуальный и измерительный	Замена подшипника	При ремонте
1.4 Цвета побежалости	Визуальный	Замена подшипника	При ремонте

1.5 Трещины, забоины, вмятины на сепараторе	Визуальный	Замена подшипника	При ремонте
1.6 Повышенная вибрация на корпусах подшипников насоса	Вибрационный со спектральным анализом	По результату проверки технического состояния	В процессе эксплуатации
1.7 Рост температуры подшипников	Термометрический	Проверка работоспособности системы смазки, правильности сборки и монтажа насоса, контроль элементов подшипника	В процессе эксплуатации
2 Подшипники скольжения			
2.1 Искажение правильной геометрической формы поверхности трения, небольшие наплывы, царапины	Визуальный и измерительный	Шабрение, перезаливка вкладыша	При ремонте
2.2 Трещины, глубокие риски на поверхности трения	Визуальный, цветная дефектоскопия	Перезаливка вкладыша с растачиванием и проверкой на краску	При ремонте
2.3 Выработка вкладыша, отслоение баббита, раковины на поверхности трения	Вибрационный (при работе), визуальный, цветная дефектоскопия	Перезаливка вкладыша с растачиванием и проверкой на краску	При эксплуатации и ремонте
2.4 Повышенная вибрация		см. п. 1.6	
2.5 Рост температуры подшипников		см. п. 1.7	

6.7.3 Замер геометрических параметров подшипников качения производится по ГОСТ 520.

6.7.4 Посадку подшипников качения на вал и в корпус необходимо контролировать в соответствии с ГОСТ 3325.

6.7.5 При ремонте насоса должны контролироваться места посадок подшипников в корпус насоса. При отклонении соответствующих размеров от величин, указанных в технической документации, оборудование подлежит ремонту.

6.8 Муфты

6.8.1 Обследованию подлежат зубчатые и пластинчатые муфты магистральных и подпорных нефтяных насосных агрегатов.

6.8.2 Обследование технического состояния муфт проводят при выполнении ремонтных работ на насосных агрегатах в соответствии с РД 153-39ТН-008-96, а также при росте вибрации насосного агрегата из-за возникающих в муфтах дефектов или визуальном обнаружении неисправностей или их признаков.

6.8.3 Критерием предельного состояния зубчатых муфт является износ зубьев втулок или обоймы на делительном диаметре на величину, равную модулю зацепления.

Критериями отказов муфт являются:

поломка хотя бы одного зуба обоймы или втулки, или обнаружение трещин;

поломка хотя бы одного крепежного изделия.

6.8.4 При обследовании зубчатых муфт проверяется плотность посадки полумуфт, биение полумуфт, состояние зацепления, твердость зубьев втулок и обойм.

6.8.5 При признаках поверхностных и подповерхностных дефектов в районе шпоночных пазов и в зубьях выполняют дефектоскопический их контроль вихретоковым, капиллярным, магнитопорошковым методами. Контроль твердости зубьев втулок и обойм должен проводиться в соответствии с ГОСТ 9012 и ГОСТ 9013 и выполняется в случае обнаружения вмятин и значительного износа на их поверхности.

6.8.6 При обследовании технического состояния упругой пластинчатой муфты особому контролю подлежат многослойные пакеты упругих элементов. Трещины, остаточная деформация, чрезмерная вспученность пластин не допускаются.

6.8.7 На насосных агрегатах с пластинчатыми упругими муфтами не реже чем 1 раз в три года, а также при замене насоса и электродвигателя или их роторов необходимо измерять величину осевого сдвига ротора электродвигателя и, при необходимости, осуществить регулировку магнитных осей ротора и статора двигателя.

После оценки величины осевого сдвига ротора проконтролировать расстояние между торцами валов насоса и двигателя.

6.9 Вспомогательные насосы

6.9.1 Проводится контроль технических параметров (подачи, напора или давления) на соответствие паспортным характеристикам и техническим условиям в сроки, указанные в таблице 2.1.

6.9.2 При визуальном осмотре проверяется состояние узлов и деталей на наличие деформаций, трещин, коррозионно-эрозионного износа, забоин на плоскостях разъема корпуса, износа посадочных мест в корпусе.

6.9.3 Для выявления трещин в корпусных деталях и рабочих колесах используются методы неразрушающего контроля (ультразвуковой, магнитопорошковый, капиллярный) согласно приложений Н, П, Р.

6.9.4 В рабочих колесах погружных насосов типа НОУ 50-350, 12 НА-9х4; АХП 45/31, НВ 50/50 и секционных насосов типа ЦНС не допускаются трещины, сквозные раковины, эрозионный износ дисков и лопаток на внутренних поверхностях. Критерии технического состояния подшипников устанавливаются согласно таблице 6.1.

6.9.5 У секционных насосов типа ЦНС не допускаются смещение ротора в сторону всасывания более 3 мм и соответствующий износ элементов гидропята.

6.9.6 Критерием предельного состояния вспомогательных центробежных насосов является снижение напора более чем на 10 %.

6.9.7 Элементы зубчатых зацеплений шестеренных насосов не должны иметь выкрашиваний, износ внутренней поверхности корпуса и зубьев не должен превышать 0,2 m от первоначального размера (где m – модуль зубчатого зацепления). Должна быть подвергнута визуальному контролю пружина предохранительного клапана и проверено срабатывание клапана на требуемое документацией давление.

6.9.8 Емкости сбора утечек обследуются аналогично стаканам вертикальных подпорных насосов (раздел 6.3).

6.10 Рабочие колеса

Контроль технического состояния рабочих колес производится в объеме среднего ремонта согласно РД 153-39ТН-008-96.

Типовые критерии технического состояния рабочих колес приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Типовые критерии технического состояния рабочих колес

Признаки предельного состояния	Метод контроля	Способы устранения дефектов
1 Сильный эрозионный и коррозионный износ, сквозные отверстия в дисках и лопастях	Визуальный, измерительный	Замена колеса
2 Местный износ, раковины, трещины глубиной не более 1/2 толщины основного тела	Визуальный, измерительный	Наплавка металла с последующей механической обработкой заподлицо с основной поверхностью
3 Глубокие кольцевые риски на диске колеса вследствие касания колесом корпуса насоса (неправильная сборка)	Визуальный, измерительный	Наплавка поврежденных мест электросваркой с последующей проточкой
4 Износ уплотняющих поясов	Измерительный, параметрический по снижению КПД	Смена уплотняющих колец, наплавка обода рабочего колеса с последующей проточкой
5 Поломка дисков и лопастей	Виброакустический (характерный звук, рост вибрации при работе). При ремонте – визуальный контроль	Замена рабочего колеса
<p>Примечание. После ремонта рабочего колеса необходимо провести статическую балансировку колеса и после его монтажа на вал, динамическую балансировку всего ротора.</p>		

6.11 Оценка технического состояния насосов по результатам контроля и расчетов на прочность. Продление ресурса

6.11.1 По результатам диагностирования и дефектоскопии материала элементов насосов неразрушающими методами контроля проводится оценка их технического состояния, выполняются расчеты на прочность.

6.11.2 Насосы, в которых выявлены недопустимые дефекты, признаются непригодными для эксплуатации и должны быть направлены в ремонт или списаны.

6.11.3 Насосы, не имеющие дефектов и имеющие дефекты с допустимыми размерами, признаются годными к дальнейшей эксплуатации, но их корпуса должны быть проверены на прочность и оценены показатели надежности составных частей изделия.

6.11.4 Для корпуса насоса выполняются расчеты на прочность с учетом фактических значений параметров, полученных при диагностировании, в т.ч.:

толщин стенок (минимальное значение) – δ_f ;

предела прочности и предела текучести, которые определяются по значениям твердости материала.

По результатам полученных значений δ_f , σ_b , σ_T осуществляется расчёт на прочность элементов насоса, в первую очередь спирального отвода, и контроль соблюдения допускаемых напряжений согласно выражений (13.2) и (13.3).

Расчет на прочность спиральных отводов и шпилек, которые являются наиболее нагруженными элементами выполняют по формулам, представленным в разделе 13.

Если при расчетах фактические напряжения превышают допускаемые, то насос должен быть снят с эксплуатации или должны быть снижены разрешенное рабочее давление или нагрузка с перерасчетом напряжений.

При необходимости выполненные расчеты на прочность корпусов оборудования могут быть дополнены в соответствии с [1], [2], [3], [4] приложения Ю, ГОСТ 14249, ГОСТ 25221.

6.11.5. Для корпусов насосов продление ресурса определяют на основе фактически полученных величин утонения стенок и свойств материала с учетом скорости коррозионно–эрозионного износа, малоцикловых нагружений, статистических данных о показателях надежности, интенсивности роста вибрации (разделы 13.3; 13.4; 13.5).

За цикл нагружения считается изменение нагрузки от начального (при неработающем насосе) до максимального (при включении насоса) и возвращение к исходному значению – при отключении насоса.

При последовательном включении нескольких насосов за цикл нагружения насоса считается также изменение его нагружения за счет воздействия другого насоса при его включении и отключении.

6.11.6. Продление ресурса подшипников, муфт, торцовых уплотнений осуществляется по результатам контроля их технического состояния при проведении ремонтных работ согласно РД 153–39ТН–008–96, а также по скорости роста вибрации насосного агрегата (раздел 13.4) и данным о показателях надежности. В последнем случае определяется гамма–процентный остаточный ресурс, ресурс с задаваемой в процентах вероятностью того, что в течение суммарной наработки (ресурса) предельное состояние оборудованием не будет достигнуто (раздел 13.5).

6.11.7. Продление ресурса валов насосов осуществляется в соответствии с РД 153–39ТН–010–96 с учетом результатов обследования их технического состояния согласно 6.5.

7 МЕТОДИКА ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ФИЛЬТРОВ – ГРЯЗЕУЛОВИТЕЛЕЙ

7.1 Общие положения

7.1.1 В процессе освидетельствования проверяется техническое состояние основного металла и сварных швов корпусов патрубков фильтров-грязеуловителей и целостность конструкции фильтрующих элементов.

7.1.2 Освидетельствованию должны предшествовать визуальный контроль. При этом должно быть обращено внимание на возможные утечки, трещины на корпусе фильтра-грязеуловителя, на деформации и поломку связей фильтрующего элемента.

7.1.3 По результатам визуального контроля и оценки работоспособности оборудования определяется объем работ по диагностированию корпусов фильтров-грязеуловителей, фильтрующих элементов и их деталей.

7.1.4 Диагностирование корпуса осуществляется магнитометрическим или акустико-эмиссионными методами (приложения Л, М).

7.2 Визуальный и измерительный контроль корпусов фильтров-грязеуловителей

7.2.1 Визуальному и измерительному контролю подлежат все сварные соединения и наружная поверхность корпуса фильтра-грязеуловителя с целью выявления дефектов:

- трещин любого вида и направления;
- наплавов, прожогов, незаплавленных кратеров;
- подрезов;
- свищей и пористости наружной поверхности шва.

7.2.2 Проверяются состояние поверхностей соединения корпуса фильтра с крышкой, фланцевых соединений патрубков фильтра с трубопроводами, плотность прилегания опор корпуса фильтра к фундаменту.

7.2.3 Обнаруженные дефекты фиксируются в журналах с указанием места и размеров дефекта.

7.2.4 После окончания визуального и измерительного контроля осуществляется неразрушающий контроль корпуса фильтра-грязеуловителя.

7.3 Диагностирование элементов фильтров-грязеуловителей магнитометрическим методом контроля

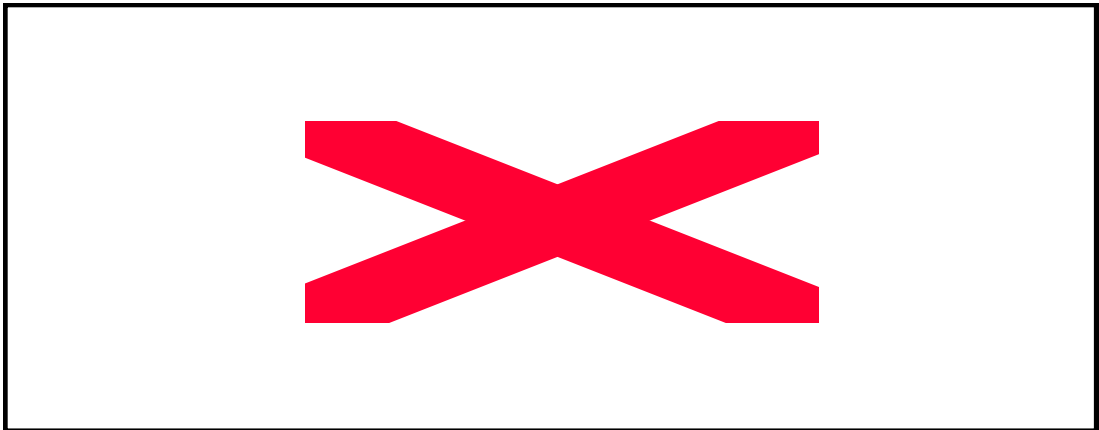
7.3.1 Магнитометрический метод контроля осуществляется измерением напряженности магнитного поля рассеяния H_p . Резкое изменение значений H_p указывает на концентрацию напряжений в обнаруженной зоне, которая может быть вызвана наличием трещины, утоньшением стенки, изгибными моментами, вмятинами и др.

7.3.2 Диагностирование корпуса осуществляют в последовательности, изложенной в приложении Л.

7.3.3 На поверхности фильтра наносится разметка. На рисунке 7.1 показан порядок нанесения сетки на корпус фильтра-грязеуловителя.

Вертикальной плоскостью, проходящей через оси патрубков, фильтр делится на правую и левую стороны. На каждую из сторон корпуса и крышки наносится сетка. На корпусе фильтра горизонтальные линии наносятся от плоскости разъема и заканчиваются на нижней части. Отсчет начинается от буквы «а» и далее ведется согласно алфавиту.

Вертикальные линии наносятся, начиная от вертикальной плоскости сечения входного патрубка. Отсчет вертикальных линий на корпусе и радиальных на крышке фильтра-грязеуловителя начинается со стороны входного патрубка.



- а) фильтр–грязеуловитель на входе подпорного насоса
- б) фильтр–грязеуловитель на входе НПС

Рисунок 7.1 – Схема нанесения разметки при магнитометрическом методе контроля

7.3.4 При проведении контроля магнитометрическим методом поверхность фильтра должна быть очищена от загрязнений. Зачистка металла и какая-нибудь подготовка поверхности не требуется.

7.3.5 Диагностирование осуществляется сканированием датчика прибора (индикатора концентрации напряжений) вдоль горизонтальных линий разметки поверхности объекта контроля. При пересечении датчика цифровой и алфавитной сеток фиксируются и записываются максимальные значения напряженности магнитного поля рассеяния со знаком плюс или минус. Скачкообразное изменение величины напряженности магнитного поля с одновременным изменением знака указывает на концентрацию остаточных напряжений.

7.3.6 Выделяются зоны, где знаки значений напряженности магнитного поля рассеяния меняются два и более раза и сумма абсолютных значений напряженности с разноименными знаками, расположенные рядом в районе одной или двух сеток, отличаются на величину, более 180 А/м. Эти зоны подлежат диагностированию ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным или другими методами неразрушающего контроля с целью выявления дефектов.

7.3.7 Зоны, где сумма абсолютных значений напряженности магнитного поля разноименных знаков превышает 350 А/м и в которых не обнаружены дефекты ультразвуковым, магнитопорошковым и капиллярным методами контроля, должны быть подвергнуты очередному диагностированию не позднее, чем через год.

7.3.8 При проведении контроля должно быть учтено, что потенциальными концентраторами напряжений являются места перехода корпуса к патрубкам, области сварных швов патрубков и трубопроводов.

7.4 Диагностирование фильтров-грязеуловителей акустико-эмиссионным методом контроля

7.4.1 Диагностирование фильтров-грязеуловителей акустико-эмиссионным методом осуществляется в последовательности, изложенной в приложении М.

7.4.2 При АЭ методе контроля ПАЭ устанавливаются на середине корпуса; на крышке; на патрубках фильтра-грязеуловителя на расстоянии 50-100 мм от сварных швов.

7.4.3 При диагностировании нагрузка фильтра должно проводиться плавно со скоростью, при которой не возникают интенсивные помехи (гидродинамические турбулентные явления).

7.4.4 Для уменьшения уровня помех во время проведения контроля должны быть приостановлены все посторонние работы. Должно быть исключено передвижение автотранспорта, проведение сварочных и монтажных работ, работа подъемно-транспортных механизмов, расположенных рядом.

7.4.5 Нагрузки прекращаются досрочно, если регистрируемый сигнал акустической эмиссии относится к IV классу (катастрофически активный источник). В этом случае фильтр должен быть немедленно разгружен, выяснен источник АЭ и оценена безопасность продолжения испытаний.

7.4.7 При нагружении фильтра внутренним давлением, его значение должно превышать рабочее давление $P_{\text{раб}}$ (эксплуатационная нагрузка) не менее чем на 5-10 %, при этом напряжение материала на фильтре и трубопроводах не должно превышать $0,8 \sigma_T$ (σ_T – минимальный предел текучести материала).

7.4.8 Места с источниками АЭ II, III, IV классов (активный, критически активный и катастрофически активный источники) должны быть продиагностированы ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным или другими методами неразрушающего контроля.

7.5 Диагностирование фильтров-грязеуловителей ультразвуковым, магнитопорошковым и капиллярным методами контроля

7.5.1 Диагностирование корпусов фильтров-грязеуловителей ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным методами контроля осуществляется в соответствии с приложениями Н, П, Р.

7.5.2 В таблицах 5.1, 5.2, 5.3 приведены нормы допустимых дефектов для корпусных деталей и сварных швов оборудования.

7.5.3 Выявленные трещины должны контролироваться ультразвуковым методом для определения размеров распространения их в глубину и остаточной толщины корпуса, непораженного трещиной.

7.5.4 Оборудование, в котором обнаружены дефекты с размерами, превышающими допустимые значения, забраковывается и должно быть выведено из эксплуатации.

7.6 Измерение толщин стенок и твердости металла

7.6.1 Для контроля конструктивных параметров и свойств материала корпуса фильтра-грязеуловителя осуществляется измерение толщин стенок, твердости металла в соответствии с приложениями Н, У.

7.6.2 Измерения толщин стенок и твердости металла корпуса осуществляются в местах с концентраторами напряжений или источников сигналов АЭ II, III, IV классов. Измерения выполняются:

на крышке фильтра-грязеуловителя – не менее чем в 2-х точках;

на корпусе фильтра-грязеуловителя – не менее чем в 4-х точках;

на входном и выходном патрубках – не менее чем в 2-х точках.

При этом выбирают места, где наибольшая вероятность коррозии, а именно, в нижней части корпуса и патрубков.

7.6.3 Измерение толщины стенки и твердости металла корпуса осуществляется также в зонах, где при визуальном и ультразвуковом контроле обнаружено уменьшение толщины стенок (в частности, от абразивного или коррозионного воздействия).

7.7 Контроль фильтрующего элемента и шпилек

7.7.1 При освидетельствовании фильтра-грязеуловителя должна быть выполнена оценка технического состояния фильтрующего элемента.

Оценка технического состояния фильтрующего элемента должна проводиться в соответствии с требованиями по контролю работоспособности фильтра-грязеуловителя согласно РД 153-39ТН-008-96. Дополнительно оценивается техническое состояние фильтрующего элемента на целостность его конструкции. Поломка или деформация силовых связей между отверстиями в фильтрующем элементе не допускается.

7.7.2 Визуальному контролю подлежит корпус фильтрующего элемента. Трещины, деформации материала не допускаются.

Проверяется плотность установки фильтрующего элемента в корпусе. Протечки нефти минуя фильтрующий элемент не допускаются.

7.7.3 Визуальному контролю подлежат шпильки крепления крышки к корпусу. При выявлении трещин, срыва резьбы, шпильки бракуются.

7.8 Оценка технического состояния корпусов фильтров-грязеуловителей по результатам контроля

7.8.1 По результатам диагностирования фильтра-грязеуловителя неразрушающими методами контроля проводится оценка технического состояния, выполняются расчеты на прочность и прогнозируется остаточный ресурс с учетом воздействия коррозии.

7.8.2 Фильтры-грязеуловители, в которых выявлены недопустимые дефекты, признаются непригодными и должны быть сняты с эксплуатации и направлены в ремонт. После ремонта проводится внеочередное повторное обследование и освидетельствование.

Фильтры-грязеуловители, не имеющие дефектов или имеющие дефекты с допустимыми размерами, признаются годными к дальнейшей эксплуатации.

7.8.3 По результатам полученных в процессе диагностирования значений δ_f , σ_v , σ_T осуществляется расчёт на прочность наиболее опасных участков корпуса фильтра и расчет на малоцикловые нагружения с учетом размеров и формы обнаруженных дефектов по выражениям (13.23) и (13.25).

Если величина измеренной толщины стенки меньше расчетной минимально допустимой или число допустимых расчетных циклов меньше количества циклов, необходимых для удовлетворения прогнозируемого ресурса, то фильтр-грязеуловитель должен быть снят с эксплуатации или расчетным образом определено максимально допустимое (разрешенное) рабочее давление.

7.8.4 При расчете остаточного ресурса на малоцикловые нагружения, для фильтров-грязеуловителей, расположенных на входе станции, циклом считается включение-остановка станции (обследуемой или предыдущей), пуск-остановка магистрального насосного агрегата на предыдущей станции. Для фильтров-грязеуловителей, которые расположены после резервуаров перед подпорными насосами, где отсутствуют «броски» давления более $0,4 P_{нач.}$, не требуется проводить расчеты на малоцикловые нагружения.

8 МЕТОДИКА ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ КОРПУСОВ ЗАСЛОНОК

8.1 Общие положения

8.1.1 Освидетельствование заслонок (оборудования блока регулятора давления) включает работы по проверке работоспособности отдельных составных частей – привода, редуктора, заслонки, рамы.

8.1.2 Периодичность и объем работ при оценке работоспособности должны соответствовать требованиям РД 153-39ТН-008-96.

8.1.3 Освидетельствованию должны предшествовать визуальный контроль. При этом должно быть обращено внимание на возможные утечки, трещины на раме, корпусе редуктора, корпусе заслонки, рычаге, на деформации силовых элементов изделия в целом.

При выполнении ремонта с разборкой необходимо выполнить контроль состояния оси и поворотного диска заслонки, деталей уплотнений. Их деформация или износ поверхности на величину большую чем указано в документации не допускается.

Элементы редуктора проверяются на наличие трещин, износа, люфтов в соединении.

8.1.4 По результатам визуального контроля и оценки работоспособности изделия определяется объем работ по диагностированию и дефектоскопии корпусов заслонок и отдельных их деталей.

8.1.5 Диагностирование корпуса осуществляется магнитометрическим или акустико-эмиссионным методами (приложения Л, М).

Дефектоскопия деталей зубчатых передач, осей, рычага, рамы проводится одним из следующих методов: ультразвуковым, вихретоковым, магнитопорошковым, капиллярным, радиационным. Для уточнения факта наличия дефекта или его характера и величины, могут применяться несколько методов.

8.2 Диагностирование корпусов заслонок магнитометрическим методом контроля

8.2.1 Поверхность заслонок должна быть очищена от слоя грязи и масла. Зачистка металла и какая-нибудь подготовка поверхности не требуется.

8.2.2 Для диагностирования заслонок на их поверхности наносится разметка в следующей последовательности. Заслонка вертикальной плоскостью, проходящей через ось, делится на правую и левую стороны. Отсчет горизонтальных линий ведется буквенным обозначением от буквы «а» и начинается с верхней части и далее ведется согласно алфавиту. Отсчет вертикальных линий ведется цифровым обозначением и начинается от входного патрубка заслонки.

8.2.3 Диагностирование заслонок может осуществляться независимо от величины рабочего давления.

8.2.4 Диагностирование осуществляется сканированием датчика прибора (индикатора концентрации напряжений) вдоль горизонтальных линий разметки поверхности объекта контроля. При пересечении датчиком цифровой и алфавитной сеток фиксируются и записываются максимальные значения напряженности магнитного поля рассеяния со знаком плюс или минус. Скачкообразное изменение величины напряженности магнитного поля с одновременным изменением знака указывает на концентрацию остаточных напряжений и является признаком возможного дефекта.

8.2.5 Зоны, где знаки значений напряженности магнитного поля рассеяния меняются два и более раза, отмечаются мелом или краской. Если сумма абсолютных значений напряженности разноименных знаков, расположенных рядом в районе одной или двух сеток, составляет 180-350 А/м, то эти зоны подлежат диагностированию ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным или другими методами неразрушающего контроля с целью выявления дефектов в виде трещин, разрывов и др.

Зоны, где сумма абсолютных значений напряженности магнитного поля превышает 350 А/м и в которых не обнаружены дефекты ультразвуковым, магнитопорошковым и капиллярным методами контроля, должны диагностироваться в дальнейшем магнитометрическим и другими методами НК не реже чем один раз в год.

8.2.6 При проведении контроля должно быть учтено, что потенциальными концентраторами напряжений, являются области сварных швов патрубков заслонки с трубопроводами.

8.3 Диагностирование корпусов заслонок акустико-эмиссионным методом контроля

8.3.1 Преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ) с предусилителями устанавливаются на середине корпуса, на патрубках на расстоянии 30-50 мм от сварных швов.

8.3.2 При диагностировании нагружение заслонки должно проводиться плавно со скоростью, при которой не возникают интенсивные помехи (гидродинамические турбулентные явления при высокой скорости нагружения).

8.3.3 Для уменьшения уровня помех во время проведения контроля должны быть приостановлены все посторонние работы. Должно быть исключено передвижение автотранспорта, проведение сварочных и монтажных работ, работа подъемно-транспортных механизмов, расположенных рядом.

8.3.4 В процессе испытаний по требованию специалистов по АЭ диагностике допускаются незапланированные остановки нагружения с выдержкой давления на достигнутом уровне для анализа ситуации, проверки чувствительности усилительных трактов аппаратуры с обязательной регистрацией момента и значения регистрируемых

сигналов, изменения графика нагружения, и, при необходимости, проведения немедленного сброса давления.

В процессе диагностирования заслонки рекомендуется непрерывно наблюдать на экране монитора обзорную картину АЭ излучения испытываемой заслонки.

8.3.5 Испытания прекращаются досрочно, если регистрируемый источник АЭ достигнет сигнала, соответствующего классу IV (катастрофически активный источник). В этом случае заслонка должна быть немедленно разгружена, выяснен источник АЭ и оценена безопасность продолжения ее диагностирования и эксплуатации.

8.3.6 При нагружении заслонки внутренним давлением, его значение должно превышать рабочее давление $P_{\text{раб}}$ (эксплуатационная нагрузка) не менее чем на 5-10 %, напряжение материала на заслонке и трубопроводах не должно превышать $0,8 \sigma_T$ (σ_T – минимальный предел текучести материала).

8.3.7 Зоны с источниками АЭ II, III, IV классов (активный, критически активный и катастрофически активный источники) при акустико-эмиссионном методе контроля должны быть дополнительно продиагностированы ультразвуковым, капиллярным, магнитопорошковым или радиационным методами неразрушающего контроля для выявления мест и границ возможных дефектов.

8.4 Диагностирование корпусов заслонок ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным методами контроля

8.4.1 Диагностирование корпусов заслонок ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным методами контроля осуществляется в соответствии с приложениями Н, П, Р.

8.4.2 В таблицах 5.1, 5.2, 5.3 приведены нормы допустимых дефектов для корпусных деталей и сварных швов оборудования.

8.4.3 Выявленные трещины должны контролироваться ультразвуковым методом для определения размеров распространения их в глубину и остаточной толщины корпуса, непораженного трещиной.

8.4.4 Оборудование, в котором обнаружены дефекты с размерами, превышающими допустимые значения, забраковывается и должно быть выведено из эксплуатации.

8.5 Измерение толщин стенок и твердости металла

8.5.1 Для контроля конструктивных параметров и свойств материала осуществляются измерения толщин стенок, твердости металла в соответствии с приложениями Н, У.

8.5.2 Измерения толщин стенок и твердости металла осуществляются в местах с концентраторами напряжений или источников сигналов АЭ II, III, IV классов. Измерения выполняются на корпусе заслонки не менее чем в 4-х зонах.

8.5.3 Измерение толщины стенки и твердости осуществляется также в зонах, где при визуальном контроле обнаружено уменьшение толщины стенок от абразивного, эрозионного или коррозионного фактора воздействия.

8.6 Оценка технического состояния заслонок по результатам контроля и определение остаточного ресурса

8.6.1 Заслонки, в которых выявлены недопустимые дефекты, признаются непригодными и должны быть сняты с эксплуатации и направлены в ремонт.

8.6.2 Заслонки, не имеющие дефектов и имеющие дефекты с допустимыми размерами, признаются годными к дальнейшей эксплуатации, но их корпуса должны быть проверены на прочность и рассчитаны по малоцикловым нагружениям.

8.6.3 Циклом нагружения считается изменение давления на заслонке от начального (при неработающем насосе) до максимального (при включенном и работающем насосе), а также возврат к исходному значению давления (при выключении насоса).

8.6.4 Включение насоса параллельно с работающим насосом и его отключение, при котором изменение давления на заслонке составляет менее 15% от давления, создаваемого работающим насосом, за цикл не считается.

8.6.5 Включение в работу насоса последовательно с рабочим насосом и последующим его отключением считается за цикл.

8.6.6 Методика расчета на прочность корпуса заслонки и оценка остаточного ресурса по малоцикловым нагружениям приведены в разделе 13.

9 МЕТОДИКА ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

9.1 Общие положения

9.1.1 Освидетельствование предохранительных клапанов включает работы по проверке работоспособности изделия в целом, а также его составных частей. Периодичность и объем работ по оценке работоспособности клапанов должны соответствовать требованиям РД 153-39ТН-008-96.

9.1.2 При проведении освидетельствования предохранительных клапанов должны соблюдаться требования ПБ 10-115-96.

9.1.3 Освидетельствованию должен предшествовать визуальный контроль. При этом должно быть обращено внимание на возможные утечки, трещины на корпусе предохранительного клапана. Должен быть выполнен контроль уплотнительных поверхностей клапанов и технического состояния пружин.

9.1.4 Пружины не должны иметь вмятин, забоин и т.п. Опорные поверхности пружины обязаны быть плоскими на длине не менее $\frac{3}{4}$ витка. Пружины с трещинами отбраковываются. Испытание пружин заключается в трехкратном сжатии статической нагрузкой, вызывающей максимальный прогиб, с целью выявления остаточной деформации и сжатии статической нагрузкой, равной максимальной рабочей нагрузке, с одновременным контролем величины сжатия пружины.

9.1.5 По результатам визуального контроля и оценки работоспособности оборудования определяется объем работ по диагностированию и дефектоскопии корпусов и отдельных деталей предохранительных клапанов.

9.1.6 Диагностирование корпуса осуществляется магнитометрическим или акустико-эмиссионными методами (приложения Л, М).

9.2 Диагностирование предохранительных клапанов магнитометрическим методом контроля

9.2.1 Магнитометрическим методом контроля осуществляется измерение напряженности магнитного поля рассеяния H_p , которая позволяет оценить напряженно-деформированное состояние и выявить зоны (области) концентрации напряжений.

Потенциальными концентраторами механических напряжений корпусов предохранительных клапанов являются места переходов корпусов к патрубкам и сварные соединения корпусов клапанов.

9.2.2 Диагностирование осуществляется сканированием датчика прибора (индикатора концентрации напряжений) вдоль горизонтальных линий разметки объекта контроля. При пересечении датчика вертикальных линий разметок фиксируются и записываются максимальные значения напряженности магнитного поля рассеяния со знаком плюс или минус. Скачкообразное изменение величины напряженности магнитного поля с одновременным изменением его знака указывает на концентрацию напряжений.

9.2.3 Зоны, где сумма абсолютных значений напряженности H_p разноименных знаков, расположенных рядом в районе одной или двух сеток, составляет более 200 А/м, подлежат диагностированию ультразвуковым, магнитопорошковым (капиллярным) или другими методами неразрушающего контроля, предусмотренными данным документом.

9.2.4 Зоны, где сумма абсолютных значений напряженности магнитного поля разноименных знаков превышает 370 А/м и в которых не обнаружены дефекты ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным или иными методами неразрушающего контроля, должны быть подвергнуты очередному диагностированию не позднее чем через год.

9.3 Диагностирование предохранительных клапанов акустико-эмиссионным методом контроля

9.3.1 Акустико-эмиссионный (АЭ) метод контроля позволяет обнаруживать и регистрировать акустические сигналы, возникающие при развитии (росте) дефектов (трещин).

Метод АЭ позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности.

9.3.2 Преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ) при АЭ методе контроля устанавливаются на корпусе и крышке предохранительного клапана.

Нагружение клапана должно проводиться плавно со скоростью, при которой не возникают интенсивные помехи (гидродинамические турбулентные явления).

9.3.3 При диагностировании АЭ методом должно быть исключено влияние помех, которые могут возникать при передвижении автотранспорта, проведении сварочных и монтажных работ, работе подъемнотранспортных механизмов, расположенных рядом.

9.3.4 При нагружении клапана максимальное (испытательное) давление должно превышать разрешенное рабочее не менее, чем на 5– 10 %, но при этом напряжение в стенке корпуса и трубопроводах не должно превышать $0,8 \sigma_T$.

9.3.5 Места (зоны) с источниками акустической эмиссии II, III, IV классов (активный, критически активный и катастрофически активный источники) подлежат неразрушающему контролю ультразвуковым, магнитопорошковым (или капиллярным) методами неразрушающего контроля или другими методами НК, предусмотренными НТД и согласованными Госгортехнадзором России.

9.3.6 Испытания прекращаются при обнаружении источника акустической эмиссии IV класса (катастрофически активный источник), клапан разгружается, анализируется и оценивается возможность продолжения или прекращения испытаний.

9.4 Дефектоскопия корпусов предохранительных клапанов ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным методами контроля

9.4.1 Дефектоскопия корпусов предохранительных клапанов ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным методами контроля осуществляется в соответствии с приложениями Н, П, Р.

9.4.2 В таблицах 5.1, 5.2, 5.3 приведены нормы допустимых дефектов для корпусных деталей и сварных швов оборудования.

9.4.3 Выявленные трещины должны контролироваться ультразвуковым методом для определения размеров распространения их в глубину и остаточной толщины корпуса, непораженной трещиной.

9.4.4 Оборудование, в котором обнаружены дефекты с размерами, превышающими допустимые значения, забраковывается и должно быть выведено из эксплуатации.

9.5 Измерение толщин стенок и твердости металла

9.5.1 Для контроля конструктивных параметров и свойств материала осуществляются измерения толщин стенок, твердости металла корпусов предохранительных клапанов.

9.5.2 Измерения толщин стенок и твердости металла осуществляются в зонах концентрации напряжений или в местах с источниками сигналов АЭ II, III, IV классов. Измерения выполняются:

на корпусе предохранительного клапана – не менее чем в 4-х точках, в том числе на каждом патрубке – не менее одного.

9.5.3 Измерение толщины стенки и твердости осуществляется также в зонах, где при визуальном или ультразвуковом контроле обнаружено уменьшение толщины стенок от абразивного, эрозионного или коррозионного фактора воздействия.

9.6 Оценка технического состояния предохранительных клапанов по результатам контроля, расчеты на прочность

9.6.1 По результатам диагностирования предохранительных клапанов неразрушающими методами контроля производится оценка технического состояния, выполняются расчеты на прочность.

Предохранительные клапаны, в которых выявлены недопустимые дефекты, признаются непригодными и должны быть сняты с эксплуатации и направлены в ремонт.

9.6.2 Предохранительные клапаны, не имеющие дефектов и имеющие дефекты с допустимыми размерами, признаются годными к дальнейшей эксплуатации и их корпуса должны быть рассчитаны на прочность.

9.6.3 При обнаружении утонения стенок на 10 % относительно номинального значения выполняются расчеты на прочность с учетом фактических значений параметров, полученных при освидетельствовании, в т.ч.:

толщин стенок (минимальное значение) – δ_f ;

предела прочности и предела текучести, которые пересчитываются по значениям твердости материала в соответствии с разделом 13.

9.6.4 По результатам полученных значений δ_f , σ_b , σ_T осуществляется расчет на прочность корпуса оборудования и контроль соответствия напряжений допускаемым значениям.

Для безопасной эксплуатации корпуса предохранительного клапана должно соблюдаться условие, описываемое выражением (13.3).

9.6.5 Расчет остаточного ресурса предохранительного клапана выполняется по критериям воздействия малоцикловых нагрузений и коррозионно-абразивного износа, а также по статистическим данным об отказах (раздел 13).

9.6.6 При расчете остаточного ресурса на малоцикловые нагрузки для предохранительных клапанов, расположенных на входе НПС, циклом считается включение – остановка магистрального насосного агрегата на предшествующей станции.

10 МЕТОДИКА ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ СГЛАЖИВАНИЯ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ

10.1 Общие положения

10.1.1 Освидетельствование оборудования системы сглаживания волн давления включает работы по проверке ее работоспособности в объеме, предусмотренном РД 153-39ТН-008-96.

10.1.2 По результатам визуального контроля, анализа технической документации и эксплуатационных параметров уточняется дополнительный объем работ по освидетельствованию, уточняются методы дефектоскопии.

10.1.3 Диагностирование и дефектоскопия емкостей и элементов трубопроводной обвязки системы сглаживания волн давления осуществляется магнитометрическим или акустико-эмиссионными методами контроля (приложения Л и М).

10.1.4 Контроль эластичных элементов системы сглаживания волн давления осуществляется в объеме технического обслуживания и текущего ремонта.

10.2 Диагностирование разделительных баков (емкостей) и аккумуляторов магнитометрическим методом контроля

10.2.1 Для диагностирования технического состояния разделительных баков (емкостей), аккумуляторов магнитометрическим методом на их поверхности наносится разметка.

Разметка на разделительные баки и аккумуляторы наносится в следующей последовательности.

Бак и аккумулятор вертикальной плоскостью, проходящей через их оси, делятся на правую и левую стороны. На каждую из сторон наносится сетка. На каждую из половин цилиндрической обечайки и днищ оборудования разметка наносится отдельно. Горизонтальные линии на цилиндрической обечайке бака (аккумулятора) начинаются от линии пересечения вертикальной плоскости с верхней поверхностью обечайки и заканчиваются на линии пересечения с нижней поверхностью обечайки. Отчет начинается от буквы «а» и далее ведется согласно алфавиту.

На днище вертикальные линии наносятся начиная от линии пересечения вертикальной плоскости с поверхностью днища и заканчиваются на границе перехода от днища к обечайке.

На цилиндрической обечайке вертикальные линии наносятся начиная от сварного шва обечайки с днищем. Отсчет вертикальных линий начинается со стороны подачи нефти и продолжается по направлению потока нефти.

10.2.2 При проведении контроля магнитометрическим методом поверхность системы должна быть очищена от загрязнений. Зачистка металла и какая-нибудь подготовка поверхности не требуются.

10.2.3 Диагностирование осуществляется сканированием датчика (индикатора концентрации напряжений) вдоль горизонтальных линий разметки поверхности объекта контроля. При пересечении датчика цифровой и алфавитной сеток фиксируются и записываются максимальные значения напряженности магнитного поля рассеяния со знаком плюс или минус. Скачкообразное изменение величины напряженности магнитного поля с одновременным изменением знака указывает на концентрацию остаточных напряжений.

10.2.4 Выделяются зоны, где знаки значений напряженности магнитного поля рассеяния меняются два и более раза. Зоны, где сумма абсолютных значений напряженности разноименных знаков, расположенных рядом в районе одной или двух

сеток, составляет более 170 А/м, подлежат диагностированию другими методами неразрушающего контроля с целью выявления дефектов в виде трещин, разрывов и др.

10.2.5 Зоны, где сумма абсолютных значений напряженности магнитного поля с разноименными знаками превышает 320 А/м и в которых не обнаружены дефекты ультразвуковым, магнитопорошковым и капиллярным методами контроля, должны быть подвергнуты очередному диагностированию не позднее чем через год.

10.2.6 При проведении магнитометрического контроля должно быть учтено, что потенциальными концентраторами напряжений являются места сварки цилиндрических обечаек с днищем, подводящих и отводящих трубопроводов с корпусом.

10.2.7 Форма акта по результатам магнитометрического контроля корпусных изделий приведена в приложении Ж.

10.3 Диагностирование разделительных баков (емкостей) и аккумуляторов акустико-эмиссионным методом контроля

10.3.1 Преобразователи акустической эмиссии с предусилителями устанавливаются на поверхности по краям и в центре разделительных баков (емкостей) и аккумуляторов.

10.3.2 При диагностировании нагружение разделительных баков и аккумуляторов должно проводиться плавно со скоростью, при которой не возникают интенсивные помехи (гидродинамические турбулентные явления).

10.3.3 Для уменьшения уровня помех во время проведения контроля должны быть приостановлены все посторонние работы. Должно быть исключено передвижение автотранспорта, проведение сварочных и монтажных работ, работа подъемно-транспортных механизмов, расположенных рядом.

10.3.4 При нагружении разделительных баков и аккумуляторов внутренним давлением, его значение должно превышать рабочее давление $P_{\text{раб}}$ (эксплуатационная нагрузка) не менее, чем на 5-10 %, при этом напряжение материала не должно превышать $0,8 \sigma_T$, в любой точке нагружаемых баков, аккумуляторов и трубопроводов.

10.3.5 Зоны с источниками АЭ II, III, IV классов (активный, критически активный и катастрофически активный источники) при акустико-эмиссионном методе контроля должны быть дополнительно продиагностированы ультразвуковым, капиллярным, магнитопорошковым или иными методами неразрушающего контроля, предусмотренными НТД для выявления места и границ возможных дефектов.

10.3.6 Испытания прекращаются, если зарегистрирован источник акустической эмиссии IV класса (катастрофически активный источник). В этом случае разделительные баки и аккумуляторы должны быть немедленно разгружены, выяснен источник АЭ и оценена безопасность продолжения нагружения.

10.4 Дефектоскопия корпусов баков (емкостей) и аккумуляторов ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным методами контроля

10.4.1 Дефектоскопия корпусов оборудования ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным методами контроля осуществляется в соответствии с приложениями Н, П, Р.

10.4.2 В таблицах 5.1, 5.2, 5.3 приведены нормы допустимых дефектов для корпусных деталей и сварных швов оборудования.

10.4.3 Оборудование, в котором обнаружены дефекты с размерами, превышающими допустимые значения, забраковывается и должно быть выведено из эксплуатации.

10.5 Измерение толщин стенок и твердости металла

10.5.1 Для контроля конструктивных параметров и свойств материала оборудования осуществляются измерения толщин стенок, твердости металла корпусов баков (емкостей) и аккумуляторов в соответствии с приложениями Н, У.

10.5.2 Измерения толщин стенок и твердости металла корпусов баков и аккумуляторов осуществляются в местах с концентраторами напряжений или источников сигналов АЭ II, III, IV классов. Кроме этого, измерения выполняются:

на каждом днище разделительного бака – не менее чем в 3-х точках;

на цилиндрической обечайке разделительного бака – не менее чем в 4-х точках;

на аккумуляторе – не менее чем в 4-х точках;

на каждой патрубке разделительного бака и аккумулятора не менее чем в одной точке.

10.5.3 Измерение толщины стенки и твердости металла корпусов баков и аккумуляторов осуществляется также в зонах, где при визуальном контроле обнаружено уменьшение толщины стенок от абразивного, эрозионного или коррозионного фактора воздействия.

10.6 Оценка технического состояния разделительных баков (емкостей) и аккумуляторов по результатам контроля и определение остаточного ресурса

10.6.1 Разделительные баки (емкости) и аккумуляторы, в которых выявлены недопустимые дефекты, признаются непригодными и должны быть сняты с эксплуатации и направлены в ремонт.

10.6.2 Оборудование, не имеющее дефектов и имеющее дефекты с допустимыми размерами, признается годным к дальнейшей эксплуатации, но его корпус должен быть проверен на прочность по малоцикловым нагрузениям.

10.6.3 Циклом нагружения для оборудования системы сглаживания волн давления считается изменение давления до максимального при внезапной остановке предыдущей НПС и возврат к исходному значению после сброса нефти в емкость сбора нефти ударной волны (манифольда).

10.6.4 Методика расчета на прочность корпусов оборудования и оценка остаточного ресурса по малоцикловым нагружениям приведены в разделе 13.

10.7 Контроль эластичных элементов системы сглаживания волн давления.

10.7.1 Контроль состояния эластичных элементов системы (эластичных камер клапанов Флексфло и пузырей в аккумуляторах) осуществляется при проведении технического обслуживания – 1 раз в месяц и текущего ремонта – 1 раз в 3 года.

10.7.2 Пузыри в аккумуляторах испытываются воздухом под давлением $1,15 P_{\text{раб}}$, равным 1 МПа (10 кг/см^2), 1 раз в месяц при проведении технического обслуживания.

10.7.3 При проведении текущего ремонта один раз в три года пузырь вынимается из аккумулятора и производится его испытание на герметичность внутренним давлением $0,01 \pm 0,005 \text{ МПа}$ ($0,1 \pm 0,05 \text{ кг/см}^2$) в течение $1,0 \pm 0,5$ часа при температуре окружающего воздуха от плюс $15 \text{ }^\circ\text{C}$ до плюс $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Падение давления при этом не должно превысить $0,005 \text{ МПа}$ ($0,05 \text{ кг/см}^2$).

10.7.4 При испытании на герметичность давление контролируется с помощью манометра пружинного показывающего по ГОСТ 2405 с верхним пределом измеряемого давления $0,16 \text{ МПа}$, класс точности 1,5.

10.7.5 Целостность эластичных камер клапанов Флексфло определяется в процессе обходов и осмотров во время приема-сдачи смен, отключений НПС и не реже одного раза в смену на слух и путем контроля уровня нефти в емкости сбора нефти ударной волны (магнифольде).

10.7.6 При проведении капитального ремонта системы, а также при каждой разборке клапана, например, с целью очистки щелей сердечника от посторонних предметов, производится визуальный контроль внешних поверхностей эластичной камеры. Она не должна иметь никаких механических повреждений.

10.7.7 При получении неудовлетворительных результатов визуального контроля и испытания пузырей аккумуляторов на герметичность эластичные элементы системы направляются на ремонт или бракуются.

11 МЕТОДИКА ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ МАСЛОСИСТЕМЫ

11.1 Общие положения

11.1.1 Освидетельствование элементов и в целом маслосистемы проводится после выработки маслосистемой назначенного срока службы, воздействия природных и техногенных факторов (стихийные бедствия, пожара и т.д.), при выявлении в процессе эксплуатации неудовлетворительного состояния отдельных деталей, сборочных единиц, комплектующих элементов системы, которые могут привести к критическим отказам (прогрессирующий коррозионный, эрозийный, кавитационный износ, трещинообразование и т.д.), а также при выявлении увеличенного расхода масла и снижении давления в маслосистеме, появлении в фильтрах частиц металла.

11.1.2 Освидетельствование включает диагностирование маслонасосов, маслобаков, трубопроводной обвязки с арматурой, проведение гидравлических испытаний. Техническое состояние остальных элементов оценивается при выполнении ТОР согласно РД 153-39ТН-008-96.

11.1.3 После натурных обследований маслосистемы в объеме работ по освидетельствованию выполняются внеплановые контрольные проверки ее работоспособности, с периодичностью и в объеме, установленными актом обследования, и определяется необходимость проведения дефектоскопии оборудования маслосистемы.

11.2 Гидравлическое испытание маслосистемы

11.2.1 Техническое освидетельствование маслосистемы путем гидравлического испытания трубопроводной обвязки проводится после 30 лет эксплуатации и далее каждые 5 лет.

11.2.2 Перед гидроиспытанием следует заполнить маслосистему маслом и перекрыть вентилями (задвижками) емкость маслосистемы. При испытании необходимо использовать манометры класса не ниже 1,6.

Маслосистему на герметичность испытывают рабочей жидкостью давлением $1,1 P_{\text{раб}}$ в течение 20 минут ($P_{\text{раб}}$ – рабочее давление в испытываемой магистрали). Падение давления, пропуск или "потение" через металл, а также пропуск масла через прокладочные, сальниковые уплотнения не допускаются.

11.2.3 Испытание трубопроводов маслосистемы на прочность и плотность материала обеспечивается давлением $1,5 P_{\text{раб}}$. После выдержки указанного давления в течение 10 минут следует снизить его величину до $1,25 P_{\text{раб}}$ и выдержать в течение 30 минут. Падение давления не допускается.

11.2.4 После гидравлических испытаний проводится осмотр трубопроводов, оборудования и арматуры.

Маслосистема считается выдержавшей гидравлические испытания, если на трубопроводах, оборудовании и арматуре не обнаружены признаки разрыва, течи, "потения", остаточных деформаций.

11.2.5 При невозможности точного определения места течи на трубопроводах (если она обнаружена визуально) предполагаемая область дефекта обследуется одним из методов неразрушающего контроля: ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным, рентгеноскопическим. При обнаружении месторасположения дефекта выполняется ремонт с применением сварки.

По окончании ремонтных работ проводятся гидравлические испытания согласно 11.2.2, 11.2.3.

11.3 Критерии предельного состояния

11.3.1 Критериями предельного состояния оборудования маслосистемы являются трещины в корпусных деталях маслосистемы, маслобаках, запорной арматуры, фундамента, трубопроводах, элементах маслоохлаждения.

11.3.2 Визуально обнаруженная течь масла или повышенный расход являются факторами прекращения эксплуатации.

11.3.3 Повышение температуры масла является основанием для обследования технического состояния маслоохлаждения, фильтрующего элемента, трубопроводов.

12 МЕТОДИКА ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ СИСТЕМ ВЕНТИЛЯЦИИ

12.1 Общие положения

12.1.1 В состав системы вентиляции входят: центробежные и осевые вентиляторы с электродвигателями, устройства естественной вентиляции, калориферы, воздухопроводы, регулирующие устройства, приборы и средства автоматики и телемеханики.

12.1.2 Оценка технического состояния систем вентиляции проводится с целью определения соответствия воздушной среды в производственных помещениях требованиям санитарных норм и норм взрывопожарной безопасности.

12.1.3 Оценка технического состояния систем вентиляции проводится по результатам испытаний и обследований, проводимых при проверке эффективности работы систем вентиляции в соответствии с РД 153-39.4-056-00, РД 153-39ТН-008-96 и паспортизации санитарно-технического состояния производственных объектов станции, осуществляемых ежегодно или один раз в два года в зависимости от санитарно-гигиенического состояния в соответствии с «Основными положениями об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности».

По истечению 18 лет эксплуатации и далее через 5 лет проводится дополнительное обследование оборудования и составных частей систем вентиляции для определения их соответствия проекту и выявления дефектов, появившихся в процессе эксплуатации.

12.1.4 При дополнительном обследовании необходимо проверить:

а) по устройствам естественной вентиляции – соответствие их конструкций и основных размеров (количество и площади приточных и вытяжных проемов, конструкции и углы максимального открытия створок, механизмы управления аэрационными устройствами и т.д.) проекту;

б) по воздуховодам – соответствие проекту трассировок и сечений для прохода воздуха; плотность воздухопроводов и их соединений, отсутствие механических повреждений воздухопроводов, надежность креплений, отсутствие засоренности защитных сеток и воздухопроводов, а также провести ревизию огнезадерживающих и самозакрывающихся обратных клапанов;

в) по регулирующим устройствам: доступность и легкость управления; правильность установки устройства в положениях «открыто», «закрыто», «промежуточное»;

г) по местным отсосам и приточным патрубкам – соответствие проекту;

д) по калориферным установкам: соответствие проекту установки и схемы обвязки; состояние оребрения калориферов и отсутствие загрязненности, состояние наружных и внутренних поверхностей, наличие предусмотренной проектом контрольно-измерительной аппаратуры;

е) по вентиляторам: наличие технической документации, металлических фирменных табличек на корпусах вентилятора и электродвигателя, величину зазора в задней стенке кожуха и в месте прохода вала через стенку; качество болтовых, заклепочных и сварных соединений, надежность крепления колеса, или муфты на валу вентилятора, надежность крепления корпуса вентилятора и двигателя к раме или станине, наличие закрепляющих устройств-фиксаторов, шплинтов, контргаек, шайб и др.; качество покрытия и окраски всех частей вентилятора, соответствие диаметра колеса паспорту, состояние поверхностей лопаток и дисков, биение по внешним кромкам лопаток, состояние корпусов подшипников и наличие смазки, температуру наружных поверхностей подшипниковых опор (на ощупь);

ж) по раме – жесткость крепления рамы к фундаменту, целостность рамы;

и) по фундаменту – отсутствие просадки, трещин в бетоне или кирпичной кладке;

к) по приточно-вытяжным камерам – отсутствие захламленности посторонними предметами, состояние дверей, люков, основания.

12.1.5 Все выявленные дефекты должны быть устранены.

12.2 Диагностирование вентиляционных агрегатов. Критерии предельного состояния

12.2.1 Диагностирование вентиляционных агрегатов включает внешний осмотр; вибрационный контроль подшипниковых опор вентилятора, двигателя и рамы; определение фактических характеристик вентиляторов (производительность и полное давление).

12.2.2 Вентиляционные агрегаты подлежат отбраковке при:
наличии на деталях трещин и коррозионного износа глубиной более 10 % от толщины;
изогнутости валов;
деформации опор, поломках лопастей;
вибрации на подшипниковых опорах более 11,2 мм/с, раме – более 4,5 мм/с;
ухудшении фактических характеристик (производительности и напора) от проектных более чем на 10 %.

12.3 Обследование воздухопроводов. Критерии предельного состояния

12.3.1 Наружные поверхности воздухопроводов проверяют внешним осмотром. Особое внимание обращают на места соединения элементов воздухопроводов между собой, к вентилятору, калориферу. Не менее 5 % от общего количества элементов воздухопроводов должны быть демонтированы для осмотра внутренней поверхности. Выявляются места с нарушением оцинкованной поверхности, со следами коррозии, определяются размеры дефектов.

Точечным считается дефект, величина которого не превышает 3 мм², обширным – величиной более 3 мм² и глубиной более половины от толщины материала воздухопровода.

12.3.2 Элементы воздухопроводов подлежат отбраковке или ремонту при наличии:
обширных дефектов;

более 3 точечных дефектов на площади 0,02 м².

12.3.3 Воздуховод подлежит полной замене при условии отбраковки более 5 % от общего количества элементов воздухопровода.

12.4 Диагностирование калориферов. Критерии предельного состояния

12.4.1 Калориферы подвергаются визуальному контролю с целью обнаружения трещин, коррозионных язв, подтеканий. При парениях или подтеканиях в местах расположения крышек, последние демонтируются, заменяются прокладки, осматриваются поверхности прилегания, которые, при необходимости, шабруются.

12.4.2 Толщина труб калорифера контролируется толщиномером не менее чем один замер на один метр длины трубы. Утонение стенок не должно превышать 5 %. При обнаружении утонения стенок более чем на 5 % производится дополнительный контроль толщины труб через каждые 0,5 м.

При обнаружении утонения стенок от 5 % до 10 % относительно начальных толщин стенок проводится гидроиспытание давлением 1,25 от максимального рабочего давления. При утонении стенок более 10 % калорифер бракуется.

12.4.3 При обнаружении утонения стенок следующее освидетельствование проводят не позднее чем через год.

12.4.4 При освидетельствовании калорифера определяется величина теплоотдачи. При ее снижении более чем на 5 % калорифер бракуется.

12.5 Оценка технического состояния системы вентиляции

12.5.1 По результатам диагностирования всех составных частей системы вентиляции производится оценка ее технического состояния в соответствии с 12.1.2 – 12.1.4 и уточняется срок последующего освидетельствования (обследования).

12.5.2 Оборудование системы вентиляции, имеющее недопустимые дефекты, должно быть снято с эксплуатации, направлено в ремонт или списано.

12.5.3 После выполнения ремонта, связанного с восстановлением работоспособности элементов калорифера, находящихся под давлением, он подлежит гидроиспытанию давлением 1,25 от максимального рабочего давления.

12.5.4 В случае несоответствия воздушной среды в производственных помещениях требованиям санитарных норм и взрывопожарной безопасности следует заменить оборудование системы вентиляции, например, на более производительное, или провести реконструкцию системы.

13 РАСЧЕТЫ НА ПРОЧНОСТЬ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ОБОРУДОВАНИЯ

13.1 Общие положения

13.1.1 Прогнозирование остаточного ресурса оборудования проводится с целью определения наработки с момента технического диагностирования его состояния до достижения им предельного состояния с заданной вероятностью безотказной работы.

13.1.2 Для прогнозирования остаточного ресурса оборудования применяют две группы методов: статистические (основанные на статистической обработке данных об отказах и ресурсе аналогов) и экстраполяционные (основанные на анализе тренда параметров технического состояния исследуемого оборудования).

Статистические методы применяют в тех случаях, когда по исследуемому объекту нет ретроспективных данных об изменении параметров, определяющих его техническое состояние. Сбор информации и статистическая обработка данных об отказах и ресурсе аналогов проводятся методами, установленными действующими НТД.

Если на исследуемом объекте периодически или непрерывно проводится контроль параметров технического состояния, и данные контроля накоплены за достаточный срок эксплуатации, то более эффективно использование экстраполяционных методов прогнозирования на основе анализа тенденций изменения (тренда) параметров технического состояния.

13.1.3 В число информативных параметров для определения остаточного ресурса в каждом конкретном случае включаются только те параметры, которые определяют работоспособность потенциально опасных участков (элементов) рассматриваемого объекта и заметно изменяются в ходе эксплуатации. В качестве информативных параметров для определения предельного состояния потенциально опасных элементов оборудования принимают фактические толщины стенок силовых элементов – δ_f , наличие, типы и размеры дефектов, напряженно-деформированное состояние, прочностные характеристики материалов потенциально опасных участков, величину вибрации.

13.1.4 Расчет остаточного ресурса оборудования проводится по следующим параметрам технического состояния:

по снижению несущей способности вследствие уменьшения толщины стенки для объектов, работающих в условиях статического нагружения и общей равномерной коррозии;

по снижению несущей способности вследствие малоциклового усталости для объектов, работающих в условиях циклического нагружения при отсутствии коррозионной среды;

по изменению этих параметров до предельных значений для объектов, для которых накоплен объем информации по функциональным параметрам, достаточный для экстраполяции их значений на последующий период эксплуатации.

13.1.5 Срок продления эксплуатации оборудования сверх установленного срока службы определяется по результатам технического освидетельствования оборудования с учетом длительности ремонтных циклов, нагрузки эксплуатируемого оборудования в действующей технологической схеме и характера последствий, которые могут возникнуть в связи с его неисправностью в результате износа отдельных сборочных единиц и деталей, и продлевается до следующей установленной даты очередного обследования или списания.

Продление ресурса (срока службы) должно осуществляться при условии сохранения или незначительного снижения вероятности безотказной работы, устанавливаемой технической документацией на оборудование действующими НТД, сохранения или незначительного снижения экономических показателей при обеспечении требуемых нормативов безопасности.

13.2 Расчет на прочность и прогнозирование ресурса

13.2.1 Оборудование, признанное годным к дальнейшей эксплуатации после выполнения работ по дефектоскопии или диагностированию проверяется на прочность по зонам, имеющим наибольшие напряжения.

Расчеты выполняются с учетом фактических значений параметров, полученных при дефектоскопии и диагностировании, в т.ч.:

толщины стенок (минимальное значение) с учетом дефектов;

предела прочности, который пересчитывается по значениям твердости материала.

Расчетное значение предела текучести материала σ_T определяется по формуле

$$\sigma_T = \left(\frac{\sigma_{Т.и.}}{\sigma_{В.и.}} \right) \cdot \sigma_V \cdot 1,1,$$

(13.1)

где $\sigma_{Т.и.}$, $\sigma_{В.и.}$ – значения предела текучести и предела прочности материала в исходном состоянии, МПа;

σ_V – величина предела прочности, полученная на момент освидетельствования косвенным путём при измерении твёрдости материала, МПа.

13.2.2 Для оценки достоверности значений σ_V и σ_T , полученных по измеренным значениям твердости и формуле (13.1) рекомендуется из числа однотипного оборудования, отработавшего ресурс (срок службы) и снятого с эксплуатации, изготовить образцы и испытать их на растяжение и ударный изгиб для получения механических характеристик материала: предела прочности $\sigma_{В.р.и.}$, предела текучести $\sigma_{Т.р.и.}$, относительного удлинения, относительного сужения, ударной вязкости, где $\sigma_{В.р.и.}$ и $\sigma_{Т.р.и.}$ – значения предела прочности и предела текучести, полученные при испытании образцов.

Если значения $\sigma_{В.р.и.}$ и $\sigma_{Т.р.и.}$, полученные по результатам испытаний образцов, окажутся меньше полученных по результатам измерений твердости, то по всем видам однотипного оборудования при проведении расчетов должны браться значения $\sigma_{В.р.и.}$ и $\sigma_{Т.р.и.}$.

При проведении расчетов должны применяться фактические значения механических характеристик материалов и фактические минимальные толщины стенок δ_f , полученные по результатам измерений.

13.2.3 По результатам полученных значений δ_f , σ_V , σ_T осуществляется расчёт на прочность элементов оборудования и контроль соответствия напряжений допускаемым значениям. Для цилиндрических элементов оборудования (патрубков насосов, фильтров-грязеуловителей, корпусов предохранительных клапанов, аккумуляторов и разделительных емкостей систем сглаживания волн давления, заслонок) фактическое напряжение определяется по формуле

$$\sigma_\phi = \frac{K_1 \cdot K_2 \cdot P_{\text{раб.}} \cdot D_{\text{вн.}}}{2 \cdot \delta_\phi}, \quad (13.2)$$

где σ_ϕ – фактическое напряжение элемента оборудования, МПа;

$K_1=1,1$ – коэффициент, учитывающий воздействие внешних сил, создаваемых опорами, фундаментом, другим оборудованием;

$K_2=1,25$ – коэффициент, применяемый для оборудования, изготовленного методом литья;

$P_{\text{раб.}}$ – максимальное рабочее давление, МПа;

$D_{вн.}$ – внутренний диаметр, мм;

$\delta_{ф}$ – фактическая минимальная толщина стенки элемента оборудования, мм.

Для безопасной эксплуатации оборудования должно соблюдаться следующее условие

$$\sigma_{ф} \leq \sigma_{доп.}, \quad (13.3)$$

где $\sigma_{доп.}$ – допускаемое напряжение, МПа.

В таблице 13.1 приведены значения допускаемых напряжений для углеродистых и низколегированных сталей.

При несоблюдении условия (13.3) допускается применение соотношения

$$\sigma_{ф} \leq \frac{\sigma_{т}}{1,8}. \quad (13.4)$$

При соблюдении условий (13.3) и (13.4) срок эксплуатации оборудования продлевается на основе результатов расчета на статическую нагрузку с учетом влияния коррозионно-эрозионного фактора или воздействия малоцикловых нагрузений согласно раздела 13.3.

При этом, в случае применения соотношения (13.4) остаточная толщина стенок оборудования не должна быть менее 90 % от минимально допустимой толщины, рассчитанной для номинального давления. При остаточной толщине стенок равной 90 % и менее от расчетных значений толщины, оборудование должно быть забраковано.

Если при расчетах фактические напряжения, определенные по формуле (13.2), превышают указанные в формулах (13.3) и (13.4), то это оборудование должно быть снято с эксплуатации или должны быть снижены разрешенное рабочее давление или нагрузка с определением фактических напряжений согласно формул (13.2), (13.3), (13.4).

13.2.4 При необходимости, выполненные согласно формуле (13.2) расчеты на прочность корпусов оборудования, могут быть дополнены в соответствии с [1], [2], [3], [4] приложения Ю, ГОСТ 14249, ГОСТ 25221.

Таблица 13.1 – Допускаемые напряжения для углеродистых и низколегированных сталей по ГОСТ 14249

Расчетная температура стенки сосуда или аппарата, °С	Допускаемое напряжение, МПа (кгс/см ²) для сталей марок			
	ВСт3	20 и 20к	09Г2С, 16ГС, 17ГС, 16Г1С, 10Г2С1	10Г2
20	140 (1400)	147 (1470)	183 (1830)	180 (1800)
100	134 (1340)	142 (1420)	160 (1600)	160 (1600)

13.2.5 У магистральных и подпорных насосов должны быть рассчитаны на прочность их корпуса.

13.2.6 Для магистральных насосов наиболее загруженными являются стенки спиральных отводов. Максимальные напряжения возникают в меридианном сечении с наибольшими размерами.

Максимальное меридианное напряжение σ_1 равно:

$$\sigma_1 = \sigma_{1и} + \sigma_{1р}, \quad (13.5)$$

где $\sigma_{1и}$ – напряжение изгиба, МПа;

$\sigma_{1р}$ – напряжение растяжения, МПа.

$$\sigma_{1н} = 1,085P \cdot \frac{\beta}{\alpha} \cdot \sqrt[3]{\frac{\beta^2}{\alpha}}, \quad (13.6)$$

где

$$\sigma_{1р} = P \cdot \frac{\beta}{\alpha} \cdot (0,556\sqrt[3]{\alpha\beta} + 1,5\alpha) \quad ; \quad (13.7)$$

$$\alpha = \frac{r_0}{R_0} ; \quad (13.8)$$

$$\beta = \frac{r_0}{\delta} ; \quad (13.9)$$

r_0, R_0 – параметры сечений (рисунок 13.1).

Окружное напряжение σ_2 равно:

$$\sigma_2 = \sigma_{2н} + \sigma_{2р}, \quad (13.10)$$

где

$$\sigma_{2н} = \mu\sigma_{1н} - \frac{0,652 \cdot P \cdot \beta\sqrt[3]{\alpha\beta}}{\alpha} ; \quad (13.11)$$

$$\sigma_{2р} = P \cdot \frac{\beta}{\alpha} \left(0,237\sqrt[3]{\frac{\beta^2}{\alpha}} - \frac{0,41}{\sqrt[3]{\alpha\beta}} \right) \quad (13.12)$$

$\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона.

Радиальное напряжение σ_3 равно:

$$\sigma_3 = -P, \quad (13.13)$$

где P – максимальное давление, создаваемое в насосе, МПа.

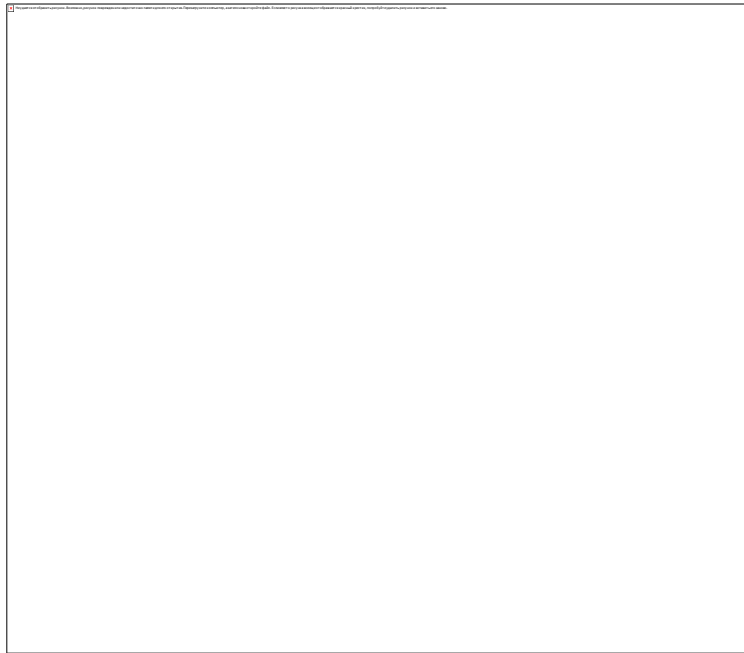


Рисунок 13.1– Расчетная схема сечения спирального корпуса

Эквивалентное напряжение $\sigma_{эКВ}$ определяется по формуле

$$\sigma_{эКВ} = \sqrt{\frac{1}{2} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]}. \quad (13.14)$$

13.2.7 Для безопасной эксплуатации насоса должно соблюдаться условие

$\sigma_{\text{экв}} \leq \frac{\sigma_{\text{T}}}{1,5}$. Если это условие не соблюдается, то выполняется перерасчет с уменьшением значения рабочего давления.

13.2.8 Шпильки для крепления крышек насосов к корпусу подлежат расчету на прочность.

Предел прочности $\sigma_{\text{в}}$ шпилек определяется по измеренным значениям твердости. В случае отличия механических свойств шпилек, полученных по результатам замеренных значений твердости, от конструктивных значений более чем на 10 %, из однотипного оборудования выбирается одно или несколько шпилек с наилучшими механическими свойствами. Выворачиваются 2-3 шпильки из наиболее загруженных участков. Из них изготавливаются образцы и испытываются на растяжение и ударный изгиб.

Расчетное усилие затяжки $P_{\text{ш}}$ на шпильки определяется по формуле

$$P_{\text{ш}} = m \cdot \Sigma P, \quad (13.15)$$

где m – коэффициент кратности, применяемый для обеспечения плотности стыка, для паронитовой прокладки $m = 1,6$;

ΣP – расчетное усилие на крышку насоса.

Расчетное усилие на крышку насоса определяется по формуле

$$\Sigma P = P_{\text{Н}} \cdot F_{\text{Н}} + P_{\text{ВС}} \cdot F_{\text{ВС}} + P_{\text{Р}} \cdot F_{\text{Р}}, \quad (13.16)$$

где $P_{\text{Н}}$ – максимальное давление нагнетания, МПа;

$F_{\text{Н}}$ – площадь действия давления нагнетания, см²;

$P_{\text{ВС}}$ – максимальное давление всасывания, МПа;

$F_{\text{ВС}}$ – площадь действия давления всасывания, см²;

$P_{\text{Р}}$ – максимальное давление разгрузки, МПа;

$F_{\text{Р}}$ – площадь действия давления разгрузки, см².

Действующее на прокладку удельное давление $P_{\text{пр}}$ (кг/см²) определяется по формуле

$$P_{\text{пр}} = \frac{m \Sigma P}{S_{\text{пр}}}, \quad (13.17)$$

где $S_{\text{пр}}$ – площадь паронитовой прокладки, см².

Для обеспечения плотности стыка и прочности прокладки должно соблюдаться условие

$$320 \leq P_{\text{пр}} \leq 1100, \text{ кг/см}^2. \quad (13.18)$$

Напряжение в шпильке $\sigma_{\text{ш}}$ определяется по формуле

$$\sigma_{\text{ш}} = \frac{T_{\text{ш}}}{Z \cdot \frac{\pi d_1^2}{4}}, \quad (13.19)$$

где Z – количество шпилек, шт;

d_1 – минимальный диаметр резьбы шпильки, см.

Для безопасной эксплуатации насоса должно соблюдаться условие

$$\frac{\sigma_{\text{T}}}{\sigma_{\text{ш}}} \geq 4. \quad (13.20)$$

13.3 Определение остаточного ресурса оборудования, находящегося под статической нагрузкой или под воздействием малоцикловых нагрузений

13.3.1 Для определения остаточного ресурса оборудования выполняется расчет минимально допустимой толщины стенки δ_{\min} по допускаемым напряжениям $\sigma_{\text{доп}}$ на наиболее загруженном участке оборудования по формуле

$$\delta_{\min} = \frac{K_1 \cdot K_2 \cdot P_{\text{ном.}} \cdot D_{\text{вн.}}}{2 \cdot \sigma_{\text{доп}}}, \quad (13.21)$$

где δ_{\min} - минимально допустимая толщина стенки, мм,

$P_{\text{ном}}$ – номинальное рабочее давление согласно паспортным данным,

$K_1 = 1,1$ коэффициент, учитывающий воздействие внешних сил, создаваемых опорами, фундаментом, другим оборудованием,

$K_2 = 1,25$ коэффициент, применяемый для оборудования, изготовленного методом литья.

Значения $\sigma_{\text{доп}}$ берутся из таблицы 13.1.

13.3.2 Если фактическая толщина стенки менее δ_{\min} , допускается в формулу (13.21) вместо $\sigma_{\text{доп}}$ ввести значение $\frac{\sigma_t}{1,8}$, формула (13.21) пересчитывается при давлении, равном разрешенному. При этом должно быть соблюдено условие

$$\delta_{\phi} \geq \delta_{\min}. \quad (13.22)$$

13.3.3 Если условие (13.22) не соблюдается, то оборудование должно быть снято с эксплуатации или снижено разрешенное давление до соблюдения условия (13.22).

13.3.4 Расчетная толщина стенки оборудования, эксплуатирующегося в условиях статического нагружения, где основным повреждающим фактором являются общая коррозия (эрозия) и коррозионно-абразивный износ, определяется по формуле

$$\delta_{\text{расч.}} = \delta_{\min} + v \cdot T \quad (13.23)$$

где T – остаточный ресурс в годах;

v – скорость равномерной коррозии (эрозии) или износа, мм/год.

13.3.5 Скорость коррозии (эрозии) или коррозионно-абразивного износа определяется по формуле

$$v = \frac{\delta_n + C_o - \delta_{\phi}}{t}, \quad (13.24)$$

где δ_n – исполнительная толщина стенки элемента, мм;

δ_{ϕ} – фактическая толщина стенки элемента, мм;

C_o – плюсовой допуск на толщину стенки, мм;

t – время от начала эксплуатации до момента обследования, год.

13.3.6 Магистральные, горизонтальные и вертикальные подпорные насосы, заслонки, предохранительные клапаны, фильтры-грязеуловители на входе НПС, оборудование системы сглаживания волн давления считаются оборудованием, эксплуатирующимся в условиях малоцикловых нагружений, повторяющихся упругопластических деформирований с числом циклов нагружения $5 \cdot (10^4 - 10^5)$.

При расчете на малоцикловую усталость не учитываются циклы нагружения от нагрузок, у которых размах колебания не превышает 15 %.

13.3.7 Для расчета остаточного ресурса оборудования, подвергающегося воздействиям циклических нагрузок, на каждом из них берутся наиболее нагруженные элементы и определяются фактические напряжения в соответствии с 13.2.3 настоящего РД.

Остаточный ресурс рассчитывается исходя из количества циклов нагружения N , которое может выдержать оборудование при данной нагрузке, и полученных фактических свойств материала.

13.3.8 Предельное число циклических нагрузок согласно модели Коффина - Мэнсона определяется по формуле

$$N = \frac{1}{K_N} \left[\frac{\ln \left(\frac{1}{1 - \psi_K} \right)}{4 \left(\epsilon_0 - \frac{0,4\sigma_B}{E} \right)} \right]^{\frac{1}{m}}, \quad (13.25)$$

где N – число циклов до зарождения трещины;

$K_N = 10$ – коэффициент надежности;

ϵ_0 – амплитуда истинных деформаций;

E – модуль упругости;

ψ_K – относительное сужение;

m – показатель жесткого циклического нагружения.

Для оборудования НПС и линейной части МН $m = 0,53$.

Величину ϵ_0 вычисляют по формуле

$$\epsilon_0 = K_\epsilon \cdot \epsilon_p, \quad (13.26)$$

где $\epsilon_p = \frac{\sigma_\Phi}{E}$ – упругие номинальные деформации в стенке оборудования;

K_ϵ – коэффициент концентрации деформации, определяемый согласно РД 39-087-91.

13.3.9 Рассчитанное по формуле (13.25) число циклов N до зарождения трещин определяет остаточный ресурс оборудования в циклах. Остаточный ресурс в годах определяется делением N на число циклов нагружения, которому оборудование подвергается в течение года.

13.3.10 По результатам расчетов устанавливается срок следующего освидетельствования, который должен выполняться до истечения ресурса оборудования, но который не может быть более 10 лет.

В таблице 13.2 приведены данные по определению остаточного ресурса оборудования в зависимости от режимов нагружения и толщины стенок.

Таблица 13.2 – Данные по определению остаточного ресурса оборудования в зависимости от коррозионно-эрозионного износа, режимов нагружения и толщины стенок

Наименование насоса	Давление, МПа	Скорость эрозии, коррозии, мм/год	Остаточный ресурс при толщине стенок				
			Единица измерения	(1,0-1,1)· δ_{\min}	(1,1-1,2)· δ_{\min}	(1,2-1,3)· δ_{\min}	(1,3-1,4)· δ_{\min}
1	2	3	4	5	6	7	8
Магистральные насосы	2,4	0,15	Цикл	5500	11000	11000	11000
	4,4	0,15	Цикл	2800	4600	7360	11000
	6,4	0,15	Цикл	740	1020	1360	1830

Окончание таблицы 13.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Подпорные насосы	0,7	0,15	Цикл	5500	11000	11000	11000
	1,0	0,15	Цикл	2200	3340	5110	8070
	1,4	0,15	Цикл	670	920	1250	1650
Заслонки	2,4	0,1	Цикл	5500	11000	11000	11000
	4,4	0,1	Цикл	5300	8000	11000	11000
	6,4	0,1	Цикл	1020	1440	2190	3150
Предохранительные клапаны	0,8	0,1	Цикл	5500	11000	11000	11000
	1,2	0,1	Цикл	5500	9450	11000	11000
	1,6	0,1	Цикл	1800	2560	3620	5160
Фильтры-грязеуловители	0,8	0,1	Цикл	5500	11000	11000	11000
	1,2	0,1	Цикл	5500	11000	11000	11000
	1,6	0,1	Цикл	5500	11000	11000	11000
Емкости системы сглаживания волн давления, аккумуляторы	1,6	0,1	Цикл	5500	11000	11000	11000
	2,4	0,1	Цикл	3700	6470	11000	11000
	3,2	0,1	Цикл	1200	1650	2350	3760
Приемный стакан вертикального насоса	0,5	0,1	Лет	15	30	30	30
	0,8	0,1	Лет	15	30	30	30

Примечание.
 δ_{\min} – минимально допустимая толщина стенки, определенная по формулам (13.21) и (13.23). Расчет выполнен при $K_{\varepsilon} = 3,0$.

13.4 Определение остаточного ресурса магистральных и подпорных насосов по вибрационному состоянию

13.4.1 Определение остаточного ресурса по вибрационному состоянию насосов проводится тогда, когда в процессе эксплуатации не выявлены или не устранены причины роста вибрации при соблюдении регламента по техническому обслуживанию и ремонту. Величина отклонения вибрационных параметров от исходного состояния определяется условиями, временем эксплуатации и качеством изготовления базовых узлов (корпуса, рамы, фундамента).

13.4.2 Процедура прогнозирования остаточного ресурса насосов по изменению уровня вибрации осуществляется графоаналитическим методом с использованием результатов обследования объекта, статистических данных по надежности аналогичных типов насосов и сводится к экстраполяции найденного тренда (скорости изменения вибрации) и определению момента его пересечения с линией предельного состояния насосов данного типа.

13.4.3 Аналитическая зависимость, описывающая во времени изменение параметров вибрации насосов, принимается в виде функции:

$$\tilde{L}_K = \bar{L} + a(t_K - \bar{t}), \quad (13.26)$$

где \tilde{L}_k и \bar{L} – текущее и среднее значения уровня вибрации насоса;
 t_k и \bar{t} – текущее и среднее значения временного интервала наблюдений;
 a – безразмерный параметр, определяемый для каждого насоса.
 При равнооточных измерениях

$$\bar{L} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N L_k, \quad (13.27)$$

где N – число измерений;
 L_k – фактическое (измеренное) значение уровня вибрации;

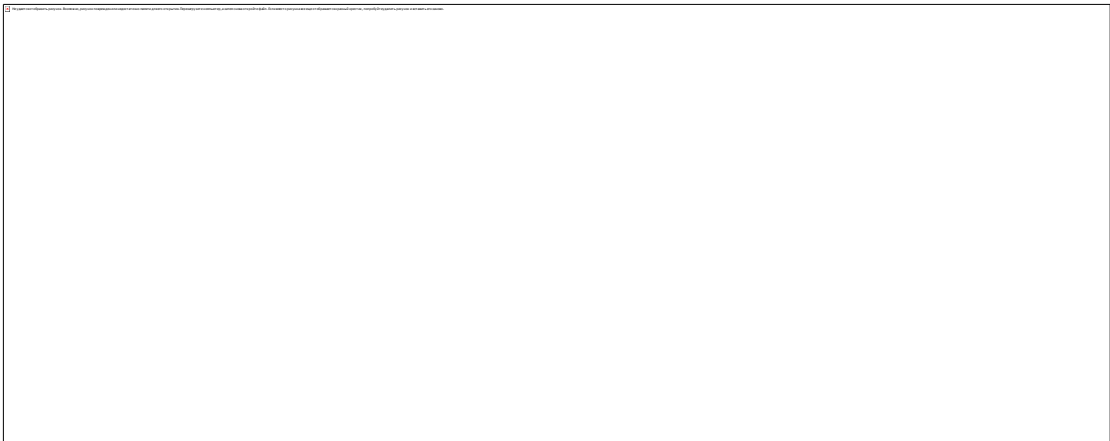
$$\bar{t} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N t_k; \quad (13.28)$$

$$a = \frac{\bar{L} \bar{t} - \bar{L} \cdot \bar{t}}{\bar{t}^2 - (\bar{t})^2}; \quad (13.29)$$

$$\bar{L} \bar{t} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N L_k t_k; \quad (13.29)$$

$$\bar{t}^2 = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N t_k^2. \quad (13.30)$$

Построение осуществляется в координатах L, t (рисунок 13.2).



- 1 – результаты измерений;
- 2 – тренд;
- 3 – доверительные границы тренда (S_L);
- 4 – доверительные границы прогнозных значений (S_T);
- $t_{o.p.}$ – время остаточного ресурса по результатам измерений;
- $t'_{o.p.}$ – время остаточного ресурса с учетом погрешностей измерения;
- $t_{o.p.min}$ – время гарантированного периода надежной работы насоса.

Рисунок 13.2 – Схема определения остаточного ресурса по линейному тренду

13.4.4 Предельное состояние насосов характеризуется допустимым увеличением уровня вибрации в соответствии с РД 153-39ТН-008-96 до 7,1 мм/с для длительной эксплуатации и до 11,2 мм/с для ограниченного по времени периода эксплуатации.

13.4.5 Время остаточного ресурса насоса (от момента последнего измерения до достижения предельного состояния) определяется точкой пересечения линий тренда и предельного состояния по формуле

$$t_{o.p.} = (t_k - t_o) \left(\frac{\Delta L}{\tilde{L}_k - \tilde{L}_o} - 1 \right), \quad (13.32)$$

где ΔL – допустимое увеличение уровня вибрации для данного типоразмера насоса;

\tilde{L}_o – паспортные (базовые) уровни вибрации;

t_o – значение временного интервала, соответствующего \tilde{L}_o .

13.4.6 Прогнозируемая величина гарантированного периода надежной работы $t_{o.p.min}$ определяется графически точкой пересечения линии предельного состояния с верхней доверительной границей прогнозного значения.

13.4.7 Для обеспечения необходимой для инженерных расчетов точности прогноза число измерений должно быть не менее 6.

13.4.8 Доверительные границы результатов измерений определяются по формуле

$$S_L^2 = \frac{\sum_{k=1}^N e_k^2}{N-2} \left[1 + \frac{1}{N} + \frac{(t_k - \bar{t})^2}{\sum_{k=1}^N (t_k - \bar{t})^2} \right], \quad (13.33)$$

где e_k – отклонение фактического значения параметра вибрации от линии тренда.

13.4.9 Доверительные границы отклонения прогноза остаточного ресурса имеют вид

$$S_T = S_L \sqrt{\frac{N+1}{N} + \frac{3(N+2T-1)^2}{N(N^2-1)}}, \quad (13.34)$$

где T – число предполагаемых измерений за прогнозируемый год.

13.5 Определение остаточного ресурса оборудования по статистическим эксплуатационным данным

13.5.1 Для определения (прогноза) остаточного ресурса оборудования статистическим методом используются результаты эксплуатации оборудования, однотипного по конструктивному и материальному исполнению, работающего в аналогичных условиях по нагрузке и эксплуатации.

13.5.2 Сбор данных по наработкам и отказам осуществляется для оборудования, отработавшего назначенный ресурс τ . За период наблюдения t берутся последние 5 лет эксплуатации.

Сбор и обработка данных по наработкам отказавшего или неотказавшего оборудования за время t обеспечивают расчет показателя, характеризующего остаточный ресурс и продление сроков эксплуатации оборудования после времени t на величину этого показателя.

13.5.3 Остаточный ресурс, являясь случайной величиной, после времени (наработки) τ определяется как математическое ожидание – средний остаточный ресурс $\bar{D}_t(\tau)$ за интервал времени t .

13.5.4 Точечная оценка среднего остаточного ресурса определяется по формуле

$$\bar{D}_t(\tau) = \frac{1}{n} \cdot \left[\sum_{i=1}^m T_i + (n - m) t \right], \quad (13.35)$$

где n – общее число обследуемого оборудования, наработка которого примерно одинакова и достигла или превысила назначенный ресурс τ , шт.;

m – число отказавшего по причине наступления предельного состояния оборудования за период t , шт.;

T_i – наработка m отказавших объектов за интервал времени t , год.

13.5.5 При решении вопросов оценки остаточного ресурса учитываются отказы, после которых следует вывод оборудования из эксплуатации (например, вывод во внеплановый ремонт).

13.5.6 Если число объектов n мало (например, менее 10), определяется нижняя доверительная граница для показателя $\bar{D}_t(\tau)$.

13.5.7 Согласно требованиям РД 09-102-95 необходимо определять гамма-процентный остаточный ресурс – ресурс с задаваемой в процентах вероятностью того, что в течение этой суммарной наработки (ресурса) предельное состояние объектом не будет достигнуто.

Нижняя доверительная граница гамма-процентного остаточного ресурса рассчитывается по формуле

$$D_t^* = \bar{D}_t(\tau) - \frac{t}{2} \sqrt{\frac{P(t)}{n \cdot (1 - P(t))}}, \quad (13.36)$$

где $P(t)$ – задаваемая показателем γ доверительная вероятность безотказной работы оборудования:

$$P(t) = \frac{\gamma}{100}. \quad (13.37)$$

13.5.8 При прогнозировании остаточного ресурса задаваемые значения γ для критических отказов (предельных состояний оборудования) должны быть близки к 100%, чтобы сделать критические отказы практически невозможными событиями.

Для эксплуатирующегося оборудования объектов МН значения γ должны быть 95–99 % ($P(t)=0,95$; $0,99$ – соответственно). Рекомендуемые значения γ % по видам оборудования приведены в таблице 13.3.

Таблица 13.3 – Значения показателя γ при определении (прогнозе) остаточного ресурса оборудования

Наименование оборудования	γ , %	
	Оборудование, выработавшее первоначально назначенный ресурс (срок службы)	Оборудование, не выработавшее назначенный ресурс (срок службы)
1 Магистральные и подпорные насосы	95	97
2 Насосы вспомогательных систем	92	95
3 Оборудование системы вентиляции	92	95
4 Оборудование маслосистемы	92	95

5 Заслонки, предохранительные клапаны, оборудование системы сглаживания волн давления	92	95
6 Фильтры-грязеуловители	91	93

13.5.9 При определении остаточного вводится коэффициент запаса по остаточному ресурсу, равный $K_d=1,5$. Тогда остаточный ресурс определяется по формуле

$$[D_t^a] = \frac{D_t^a}{K_d}. \quad (13.38)$$

13.6 Оформление документации

13.6.1 Расчеты остаточного ресурса оборудования подписываются лицами, их выполнявшими.

13.6.2 При выполнении расчетов остаточного ресурса сторонней организацией, расчеты должны быть утверждены руководителем этой организации.

13.6.3 Расчеты используются при составлении отчета по освидетельствованию оборудования и входят в него в виде приложений. Отчет с расчетами является основанием для оформления экспертного заключения.

14 ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ РАБОТ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИИ

14.1 При проведении технического освидетельствования оборудования НПС необходимо строго соблюдать нормы, правила, положения и инструкции по технике безопасности, охране труда и охране окружающей среды, действующие в области магистрального транспорта нефти и на конкретном предприятии, где проводятся работы.

14.2 Специалисты, проводящие работы по обследованию оборудования, должны пройти инструктаж по технике безопасности на предприятии-владельце оборудования и получить допуск к работам в установленном порядке.

14.3 Специалисты, выполняющие работы по неразрушающему контролю при техническом диагностировании, должны быть аттестованы в соответствии с "Правилами аттестации специалистов неразрушающего контроля", иметь соответствующие удостоверения, квалификационную группу по электробезопасности не ниже III в соответствии с ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00.

14.4 Время проведения обследования должно быть согласовано с лицом, ответственным за исправное состояние и эксплуатацию оборудования.

14.5 Помещение и рабочее место, предназначенные для обследования, должны обеспечивать нормальные условия труда исполнителю работ и соответствовать требованиям охраны труда.

14.6 Подготовка оборудования для ревизии, в том числе операции по опорожнению, отсоединению, разборке, установке заглушек, дегазации, зачистке поверхностей при проведении неразрушающего контроля, толщинометрии и т.п., осуществляются предприятием-владельцем оборудования в соответствии с требованиями "Правил безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов" и инструкций, действующих на предприятии.

14.7 Неразрушающий контроль, испытания на работоспособность (функционирование) оборудования должны проводиться только с применением исправных инструментов, приспособлений, аппаратуры и аттестованных средств измерений.

14.8 Перед включением всех видов электрооборудования (электроприводов насосов, вентиляторов, арматуры, приборов дефектоскопии, диагностических приборов и др.) необходимо убедиться в наличии надежного заземления оборудования (приборов).

Места для проведения работ по освидетельствованию должны быть оснащены необходимыми устройствами и средствами для безопасного проведения работ.

Приложение А (обязательное)

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ. УСЛОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

Техническое состояние – состояние оборудования, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленными технической документацией на объект

Техническое освидетельствование (освидетельствование) – комплекс работ, выполняемых с целью оценки технического состояния оборудования и выдачи заключения о возможности и условиях его дальнейшей эксплуатации на определенный период, необходимости ремонта или списания

Техническое диагностирование – определение технического состояния объекта

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. Виды технического состояния: исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени

Прогнозирование технического состояния – определение технического состояния объекта с заданной вероятностью на предстоящий интервал времени

Предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно. Оборудование в этом случае не подлежит ремонту и снимается с эксплуатации

Критерий предельного состояния – признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же объекта могут быть установлены два и более критериев предельного состояния

Ресурс – суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние

Гамма-процентный ресурс – суммарная наработка, в течение которой объект не достигнет предельного состояния с вероятностью γ , выраженной в процентах

Остаточный ресурс – суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние

Срок службы – календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления до перехода в предельное состояние

Гамма-процентный срок службы – календарная продолжительность эксплуатации, в течение которой объект не достигнет предельного состояния с вероятностью γ , выраженной в процентах

Остаточный срок службы – календарная продолжительность эксплуатации объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние

Наработка – продолжительность или объем работы объекта

Критерий отказа – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Критерии отказов и предельных состояний устанавливаются индивидуально для каждого вида оборудования техническими условиями или НТД

Ресурсный отказ – отказ, в результате которого объект достигает предельного состояния

Внезапный отказ – отказ, характеризующийся скачкообразным изменением значений одного или нескольких параметров объекта

Постепенный отказ – отказ, возникающий в результате постепенного изменения значений одного или нескольких параметров объекта

Деградационный отказ – отказ, обусловленный естественными процессами старения, изнашивания, коррозии и усталости при соблюдении всех установленных правил и (или) норм проектирования, изготовления и эксплуатации

Критичность отказа – совокупность признаков, характеризующих последствия отказа

Эксплуатационный показатель надежности – показатель надежности, точечная или интервальная оценка которого определяется по данным эксплуатации

Цикл нагружения – последовательность изменения нагрузки, которая заканчивается первоначальным состоянием и затем повторяется.

Размах колебания нагрузки – абсолютное значение разности между максимальным и минимальным ее значениями в течение одного цикла.

Средство технического диагностирования (контроля технического состояния) – аппаратура и программы, с помощью которых осуществляется диагностирование (контроль)

Диагностический (контролируемый) параметр – параметр объекта, используемый при его диагностировании (контроле)

Дефектоскопия – совокупность методов и средств неразрушающего контроля, предназначенных для обнаружения дефектов типа нарушения сплошности и неоднородности в материалах и изделиях

МН – магистральные нефтепроводы

РД – руководящий документ

НПС МН– нефтеперекачивающая станция магистральных нефтепроводов

НТД – нормативно-технический документ

ГГТН РФ – Госгортехнадзор Российской Федерации

ЦБПО – центральная база производственного обслуживания

АЭ – акустическая эмиссия

ПАЭ – преобразователь акустической эмиссии

РВП – разница времени прихода

РНУ – районное нефтепроводное управление

АЭ контроль – акустико-эмиссионный контроль

УЗК – ультразвуковой контроль

АСД – автоматический сигнализатор дефектов

ВРЧ – временная регулировка чувствительности

СОП – стандартный образец предприятия

ВТК – вихретоковый контроль

Приложение Б
(рекомендуемое)

Министерство энергетики Российской Федерации

(наименование предприятия-владельца оборудования)

П Р И К А З №

от " ____ " _____ 200 г.

**О проведении технического
освидетельствования оборудования НПС**

Для проведения технического освидетельствования оборудования (наименование оборудования, НПС, нефтепровода) с целью определения возможности и условий его дальнейшей эксплуатации

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Создать комиссию в следующем составе, согласованном с заинтересованными организациями:

Председатель:

Ф.И.О. – главный инженер предприятия

Члены комиссии:

Ф.И.О. – главный механик

– представитель организации, выполняющей работы по освидетельствованию (при необходимости)

– главный энергетик

– зам. гл. инж. по охране труда

– мастер, механик

– представитель управления территориального округа Госгортехнадзора России (при необходимости).

2. Комиссии (Ф.И.О. председателя):

2.1. Определить перечень оборудования, подлежащего техническому освидетельствованию.

2.2. Определить ответственных и сроки подготовки оборудования к освидетельствованию (обследование, текущий ремонт).

2.3. Провести техническое освидетельствование указанного оборудования в период с _____ по _____ 200 г.

Перечень оборудования, подлежащего освидетельствованию

№ п/п	Наименование, тип (модель) оборудования	Завод-изготовитель	Год выпуска	Заводской номер	Регистрационный номер	Место установки	Срок проведения обследования

2.4. Рассмотреть заключение, выданное по результатам обследования организацией, проводившей освидетельствование оборудования, и определить экономическую целесообразность необходимых ремонтно-восстановительных работ.

2.5. Согласовать техническое заключение с территориальным органом Госгортехнадзора России в течение одного месяца с момента подписания его исполнителем.

2.6. В десятидневный срок после согласования заключения Госгортехнадзором России довести его до руководителей соответствующих служб.

Руководитель предприятия

Ф.И.О.

Приложение В

(рекомендуемое)

УТВЕРЖДАЮ

Председатель комиссии

(должность, наименование организации)

(подпись) (Ф.И.О.)

"__" _____ 200 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по рассмотрению технической документации на оборудование НПС

НПС (наименование)

"__" _____ 200 г.

Нефтепровод (наименование)

Комиссия в составе:

Председатель: _____

(Ф.И.О.)

(должность)

Члены комиссии: _____

(Ф.И.О.)

(должность)

(Ф.И.О.)

(должность)

(Ф.И.О.)

(должность)

(Ф.И.О.)

(должность)

1. На основании анализа эксплуатационно-технической документации

установлено, что оборудование _____

(наименование оборудования)

_____ по причинам _____

(указать причины)

(находится в эксплуатации 30 и более лет, имеет критически низкие показатели надежности, дефекты корпусных изделий и крепежных деталей, не удовлетворяет требованиям безопасности и пр.)

подлежит техническому освидетельствованию с целью определения возможности продления срока эксплуатации.

Дата изготовления _____

(год, месяц, число)

Дата ввода в эксплуатацию _____

(год, месяц, число)

Установленный назначенный (нормативный) срок эксплуатации _____

(лет)

Наработка с начала эксплуатации _____

(лет, часов)

2. Комиссией установлено:

За время эксплуатации указанное оборудование подвергалось ремонтам

(указать виды, количество ремонтов, связанных с восстановлением работоспособности базовых деталей - корпусных и

крепежных деталей, валов и пр.)

Оборудование находится в эксплуатации:

—

(место эксплуатации)

Условия работы оборудования _____

(место эксплуатации, климатические факторы, особенности режимов эксплуатации и пр.)

3. Рассмотрена следующая документация:

- 1.
- 2.
- 3.

(указать наименование всех рассмотренных документов: паспорт, ТУ, инструкция по эксплуатации, формуляр, журналы работок и ремонтов, конструкторская документация, монтажный чертёж и др.)

4. Заключение комиссии:

На основании рассмотрения документации на _____

(наименование оборудования, заводской и инвентарный №)

комиссия считает необходимым подвергнуть его техническому освидетельствованию:

(указать дефекты, требующие устранения)

(указать детали или узлы, требующие замены)

5. Комиссия рекомендует:

а) _____

(даются рекомендации по использованию конкретных методов дефектоскопии для
деталей, узлов,

_____ или отдельных их областей)

б) _____

(указывается время работы до освидетельствования)

Приложения:

Ведомость дефектов базовых деталей оборудования (корпусные и крепежные детали, валы и пр.).

Выписка из паспорта о ранее проведенных дефектоскопических контролях базовых деталей.

Карта (схема) обследования оборудования методами неразрушающего контроля.

Подписи членов комиссии:

Приложение Г
(рекомендуемое)

(организация, выполняющая визуальный контроль)

(объект контроля)

А К Т № _____
" _____ " _____ 200 _____ г.
по результатам визуального контроля оборудования

(наименование оборудования, материал, год ввода в эксплуатацию)
Особенности _____ контроля

(визуальный без применения лупы, с применением специальных средств (указать))

Специалисты, _____ выполняющие _____ контроль:

(Ф.И.О., должность)

Обнаруженные _____ дефекты _____ или _____ признаки _____ дефектов

Рекомендации _____
по _____ устранению _____ дефектов _____ (если _____ они _____ обнаружены)

по применению конкретных методов дефектоскопии или диагностирования для
дальнейшего _____ обследования _____ оборудования

по срокам проведения работ _____

" _____ " _____ 200

Г.

(Ф.И.О.)

(подпись)

Приложение Д
(рекомендуемое)

(организация, выполняющая неразрушающий контроль)

(объект контроля)

А К Т № _____
" ____ " _____ 200 ____ г.

по результатам неразрушающего контроля (дефектоскопии, измерений)

(наименование оборудования, материал, год ввода в эксплуатацию)

(определяемые показатели)
Метод неразрушающего контроля

Выполняется

(тип прибора)

Операторы

(Ф.И.О., уровень квалификации, № удостоверения дефектоскописта)

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

№ п/п	Наименование детали, координаты	Результаты дефектоскопии (измерений), размерность	Описание обнаруженных дефектов	Оценка дефектов	Примечание

г.

" ____ " _____ 200 ____

(Ф.И.О.)

(подпись)

Приложение Е
(рекомендуемое)

(организация, выполняющая неразрушающий контроль)

(объект контроля)

А К Т № _____
" ____ " _____ 200 ____ г.

**по результатам контроля сварных швов,
корпусных изделий и крепежных элементов**

(наименование оборудования, материал, год ввода в эксплуатацию)

Метод _____ неразрушающего _____ контроля

Выполняется _____

(тип прибора)

Операторы _____

(Ф.И.О., уровень квалификации, № удостоверения дефектоскописта)

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

№	Наименование сварных швов, корпусных изделий, крепежных элементов, координаты	Диаметр, толщина стенки, мм	Угол ввода луча, градус	Описание обнаруженных дефектов	Оценка дефектов	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

г.

(Ф.И.О.)

(подпись)

" ____ " _____ 200 ____

Приложение Ж
(рекомендуемое)

(организация, выполняющая неразрушающий контроль)

(объект контроля)

А К Т № _____
" _____ " _____ 200 г.

по результатам магнитометрического контроля корпусных изделий

(наименование оборудования, №, материал, год ввода в эксплуатацию)

Метод неразрушающего контроля _____ магнитометрический

Выполняется _____

(тип прибора)

Операторы _____

(Ф.И.О., уровень квалификации, № удостоверения дефектоскописта)

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

№/№ Наименование	Измерение позиций													
			а	б	в	г	д	е	ж	з	и	к	л	м
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

_____ " _____ " _____ 200 г.

_____ (Ф.И.О.) _____ (подпись)

Приложение И
(рекомендуемое)

**Ведомость дефектов, обнаруженных при
дефектоскопическом обследовании оборудования (детали)**

Оборудование _____
(наименование, тип, № чертежа)
Заводской № _____ Регистрационный № _____
Изготовленное _____
(завод-изготовитель) (дата)
Место проведения обследования _____

Наименование (обозначение) оборудования, сборочной единицы, детали	Способ проверки	Описание дефекта, определение по классификации повреждений	Заключение (принятое решение)
1	2	3	4

Председатель комиссии _____
(подпись, Ф.И.О.)

Члены комиссии _____

(подпись, Ф.И.О.)

Примечание.

При заполнении графы 3, кроме описания дефекта, проставить номер из классификации повреждений, приведенных ниже:

1. Неустраняемые, требующие списания оборудования, замены целых сборочных единиц или изменения геометрических параметров.
2. Устранимые дефекты, допускающие эксплуатацию оборудования после выполнения ремонтных работ.
3. Не влияющие на работоспособность оборудования и оставленные без исправления.

Приложение К
(рекомендуемое)

(наименование министерства (ведомства))

(наименование предприятия, выполняющего освидетельствование)

(Ф.И.О.
руководителя)

(подпись)
" ____ " _____ 200 г.
М.П.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по результатам технического освидетельствования оборудования

(наименование оборудования, НПС, нефтепровода)

1. Вводная часть

(наименование предприятия, выполняющего освидетельствование, почтовый адрес,
Ф.И.О. руководителя)

(основание для выполнения освидетельствования – номер договора)

(сведения о лицензии, свидетельстве, аккредитации)

Сведения о специалистах, дающих заключение

(должность, подпись)

(Ф.И.О.)

2. Наименование оборудования, на которое распространяется заключение

**3. Данные о заказчике (наименование предприятия, почтовый адрес,
Ф.И.О. руководителя)**

4. Цель проведения освидетельствования

5. Характеристика и назначение оборудования

6. Сведения о работе, выполненной в процессе освидетельствования

(перечень примененных методов дефектоскопии, места, подвергнутые
дефектоскопическому контролю,

результаты испытаний (если проводились) и т.п.)

7. Расчеты (если выполнялись) и их результаты

(указать принципы расчетов)

8. Результаты освидетельствования

9. Заключение и рекомендации по продлению срока эксплуатации, необходимости ремонта или списания

10. Перечень использованной нормативно-технической документации

Приложения: 1. Акты и ведомости дефектоскопического контроля

2. Расчеты
3. Результаты испытаний
4. Отчет

Подписи лиц,
выдавших заключение

(должность, подпись, дата)
(Ф.И.О.)

Приложение Л (обязательное)

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ МАГНИТОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Л.1 Общие положения

Л.1.1 Магнитометрический метод неразрушающего контроля (метод магнитной памяти металла) основан на использовании остаточной намагниченности металла, которая возникает при действии технологических, конструктивных и эксплуатационных факторов.

Л.1.2 Магнитометрический метод контроля позволяет оценивать напряженно-деформированное состояние корпусов оборудования, а также их узлов и деталей и применяется при диагностировании корпусов магистральных и подпорных насосов, а также корпусов фильтров-грязеуловителей, предохранительных клапанов, аппаратов системы сглаживания волн давления, регуляторов давления. Данный метод применим для контроля технического состояния емкостей сбора утечек, масляных баков, корпусных деталей.

Л.2 Порядок выполнения работ

Л.2.1 При проведении контроля магнитометрическим методом поверхность оборудования должна быть очищена от слоя грязи и масла. Зачистка металла и какая-нибудь подготовка поверхности не требуется. На объект контроля наносится разметка, например, мелом.

Корпуса, крышки и элементы технологического оборудования НПС делятся по вертикальной плоскости, проходящей через центр (ось) оборудования, на правую и левую стороны.

На каждую сторону корпуса, крышки и других контролируемых элементов оборудования наносится разметка в виде сетки по вертикали и горизонтали с равным шагом. Линии наносятся через каждые 80-100 мм.

Горизонтальные линии обозначаются буквами русского алфавита. Отчёт начинается от буквы «а» и каждая следующая линия обозначается очередной буквой. Вертикальные линии обозначаются цифрами. Отчёт начинается от цифры «0» и каждая следующая линия обозначается очередной цифрой.

Форма заполнения результатов магнитометрического контроля приведена в приложении Ж.

Подробное описание технологии нанесения сетки на оборудование приведено в разделах 6, 7, 8, 9, 10.

При диагностировании материала проставок, шпилек, анкерных болтов и т.д. разметка наносится в виде меток мелом сверху вниз через каждые 50-80 мм (при малых размерах деталей размер сетки может быть уменьшен).

Л.2.2 Диагностирование осуществляется сканированием датчика прибора (индикатора концентрации напряжений) вдоль горизонтальных линий разметки поверхности объекта контроля. При пересечении датчика цифровой и алфавитной сеток фиксируются и записываются максимальные значения напряженности магнитного поля рассеяния со знаком плюс или минус. Скачкообразное изменение величины напряженности магнитного поля с одновременным изменением его знака указывает на концентрацию остаточных напряжений.

В таблице 5.1 Положения приведены суммарные значения абсолютных величин напряженности магнитного поля рассеяния разноименных знаков, расположенных рядом в зоне одной или двух сеток, при которых эти зоны подлежат диагностированию

ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным или другими методами НК на предмет обнаружения разрывов, трещин или других дефектов и суммарные значения абсолютных величин напряженности магнитного поля рассеяния, при которых оборудование должно в дальнейшем диагностироваться повторно магнитометрическим и другими методами неразрушающего контроля не реже чем через один год.

Приложение М (обязательное)

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОРПУСОВ ОБОРУДОВАНИЯ АКУСТИКО-ЭМИССИОННЫМ МЕТОДОМ

М.1 Общие положения

М.1.1 Контроль технического состояния корпусов оборудования НПС осуществляется согласно РД 03-131-97 «Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов», РД 153-39.4-053-00 «Методика диагностирования состояния задвижек Ду 50...1200 мм, Ру 1,6...8,0 МПа в процессе эксплуатации, до и после капитального ремонта с применением методов неразрушающего контроля».

Метод акустической эмиссии применяется только для оборудования, которое можно нагружать внутренним давлением не менее 1,05-1,1 от величины рабочего.

Метод акустической эмиссии (АЭ) основан на регистрации и анализе акустических волн, возникающих в процессе пластической деформации и разрушения (роста трещин) в контролируемых объектах, нагружаемых внутренним давлением. Это позволяет формировать адекватную систему классификации дефектов и критерии оценки состояния объекта, основанные на реальном влиянии дефекта на состояние объекта.

Метод АЭ обеспечивает обнаружение и регистрацию развивающихся дефектов, позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности.

Метод АЭ обладает весьма высокой чувствительностью к растущим дефектам, позволяет выявлять в рабочих условиях приращение трещины порядка долей миллиметра. Предельная чувствительность акустико-эмиссионной аппаратуры по теоретическим оценкам составляет порядка 10^{-6} мм², что соответствует выявлению скачка трещины протяженностью 1 мкм на величину 1 мкм.

Свойство интегральности метода АЭ обеспечивает контроль оборудования с использованием одного или нескольких преобразователей АЭ, неподвижно установленных на поверхности изделия.

М.1.2 Для регистрации сигналов АЭ при освидетельствовании (испытании) оборудования применяется многоканальная система типа «A-line 32D» или аналогичная аппаратура.

Многоканальная акустико-эмиссионная система (аппаратура) включает:
преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ);
комплект предварительных усилителей;
кабельные линии;
блоки предварительной обработки и преобразования сигналов акустической эмиссии;

ЭВМ с необходимым программным обеспечением;

средства отображения информации;

блоки калибровки системы.

АЭ система обеспечивает как оперативную обработку и отображение информации в режиме реального времени, так и обработку, отображение и вывод на периферийные устройства для документирования накопленных в течение испытания данных.

При испытании фиксируются:

номера групп преобразователей акустической эмиссии, зарегистрировавших импульс АЭ, либо номер ПАЭ (преобразователей акустической эмиссии);

координаты зарегистрированного импульса АЭ (в режиме зонного контроля это не требуется);

амплитуда импульса АЭ, амплитудное распределение акустико-эмиссионного процесса);

энергия импульсов акустической эмиссии, либо измеренная площадь под огибающей сигнала, либо другой энергетический параметр;

число выбросов (превышений сигналов уровня дискриминации);

параметры нагрузки (давление), при которых зарегистрирован импульс АЭ;

время регистрации импульса;

значение разницы времени прихода (РВП) сигналов.

Акустико-эмиссионные системы должны отвечать следующим техническим требованиям:

рабочий частотный диапазон – от 50 кГц до 500 кГц;

неравномерность амплитудно-частотной характеристики в пределах частотного диапазона не более ± 3 дБ;

ослабление сигнала за пределами рабочего диапазона при расстройке на октаву относительно граничных частот не менее 30 дБ;

эффективное значение напряжения собственных шумов усилительного тракта не более 5 мкВ;

коэффициент усиления предварительного усилителя 20-60 дБ;

коэффициент усиления основного усилителя 0-40 дБ со ступенчатой регулировкой;

амплитудный динамический диапазон предварительного усилителя не менее 70 дБ, динамический диапазон измерения амплитуды сигналов АЭ не менее 60 дБ.

АЭ система должна обеспечивать возможность выравнивания чувствительности по измерительным каналам не хуже чем ± 3 дБ и отбраковку ложных событий, реализованных как на аппаратурном, так и на программном уровнях.

Системная часть программы должна обеспечивать удобства общения оператора с ЭВМ, ввод, задание и изменение параметров в диалоговом режиме обработки.

М.2 Порядок выполнения контроля АЭ методом

М.2.1 Установка преобразователей акустической эмиссии.

Поверхность оборудования в местах установки ПАЭ зачищают до металлического блеска и чистоты поверхности не хуже $Rz = 40$. В качестве контактной среды можно использовать технический вазелин, солидол, литол, ЦИАТИМ и др.

Преобразователи крепят к корпусу оборудования с помощью магнитных держателей, поставляемых в комплекте АЭ аппаратуры.

Необходимо предусмотреть также крепление предусилителя и сигнального кабеля, чтобы исключить потерю акустического контакта.

Для диагностирования механотехнологического оборудования применяются способы «зонной» или многоканальной локации источников АЭ.

Смысл «зонной» локации заключается в том, что для события определяется ПАЭ, на который волна напряжения приходит быстрее. Событие для «зонной» локации представлено параметрами АЭ сигнала именно в этом канале.

Таким образом, событие, зарегистрированное в нескольких каналах, фиксируется, как бы только в одном канале, в том, на ПАЭ которого сигнал приходит первым.

Расстояние между ПАЭ при использовании «зонной» локации задают таким образом, чтобы сигнал от имитатора АЭ регистрировался в любом месте контролируемой зоны хотя бы одним ПАЭ и имел амплитуду не менее заданной. Как правило, разница амплитуд имитатора АЭ при расположении его вблизи ПАЭ и на краю зоны, не должна превышать 20 дБ.

При многоканальной локации источников АЭ используется информация от нескольких преобразователей, расположенных в различных местах оборудования. Когда сигнал АЭ достигает ближайшего к источнику преобразователя, начинается отсчет

времени. Затем измеряется запаздывание времени прихода того же сигнала на другие преобразователи. Расстояние между ПАЭ при многоканальной локации задают таким образом, чтобы сигнал от имитатора АЭ регистрировался в любом месте контролируемой зоны тем минимальным числом ПАЭ, которое требуется для расчета координат.

Выбор метода локации осуществляет руководитель работ, выполняющий диагностирование.

В качестве имитатора используют излом стержня карандаша (имитатор Су-Нильсена) диаметром 0,3-0,5 мм твердостью 2Н (2Т) с углом наклона стержня примерно 30° к поверхности или пьезоэлектрический преобразователь, возбуждаемый от генератора импульсов.

М.2.2 Проверка работоспособности акустико-эмиссионной системы и калибровка каналов.

Проверку работоспособности АЭ-системы проводят перед и после испытаний путем возбуждения акустического сигнала имитатором АЭ, расположенным на определенном расстоянии от каждого ПАЭ. Отклонение зарегистрированной амплитуды сигнала АЭ не должно превышать 3 дБ от средней величины для всех каналов. В случае превышения указанного значения необходимо устранить причину, в противном случае, провести повторный контроль.

Коэффициент усиления каналов и порог амплитудной дискриминации выбирают с учетом ожидаемого диапазона амплитуд сигналов АЭ. При этом следят, чтобы обеспечивалась неискаженная передача сигналов АЭ и частота выбросов некоррелированных помех в канале не превышала в среднем одного в сто секунд. Проверяются значения параметров: порога, энергии, амплитуды и др.

М.2.3 Проведение диагностирования

Диагностирование оборудования осуществляется путем нагружения его давлением. Нагружения подразделяются на предварительные и рабочие.

Предварительные нагружения проводятся для:

проверки работоспособности всей аппаратуры;

уточнения уровня шумов и корректировки порога дискриминации;

выявления микроутечек и источников излучения, связанных с трением примыкающих к объекту контроля металлических конструктивных элементов.

Все протечки в контролируемом объекте и системе нагружения, а также другие факторы, создающие акустические помехи, должны быть исключены.

Предварительные нагружения проводятся при циклическом нагружении объекта давлением в диапазоне от 0 до $0,25 P_{\text{раб}}$. Число циклов нагружения должно быть не менее двух. После проведения предварительных нагружений приступают к рабочим нагружениям.

Рабочие нагружения проводятся ступенями, с выдержкой давления на уровнях $0,5 P_{\text{раб}}$, $1,0 P_{\text{раб}}$ и $1,1 P_{\text{раб}}$. Время выдержки на промежуточных ступенях должно составлять не менее 10 мин.

Рабочие нагружения с давлением $1,1 P_{\text{раб}}$ должны содержать не менее чем два цикла нагружения (рисунок М.1).

Нагружение оборудования должно проводиться плавно со скоростью, при которой не возникают интенсивные помехи (гидродинамические турбулентные явления при высокой скорости нагружения).

Для уменьшения уровня помех во время проведения контроля должны быть приостановлены все посторонние работы. Должно быть исключено передвижение автотранспорта, проведение сварочных и монтажных работ, работа подъемно-транспортных механизмов, расположенных рядом.

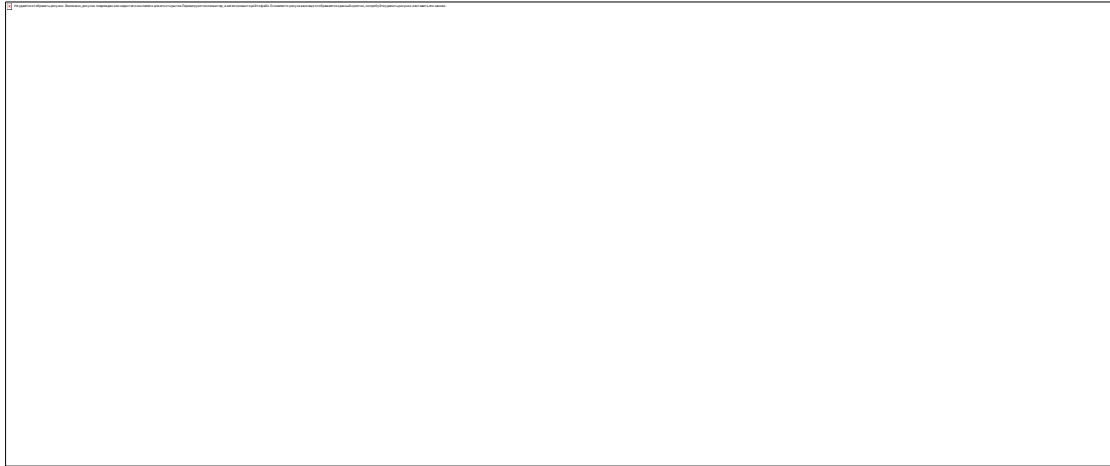


Рисунок М.1 График нагружения оборудования

В процессе испытаний по требованию специалистов по АЭ диагностике допускаются незапланированные остановки нагружения с выдержкой давления на достигнутом уровне для анализа ситуации, проверки чувствительности усилительных трактов аппаратуры с обязательной регистрацией момента и значения регистрируемых сигналов, изменения графика нагружения, и, при необходимости, проведения немедленного сброса давления.

В процессе диагностирования оборудования рекомендуется непрерывно наблюдать на экране монитора обзорную картину АЭ излучения испытываемого объекта.

Испытания прекращаются досрочно, если регистрируемый источник АЭ достигнет сигнала, соответствующего классу IV (катастрофически активный источник). В этом случае оборудование должно быть немедленно разгружено, выяснен источник АЭ и оценена безопасность продолжения диагностирования и эксплуатации оборудования.

Быстрое нарастание суммарного счета, амплитуды импульсов, энергии импульсов или измеренной площади под огибающей сигнала может служить показателем ускоренного роста трещины, приводящей к разрушению.

При нагружении объекта контроля внутренним давлением, его значение должно превышать рабочее давление $P_{\text{раб}}$. (эксплуатационная нагрузка) не менее, чем на 5-10 %, при этом напряжение материала не должно превышать $0,8 \cdot \sigma_T$ в любой точке нагружаемого оборудования и трубопровода (σ_T – минимальный определенный предел текучести материала).

Изменение режимов нагрузки осуществляется по согласованию с диспетчерской службой РНУ (или ОАО МН).

М.3 Накопление, обработка, анализ и оценка результатов контроля

М.3.1 В процессе контроля проводят накопление данных и первичную обработку результатов испытаний непосредственно в ходе их проведения на основе анализа изменения параметров АЭ в зависимости от изменения параметров нагружения.

Обработка и анализ данных определяются системой классификации источников АЭ и критериями оценки результатов контроля.

Все зарегистрированные сигналы АЭ разделяются на источники АЭ в зависимости от их положения в контролируемом объекте.

Оценку источников проводят в зависимости от режимов нагружения. Для этого подготавливают всю необходимую исходную информацию с целью выбора того или

иного критерия. Обработку данных следует проводить на ЭВМ, входящей в систему АЭ контроля, которая должна иметь программу, позволяющую выделять всю необходимую информацию.

Программа обработки АЭ информации должна определять местоположение источников АЭ и отображать их положение на карте локации (а в процессе контроля – на дисплее).

На карте локации выделяют зоны повышенной концентрации (кластеры) индикаций АЭ, определяют местоположение полученных зон на объекте с целью отделения возможных источников механических шумов, не связанных с развивающимися дефектами, от источников АЭ.

Информация о зонах концентрации индикаций АЭ регистрируется и обрабатывается с использованием заложенных программ для построения графиков в каждой выделенной зоне и проведения классификации источников АЭ.

Выявленные и идентифицированные источники АЭ классифицируются с использованием амплитудного, интегрального или другого вида критерия по четырем классам:

источник I класса - пассивный источник;

источник II класса - активный источник;

источник III класса - критически активный источник;

источник IV класса - катастрофически активный источник.

М.3.2 Оценку технического состояния оборудования по амплитудному критерию выполняют в следующей последовательности.

Вычисляют среднюю амплитуду A_{cp} , не менее трех импульсов с индивидуальной амплитудой A_c для каждого источника АЭ за выбранный интервал наблюдения. Амплитуда корректируется с учетом затухания АЭ-сигналов при их распространении в материале.

В предварительных экспериментах определяют граничное значение допустимой амплитуды A_t

$$A_t = B1 \times U_{пор} + B2 \times A_c, \quad (M.1)$$

где $U_{пор}$ - значение порога амплитудной дискриминации;

A_c - величина превышения порога сигналом, соответствующим росту трещины в материале;

$B1$ и $B2$ - коэффициенты, определяемые из эксперимента. Значения этих коэффициентов находятся в пределах от 0 до 1.

Классификацию источников осуществляют следующим образом:

источник I класса - источник, для которого не проводилось вычисление средней амплитуды импульсов (получено менее трех импульсов за интервал наблюдения);

источник II класса - источник, для которого выполняется неравенство: $A_{cp} < A_t$;

источник III класса - источник, для которого выполняется неравенство: $A_{cp} > A_t$;

источник IV класса - источник, включающий не менее трех зарегистрированных импульсов, для которого выполняется неравенство: $A_{cp} > A_t$.

Конкретные значения A_t , $B1$ и $B2$ зависят от материала контролируемого объекта и определяются в предварительных экспериментах.

М.3.3 Оценку технического состояния оборудования по интегральному критерию производят таким образом.

Для каждой зоны вычисляют активность F источников АЭ-сигналов по выражению

$$F = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \frac{N_{k+1}}{N_k}, \quad (M.2)$$

$$\text{где } \frac{N_{k+1}}{N_k} = \begin{cases} 1 & \text{при } N_k = 0 \text{ и } N_{k+1} > 0, \quad k = 1, 2 \dots, K; \\ 0 & \text{при } N_k > 0 \text{ и } N_{k+1} = 0; \end{cases}$$

N_k – число событий в k -ом интервале оценки параметров;

N_{k+1} – число событий в $k+1$ -ом интервале оценки параметров;

k – номер интервала оценки параметров.

Интервал наблюдения разделяется на k интервалов оценки параметров.

Производят оценку:

$$F \ll 1,$$

$$F = 1,$$

$$F > 1.$$

Вычисляют относительную силу J_k источника АЭ на каждом интервале регистрации:

$$J_k = A_k / W \sum_{k=1}^K A_k, \quad (M.3)$$

где A_k – средняя амплитуда источника за интервал k ;

A_k – средняя амплитуда всех источников АЭ по всему объекту за исключением анализируемого за интервал k ;

W – коэффициент, определяемый в предварительных экспериментах.

Далее производят оценку источника АЭ, используя матрицу

	$J_k < 1$	$J_k > 1$	$J_k \gg 1$
$F \ll 1$	I	II	III
$F = 1$	II	II	III
$F > 1$	III	III	IV

При получении различных результатов при оценке технического состояния оборудования по разным критериям в качестве окончательного выбирается более высокий класс оценки.

По результатам АЭ контроля оборудования выделяются зоны, в которых обнаружены источники АЭ II, III, IV классов. Эти зоны должны быть продиагностированы ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным или другими методами неразрушающего контроля.

Приложение Н (обязательное)

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫМ МЕТОДОМ

Н.1 Общие положения

Н.1.1 Метод ультразвукового контроля (УЗК) используется для обнаружения внутренних дефектов корпусов, валов насосов, емкостей, клапанов и деталей, а также отдельных сварных швов оборудования.

Применение метода УЗК обязательно в случае обнаружения зон с возможным наличием дефектов при магнитометрическом или АЭ контроле, а также для деталей и узлов, для которых предусмотрена дефектоскопия указанным методом.

С помощью ультразвукового контроля выявляются дефекты типа нарушения сплошности материала (раковина, поры, неметаллические включения, трещины, коррозионные язвы и непровары сварного шва и т.д.), контролируются геометрические размеры изделий (толщины труб, корпусных изделий и др.), имеющих односторонний доступ.

Метод УЗК основан на регистрации эхо-сигналов (отраженных сигналов) от дефектов, получаемых в результате генерации в металле зондирующих импульсов. Зондирующие импульсы – короткие электрические импульсы, производимые генератором, которые посредством преобразователя вводятся в объект контроля. Определяющими значениями при ультразвуковом контроле являются амплитуда и время прихода эхо-сигнала.

Н.1.3 При УЗК основного металла деталей фиксации (регистрации) подлежат несплошности с общей (суммарной) отражающей площадью 10 мм² для толщин до 50 мм и 15 мм² для толщин от 50 до 100 мм.

При УЗК сварных соединений (швов) фиксации подлежат несплошности с общей (суммарной) отражающей поверхностью 3,5 мм² для толщин до 40 мм и 5,0 мм² для толщин от 40 до 60 мм.

Н.1.4 Ультразвуковой метод используется также для измерения толщин стенок оборудования (ультразвуковая толщинометрия).

На магистральных и горизонтальных подпорных насосах измерения толщин стенок должны выполняться на патрубках и меридианных сечениях наибольших размеров. На вертикальных подпорных насосах измерения проводят на спиральных отводах и переводных каналах. На емкостях сбора утечек, корпусах емкостей системы сглаживания волн давления измерения толщин стенок проводят не менее чем на четырех участках, расположенных в разных местах оборудования.

Измерения толщин стенок оборудования должно выполняться также в местах, где обнаружены дефекты.

Н.2 Средства контроля

Н.2.1 Для проведения ультразвукового контроля корпусных деталей оборудования в соответствии с настоящей методикой необходимо использовать:

ультразвуковые дефектоскопы УД2-12, УД2-70, А 1212 и другие с комплектами преобразователей и соединительными высокочастотными кабелями;

стандартные образцы СО-1, СО-2 по ГОСТ 14782 и стандартные образцы предприятия СОП, используемые для настройки и проверки прибора;

контактную жидкость для обеспечения акустического контакта между ультразвуковыми пьезопреобразователями и контролируемыми изделиями;

металлическую линейку с ценой деления не более 1 мм.

Н.2.2 Дефектоскопы, применяемые для контроля, должны удовлетворять следующим требованиям:

значения номинальных частот дефектоскопа 1,25; 1,8; 2,5; 5,0 МГц. Отклонение от номинальных частот не более $\pm 20\%$;

диапазон измерения отношения амплитуд сигналов - не менее 30 дБ;

неравномерность выравнивания амплитуд сигналов в диапазоне контроля – не более 6 дБ;

диапазон скоростей распространения продольных ультразвуковых колебаний от 2500 до 6500 м/с;

диапазон толщин контролируемого материала от 1 мм до 200 мм;

иметь автоматический сигнализатор дефектов (АСД) и временную регулировку чувствительности (ВРЧ). Динамический диапазон ВЧР на номинальной частоте 2,5 МГц – не менее 40 дБ;

иметь в комплекте пьезоэлектрические ультразвуковые преобразователи:

прямые раздельно-совмещенные или совмещенные с рабочей частотой 2,5 МГц;

совмещенные наклонные с углами ввода по стали 40° , 50° и 65° с рабочими частотами 1,8 МГц и 2,5 МГц.

Н.2.3 Преобразователи должны иметь четкую маркировку и паспорт с указанием геометрических и акустических параметров. Параметры совмещенных преобразователей должны удовлетворять следующим основным требованиям:

расчетная характеристика направленности поля излучения - приема (fa) должна быть в пределах 12-30 МГц · мм (f - частота, a - радиус пьезоэлемента);

соотношение сигнал/шум в зоне появления эхо-сигналов от несплошностей должно быть не менее 16 дБ при поисковой чувствительности.

Н.2.4 Стандартные образцы должны удовлетворять следующим общим требованиям:

стандартные образцы СО-1, СО-2 и СОП должны быть аттестованы и удовлетворять требованиям ГОСТ 14782;

допускается изготовление стандартных образцов организациями, занимающимися контролем, с обязательной их аттестацией на соответствие требованиям стандартов и настоящего документа;

в случаях, когда имеется металл необходимого сортамента, рекомендуется изготавливать стандартные образцы из того же материала, что и материал корпусных деталей диагностируемого оборудования.

Н.2.5 Серийные дефектоскопы, преобразователи и стандартные образцы должны быть аттестованы (поверены) в соответствии с действующими стандартами. Допускается использование специализированных (нестандартных) средств измерения, включая аттестованные специализированные дефектоскопы и преобразователи.

Н.2.6 Ультразвуковые толщиномеры, используемые для контроля, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

предел измерения толщины по стали не менее 100 мм;

погрешность измерения не более $\pm 0,1$ мм.

Применяются толщиномеры УТ-80, УТ-93П и другие.

Н.2.7 Контактные жидкости, используемые для создания акустического контакта, должны быть пожаро - взрывобезопасными, безвредными для специалистов неразрушающего контроля и не оказывать вредного влияния на металл контролируемого изделия.

Н.3 Подготовка объекта к контролю

Н.3.1 Подготовка объекта к контролю заключается в зачистке поверхности корпусных деталей, прилегающих к зонам акустически активных источников, обнаруженных АЭ контролем, или к зонам линий концентрации механических напряжений, определенных при магнитометрическом контроле напряженно-деформированного состояния металла корпусных деталей.

Размеры зон на основном металле в районе акустически активных источников, подлежащие ультразвуковому контролю, определяет специалист, ответственный за проведение АЭ контроля, в зависимости от точности локализации этих источников.

При необходимости контроля этих зон наклонными преобразователями (обнаружение дефектов, развивающихся с внутренней поверхности корпусных деталей), их границы могут быть расширены до величины ℓ , не менее

$$\ell = h \cdot \operatorname{tg} \beta + a, \quad (\text{Н.1})$$

где h – толщина основного металла в зоне контроля, мм;

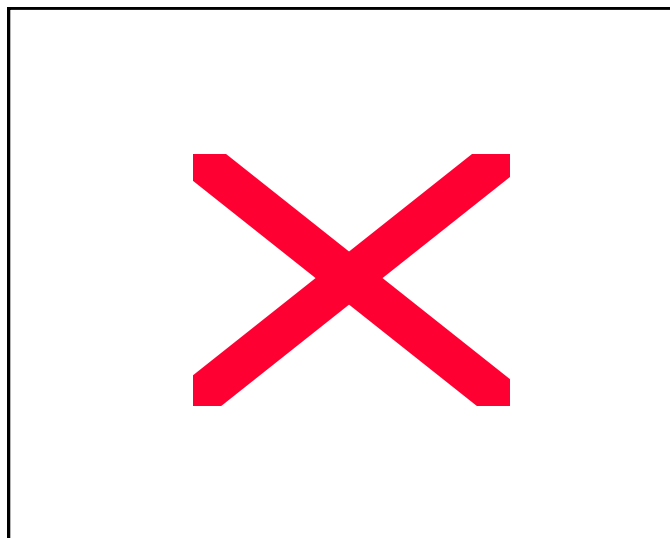
β – угол ввода ультразвуковых колебаний по стали наклонного преобразователя, используемого для контроля;

a – габаритные размеры (длина или диаметр) преобразователя, мм.

При обнаружении акустически активных источников в сварных соединениях размер зоны вдоль шва определяется специалистом, ответственным за АЭ контроль. Размер зоны поперек шва по его обе стороны для оборудования со сферическим корпусом должен быть не менее 2ℓ . Для сварных корпусов коробочного типа ширина зоны равна толщине сварных листов.

Границы зон контроля на основном металле в районе линий концентраций механических напряжений, подлежащие ультразвуковому контролю прямыми преобразователями на наличие внутренних дефектов, должны быть как указано на рисунке Н.1.

При необходимости контроля этих зон наклонными преобразователями на наличие дефектов, развивающихся с внутренней поверхности корпусных деталей, границы этих зон в направлениях, перпендикулярных линиям концентрации механических напряжений, должны быть расширены на величину ℓ .



- 1 – линия концентрации механических напряжений;
- 2 – граница зоны контроля прямыми преобразователями;
- 3 – граница зоны контроля наклонными преобразователями

Рисунок Н.1 – Границы зон контроля оборудования в районе линий концентрации механических напряжений

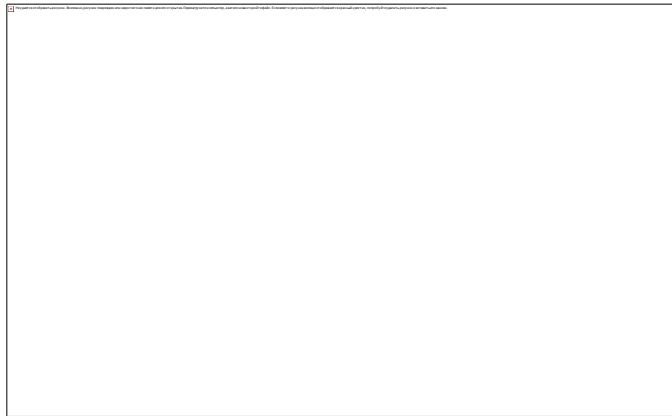
При расположении линий концентрации напряжений вдоль сварных соединений размер зон, подготавливаемых под ультразвуковой контроль вдоль шва, равен длине линии концентрации напряжений плюс по 20 мм с обеих ее сторон поперек шва.

Поверхность корпусных деталей в зонах контроля должна быть очищена от грязи, краски, рыхлых продуктов коррозии, пенетранта (если перед этим проводился цветной контроль этих зон) и зачищена до металлического блеска.

Н.3.2 Проверка работоспособности аппаратуры в комплекте с преобразователями осуществляется в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

Н.4 Контроль основного металла корпусных деталей

Н.4.1 Контроль основного металла корпусных деталей на наличие внутренних дефектов проводится прямыми раздельно-совмещенными или совмещенными



преобразователями на частоте 2,5 МГц. Схема контроля приведена на рисунке Н.2.

а) контроль прямыми раздельно-совмещенными или совмещенными преобразователями на наличие внутренних несплошностей;

б) контроль наклонными раздельно-совмещенными или совмещенными преобразователями на наличие внутренних несплошностей и несплошностей, развивающихся с внутренней поверхности.

Рисунок Н.2 – Схема контроля основного металла корпусных деталей

Настройку дефектоскопа проводят согласно инструкции (руководства по эксплуатации) дефектоскопа по стандартному образцу предприятия.

Н.4.3 При настройке прибора преобразователь устанавливают через слой контактной жидкости на СОП над искусственным дефектом (отражателем), выполненным в виде сверления диаметром 3,6 мм, находящимся в части образца с наибольшей толщиной (в дальнейшем – дальний отражатель), добиваются такой чувствительности, чтобы эхо-импульс от искусственного дефекта по высоте был бы равен половине экрана, а запас по чувствительности был бы не менее 12 дБ.

Длительность развертки выбирается такой, чтобы эхо-импульс от дальнего отражателя находился в правой части экрана, но не выходил за границы его видимой части.

Н.4.4 Преобразователь устанавливают через слой контактной жидкости на СОП над искусственным дефектом (отражателем), выполненным в виде сверления диаметром 3,6 мм, находящимся в части образца с наименьшей толщиной (в дальнейшем – ближний отражатель), и устанавливают передние фронты зон АСД и ВРЧ.

Передний фронт зоны АСД устанавливается на 1,0 мм левее переднего фронта эхо-импульса от ближнего отражателя, а передний фронт импульса ВРЧ должен совпадать с задним фронтом эхо-импульса.

Н.4.5 Преобразователь снова устанавливают над дальним отражателем и выставляют задние фронты зон АСД и ВРЧ.

Задний фронт зоны АСД - на 1,0 мм правее заднего фронта эхо-импульса от дальнего отражателя, а задний фронт зон импульса ВРЧ должен совпадать с передним фронтом эхо-импульса.

Н.4.6 Выравнивают чувствительность в пределах зоны АСД в соответствии с инструкцией по эксплуатации на дефектоскоп.

Для выравнивания чувствительности в средней части зоны АСД используют отражатель (сверление диаметром 3,6 мм) в средней части СОП (на глубине 30мм).

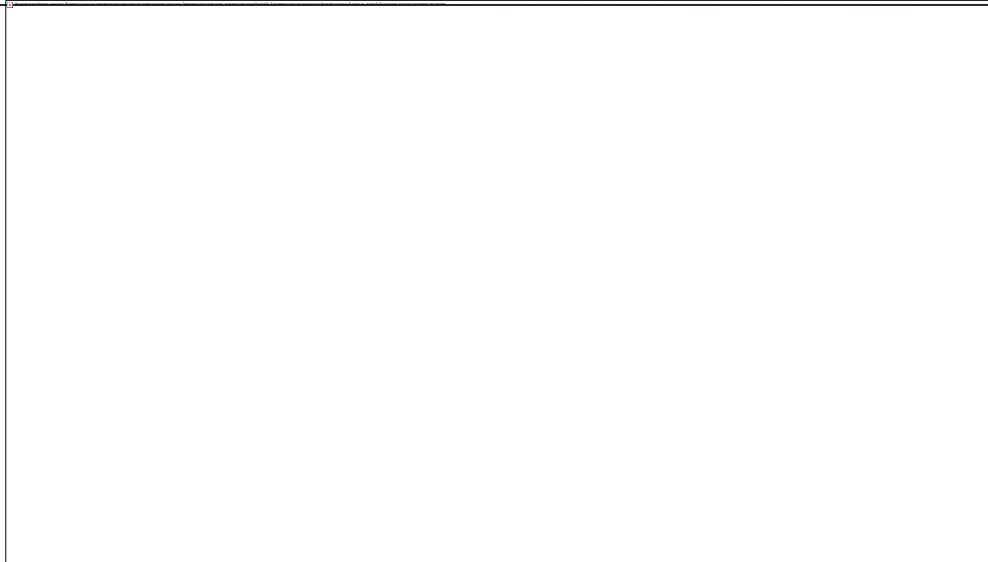
Н.4.7 После операций, проведенных выше, фиксируют в децибелах ослабление сигнала на входе дефектоскопа по нажатым кнопкам аттенюатора - это уровень фиксации дефектов. В дальнейшем пользуются только аттенюатором, не трогая остальные ручки дефектоскопа.

Н.4.8 Устанавливают преобразователь через слой контактной жидкости на СОП над отражателем (сверление диаметром 5,0 мм) в средней части СОП (на глубине 30 мм). Манипулируя только кнопками аттенюатора, устанавливают уровень эхо-сигнала по высоте такой же, как от отражателя (сверление диаметром 3,6 мм). Значение ослабления сигнала в децибелах фиксируется, оно соответствует контрольному уровню. Проверяют настройку по ближнему и дальнему отражателям, разница в значениях ослабления не должна превышать ± 2 дБ.

Н.4.9 Устанавливают поисковый уровень чувствительности, что соответствует уменьшению сигнала на 6 дБ по сравнению с уровнем фиксации, и приступают к контролю.

Н.4.10 После настройки прибора проводят дефектоскопию оборудования. На поверхности зоны корпусной детали, подлежащей контролю, наносят слой контактной жидкости и проводят контроль путём перемещения преобразователя по поверхности этой зоны, как показано на рисунке Н.3.

Шаг сканирования, т.е. расстояние между линиями перемещения преобразователя, выбирается равным не более половины диаметра или ширины преобразователя.



- 1 – зона поверхности корпусных деталей, подлежащая контролю;
- 2 – линии сканирования (перемещения преобразователя);
- 3 – шаг сканирования;
- 4 – условные размеры выявленного дефекта.

Рисунок Н.3 – Схема контроля оборудования прямыми ультразвуковыми преобразователями

Н.4.11 При появлении эхо-импульса в зоне АСД, перемещая преобразователь вдоль линии сканирования, находят такое его положение, при котором амплитуда эхо-импульса максимальна, и производят её оценку. Устанавливают ослабление на аттенуаторе, соответствующее уровню фиксации по Н.4.6. Если эхо-импульс ниже уровня, выбранного по Н.4.6, то возвращаются к поисковой чувствительности и продолжают контроль. Если эхо-импульс по высоте равен уровню по Н.4.6, то на линии сканирования делают отметку под преобразователем. Если эхо-импульс по высоте превышает уровень по 4.6, то увеличивая ослабление, доводят его уровень до установленного и фиксируют показания аттенуатора. На линии сканирования делают отметку, соответствующую положению преобразователя. На эскизе около этой точки ставят значение ослабления. Затем устанавливают значение ослабления, соответствующее уровню фиксации, преобразователь перемещают вдоль линии сканирования сначала в одну сторону от положения, при котором эхо-импульс максимален, а затем в другую, отмечая на линии сканирования положения преобразователя, при которых эхо-импульс уменьшается до уровня, выбранного по Н.4.6 (уровень фиксации). Эти «отметки» переносятся на эскиз.

После завершения сканирования всей поверхности отмеченные точки на близлежащих линиях сканирования соединяют, обрисовывая контур выявленных дефектов. Линейкой измеряют обрисованные контуры выявленных дефектов в 2-х взаимно перпендикулярных направлениях, результаты измерений переносят на эскиз.

Н.4.12 Глубину залегания выявленных несплошностей можно определить:

по положению эхо-импульса в зоне АСД зная, что длительность зоны АСД пропорциональна толщине контролируемого металла;

по показаниям глубиномера, если дефектоскоп его имеет, например УД 2-12, предварительно его настроив в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Н.4.13 Контроль основного металла корпусных деталей на наличие несплошностей с использованием наклонных преобразователей ведется по схеме, приведенной на рисунке Н.2.

При этом могут быть выявлены несплошности, находящиеся в основном металле, а также несплошности, развивающиеся с внутренней поверхности, например, усталостные трещины.

Н.5.1 Оценка результатов ультразвукового контроля

По результатам ультразвукового контроля оборудование считается годным к эксплуатации, если не были обнаружены дефекты, превышающие нормы допустимых дефектов согласно таблиц 5.1 – 5.3, приведенных в разделе 5.

Приложение П (обязательное)

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ КАПИЛЛЯРНЫМ МЕТОДОМ

П.1 Общие положения

П.1.1 Капиллярный метод основан на капиллярном проникновении индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом.

Необходимым условием выявления дефектов типа нарушения сплошности материала капиллярным методом является наличие полостей, свободных от загрязнений и других веществ, имеющих выход на поверхность объектов и глубину распространения, значительно превышающую ширину их раскрытия.

П.1.2 Капиллярному контролю подвергаются участки поверхностей объектов контроля в зонах акустически активных источников, обнаруженных при акустико-эмиссионном контроле, или в районе линий и зон концентрации механических напряжений, выявленных с помощью магнитометрического метода контроля.

Капиллярный метод проводится в обязательном порядке, если ультразвуковой или магнитопорошковый методы не выявили наличие дефектов.

Капиллярный метод необходимо использовать для выявления протяженности и уточнения расположения (ориентации) трещин.

П.1.3 Капиллярный метод предназначен для обнаружения поверхностных и сквозных дефектов в объектах контроля, определения их расположения, протяженности (для протяженных дефектов типа трещин) и ориентации их на поверхности. Этот метод позволяет контролировать изделия любых размеров и форм, изготовленные из черных и цветных металлов и сплавов.

П.1.4 Объекты контроля могут быть подвергнуты капиллярному контролю в процессе эксплуатации, до и после капитального ремонта.

П.2 Средства контроля

П.2.1 При проведении контроля предпочтительно применять дефектоскопические материалы в аэрозольных упаковках, состоящие из очистителя, индикаторного пенетранта, гасителя пенетранта и проявителя пенетранта. Дефектоскопические материалы должны обеспечивать класс чувствительности не менее II по ГОСТ 18442. Совместимость дефектоскопических материалов в наборах или сочетаниях обязательна и не должна ухудшать эксплуатационные качества контролируемых деталей.

П.2.2 Для проведения капиллярного контроля специалисты НК должны быть обеспечены:

- металлической линейкой 0-150 мм с ценой деления не более 1 мм для измерения длины индикаторных следов;

- металлической щеткой или напильником для удаления краски с поверхностей, подвергаемых контролю;

- ветошью для протирки контролируемых поверхностей;

- ручкой или карандашом, бумагой для записи результатов контроля;

- средствами для осмотра индикаторных рисунков (лупой с увеличением до 10 и светильником, если местное освещение не обеспечивает четкую регистрацию индикаторных следов).

П.3 Основные этапы проведения контроля

П.3.1 Основными этапами проведения капиллярного неразрушающего контроля являются:

- подготовка объекта к контролю;

- проведение контроля;

- оценка результатов контроля;

- оформление результатов контроля.

П.3.2 Подготовка к контролю заключается в подготовке участков поверхностей деталей, подлежащих контролю по результатам акустико-эмиссионного контроля или контроля напряженно-деформированного состояния. Поверхности участков должны быть очищены от краски, грязи, рыхлых продуктов коррозии и т.п. и зачищены до металлического блеска.

П.3.3 Проведение контроля заключается в обезжиривании контролируемой поверхности, заполнении полостей дефектов индикаторным пенетрантом, удаление его избытка, нанесение проявителя. Все операции выполняются в соответствии с инструкциями, прилагаемыми к наборам дефектоскопических материалов. После завершения всех операций производят осмотр контролируемой поверхности невооруженным глазом или с использованием луп с увеличением 10.

П.3.4 При наличии индикаторных следов на слое проявителя производят измерение их длин. На эскиз контролируемого участка поверхности корпусных деталей переносятся полученные индикаторные следы с сохранением их направления относительно конструктивных элементов корпусных деталей или границ контролируемого участка поверхности этих деталей. На эскизе указывают размеры индикаторных следов, а также расстояния между ними, если их несколько.

П.4 Оценка результатов контроля

П.4.1 По результатам капиллярного контроля оборудование считается годным к эксплуатации, если были обнаружены допустимые дефекты (в пределах норм, приведенных в таблице 5.1 раздела 5).

Приложение Р (обязательное)

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ МАГНИТОПОРОШКОВЫМ МЕТОДОМ

Р.1 Общие положения

Р.1.1 Магнитопорошковый метод неразрушающего контроля применяется для контроля изделий из ферромагнитных материалов, т.е. материалов, которые изменяют свои магнитные свойства под воздействием внешнего магнитного поля. При воздействии внешнего магнитного поля на материал изменяется его магнитная проницаемость на участках, имеющих дефекты в виде несплошностей, выходящих на поверхность.

Магнитопорошковый метод применяется, если обнаружены при визуальном контроле признаки возможного существования трещин, волосовин, закатов, а также для уточнения характера и размера дефекта после капиллярного, вихретокового, ультразвукового и других методов неразрушающего контроля.

Метод также используется, если по результатам магнитометрического или акустико-эмиссионного контроля выявлены локальные дефекты, а иные методы контроля не позволили уточнить их характер и величину.

Р.1.2 При реализации магнитопорошкового метода применяются специальные магнитные порошки, позволяющие визуально обнаруживать дефекты в виде поверхностных и подповерхностных трещин. Наибольшее распространение получил черный магнитный порошок, представляющий собой измельченную окись-закись железа Fe_3O_4 .

Р.2 Способы контроля

Р.2.1 В зависимости от магнитных свойств материала, формы и размеров контролируемой детали (оборудования) применяют два способа контроля:

контроль по остаточной намагниченности;

контроль в приложенном магнитном поле.

Р.2.2 Контроль по остаточной намагниченности выполняется в последовательности:

проводится подготовка контролируемой поверхности;

осуществляется намагничивание участка поверхности;

на поверхность наносится магнитный индикатор (суспензия или сухой порошок);

осуществляются осмотр контролируемой поверхности и расшифровка индикаторного рисунка;

проводятся размагничивание и контроль размагниченности;

удаляются с контролируемой поверхности остатки магнитного индикатора.

Р.2.3 Контроль способом приложенного магнитного поля отличается тем, что такие операции, как намагничивание, нанесение магнитного индикатора и осмотр выполняются одновременно.

Контроль способом приложенного магнитного поля проводят в случаях, когда:

объекты контроля выполнены из магнито-мягкого материала, например, из сталей ст.3, ст. 10, ст.20 и др., с коэрцитивной силой $H_c \leq 9,5$ А/см;

объекты контроля имеют сложную форму и их трудно намагнитить до достаточно высокой остаточной намагниченности;

имеют большой диаметр, а мощность дефектоскопа недостаточна для намагничивания;

контролируются небольшие участки крупногабаритного оборудования (деталей) с помощью переносных электромагнитов;

контролируются детали (оборудование) с использованием электромагнитов постоянного тока и в иных случаях, оговоренных в специальных методиках.

Контроль в приложенном магнитном поле не всегда обеспечивает более высокую чувствительность, чем контроль по остаточной намагниченности. Это объясняется тем, что при контроле в приложенном магнитном поле поверхности металла с ярко выраженной текстурой порошок осаждается по волокнам металла, в местах структурной неоднородности, по следам грубой обработки поверхности, по рискам, в местах резкого изменения геометрии контролируемой поверхности, а также вследствие возможного неблагоприятного направления магнитного потока в контролируемом материале.

Р.2.4 Контроль способом остаточной намагниченности проводят в случаях, когда: контролируемый материал имеет коэрцитивную силу $H_c > 9,5$ А/см; контроль проводят с целью выявления поверхностных дефектов (трещин, волосовин и т.д.);

намагничивающее устройство позволяет создать достаточное намагничивание.

Контроль по остаточной намагниченности имеет ряд преимуществ:

возможность установки проверяемой детали (оборудования) в удобное положение для хорошего освещения поверхности и осмотра невооруженным глазом или с применением лупы, микроскопа и других оптических приборов;

возможность нанесения суспензии путем полива или одновременным погружением в ванну с суспензией нескольких деталей;

простоту расшифровки осадений порошка, т.к. при остаточной намагниченности порошок в меньшей степени оседает по рискам, наклепу, в местах грубой обработки.

Р.3 Подготовка контролируемой поверхности

Р.3.1 Для подготовки контролируемой поверхности применяются материалы и приспособления:

моющие средства, растворители (бензин, керосин, ацетон, смывки типа СД-1, АФТ-1);

волосяные щетки, кисти, мелкая наждачная бумага, скребки, напильники, х/б ветошь;

белая нитрокраска НЦ-11 или контрастер WCP-2.

При проведении контроля корпусов и деталей оборудования магнитопорошковым методом предпочтительно применять наборы дефектоскопических материалов в аэрозольной упаковке (Magnaflux и др.).

С контролируемой поверхности оборудования (корпусов или валов насосов, корпусов клапанов, фильтров и пр.) удаляют масляную пленку, смазку, продукты коррозии, нагара, загрязнения. С поверхности шпилек, стоек, штоков и т. д. загрязнения удаляют путем промывки их с помощью жестких волосяных щеток, деревянных и пластмассовых скребков, лопаточек, растворителей. При удалении загрязнений не рекомендуется применять металлические предметы (щетки и др.) во избежание нанесения царапин на поверхности.

Влагу с объекта контроля удаляют путем обдува его струёй сухого воздуха. Удаление влаги с небольших участков контролируемой поверхности проводится протиркой сухой ветошью.

Лакокрасочные покрытия толщиной более 0,03-0,05 мм удаляются смывками. При удалении лакокрасочных покрытий может применяться пескоструивание, если оно допускается методикой или технологией ремонта оборудования.

При контроле объекта с темной поверхностью с применением черного порошка для увеличения контраста на поверхность наносится слой белой нитрокраски (толщиной 5-10 мкм).

Р.4 Способы намагничивания

Р.4.1 При магнитопорошковом контроле применяется полюсное (продольное, поперечное, нормальное) намагничивание.

Р.4.2 Полюсное намагничивание – такое намагничивание, в результате которого магнитный поток одну часть пути проходит в объекте контроля, другую – в воздухе. В объекте образуются магнитные полюса.

При продольном полюсном намагничивании намагничивающее поле направлено вдоль оси объекта контроля.

При поперечном полюсном намагничивании намагничивающее поле направлено перпендикулярно продольной оси.

При нормальном полюсном намагничивании намагничивающее поле направлено перпендикулярно плоскости объекта контроля.

Полюсное намагничивание проводится:

с применением соленоида;

с помощью переносного электромагнита;

в стационарных электромагнитах;

дефектоскопами с постоянными магнитами;

способом «магнитного контакта» (перемещением полюса магнита).

Самым эффективным и распространенным является продольное намагничивание с помощью соленоидов, электромагнитов, используемое для обнаружения усталостных трещин.

Р.4.3 Для крупногабаритных объектов при контроле небольших участков используют переносные электромагниты. Объект размечают мелом на контролируемые участки, контроль ведется последовательно по размеченным участкам. Полюсные наконечники электромагнита устанавливаются так, чтобы контролируемые участки перекрывались друг с другом. При контроле сварных соединений электромагниты устанавливают так, чтобы линия, проходящая через центры полюсных наконечников, составляла с направлением сварного шва угол 45°. После проверки контролируемого участка шва электромагнит поворачивают на 90°, проводят контроль в этом положении. Последовательно проверяют все участки, причем каждый участок проверяют в двух взаимно-перпендикулярных направлениях.

Р.4.4 При обнаружении дефектов в процессе контроля они должны быть зафиксированы на эскизе контролируемого оборудования с сохранением их ориентации относительно элементов конструкции корпусной детали, с указанием их протяженности и расстояний между ними, если их несколько.

Р.4.5. После окончания контроля исследуемые участки при необходимости могут быть размагничены с помощью тех же магнитных дефектоскопов в автоматическом или ручном режимах.

Р.5 Оценка результатов контроля

Р.5.1 При магнитопорошковом контроле фиксации (регистрации) подлежат индикаторные следы трещин размерами более 1 мм.

Р.5.2 Оборудование считается годным к эксплуатации, если по результатам магнитопорошкового контроля обнаружены дефекты, в пределах допустимых норм, приведенных в таблице 5.1 раздела 5.

Приложение С (рекомендуемое)

МЕТОДИКА ВИХРЕТОКОВОГО КОНТРОЛЯ СПЛОШНОСТИ МАТЕРИАЛА

С.1 Общие положения

С.1.1 Вихретоковый контроль (ВТК) предназначен для выявления поверхностных и подповерхностных дефектов металлических изделий, в основном валов насосов, штоков, гильз и др. подобных деталей, имеющих шпоночные пазы, проточки, резьбу.

Вихретоковый метод контроля основан на взаимодействии внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых возбуждающей катушкой в электропроводящем объекте контроля.

Распознавание сигналов, характерных для дефектов, осуществляется за счет чувствительных элементов вихретоковых преобразователей, настроенных на измерение магнитного поля, изменяющегося по величине при наличии дефектов в виде трещин и подповерхностных пустот.

ВТК используется для:

выявления поверхностных и подповерхностных дефектов без удаления с изделий защитных (неэлектропроводимых) покрытий;

точного определения границ трещин.

С.1.2 Вихретоковый контроль проводится после визуального контроля с целью поиска поверхностных и подповерхностных дефектов изделий в районах шпоночных пазов, проточек, резьб, а также контроля цилиндрических и конических поверхностей.

ВТК применяется для изделий из стали 30Х, 40Х, 45Х, 50Х и др., с электропроводностью 30 Мсм/м, чистотой механической обработки цилиндрических поверхностей, проточек, галтелей $R_z = 40$, резьбовых поверхностей, пазов под шпонки и контрольные шайбы не хуже $R_z = 20$.

С.2 Средства контроля

С.2.1 Средства контроля вихретоковым методом

Аппаратура контроля:

вихретоковый дефектоскоп типа ВД-87НСт или аналогичные в комплекте с вихретоковыми преобразователями;

специальные вихретоковые преобразователи для контроля плоских, конических и цилиндрических поверхностей, галтелей, проточек на конических и цилиндрических поверхностях, резьбовых поверхностей.

Преобразователи могут быть с набором насадок под конкретные размеры деталей.

Стандартные образцы:

стандартный образец из комплекта дефектоскопа;

стандартные образцы с элементами вала насоса для настройки дефектоскопа.

Приспособления для контроля:

призма для контроля резьбовых поверхностей;

призма для контроля цилиндрических поверхностей, галтелей, проточек;

призмы-ложементы (или центра) для вращения валов.

С.2.2 На каждый типоразмер вала или группу валов, штоков, гильз и других подобных деталей, объединенных общими контролируруемыми признаками, должны быть

разработаны и изготовлены стандартные образцы для поверки преобразователей и настройки вихретокового дефектоскопа по аналогии с представленными в РД 153-39ТН-010-96 "Дефектоскопия валов магистральных нефтяных насосов. Методика и технология".

Стандартные образцы должны быть аттестованы головной или базовой метрологической службой и иметь свидетельства о метрологической аттестации согласно ГОСТ 8.315.

С.3 Порядок вихретокового контроля валов

С.3.1. Вихретоковый контроль вала подразумевает последовательный контроль его элементов и поверхностей. Контроль конкретных элементов и поверхностей указывается в технологических картах на контроль.

С.3.2 Оценка размеров дефектов осуществляется по значению амплитуды сигнала от дефекта и градуировочному графику, определяющему глубину дефекта. Градуировочные графики имеются в паспорте (инструкции по эксплуатации) на дефектоскоп.

Результаты вихретокового контроля заносятся в формуляр изделия.

Приложение Т (рекомендуемое)

РАДИАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ

Т.1 Общие положения

Т.1.1 Радиационный метод неразрушающего контроля используется для контроля сварных швов оборудования, ремонт которого при эксплуатации выполнялся с применением сварочных работ.

Радиационный метод применяется также при невозможности дефектоскопии оборудования ультразвуковым методом.

При радиационном контроле оборудования применяются рентгеновские аппараты или гамма - дефектоскопы.

Т.2 Контроль рентгеновской аппаратурой

Т.2.1 При диагностировании оборудования для контроля сварных швов, корпусов применяется переносная рентгеновская аппаратура.

Аппаратура состоит из основных частей:

переносного (транспортабельного) блока - трансформатора с рентгеновской трубкой;

переносного пульта управления чемоданного типа;

комплекта соединительных низковольтных кабелей, трубопроводов или шлангов, применяемых при охлаждении блока трансформатора.

Т.2.2 Контрольно-измерительная часть представляет собой группу приборов, которые служат для измерения и регулирования времени, тока, напряжения и частоты.

Т.2.3 Рентгеновский излучатель должен иметь рентгеновскую трубку с защитным кожухом, заполненным изолирующей средой – трансформаторным маслом или газом под давлением.

Для дефектоскопии материалов оборудования используются рентгеновские аппараты с напряжением 100÷400 кВ. С увеличением напряжения осуществляется смещение максимума излучения в сторону коротких волн, увеличивается проникающая способность излучения. Толщина диагностируемых материалов из стали от 5 до 120 мм.

Т.2.4 В процессе диагностирования при прохождении через оборудование ионизирующее излучение ослабляется, поглощается и рассеивается. Степень ослабления зависит от толщины и плотности материала контролируемого оборудования, а также от интенсивности и энергии излучения. Регистрация дефектоскопической информации осуществляется на радиографическом снимке с последующим рассмотрением на световом фоне.

При диагностировании оборудования применяется рентгеновская аппаратура: «Арина – 0,5», «Шмель» и др.

Т.2.5 При отсутствии источников электроэнергии и контроле изделий, расположенных в труднодоступных местах, применяются гамма-дефектоскопы типа «Гаммарид» и другие. Гамма - дефектоскопы снабжены набором источников γ -излучения с различными размерами и мощностью активной части, что позволяет осуществлять диагностирование оборудования с толщиной до 100 мм.

Т.2.6 Регистрация результатов дефектоскопии диагностируемого оборудования осуществляется на пленке.

Приложение У (обязательное)

КОНТРОЛЬ И АНАЛИЗ МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МАТЕРИАЛА ОБОРУДОВАНИЯ

У.1 Диагностирование оборудования должно сопровождаться контролем механических характеристик материала его элементов с целью определения и анализа их изменения по мере наработки или срока службы.

У.2 Материал деталей оборудования, выработавшего ресурс или срок службы, а также оборудования, находящегося в эксплуатации более 30 лет или подвергавшегося нагружению давлением, превышающему более чем в 1,25 раза величину установленного предельного рабочего, подлежит контролю по механическим характеристикам.

Измерение твердости осуществляется для получения текущих значений предела прочности - σ_b материала корпусов и других деталей оборудования НПС на момент обследования.

У.3 Измерение твердости проводится в соответствии с требованиями ГОСТ 23677, ГОСТ 22761, ГОСТ 18661, ГОСТ 9031, ГОСТ 22762 твердомерами типа ИТ 5070, ТЭМП – 3, фирм КРАУТКРАМЕР, АМДАТА или другими. В полевых условиях целесообразно применять твердомеры на основе резонансо-импедансного метода. Для измерения твердости выбираются горизонтальные (допускаются вертикальные) участки оборудования. Выбранное место площадью 350 – 400 мм² зачищается напильником, затем наждачной шкуркой до металлического блеска. Шероховатость поверхности не более $R_a = 2,5$ мкм по ГОСТ 2789. Зачищенная поверхность обезжиривается. На этой поверхности оборудования осуществляется измерение твердости 4-5 раз и определяется среднее ее значение. Отклонение каждого замеренного значения от среднего не должно превышать 5 %. При превышении отклонения более чем на 5 % количество измерений увеличивают, причём следующие 4-5 измерений проводят в местах, находящихся на расстоянии, составляющем величину не менее 25 % от максимального размера детали.

Для круглых и цилиндрических деталей повторные измерения проводить, по возможности, на диаметрально расположенных участках, а при недоступности таких - на участках, располагающихся под углом 90° друг к другу.

У.4 По полученным значениям твердости определяется предел прочности σ_b по таблице ГОСТ 22761. Значения σ_b используются при расчёте деталей на прочность и при определении остаточного ресурса.

Приложение Ц (рекомендуемое)

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОДЛЕНИЯ РЕСУРСА ИЛИ СРОКА СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ

По результатам освидетельствования оборудования проводится технико-экономический расчет для принятия решения о целесообразности продления ресурса или срока службы технологического оборудования НПС МН.

В основе технико-экономического расчета лежит сравнение и оценка затрат по вариантам:

- продление ресурса или срока эксплуатации оборудования;
- замена оборудования новым.

Основным экономическим критерием, определяющим экономическую целесообразность продления ресурса или срока службы оборудования, находящегося длительное время в эксплуатации, является минимальная величина эквивалентных годовых затрат, определяемых по [5] приложения Ю.

Выбор экономически оптимального варианта (продление срока эксплуатации или замена оборудования новым) в соответствии с результатами технико-экономического расчета проводится исходя из условий:

- если $\bar{Z}^0 < \bar{Z}^H$, то целесообразно продление срока службы оборудования;
- если $\bar{Z}^0 > \bar{Z}^H$, то экономически выгодна замена оборудования новым;

где \bar{Z}^0 – эквивалентные годовые затраты для варианта продления срока эксплуатации оборудования;

\bar{Z}^H – эквивалентные годовые затраты для варианта замены оборудования новым.

Эквивалентные годовые затраты – величина суммарных затрат за год с учетом фактора времени.

При расчете должны соблюдаться главные принципы оценки затрат:

- условия технической сопоставимости (одинаковые значения показателей назначения, при соблюдении заданных параметров надежности, безопасности и т.д.);
- приведение разновременных расходов к условиям их соизмеримости по фактору времени; по ценам, принятым для выражения затрат; по объему работ; по видам затрат, входящих в объем капитальных вложений.

Учет фактора времени осуществляется путем приведения к базисному моменту времени единовременных и текущих затрат по каждому из расчетных вариантов.

Такое приведение выполняется умножением затрат соответствующего периода на коэффициент дисконтирования, определяемый по формуле

$$\alpha = \frac{1}{(1 + E)^n}, \quad (\text{Ц.1})$$

где α – коэффициент дисконтирования;

E – норматив дисконтирования разновременных затрат, принимаемый по установленным нормам (ставка) дисконта;

n – номер шага расчета (время в годах), между моментом осуществления затрат и базой приведения.

За базу приведения принимается начало ремонтного цикла.

Исходными данными для технико-экономического расчета являются:

сведения о фактическом техническом состоянии оборудования (статистическая информация по оценке показателей надежности, результаты технического диагностирования);

сведения об эксплуатации оборудования (год ввода в эксплуатацию, балансовая стоимость, сумма начисленной амортизации, процент износа);

сведения об объемах и стоимости восстановительных работ по результатам диагностирования;

цена на оборудование завода-изготовителя;

стоимость транспортных расходов, строительно-монтажных и демонтажных работ; отражаемые в бухгалтерской отчетности суммы на реализацию мероприятий по оценке риска.

В качестве базы для проведения технико-экономического расчета используются:

техническая документация, в соответствии с которой оборудование НПС, допускается к эксплуатации;

документация по техническому обслуживанию и ремонту объектов НПС;

Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений НПС (РД 153-39ТН-008-96);

бухгалтерская отчетность за расчетный период;

сборники расценок на ремонтно-диагностические работы;

сборники ресурсных сметных норм на монтаж, демонтаж оборудования;

нормативы численности рабочих магистральных нефтепроводов;

часовые тарифные ставки и квалификационный состав персонала НПС;

бюллетень цен на оборудование завода-изготовителя.

Проводится анализ затрат с учетом длительности ремонтного цикла до очередного ремонта по каждому варианту расчета, учитывая, что при продлении срока службы оборудование может иметь более короткий межремонтный период.

Расчет экономической целесообразности продления ресурса или срока службы оборудования включает определение затрат на:

поддержание работоспособности оборудования, (Z_3);

восстановление, ($Z_в$);

проведение мероприятий по снижению риска, ($Z_р$).

Затраты на поддержание работоспособности, восстановление оборудования, проведение мероприятий по снижению риска относятся к текущим затратам и подлежат дисконтированию. Величина текущих дисконтированных затрат (Z_t^0) определяется по формуле

$$Z_t^0 = \sum_1^T Z_i \cdot \alpha, \quad (\text{Ц.2})$$

где $Z_i = Z_3 + Z_в + Z_р$

Z_i – текущие затраты, соответственно на поддержание работоспособности, восстановление и проведение мероприятий по снижению риска оборудования по годам расчета, руб.;

α – коэффициент дисконтирования;

T – период ремонтного цикла, лет.

Затраты на поддержание работоспособности оборудования (Z_3) рассчитываются по фактическим затратам на его эксплуатацию, включая оплату труда обслуживающего персонала, амортизацию, затраты на покрытие дополнительных расходов от понижения технических характеристик оборудования и накладные расходы и определяются по формуле

$$Z_3 = \sum_{i=1}^k Z_{\Pi i}, \quad (\text{Ц.3})$$

где $Z_{\Pi i}$ – затраты на поддержание работоспособности по статьям затрат, руб.;

i – количество учитываемых статей затрат.

Затраты на восстановление работоспособности оборудования ($Z_в$) включают: материальные затраты (запасные части, основные и вспомогательные материалы); трудовые затраты.

Материальные затраты рассчитываются в соответствии с действующими нормами расхода материалов и запасных частей на один ремонт на узловые комплекты деталей важнейших видов оборудования НПС.

Трудовые затраты рассчитываются на основании норм трудоемкости ремонта, нормативов численности рабочих МН, расценок на один нормо–час или средней часовой тарифной ставки ремонтного персонала.

Затраты на проведение мероприятий по снижению риска определяются количественными оценками надежности и риска. Уровень риска, определяемый фактическим уровнем техногенного риска, характеризуется двумя составляющими – вероятностью возникновения аварии и величиной возможного экономического, экологического, социального ущерба, определяемых вероятностными методами в сочетании с методом экспертных оценок.

Критерием оценки затрат по снижению риска является выполнение условия:

$$\boxed{\text{стоимость мероприятия} < \text{безопасность} < \text{выгода}} .$$

Затраты на проведение мероприятий по снижению риска (Z_p) определяются суммой затрат по каждому мероприятию, рассчитанных по действующим методикам в соответствии с требованиями Госгортехнадзора РФ, Санэпиднадзора.

Эффективность затрат на проведение мероприятий по снижению риска определяется соотношением:

$$\mathfrak{E}_p = \frac{\Delta Y}{Z_p}, \quad (\text{Ц.4})$$

где \mathfrak{E}_p – эффективность затрат на проведение мероприятий по снижению риска;

ΔY – уменьшение ущерба в результате осуществления мероприятий по защите и снижению риска;

Z_p – затраты на мероприятия по защите и снижению риска.

Условием эффективности затрат на мероприятия по снижению риска является выполнение неравенства

$$Z_1 + Y_1 > (Z_1 + Z_p) + Y_2, \quad (\text{Ц.5})$$

где Z_1 – затраты на обеспечение заданного уровня надежности оборудования в год, руб.;

Y_1 – годовой ущерб от отказов оборудования без мероприятий по снижению риска, руб.;

Z_p – затраты на осуществление мероприятий по защите от отказов и снижению риска, руб.;

Y_2 – годовой ущерб после проведения мероприятий по защите и снижению риска (приемлемый риск), руб.

Приемлемый риск – это риск, уровень которого допустим и обоснован экономическими, социальными, экологическими и политическими соображениями.

Общие суммарные затраты по варианту продления срока службы оборудования (Z^0) определяются суммой дисконтированных текущих затрат (Z_t^0) и затрат на капитальный ремонт по результатам диагностирования ($Z_{кр}^0$).

Затраты, связанные с заменой оборудования включают:

затраты на приобретение оборудования по цене завода-изготовителя (C_0^H), руб.;

транспортные расходы ($Z_{тр}^H$), руб.;

затраты на монтаж нового и демонтаж старого оборудования ($Z_{СМР}^H$), руб.;

затраты текущие на эксплуатацию нового оборудования (Z_t^H), руб.

Общие затраты по замене оборудования новым определяются суммой затрат на покупку, транспорт, строительно-монтажные работы и текущих дисконтированных затрат.

Общая сумма затрат определяется по формуле

$$Z^H = C_0^H + Z_{тр}^H + Z_{СМР}^H + Z_t^H. \quad (Ц.6)$$

Затраты на приобретение оборудования определяются по бюллетеню цен на механотехнологическое оборудование НПС на момент расчета.

Затраты на транспортные расходы, монтаж-демонтаж определяются в соответствии с действующими расценками и тарифами на соответствующие работы.

Затраты на эксплуатацию нового оборудования (Z_3^H) рассчитываются аналогично Z_3 (Ц.3) по статьям затрат, но имеют другие расчетные значения ввиду различия ремонтного цикла.

Затраты на эксплуатацию нового оборудования являются текущими.

Текущие дисконтированные затраты (Z_t^H) для нового оборудования определяются по формуле

$$Z_t^H = Z_3^H \cdot \alpha, \quad (Ц.7)$$

где α – коэффициент дисконтирования;

Z_3^H – затраты на эксплуатацию нового оборудования, руб.

Для объективного анализа расчетные показатели – общие суммарные затраты по каждому варианту приводятся к сопоставимому виду. Для этого используется коэффициент приведения затрат (Z), рассчитываемый по формуле

$$Z = \frac{(1 - 1/(1 + T)^T)}{E}, \quad (Ц.8)$$

где Z – текущая стоимость затрат в 1 рубль в конце каждого из T периодов при заданной норме дисконта (E);

T – период ремонтного цикла, лет.

Эквивалентные годовые затраты – затраты, приведенные к сопоставимому виду, как отношение общих дисконтированных затрат Z^0 или Z^H по каждому варианту расчета к коэффициенту приведения затрат (Z) определяются по формуле

$$\bar{Z}^0 = \frac{Z^0}{Z} \quad \text{или} \quad \bar{Z}^H = \frac{Z^H}{Z}. \quad (Ц.9)$$

Проводится сравнение \bar{Z}^0 и \bar{Z}^H и принимается соответствующее решение:

если $\bar{Z}^0 < \bar{Z}^H$, то целесообразно продление срока службы оборудования;

если $\bar{Z}^O > \bar{Z}^H$, то экономически выгодна замена оборудования.

Проведение технико-экономического расчета является обязательным для принятия решения о целесообразности продления ресурса или срока службы оборудования НПС.

Ниже приводится условный пример определения экономической целесообразности продления срока службы оборудования или замены старого оборудования новым.

Расчет произведен в соответствии с вышеприведенным алгоритмом выбора экономически оптимального варианта продления ресурса (срока службы) или замены оборудования новым.

В ходе расчета были использованы следующие данные:

годовая ставка дисконтирования (E) в размере 25 %;

расчетные коэффициенты α и Z, определяемые по формулам (Ц. 8) в зависимости от срока продления эксплуатации оборудования, представлены в таблице Ц. 1.

Таблица Ц.1 – Значения коэффициентов α и Z при сроках продления эксплуатации

Значение коэффициента	Срок продления эксплуатации, лет				
	1	2	3	4	5
α	0,8	0,64	0,51	0,41	0,33
Z	0,8	1,44	1,95	2,36	2,69

При продлении срока службы оборудования по результатам диагностирования затраты на восстановление работоспособности, обусловленные проведением капитального ремонта относятся к капитальным затратам.

Данные по технико-экономическому расчёту представлены в таблицах Ц.2-Ц.5.

Таблица Ц.2 - Затраты, связанные с заменой оборудования новым

Наименование статей затрат	Обозначение	Величина затрат, тыс. руб.	
		НМ 10000-210	ЦНС 60-330
1 Капитальные затраты на приобретение нового оборудования, в том числе:		907,5	75,1
1.1 Цена (без НДС)	C_O^H	825,0	68,3
1.2 Затраты на транспортировку и монтаж-демонтаж оборудования	$Z_{тр}^3 + Z_{СМР}^H$	82,5	6,8
2 Затраты на 1 текущий ремонт	Z_3^H	35,8	12,4
3 Дисконтируемые общие затраты за ремонтный цикл	Z^H	963,4	94,4
4 Коэффициент приведения затрат	Z	2,69	2,69
5 Эквивалентные годовые затраты	\bar{Z}^H	358,1	35,1

Таблица Ц.3 - Затраты при продлении срока службы насосного оборудования

Наименование статей затрат	Обозначение	Величина затрат, тыс.руб.	
		НМ 10000-210	ЦНС 60-330
1 Капитальные затраты на восстановление (капитальный ремонт)	Z_b	90,5	30,2
2 Текущие затраты на 1 ремонт, в том числе:	Z_t	38,9	12,7
2.1 Затраты на поддержание работоспособности оборудования (эксплуатацион-ные затраты)	Z_o	11,1	1,1
2.2 Текущие затраты на восстановление работоспособности	Z_b	24,2	11,2
2.3 Затраты на проведение мероприятий по снижению риска	Z_p	3,6	0,4
3 Дисконтированные общие затраты за ремонтный цикл	Z^0	211,9	73,3
4 Коэффициент приведения затрат	Z	1,95	1,95
5 Эквивалентные годовые затраты	\bar{Z}^0	108,7	37,6

Таблица Ц.4 - Определение общих дисконтированных затрат

Наименование оборудования		Капитальные затраты, тыс. руб.	Затраты на текущий ремонт за ремонтный цикл по годам, тыс. руб.					Общие дисконтированные затраты (гр.2+гр.3,4,5,6,7), тыс. руб.
			1	2	3	4	5	
1		2	3	4	5	6	7	8
НМ 10000-210	Продление срока службы	90,5	57,3	45,8	18,3	–	–	211,9
	Замена новым	907,5	–	22,9	18,3	14,7	–	963,4
ЦНС 60-330	Продление срока службы	30,2	20,3	16,3	6,5	–	–	73,3
	Замена новым	75,1	–	7,9	6,3	5,1	–	94,4

Таблица Ц.5 - Структура ремонтного цикла

Наименование оборудования		Количество текущих ремонтов за ремонтный цикл по годам					Общее количество ремонтов
		1	2	3	4	5	
НМ 10000-210	Продление срока службы до 5 лет	2	2	1	–	–	5
	Замена новым	–	1	1	1	–	3
ЦНС	Продление срока службы	2	2	1	–	–	5
	Замена новым	–	1	1	1	–	3

Сравнение результатов расчета, т.е. эквивалентных годовых затрат в таблицах Ц.2 и Ц.3 показывает, что для основного насоса НМ 10000-210 целесообразно продление срока службы, т.к.

$$\bar{z}^O < \bar{z}^H.$$

Для вспомогательного насоса ЦНС целесообразным оказывается замена на новое оборудование, т.к.

$$\bar{z}^O > \bar{z}^H.$$

Приложение Э

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НПС МН

1. ГОСТ 8.398–80. Приборы для измерения твердости металлов и сплавов. Методы и средства поверки.
2. ГОСТ 12.3.018–79. ССБТ. Системы вентиляционные. Методы аэродинамических испытаний.
3. ГОСТ 25.505–85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов.
4. ГОСТ 26–291–94. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.
5. ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.
6. ГОСТ 27.003–90. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.
7. ГОСТ 27.004–85. Надежность в технике. Системы технологические. Термины и определения.
8. ГОСТ 27.301–95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.
9. ГОСТ 27.310–95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения.
10. ГОСТ 164–90. Штангенрейсмасы. Технические условия.
11. ГОСТ 427–75. Линейки измерительные металлические. Технические условия.
12. ГОСТ 1497–84. Металлы. Методы испытаний на растяжение.
13. ГОСТ 2789–73. Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики.
14. ГОСТ 3749–77. Угольники поверочные 90°. Технические условия.
15. ГОСТ 5378–88. Угломеры с нониусом. Технические условия.
16. ГОСТ 6507–90. Микрометры. Технические условия.
17. ГОСТ 7268–82. Сталь. Метод определения склонности к механическому старению по испытанию на ударный изгиб.
18. ГОСТ 7512–88. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
19. ГОСТ 9013–59. Металлы. Метод измерения твердости по Роквеллу.
20. ГОСТ 9031–75. Меры твердости образцовые. Технические условия.
21. ГОСТ 9454–78. Металлы. Метод испытаний на ударный изгиб при пониженной, комнатной и повышенной температурах.
22. ГОСТ 9651–84. Металлы. Методы испытаний на растяжение при повышенных температурах.
23. ГОСТ 11150–84. Металлы. Методы испытаний на растяжение при пониженных температурах.
24. ГОСТ 11358–89. Толщиномеры и стенкоммеры индикаторные с ценой деления 0,01 и 0,1 мм. Технические условия.
25. ГОСТ 14249–80. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчёта на прочность.
26. ГОСТ 14782–86. Контроль неразрушающий. Швы сварные. Методы ультразвуковые.
27. ГОСТ 18442–86. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы контроля.

28. ГОСТ 18661–73. Сталь. Измерение твердости методом ударного отпечатка.
29. ГОСТ 20426–82. Контроль неразрушающий. Радиационные методы дефектоскопии. Область применения.
30. ГОСТ 20911–89. Техническая диагностика. Термины и определения.
31. ГОСТ 21105–90. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.
32. ГОСТ 22761–77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.
33. ГОСТ 22762–77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара.
34. ГОСТ 23667–85. Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Метод измерения основных параметров.
35. ГОСТ 25221–82. Сосуды и аппараты стальные. Днища и крышки сферические неотбортованные. Нормы и методы расчёта на прочность.
36. ГОСТ 26656–85. Техническая диагностика. Контролепригодность. Общие требования.
37. ГОСТ 27518–67. Диагностирование изделий. Общие требования.
38. ГОСТ 26–291–94. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.
39. ОСТ 26–291–94. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1994.
40. ПБ 09–170–97. Общие правила безопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 52 от 22.12.97.
41. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 1997.
42. Правила устройства электроустановок. – Санкт-Петербург: Издательство «Деан», 2000.
43. Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1989.
44. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. – М.: НПО ОБТ, 1994.
45. Правила аттестации специалистов неразрушающего контроля. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 21 от 19.08.92.
46. Положение о порядке продления сроков службы сосудов на предприятиях Минтопэнерго РФ. Согласовано с Госгортехнадзором России 09.02.93.
47. Методика прогнозирования остаточного ресурса безопасной эксплуатации сосудов и аппаратов по изменению технического состояния. Разраб.: Центрихиммаш. Согласовано с Госгортехнадзором России 05.04.93.
48. Основные положения по организации работы по охране труда в нефтяной промышленности. Утв. Минтопэнерго 11.03.93.
49. Регламент учета и анализа отказов основного механотехнологического оборудования НПС. Утв. постановлением ОАО «АК«Транснефть» № 326 от 05.06.01.
50. РД 03–131–97. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов, технологических трубопроводов. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 44 от 11.11.96.
51. РД 08–200–98. Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности. – М.: НПО ОБТ, 1998. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 24 от 09.04.98.
52. Методика оценки состояния трубопроводов с использованием магнитной памяти металла. – М.: Диагностика, 1999.
53. СНИП 2.05.06. Магистральные трубопроводы. Утверждено постановлением Госстроя СССР от 30 марта 1985 г. № 30.

54. Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. Согласовано с Госгортехнадзором России письмом № 10-03/462 от 27.11.1996.
55. РД 153-39.4-067-00. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов. Согласован с Госгортехнадзором России письмом № 10-03/972 от 22.12.2000.
56. РД 39-0147103-360-89. Инструкция по безопасному ведению сварочных работ при ремонте нефти и продуктопроводов под давлением. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.
57. РД 09–102–95. Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 57 от 17.11.95.
58. РД 39–30–437–80. Система технического обслуживания и ремонта приборов, средств автоматики и телемеханики магистральных нефтепроводов. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1991.
59. РД 50–204–87. Сбор и обработка информации о надежности изделий в эксплуатации. Основные положения. – М.: Издательство стандартов, 1987.
60. РД 09–423–83. Методические указания. Надежность в технике. Методика прогнозирования остаточного ресурса машин и деталей, подверженных изнашиванию. – М.: Издательство стандартов, 1984.
61. РД 50–490–94. Методические указания. Техническая диагностика, методика прогнозирования остаточного ресурса машин и деталей. – М.: Издательство стандартов, 1995.
62. РД 50–650–87. Методические указания. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований к надежности. – М.: Издательство стандартов, 1988.
63. РД 50–690–89. Методические указания. Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным. – М.: Издательство стандартов, 1990.
64. РД 50–699–90. Методические указания. Надежность в технике. Общие правила классификации отказов и предельных состояний. – М.: Издательство стандартов, 1991.
65. ПОТ РМ–016–2001 РД 153–34.0–03.150–00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2001.
66. РД 153–39ТН–008–96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Уфа: ИПТЭР, 1997.
67. РД 153–39ТН–009–96. Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов (в 2–х частях). – Уфа: ИПТЭР, 1997.
68. РД 153–39ТН–010–96. Дефектоскопия валов магистральных нефтяных насосов. Методика и технология. – Уфа: ИПТЭР, 1997.
69. РД 153–39.4–053–00. Методика диагностирования состояния задвижек Ду 50...1200 мм, Ру 1,6...8,0 МПа в процессе эксплуатации, до и после капитального ремонта с применением методов неразрушающего контроля. Согласовано с Госгортехнадзором России 29.03.2000.
70. РД 153–39.4–054–00. Основные правила определения остаточного ресурса и количественных значений показателей надежности арматуры нефте– и продуктопроводов после ее капитального ремонта. Согласовано с Госгортехнадзором России 29.03.2000. Утв. ОАО «АК»Транснефть» 05.04.2000.

71. РД 153–39.4–055–00. Основные правила определения остаточного ресурса и продления назначенных показателей надежности трубопроводной арматуры нефтепроводов. Согласовано с Госгортехнадзором России 29.03.2000.

72. РД 153–39.4–056–00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – М.: Издательство «Недра», 2001. Согласовано с Госгортехнадзором России 21.07.2001.

73. РД 39–087–91. Методика прогнозирования технического состояния нефтепроводов на основе данных многократного диагностического обследования. – Уфа: ИПТЭР, 1991.

Приложение Ю (рекомендуемое)

БИБЛИОГРАФИЯ

1. Елисеев Б.М. Расчет деталей центробежных насосов. – М.: Машиностроение, 1975.
2. Михайлов А.К., Малюшенко В.В. Лопастные насосы. Теория, расчёт и конструирование. – М.: Машиностроение, 1977.
3. Рудис М.А. Некоторые вопросы расчёта на прочность спиральных отводов центробежных насосов. – Труды ВИГМа, 1960.
4. Михайлов А.К., Малюшенко В.В. Конструкция и расчёт центробежных насосов высокого давления. – М.: Машиностроение, 1971.
5. Липсиц И.В., Коссов В.В. Инвестиционный проект. – М.: Издательство БЭК, 1996.