

# ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ МЕТОДОМ МАГНИТНОЙ ТОМОГРАФИИ

Методика



## Предисловие

### Сведения о стандарте

- 1 РАЗРАБОТАН Комитетом по трубам и соединительным деталям трубопроводов АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»
- 2 ВНЕСЁН АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»
- 3 ПРИНЯТ АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»
- 4 ВВЕДЁН ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив».

## Содержание

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки.....	2
3	Термины и определения .....	4
4	Общие положения.....	11
5	Качество технического диагностирования.....	13
	5.1 Цель и задачи метода магнитной томографии .....	13
	5.2 Технические требования.....	14
6	Проведение технического диагностирования.....	17
7	Средства технического диагностирования МТМ.....	20
	7.1 Основные средства технического диагностирования.....	20
	7.2 Вспомогательные технические средства .....	20
8	Требования по подготовке ОК .....	22
9	Требования к качеству .....	25
10	Верификация данных .....	27
11	Оформление, использование и хранение данных .....	28
12	Безопасность проведения работ .....	29
	Приложение А (рекомендуемое) Рекомендуемые требования к точностным характеристикам, вероятностям выявления и интерпретации аномалий НДС .....	30
	Приложение Б (справочное) Процедура верификации данных МТМ .....	34
	Приложение В (справочное) Порядок определения параметров прогнозирования безопасности (работоспособности) трубопроводов .....	40
	Приложение Г (справочное) Порядок проведения неразрушающего контроля в шурфах при проведении работ по МТМ.....	43
	Приложение Д (справочное) План обеспечения качества.....	57

## 1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает требования по выполнению технического диагностирования методом магнитной томографии (далее - МТМ) и распространяется на линейную часть трубопроводов всех областей промышленности, в том числе не подлежащих внутритрубному диагностическому контролю (далее - ВТД), ЖКХ, ресурсодобывающей и перерабатывающей отраслей, аэропортов, заводов, магистральных газо-, нефтепроводов и продуктопроводов, других трубопроводов, транспортирующих природный газ, жидкие углеводороды, воду и другие жидкости под давлением а также на газопроводы-отводы, распределительные газопроводы, промышленные и межпромышленные трубопроводы, технологические трубопроводы газокompрессорных и насосных станций и подземных хранилищ газа, трубопроводы-перемычки, трубопроводы газо-нефтехимических производств, (далее – трубопроводы) после завершения строительства, реконструкции, капитального ремонта, находящиеся в эксплуатации, и режиме содержания в безопасном состоянии.

Настоящий стандарт распространяется на трубопроводы из материалов, обладающих ферромагнитными свойствами или включающие элементы из ферромагнитных материалов (трубных сталей, чугунов, высокопрочных чугунов с шаровидным графитом, трубопроводы из преднапряженного железобетона).

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие документы:

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 21.301-2014 Основные требования к оформлению отчетной документации по инженерным изысканиям

ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 26828-86 Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка

ГОСТ Р ИСО 9001-2015 Системы менеджмента качества Требования.

ГОСТ Р ИСО 9712-2019 Контроль неразрушающий. Квалификация и сертификация персонала

ГОСТ Р ИСО 11843-1-2007 Статистические методы. Способность обнаружения. Часть 1. Термины и определения

ГОСТ Р ИСО/МЭК 17024 Оценка соответствия. Общие требования к органам, проводящим сертификацию персонала

ГОСТ Р 52330-2005 Контроль неразрушающий. Контроль напряженно-деформированного состояния объектов промышленности и транспорта. Общие требования

ГОСТ Р 53006-2008 Оценка ресурса потенциально опасных объектов на основе экспресс-методов. Общие требования

ГОСТ Р 53697-2009 Контроль неразрушающий. Основные термины и определения

ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования

ГОСТ Р 55596-2013 Сети тепловые. Нормы и методы расчета на прочность и сейсмические воздействия

ГОСТ Р 55612-2013 Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения

ГОСТ Р 55999-2014 Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования

ГОСТ Р 56512-2015 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы

ГОСТ Р 56828.15-2016 Наилучшие доступные технологии. Термины и определения

ГОСТ Р 57522-2017 Бережливое производство. Руководство по интегрированной системе менеджмента качества и бережливого производства

ГОСТ Р 57700.10-2018 Численное моделирование физических процессов. Определение напряженно-деформированного состояния. Верификация и валидация численных моделей сложных элементов конструкций в упругой области.

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действия ссылочных стандартов (сводов правил и/или классификаторов) в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю, который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Сведения о действии сводов правил можно проверить в Федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта (документа) с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта (документа) с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт (документ) отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### 3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 Автоматизированная система технического диагностирования (контроля технического состояния):** система диагностирования (контроля), обеспечивающая проведение диагностирования (контроля) с применением средств автоматизации и участием человека.

[ГОСТ 20911-89, статья 16]

**3.2 Автоматический подводный аппарат:** подводный аппарат, перемещающийся под водой с целью сбора информации.

**3.3 Аномалия напряженно-деформированного состояния (аномалия НДС):** зарегистрированный диагностическим оборудованием концентратор [механических] напряжений на участке трубопровода с особенностями, дефектами или повышенными нагрузками, тип которых по результатам технического диагностирования невозможно идентифицировать.

**3.4 Аппаратно-программного комплекса; АПК:** сочетание лицензированного программного обеспечения с оборудованием для проведения технического диагностирования МТМ.

**3.5 Безопасное рабочее давление; Рбез:** давление, установленное для каждого участка с аномалией НДС - параметр прогнозирования безопасности (работоспособности) трубопровода.

**3.6 Верификация:** подтверждение посредством представления объективных свидетельств того, что установленные требования были выполнены.

[ГОСТ Р ИСО 9000-2015, статья 3.8.12]

**3.7 Вероятность обнаружения аномалии НДС; POD:** вероятность, с которой при техническом диагностировании МТМ обнаруживаются аномалии НДС, сопряженные с концентраторами напряжений (дефектами, особенностями или повышенными местными нагрузками) основного или сварного металла трубопровода.

**3.8 Вероятность ложных сигналов; POFC:** вероятность показаний несуществующих дефектов металла ОК или вероятность того, что показание на аномалию НДС обусловлено помехой или не связано с концентратором напряжений ОК.

**3.9 Вероятность интерпретации аномалий НДС; POIn:** вероятность, с которой, верно, распознается (классифицируется) степень опасности аномалии НДС по рангу (величине концентрации напряжений).

**3.10 Вероятность превышения; POE:** вероятность «пропуска» опасной аномалии НДС или не выявления локальной ЗКН, где состояние металла достигло предельного или имеется риск перехода в основное, чрезвычайное или предельное состояние по критериям усталости ULS, ALS, FLS.

Примечание – Причины возможного пропуска описаны в приложении А проекта ГОСТ Р Техническое диагностирование трубопроводов методом магнитной томографии. Общие положения.

**3.11 Весовой коэффициент:** в математической статистике, экспертных оценках - число из некоторого ряда чисел, присваиваемое величине для оценки ее значимости, важности.

**3.12 Гамма-процентный ресурс (период безаварийной работы Тбез):** суммарная наработка, в течение которой объект не достигнет предельного состояния с вероятностью  $\gamma$ , выраженной в процентах.

[ГОСТ 27.002-2015, статья 3.6.4.2]

Примечание – По данным МТМ гамма-процентный срок службы (Тбез) рассчитывается при безопасном рабочем давлении Рбез.

**3.13 Гарантии качества (диагностирования):** запланированные систематические действия, необходимые для обеспечения должной уверенности в том, что диагностирование будет удовлетворять заданным требованиям к качеству.

**3.14 Дополнительный дефектоскопический контроль; ДДК:** комплекс работ, проводимых в целях уточнения параметров дефектов участка после выполнения различного рода обследований.

**3.15 Дефект:** дефектность или несплошность, которая может быть обнаружена методами неразрушающего контроля и которая необязательно является недопустимой.

**3.16 Дефектность:** отклонение показателей качества от установленных значений.

[ГОСТ Р 53697-2009, статьи 2.11, 2.13]

**3.17 Допустимое удаление от оси трубопровода:** максимальное расстояние между поперечной осью магнитометра и осью обследуемой конструкции, обеспечивающее гарантии качества диагностирования МТМ, в метрах или в  $D$ , где  $D$  – диаметр трубопровода.



**3.18 Интерпретацию степени опасности аномалий НДС:** степень опасности в соответствии с рангами (1, 2, 3), характеризующими риск перехода ОК в предельное состояние по критерию напряжений.

**3.19 Калибровка данных МТМ:** совокупность операций, выполняемых в целях определения функции калибровки и достижения согласования между величиной на входе (значение коэффициента концентрации напряжений SCF, рассчитанное по данным ДДК о размерах дефектов в шурфах) и данными на выходе (отклик  $Y$  сигнала в границах ЗКН на участке аномалии НДС).

**3.20 Калибровочный шурф:** участок трубопровода с аномалией НДС, на котором выполняется процедура калибровки данных МТМ по результатам ДДК.

**3.21 Камеральная обработка:** обработка, расшифровка и анализ данных, оформление результатов и выпуск отчета о диагностировании.

**3.22 Контроль качества:** комплексный показатель качества, отражающий степень соответствия условий сканирования требованиям спецификации оборудования для МТМ.

**3.23 Концентратор напряжений:** местное резкое изменение однородности по причине конструктивной особенности (формы и, следовательно, жесткости), а также любые дефекты, приводящие к местному (локальному) повышению напряжений в конструкции над средним (фоновым) уровнем НДС.

Примечание – Концентраторы напряжений могут присутствовать как дефекты сплошности основного металла или металла сварного шва, а также как зоны устойчивых полос скольжения дислокаций, обусловленных остаточными внутренними или рабочими нагрузками, характеризующиеся скачкообразным и/или знакопеременным распределением остаточной намагниченности

**3.24 Коэффициент безопасного давления; КБД:** безразмерная величина, определяемая как отношение максимального рабочего давления к безопасному рабочему давлению.

**3.25 Коэффициент концентрации напряжений; SCF:** градиента внутренних напряжений, характеризующего изменение плотности внутренней энергии материала в ЗКН.

**3.26 Локальные напряжения; Si:** фактически действующие напряжения.

**3.27 Магнитная томография:** магнитное обследование без контакта с объектом путем сканирования магнитного поля трубы в множестве его сечений в ортогональных направлениях с последующей программной расшифровкой данных для выявления аномалий НДС и вычисления параметров прогнозирования работоспособности трубопровода Рбез, Тбез, КБД.

**3.28 Магнитный неразрушающий контроль:** неразрушающий контроль, основанный на регистрации магнитных полей рассеяния, возникающих над дефектами, или на определении магнитных свойств объекта контроля.

[ГОСТ Р 55612-2013, п.3.1.1]

**3.29 Магнитометр бесконтактный сканирующий:** инспекционный аппаратно-программный комплекс (АПК) для МТМ, совокупность средств, включая блоки дистанционной регистрации магнитного поля, навигации, измерения пути, самотестирования работоспособности, а также программы записи, передачи, обработки, отражения данных сканирования и хранения результатов.

**3.30 Маркер МТМ:** приспособление, устанавливаемое над осью трубопровода, для привязки к трассе трубопровода данных технического диагностирования МТМ.

**3.31 Местная потеря устойчивости:** режим потери устойчивости, ограниченный короткой длиной трубопровода, вызывающий значительные изменения поперечного сечения.

Примечание - Примером является коллапс (смятие сечения под действием наружного давления), местное образование гофр и скручивание.

[ГОСТ Р 54382-2011, статья 3.9]

**3.32 Метод магнитной томографии:** основанный на эффекте Виллари магнитный метод технического диагностирования протяженных ферромагнитных сооружений (трубопроводов) путем выявления аномалий НДС, регистрации распределения ЗКН и определения параметров прогнозирования безопасности, реализуемый с помощью АПК МБС.

Примечание - Задачами диагностирования на базе МТМ являются: - дистанционный (на удалении от объекта) контроль состояния металла; - поиск места и определение причин [возможного] отказа (неисправности); - прогнозирование технического состояния трубопровода с учетом концентрации механических напряжений и реальных действующих нагрузок/ напряжений.

**3.33 Напряженно-деформированное состояние; НДС:** совокупность внутренних напряжений, возникающих при деформациях конструкции, действии на неё внешних нагрузок, температурных полей, дефектности металла и других факторов.

Примечание - Напряжение механическое — это мера внутренних сил, возникающих при деформации материала (сила на единицу площади), прилагаемая к объекту. Различают напряжение растяжения, сжатия и сдвига (деформирующее объект в направлениях по касательной). Напряжение определяется с помощью косвенных измерений (магнитных, оптических, тензометрических) по создаваемой им деформации. Деформация (от лат. *deformatio* — «искажение») — изменение

взаимного положения частиц тела, связанное с их перемещением относительно друг друга. В случае МТМ такими частицами ферромагнитного объекта являются магнитные домены.

**3.34 Нормативное минимальное напряжение предела текучести SMYS:** минимальный предел текучести  $\sigma_T$ , установленный в технических условиях или стандартах на материал.

Примечание - «Напряжение предела текучести» применяется там, где используется англоязычный термин «yield stress»; или «деформация предела текучести» - там, где используется термин «yield strain».

**3.35 Обследование после завершения строительства:** обследование смонтированной и укомплектованной оборудованием трубопроводной системы, которое проводится для проверки соответствия законченных монтажных работ техническим требованиям и для регистрации отклонений от первоначального проекта, если таковые имеются.

**3.36 Объект технического диагностирования** (контроля технического состояния); ОК: Изделие и (или) его составные части, подлежащие (подвергаемые) диагностированию (контролю).

[ГОСТ 20911-89, статья 1]

**3.37 Остаточная намагниченность трубопровода:** намагниченность (индукция), которую имеет объект контроля после снятия внешнего магнитного поля.

[ГОСТ Р 56512-2015, статья 3.20]

**3.38 Погрешность:** отклонение результата определения значения величины от ее истинного (действительного) значения.

[ГОСТ Р 55999-2014, статья 3.19]

**3.39 Позиционирование:** определение местоположения аномалии НДС в продольных (относительно стартовой точки обследования) и абсолютных географических координатах.

**3.40 Предельное состояние:** состояние объекта, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Примечание - Недопустимость дальнейшей эксплуатации устанавливается на основе оценки рисков, тогда как нецелесообразность или невозможность восстановления может устанавливаться различными способами.

[ГОСТ 27.002-2015, статья 3.2.7]

**3.41 Прогнозирование технического состояния, параметры работоспособности:** определение состояния объекта с заданной вероятностью на предстоящий интервал времени.

[ГОСТ 20911-89, статья 8]

Примечание - Целью прогнозирования может быть: определение с заданной вероятностью:  
- интервала времени (ресурса), в течение которого сохранится работоспособное (исправное) состояние объекта;

- периода безаварийной эксплуатации при гамма- процентном ресурсе  $T_{без}$  и других прогнозных параметров работоспособности:

- безопасного рабочего давления  $R_{без}$ ;

- коэффициента безопасного давления КБД, - коэффициента концентрации напряжений SCF;

- величины локальных напряжений  $S_i$  в границах аномалии НДС.

**3.42 Программа обеспечения надежности;** ПОН: документ, устанавливающий перечень и порядок проведения на разных стадиях жизненного цикла объекта организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение надежности и (или) на ее повышение.

**3.43 Разрешающая способность МТМ:** разрешающая способность или пространственное разрешение МТМ - это способность диагностической системы МТМ с заданной вероятностью различать две соседние аномалии НДС ОК, либо различать аномалии НДС ОК и параллельной коммуникации.

**3.44 Сканирование:** упорядоченное поэлементное просматривание металла ОК устройством или системой, датчик которой совершает движение, обеспечивающее двухмерную развертку поверхности объекта.

[Система неразрушающего контроля. Виды (методы) и технология неразрушающего контроля. Термины и определения (справочное пособие). Москва 2003 г. Статья 7.204]

Примечание - В ходе диагностирования МТМ осуществляется сканирование магнитного поля сечений трубопровода в ортогональных координатах на допустимом удалении от ОК при перемещении МБС в приоритетном направлении.

**3.45 Техническое диагностирование:** определение технического состояния объекта.

**3.46 Трасса трубопровода:** положение оси трубопровода на местности, определяемое двумя проекциями: горизонтальной (планом) и вертикальной (продольным профилем)

[Магистральные трубопроводы СНиП 2.05.06-85]

**3.47 Устойчивость трубопровода** Свойство конструкции трубопровода поддерживать первоначальную форму оси или форму его поперечного сечения.

[ГОСТ Р 55596-2013, статья 3.55]

**3.48 Цифровой двойник:** цифровая копия физического объекта или процесса.

**3.49 Шаг сканирования** Интервал между двумя регистрируемыми соседними измерениями при сканировании

Примечание – Шаг сканирования устанавливается технической документацией на МБС или другое диагностическое оборудование, исходя из надежности выявления аномалий НДС.

## 4 Общие положения

4.1 Метод магнитной томографии предназначен для обеспечения требований национального законодательства по безопасности трубопроводного транспорта. Техническое диагностирование МТМ выявляет участки с риском перехода в предельное состояние и рассчитывает параметры прогнозирования технического состояния (параметры работоспособности) согласно требованиям ГОСТ Р 53006 п.5.2.6.

Результаты технического диагностирования МТМ могут быть использованы для принятия решений по планированию ремонтно-восстановительных мероприятий, выводу из эксплуатации или консервации, формировании программы обеспечения надёжности (далее - ПОН) с применением МТМ на базе оценки уровня локальных напряжений, обеспечении достоверности технического диагностирования и подтверждения выявленных аномалий НДС в процессе верификации и т.д.

Участки с риском перехода в предельное состояние регистрируются при техническом диагностировании МТМ как аномалии напряженно-деформированного состояния, сопряженные с концентраторами напряжений согласно ГОСТ Р 53006 п.5.2.7 (дефектность металла, дополнительные нагрузки, деформации при потере устойчивости вследствие воздействия случайных нагрузок и т.д.).

4.2 Согласно требованиям ГОСТ Р 56828.15 статья 2.1 выбор наилучшей доступной технологии (выбор НДТ) проводят на основе сравнения характеристик различных технологий. Количественные параметры технологий определены настоящим стандартом как объем контроля металла по протяженности трубопровода, вероятность выявления участка с аномалией и вероятность правильной оценки (интерпретации) степени ее опасности. При этом измерение геометрических параметров отдельных дефектов, кластера или группы взаимодействующих дефектов не производится. Параметры работоспособности определяют на базе градиента внутренних напряжений, характеризующего изменение плотности внутренней энергии материала (коэффициент концентрации напряжений SCF) в условиях эксплуатации на участках с ЗКН используя градиент внутренних напряжений рассчитывают параметры работоспособности трубопровода согласно ГОСТ Р 53006 п.5.2.6:

- безопасное рабочее давление  $P_{без}$ ;
- период безаварийной работы  $T_{без}$  (гамма-процентный ресурс);
- локальные напряжения  $S_i$ ;
- коэффициент концентрации напряжений SCF;
- коэффициент безопасного давления КБД.

Различие подходов расчета параметров работоспособности двух технологий, обеспечивающих 100% контроль металла ОК (МТМ и ВТД), приведены на рис. 1.

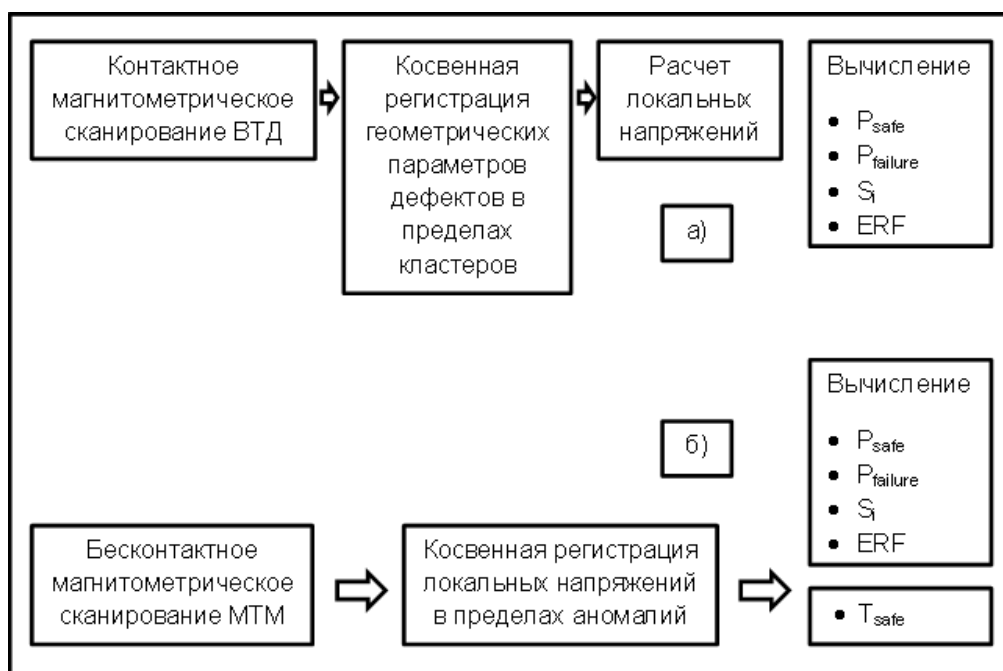


Рисунок 1 — Концепции оценки надежности трубопроводных систем по прогнозируемым параметрам работоспособности на базе данных МТМ и ВТД

4.3 Расчетные методы и численные значения параметров прогнозирования работоспособности путем оценки надежности, выявления предельных состояний, вероятностей отказа, оценки безопасностей и рисков в настоящем стандарте согласованы с положениями действующих российских нормативов ГОСТ Р 54382, ГОСТ Р 57700.10, [1]. На базе результатов обработки данных измерений с применением программного обеспечения компьютерного моделирования осуществляют инженерную оценку, строят цифровые численные модели трубопроводов с отражением на модели местности проблемно-ориентированных участков потенциального риска.

4.4 Снижение риска аварий обеспечивается путем повышения надежности трубопроводов за счет обеспечения контроля качества (QC) в отношении технического диагностирования. В процессе верификации данных технического диагностирования подтверждается достижение гарантированных подрядчиком показателей качества МТМ для конкретного объекта контроля (далее ОК). Данные параметры должны быть измеряемыми и сравниваемыми для различных технологий и подрядчиков, и направлены на обоснование выбора НДТ, руководствуясь положениями ГОСТ Р 56828.15.

## 5 Качество технического диагностирования

Система качества для обеспечения достоверности технического диагностирования МТМ базируется на сравнении количественных показателей достижения целей обследования, декларируемых подрядчиками на основе требований ГОСТ Р 56828.15, ГОСТ Р 57522. План обеспечения качества приведен в приложении Д настоящего стандарта.

### 5.1 Цель и задачи метода магнитной томографии

Основная цель МТМ – выявление участков трубопроводов с риском перехода в предельное состояние, получение данных для расчетов параметров прогнозирования работоспособности и формирования ПОН трубопроводов, в том числе не подлежащих внутритрубному диагностированию, надежность которых регламентирована согласно [2], [3], [4].

Задачами технического диагностирования МТМ являются:

- обнаружение аномалий НДС, связанных с дефектами основного и сварного металла любой природы, приведенных в таблице А.1 приложения А, повышенными уровнями НДС обусловленные непроектными нагрузками в каждом сечении;
- регистрация величин локальных напряжений в границах выявленных аномалий НДС;
- расчет параметров прогнозирования безопасности (работоспособности) ОК;
- оценка рисков эксплуатации с учетом локальных напряжений в границах выявленных аномалий НДС.

5.1.1 Для выполнения целей и задач МТМ в техническом задании Договора на проведение технического диагностирования МТМ владелец предоставляет перечень объектов диагностирования, а также заполненную анкету-опросник для каждого ОК с исходными техническими данными.

5.1.2 Подрядчик указывает технические характеристики аппаратно-программного комплекса (АПК) магнитометра бесконтактного сканирующего (МБС), нормативы по расчетам на прочность и долговечность по данным неразрушающего контроля, а также нормативы по отбраковке дефектов, применяемые для данного типа трубопроводов.

5.1.3 Автоматизированная система технического диагностирования МТМ с заданными вероятностями обнаруживает и правильно интерпретирует степень опасности аномалий НДС.



5.1.4 Необходимость верификации результатов МТМ определяет владелец трубопровода в техническом задании договора.

## 5.2 Технические требования

Требования предъявляются к:

- объекту контроля (приведены в пункте 8);
- системе технического диагностирования МТМ;
- спецификации на систему технического диагностирования МТМ;
- навигационной системе средств технического диагностирования;
- оборудованию МТМ (приведены в пункте 7).

### 5.2.1 Спецификация на систему технического диагностирования МТМ

Система технического диагностирования МТМ должна обеспечить выявление и правильную интерпретацию степени опасности аномалий НДС, обусловленных концентраторами напряжений.

5.2.1.1 Характеристики системы технического диагностирования и нормируемые показатели QC должны быть указаны в техническом задании. Спецификация МТМ организации-подрядчика содержит:

- сведения о документах на права интеллектуальной собственности на применяемые МБС;
- описание функций оборудования;
- характеристики системы технического диагностирования МТМ;
- перечень характеристик ОК, влияющих на качество МТМ;
- полнота контроля металла (в % от протяженности ОК);
- требования по подготовке ОК к обследованию;
- описание процедур проверки работоспособности оборудования;
- предельные погрешности при определении координат трубопровода на один километр пройденного расстояния;
- предельные погрешности при определении положения аномалий НДС (по длине и абсолютным координатам);
- методика сбора данных НК в калибровочных шурфах;
- критерии качества и перечень участков с возможным снижением качества диагностирования;
- формы отчетных данных;
- предельные погрешности определения параметров безопасности (работоспособности) ОК ( $P_{без}$ ,  $T_{без}$ );

- вероятность обнаружения аномалий НДС (*POD*);
- вероятность интерпретации аномалий НДС (*POIn*);
- вероятность превышения (*POE*).

## 5.2.2 Навигационная система средств технического диагностирования

### 5.2.2.1 Навигационная система МБС определяет:

- координаты положения оси трубопровода;
- геодезическую привязку всех маркеров МТМ в линейных и абсолютных координатах.

Местоположение оси и всех выявленных аномалий НДС указывается в ведомостях, а также отражается на карте-схеме ОК с привязкой к топооснове.

5.2.2.2 Система позиционирования обеспечивает получение информации, характеризующую:

- продольные координаты положения аномалии НДС относительно точки начала технического диагностирования трубопровода (точка «0») и ближайших (по ходу или против хода обследования) ориентиров на трассе;
- абсолютные координаты каждой аномалии НДС в системе спутниковой навигации с указанием долготы и широты, а также погрешности;
- в случае технического диагностирования подводных трубопроводов коммуникационный протокол передачи данных и системы позиционирования носителя должны быть согласованы с владельцем объекта и отражены в техническом задании.

В точностных характеристиках МБС должны быть указаны величины параметров, определяющих качество и достоверность технического диагностирования МТМ, (приведены в таблице 4), включая такие определяющие показатели, как:

- максимальный шаг сканирования;
- максимальная скорость сканирования;
- допустимые удаления МБС от оси трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

### 5.2.3 Ограничения метода магнитной томографии.

Точность МТМ может быть ограничена факторами, перечисленными в (таблица 3), основными из которых являются:

- затухание сигнала, связанное с удалением прибора МБС от оси подземного (подводного заглубленного) трубопровода;
- остаточная намагниченность трубопровода (после магнитной ВТД), превышающая 50% от порога измерения МБС;

- наличие в области аномалии НДС напряжений, превышающих предел текучести;
- наличие магнитных помех, например, металлического мусора или параллельной трубы в непосредственной близости от трубопровода.

## 6 Проведение технического диагностирования

6.1 Порядок проведения технического диагностирования МТМ, обеспечивающий оптимальное качество, определяется на основании требований ГОСТ Р ИСО 9001 и [2], приведен в приложении Д. и отражен на рисунке 2.

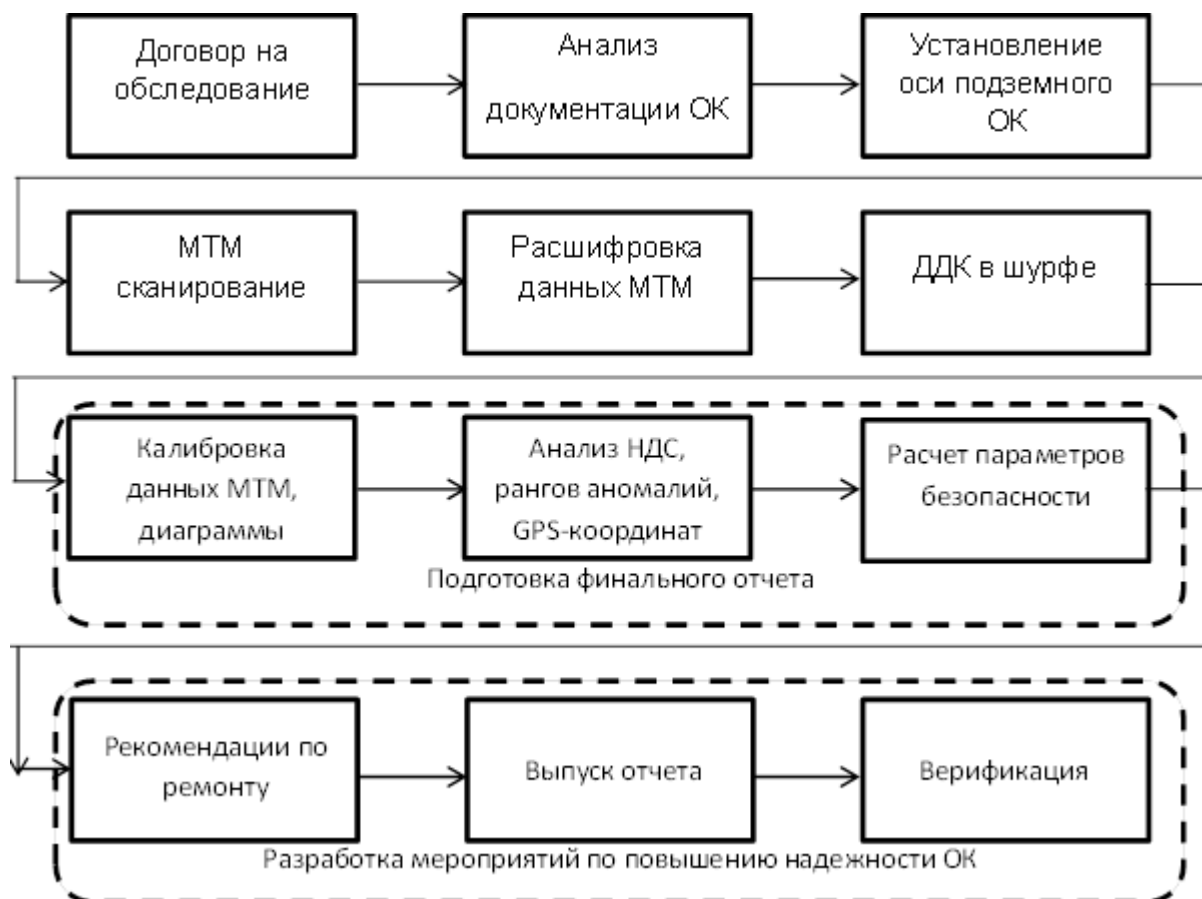


Рисунок 2 – Блок-схема операций технического диагностирования с применением МТМ

### 6.2 Учет внешних факторов при техническом диагностировании МТМ.

В процессе технического диагностирования учитываются риски, обусловленные случайными процессами и местными условиями нагружения, связанными в том числе:

- свободными провисами или прогибами труб, в сейсмоактивных зонах;
- оползневыми, температурными и другими деформационными нагрузками;
- не предусмотренные проектом напряжениями, полученными при выполнении строительно-монтажных или ремонтных работ или в процессе эксплуатации.

### 6.3 Применение МТМ диагностирования для подводных трубопроводов.

МТМ в составе работ по инструментальному обследованию технического состояния

подводного трубопровода проводят с помощью специального судна и дистанционно управляемого подводного аппарата.

Для подводных трубопроводов в процессе технического диагностирования учитываются риски, обусловленные следующими факторами:

- нестабильность морского дна;
- размыв грунта под трубопроводом;
- неровность морского дна;
- сейсмическая активность;
- приливы и отливы;
- волны, внутренние волны и другие эффекты вследствие изменений плотности воды;
- течения;
- наличие льда.

#### 6.4 Способы перемещения МБС над осью трубопровода.

Для подземных, надземных и наземных ОК:

- оператором при прохождении над осью подземного или наземного ОК;
- на вездеходах при прохождении ОК по заболоченным участкам
- на воздушных судах для надземных ОК или при прохождении ОК по заболоченным и обводненным участкам, удовлетворяющих требованиям спецификации к МБС и согласованных с владельцем ОК.

Для подводных ОК:

- с применением дистанционно управляемых подводных аппаратов;
- водолазов;
- автоматических подводных аппаратов;
- сканирующих систем на основе массивов.

#### 6.5 Состав отчет о техническом диагностировании МТМ

Отчёт должен содержать ведомости выявленных аномалий НДС с их характеристиками, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры аномалий НДС, определяемые в ходе технического диагностирования МТМ

Параметр аномалии НДС	Размерность
Порядковый номер в ведомости	параметрический показатель
GPS-координаты	широта, долгота
Начало, конец	в метрах от точки «0» обследования
Длина ( $L$ )	м
Степень опасности аномалии НДС	параметрический показатель степени опасности согласно таблице В.1. приложение В
Фактор концентрации напряжений (SCF)	Безразмерная величина
Локальные напряжения ( $S_i$ )	МПа
$P_{без}$	МПа
$T_{без}$	год
КБД	Безразмерная величина

6.6 Все вероятностные характеристики качества декларируются подрядчиком до начала работ. Подтверждение характеристик качества по фактическим результатам верификации производит заказчик.

6.7 Требования к подрядной организации, проводящей техническое диагностирование МТМ, приведены в приложении Д.

Подрядчик предоставляет эксплуатирующей организации сведения о точностных характеристиках МБС, гарантирующих соблюдение качества МТМ согласно требованиям технического задания, а также ГОСТ Р 56828.15 и ГОСТ Р 57522.

## 7 Средства технического диагностирования МТМ

### 7.1 Основные средства технического диагностирования

7.1.1. Средства технического диагностирования должны иметь взрывозащищенное исполнение для применения во взрывоопасных зонах, кроме того, средства технического диагностирования должны быть сертифицированы как средство измерения согласно ГОСТ Р 52330-2005, поверены и работоспособны.

7.1.2. Требования безопасности, предъявляемые к МБС как электротехнических изделий должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.0.

7.1.3. По способу защиты человека от поражения электрическим током МБС как электротехнические изделия должны в соответствии с классификацией ГОСТ 12.2.007.0 относиться ко II классу. Маркировка оборудования МБС должна соответствовать требованиям ГОСТ 26828 и соответствующим стандартам по искровзрывозащите.

7.1.4. Оборудование МБС для МТМ в полной комплектации должно содержать:

- систему автоматического самотестирования работоспособности;
- систему выявления неисправностей;
- блоки датчиков МБС для бесконтактной регистрации магнитного поля;
- одометр для измерения пройденного пути в линейных координатах;
- навигационную систему для определения абсолютных координат (ГЛОНАСС, GPS);
- систему автоматической синхронизации, регистрации и сохранения данных сканирования;
- дополнительно МБС может включать блок для интегрального контроля системы активной и пассивной противокоррозионной защиты.

### 7.2 Вспомогательные технические средства

При техническом диагностировании МТМ возможно применение вспомогательных технических средств, включая трассопоисковые. Все приборы должны быть допущены к применению на опасных производственных объектах. Порядок работ при проведении НК для калибровки и верификации данных МТМ приведен в приложении Г.

7.3 Технические средства для камеральной обработки включают вычислительную технику: сервер диагностической сети, рабочие станции, лицензированное программное обеспечение, инструкции для обработки данных МТМ и результатов НК в шурфах, лицензированную базу данных нормативной документации по техническому диагностированию трубопроводных систем. Нормативные документы могут быть

представлены как в обновляемой базе данных на сервере экспертной диагностической организации, так и в печатном виде.

7.4 Аппаратно-программные средства для формирования системы «цифрой двойник» должны включать в себя: сервер хранения данных, стационарные рабочие станции, мобильные рабочие станции, лицензированное программное обеспечение, системы для сбора пространственных фото и видео данных.



## 8 Требования по подготовке ОК

8.1 При рассмотрении технического задания на техническое диагностирование подрядчик должен предусмотреть возможные ограничения МТМ и согласовать это с владельцем ОК.

8.2 Для проведения технического диагностирования МТМ на участке трубопровода не требуется изменение рабочего режима трубопровода, если иное не согласованно между заказчиком и подрядчиком. МБС является пассивным приемником. При сканировании отсутствует непосредственный контакт с ОК или транспортируемым продуктом. Транспортируемый продукт не влияет на качество технического диагностирования МТМ.

8.3 Над подземным трубопроводом должен быть расчищен участок земли, ограниченный условными линиями, проходящими не менее чем в 0,5 метрах от оси трубопровода с каждой стороны. Расчистка должна выполняться силами Заказчика или Подрядчика в соответствии с условиями заключенного договора.

8.4 Параметры трубопровода, влияющие на качество диагностирования МТМ, приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры трубопровода, влияющие на качество технического диагностирования МТМ

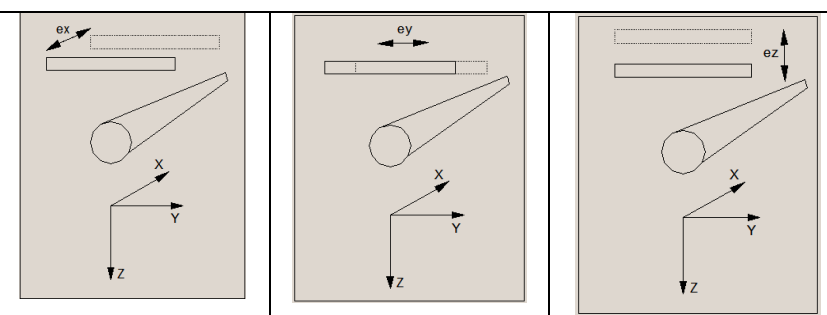
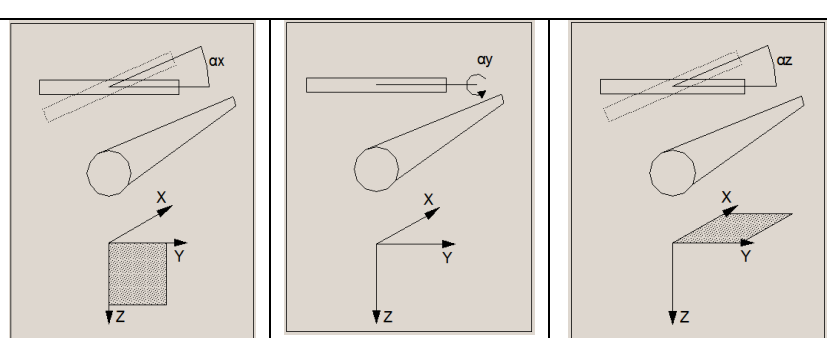
Параметр	Значение
Глубина заложения, в том числе под асфальтовыми или железобетонными покрытиями	не более 15 Дн
Уровень остаточной намагниченности	не выше 50% от порога измерения МБС
Ширина расчистки трассы над осью подземного трубопровода, м	не менее 1
Источники электромагнитных помех	перечислены в таблице 4
Способ прокладки (наземная, подземная, надземная, подводная, канальная)	не лимитирован
Конструкция изоляционного покрытия, включая футеровку, патроны/кожухи	не лимитировано
Наличие и работа системы ЭХЗ	не лимитировано
Диапазон толщин стенки труб, мм	не менее 3 (максимум не лимитирован)
Диаметр Дн, мм	75 и более

Продолжение таблицы 2

Параметр	Значение
Минимальное расстояние между параллельными трубами	Не менее $3D_n$ трубы большего диаметра
Минимальный радиус поворота (отвода)	не лимитировано
Минимальный внутренний диаметр и полнопроходное сечение	не лимитировано
Минимальная протяженность контролируемого участка, м	100
Наличие камер пуска-приема	не требуется
Наличие патрона (кожуха)	не лимитировано

8.5 Подготовленный ОК для проведения МТМ диагностирования должен обеспечивать следующие параметры движения оператора МБС, обеспечивающие оптимальное качество. Параметры движения МБС относительно ОК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Условия технического диагностирования МТМ для трубопроводов

Описание параметра	Ограничения
Максимальное удаление МБС от оси ОК по вертикали	не более $15D$
Допустимое отклонение МБС от оси ОК по горизонтали	не более $3D$
	
Максимально допустимые углы наклона МБС к оси ОК:	не более $5^\circ$
	

Продолжение таблицы 3

Описание параметра	Ограничения
Минимальная длина участка трубопровода	100 м
Максимальная длина трубопровода	Без ограничений
Максимальная скорость движения МБС	2.5 м/с
Остаточная намагниченность ОК	Не выше 50% от фоновой
Мусор (посторонние металлические предметы) и металлические сооружения, расположенные в непосредственной близости ОК	Распознаются как помехи
Пересечения с посторонним трубопроводом или иной помехой	Распознаются как помехи
Коммуникации, проходящие параллельно ОК, способные вызвать искажение сигналов: - линии постоянного тока; - кабели высокого напряжения, - оптоволоконные линии в стальном корпусе; - линии электропередачи (10 кВ и выше)	Распознаются как помехи

По согласованию с владельцем (заказчиком работ) допускается увеличение погрешности  $POIn$  при наличии особенностей ОК, выходящих за пределы параметров, приведенных в таблицах 3 и 4.

## 9 Требования к качеству

Оценка достоверности данных МТМ проводится согласно процедуре верификации (приложении В). Доверительная вероятность и гарантированное качество технического диагностирования МТМ обусловлены техническими характеристиками оборудования и характеристиками ОК согласно таблице 3.

### 9.1 Вероятность обнаружения аномалий НДС

Подрядчик декларирует показатель вероятности обнаружения аномалии НДС ( $POD$ ) не ниже 80% в указанном интервале механических напряжений 30-85% предела текучести  $\sigma_t$  (SMYS) материала ОК на дефектных участках.

### 9.2 Вероятность интерпретации степени опасности аномалий НДС

Подрядчик декларирует вероятность правильной интерпретации степени опасности аномалии НДС ( $POIn$ , классификации по рангам).

При отсутствии калибровки данных МТМ указывается снижение величины  $POIn$ .

Декларируемые значения  $POIn$  для разных доверительных интервалов приведены в таблице 4.

Таблица 4 –  $POIn$  в зависимости от возможности калибровки данных МТМ

Доверительный интервал, %	$POIn$	
	без калибровки	с калибровкой
98	0,65	0,8
95	0,7	0,85

$POIn$  определяется путем вычисления коэффициента корреляции параметров прогнозирования безопасности (работоспособности)  $R_{без}$ ,  $T_{без}$ ,  $КБД$  с учетом локальных напряжений  $S_i$ , вычисленных по данным МТМ и по стандартным методикам расчетов (см. рис. 3).

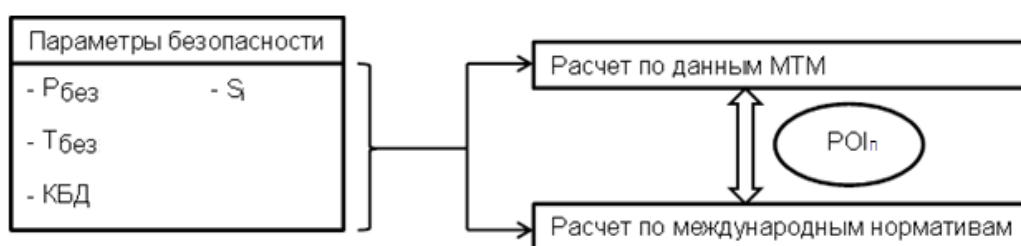


Рисунок 3 – Определение параметра  $POIn$

9.3 Достоверность технического диагностирования обеспечивается точностными характеристиками оборудования, процессом контроля качества МТМ и декларирована подрядчиком в виде статистических показателей качества (*POD*, *POIn*, *POFC*, *POE*), приложение Д.

## 10 Верификация данных

Верификация проводится на основании данных, предоставленных в финальном отчете.

10.1 Верификация результатов технического диагностирования МТМ проводится по желанию заказчика с привлечением специализированной организации. Процедура верификации приведена в приложении Б.

10.2 По результатам верификации заказчик и подрядчик выносят совместное заключение о достижении заявленных показателей качества МТМ.

10.3 Если результаты верификации работ по техническому диагностированию МТМ не удовлетворяют декларируемым параметрам качества МТМ, данные отчета подлежат корректировке по согласованию сторон.

10.4 Результаты верификации с заключением необходимо отразить в информационной системе сбора, хранения и обработки данных МТМ.

## 11 Оформление, использование и хранение данных

11.1 Технический отчёт подрядчика должен быть оформлен в едином стиле и соответствовать ГОСТ 21.301 п.5

Технический отчет подрядчика должен содержать следующие разделы:

- результаты анализа исходной технической документации;
- ведомости выявленных аномалий НДС с указанием их параметров согласно таблице 2;
- карту-схему трубопровода с отражением участков выявленных аномалий НДС (с привязкой к топооснове);
- диаграммы распределения аномалий НДС по длине трубопровода;
- фотопрокол технического диагностирования МТМ;
- протоколы НК в шурфах.

И соответствовать требованиям пункта 6.4.

11.2 Подрядчик представляет отчет по результатам технического диагностирования МТМ на бумажном носителе в форме отчета, в электронном виде по форме, определенной в техническом задании договора и в виде цифрового двойника по согласованию с заказчиком.

11.3 Владелец при условии проведения НК в калибровочных шурфах использует данные технического диагностирования МТМ для определения:

- текущего и прогнозируемого технического состояния трубопровода;
- степени опасности обнаруженных дефектных участков;
- объемов текущего ремонта и ремонта по техническому состоянию;
- сроков проведения ремонта по текущему состоянию;
- времени эксплуатации до вывода трубопровода в капитальный ремонт;
- времени проведения очередного технического диагностирования трубопровода МТМ;
- в качестве исходных данных для проведения экспертизы промышленной безопасности на объект.

## 12 Безопасность проведения работ

12.1 При выполнении работ по техническому диагностированию МТМ необходимо руководствоваться нормативными правовыми актами и Правилами безопасного ведения работ на опасных производственных объектах в соответствии с национальным законодательством.

12.2 Помимо требований типовых правил безопасности, должны быть учтены специфические риски для специалистов, осуществляющих сканирование в условиях труднодоступной местности, а также при обследовании подводных объектов в соответствии со стандартом организации-подрядчика по охране труда и промышленной безопасности.

12.3 Необходимо оформлять всю сопроводительную документацию (журналы инструктажей, акты, наряды-допуски, приказы о назначении ответственных, планы реагирования на чрезвычайную ситуацию), включая средства индивидуальной защиты:

- специальные средства индивидуальной защиты с учетом биозащиты от кровососущих насекомых (спецодежда, обувь) и поиска в труднодоступной местности, (светоотражающие средства, цветовые маркеры), а также средства коммуникации для труднодоступных регионов (спутниковые телефоны, рации с разрешенными к применению частотами);
- специальные требования в условиях работ с применением моторизованных транспортных средств (судов, дистанционно управляемого подводного аппарата, наземной вездеходной техники, лодок и плотов).



**Приложение А**  
**(рекомендуемое)**

**Рекомендуемые требования к точностным характеристикам, вероятностям  
выявления и интерпретации аномалий НДС**

А.1 Порог чувствительности измерительного оборудования для выявления аномалий НДС, обусловленных дефектами или нагрузками любых типов, должен составлять не выше  $0,005 \sigma_t$  (SMYS).

А.2 Система технического диагностирования магнитными методами должна обеспечивать выявление и интерпретацию степени опасности аномалий НДС, сопряженных с дефектами всех типов, приведенных в таблице А.1.

Таблица А.1 - Термины, связанные с дефектами, особенностями и нагрузками, обуславливающими аномалии НДС

Термины	Нормативный документ
дефект, дефектность, несплошность	ГОСТ Р 53697
коррозия: равномерная, неравномерная, местная, точечная (питтинг), коррозия пятнами, коррозионная язва, кластер дефектов	ГОСТ 5272-68 ГОСТ Р 55999
трещина, трещина напряжения; усталостная трещина, усталостное (повреждение, разрушение), усталость коррозионное растрескивание, коррозионно-усталостное повреждение; «канавочное» (ручейковое) коррозионно-механическое разрушение (ручейковая коррозия); коррозионная усталость, стресс-коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением (КРН); водородное охрупчивание; наводороживание; растрескивание, индуцированное водородом; растрескивание в сероводородсодержащих средах; ступенчатое растрескивание, сульфидное растрескивание под напряжением	ГОСТ Р 54382 ГОСТ Р 55999
забоина, задир, надрез, царапина (риска)	ГОСТ 23207

## Продолжение таблицы А.1

Термины	Нормативный документ
раковина (газовая, ситовидная, усадочная); расслоение (металлическое, неметаллическое) трещина (горячая, холодная, межкристаллическая), гофр, закат, волосовина, надрыв, неметаллическое включение, подрез, прокатная плена, продир, раскатанная трещина, риска, слиточная плена, трещина напряжения, царапина (риска), расслоение	ГОСТ 21014 ГОСТ 19200
дефекты сварных соединений: трещина сварного соединения (продольная, поперечная, разветвленная, микротрещина), усадочная раковина сварного шва, вогнутость корня шва, пора, цепочка пор, свищ в сварном шве, непровар, прожог сварного шва, шлаковое включение, брызги металла. поверхностное окисление сварного соединения, подрез зоны сплавления наплыв на сварном соединении, смещение сваренных кромок, несплавление	ГОСТ 2601
потеря устойчивости (общая, местная); нагрузка потери устойчивости; некруглость, овализация, коробление, вмятина; прогиб, свободный провис, кручение, сдвиг	ГОСТ Р 53697 ГОСТ Р 54382 ГОСТ 27.002

А.3 Вероятность интерпретации степени опасности определяется для аномалий НДС, параметры которых допускают их обнаружение с POD не менее 80%. *POIn* для аномалий НДС, обусловленных дефектами разных групп и нагрузками, должны быть указана подрядчиком в спецификации измерительного оборудования, как приведено в таблице А.2.

Таблица А.2 – *POIn* аномалий НДС в зависимости от группы дефектов

Группа	Типы дефектов	<i>POIn</i> , %
Потеря металла	Износ по причине общей или локальной коррозии (внешней или внутренней), эрозии; разнотолщинность	60 – 80
Трещино-подобные дефекты	Трещины при сварке, коррозионное растрескивание под напряжением, водородное растрескивание, сульфидное растрескивание под напряжением, усталостные трещины, трещины напряжения, царапины	>80
Изменения геометрии	Общая и локальная потеря стабильности (коробление, овализация, вмятины, гофры; механическое, технологические и металлургические дефекты)	>80
Несплошности	Расслоения, неметаллические включения, наводороживание, задиры	>60
Дефекты сварных соединений	Поры, непровары, смещения кромок, подрезы, нарушения геометрии, трещины	>60
Повышенные местные 3-х осные нагрузки	Свободные провисы, прогибы, слабая несущая способность грунта на участках карста, оползней, в сейсмоактивных зонах, шахтных выработках, течений (для подводных трубопроводов)	>80

Требования к *POD* аномалий НДС указываются подрядчиком на основании технических характеристик измерительного оборудования, как приведено в таблице А.3.

Таблица А.3 - Требования к погрешностям измерительного оборудования

Наименование характеристики	Значение
Погрешность определения линейных координат аномалии НДС относительно ориентиров на оси ОК, м	±1,5
Погрешность определения расстояния по продольной оси, %	не более 2
Погрешность определения угловых координат аномалии НДС	не декларируется

А.4. Разрешающая способность для разделения соседних аномалий НДС должна указываться производителем и определяться по характеристическим параметрам оборудования. Указывается способность системы технического диагностирования

различить соседние аномалии НДС одного трубопровода, если расстояние между ними больше минимального значения  $L_{\min}$ , где  $L_{\min}$  – длина наименьшей аномалии НДС из двух соседних аномалий НДС.

#### А.5 Вероятность ложных сигналов

Вероятность ложных сигналов (*POFC*) зависит от сложности трубопроводной сети, наличия посторонних металлоконструкций (например, параллельных трубопроводов в одном коридоре с ОК) и металлического мусора, вызывающих помехи. Характеристики условий технического диагностирования должны предусматривать предварительную оценку возможного влияния помех и особенностей ОК на *QA* (см. таблицы 8.1, 8.2).

#### А.6 Вероятность превышения

Вероятность превышения (*POE*) («пропуска» опасного дефекта, превышающего допустимый уровень) указывается подрядчиком (например, не более 10%) и вычисляется по нормируемым параметрам качества *QC*.

POE зависит от таких показателей, как:

- уровень локальных напряжений (*Si*): *QA* может снижаться при величинах локальных напряжений (*Si*), близких к  $\sigma_t$  (*SMYS*) или к нулю
- уровень остаточной намагниченности: *QA* может снижаться при величинах остаточной намагниченности металла более 50% от фоновых значений для металла ОК.

**Приложение Б**  
**(справочное)**  
**Процедура верификации данных МТМ**

Б.1 Цель верификации данных МТМ – проведение экспертизы, призванной на основе представления объективных свидетельств подтвердить, что техническое диагностирование соответствует заданным требованиям ГОСТ 27.002, ГОСТ 8.508, статья 16. В ходе верификации определяется достоверность данных о местоположении аномалий НДС и параметрах прогнозирования безопасности (работоспособности) ОК, рассчитанных по данным МТМ и по результатам НК в шурфах.

Процедура верификации может выполняться:

- подрядчиком в ходе 1-го (демонстрационного) этапа договора по техническому диагностированию для оценки заявленных МТМ показателей *POD*, *POIn* на специальном демонстрационном участке объекта;
- владельцем по результатам финального отчета либо при внеочередном техническом диагностировании.

Б.1.1 Контрольные шурфы (не менее пяти штук) должны назначаться в зонах аномалий НДС 1-го, 2-го и 3-го рангов. Кроме того, контрольные шурфы могут назначаться и на участках без аномалий НДС. Сравниваемыми параметрами при верификации являются показатели безопасности:  $S_o$ ,  $S_i$ , Рбез, КБД. Критерии степени опасности (отбраковочные параметры) аномалий НДС по предельному состоянию должны быть определены совместно владельцем и подрядной организацией до начала работ по техническому диагностированию МТМ.

Б.1.2 При верификации учитывают, как перебраковку, так и недобраковку дефектов в зоне выявленных аномалий НДС. Недобраковка, как правило, опаснее перебраковки. С учетом этого устанавливается весовой коэффициент, отражающий соответствие ранга аномалий НДС фактическому состоянию металла труб.

Б.1.3 Подсчет суммы баллов, начисляемых за правильную идентификацию, недобраковку или перебраковку позволяет оценить достоверность данных МТМ в процентах от максимального уровня качества, которое достигается при полном совпадении результатов технического диагностирования МТМ с действительностью.

Б.2 Состав работ

Работы по верификации в контрольных точках должны включать этапы:

- выбор участков с аномалиями НДС (точек верификации) для контрольных

шурфов, осуществляет владелец (эксплуатирующая организация) по данным МТМ;

- разметку участков под контрольные шурфы на ОК;
- экспертизу технического состояния вскрытых участков аномалий НДС, измерение размеров дефектов;
- расчет параметров работоспособности по размерам дефектов в точках верификации;
- анализ сходимости данных МТМ с рассчитанными известными методами по данным НК;
- расчет достоверности данных МТМ;
- предоставление заключения по результатам верификации;
- представление итогов верификации на техническом совещании заказчика.

### Б.3 Основные требования к верификации

Б.3.1 Работы в точках верификации выполняются квалифицированными специалистами заказчика (владельца, эксплуатирующей организации и/или независимой экспертной организации) в присутствии специалистов подрядчика, проводивших техническое диагностирование МТМ. Эксперты должны иметь необходимый опыт расчетов в области надежности трубопроводов.

Б.3.2 Для работы должны использоваться только поверенные сертифицированные приборы НК.

Б.3.3 Контрольные шурфы должны назначаться на участках с аномалиями НДС. Кроме того, по желанию владельца ОК контрольные шурфы могут назначаться на участках без аномалий НДС.

Б.3.4 В отдельных случаях, при наличии данных ВТД, допускается осуществлять сравнение данных МТМ с данными ВТД при условии, что расхождения показаний одометров ВТД и МТМ не превышают их заявленной точности. Для обеспечения объективности должна проводиться верификация путем НК в контрольных шурфах, сопоставленных с ведомостями отчетов МТМ и ВТД. На основании данных верификации декларируется качество МТМ обследования всего ОК. Показатель достоверности должен приводиться в отзыве заказчика о качестве технического диагностирования. Количество контрольных шурфов на демонстрационном участке должно быть не менее пяти.

### Б.4 Анализ данных МТМ

Для определения напряжений и деформаций при необходимости должны быть учтены коэффициенты концентрации напряжений, при этом должно быть проведено различие между общей и местной концентрацией напряжений. Местные концентрации

напряжений (которые могут быть вызваны элементами, присоединенными сваркой, собственно сварными швами или особыми местными неоднородностями) будут воздействовать на трубу локально и, как правило, должны учитываться при оценке усталости и разрушений. Общие концентрации напряжений (такие как увеличение напряжений в монтажных стыках вследствие бетонирования, которое обычно распространяется на один диаметр) оказывают влияние на трубу. Они должны быть учтены при оценке потери устойчивости в случае изгиба, а также при оценке усталости и разрушений.

Б.4.1 Перед вскрытием трубопровода (шурфованием) подрядчик должен предоставить владельцу ведомости выявленных аномалий НДС и карту-схему с отражением всех выявленных на участке аномалий НДС. На каждый контрольный участок заказчику предоставляются лист детализации на вскрываемые аномалии НДС.

Б.4.2 Лист детализации аномалии НДС должен включать:

- схему участка с отражением параметров аномалии НДС;
- линейные координаты начала, конца и длины аномалии НДС;
- GPS-координаты;
- расстояние от предыдущей и до последующей контрольной точки на трассе.

Б.4.3 Для определения *POD* и *POIn* должны намечаться участки трубопровода, где были обнаружены аномалии НДС с характеристическими параметрами, превышающими порог чувствительности МТМ. Трубы на этих участках полностью вскрывают и проводят НК, по результатам которого формируют выборку из данных о геометрических размерах всех дефектов для расчетов параметров безопасности в границах каждой аномалии НДС.

Б.5 Верификация данных МТМ в контрольных шурфах

Б.5.1 В контрольных шурфах методами НК должны регистрироваться данные о геометрических размерах и взаимном расположении всех дефектов, а также локальных условий нагружения трубопровода на участке вскрытой аномалии НДС и должны рассчитываться параметры безопасности.

Б.5.2 Работы по НК должны включать:

- визуальный и измерительный контроль металла: наличие и размеры механических и коррозионных дефектов, гофр, вмятин, наружных дефектов сварных соединений, положение оси трубопровода (провисы, прогибы, кручения и т.п.). Все дефекты должны быть размечены на трубе маркером и сфотографированы с отражением групп дефектов (кластеров);
- УЗТ металла на дефектных и бездефектных (внешне) участках;

- УЗК сварного соединения (при его наличии) и основного металла на наличие скрытых дефектов металла (расслоения, внутренняя коррозия);
- магнитный контроль наличия поверхностных трещин (выполняется вихретоковыми или электромагнитными индикаторами трещин);
- магнитный контроль на наличие зон концентрации напряжений (ЗКН).

Б.5.3 Копии материалов (результаты НК и фотографии) должны передаваться исполнителю МТМ для расчетов достоверности и оформления заключения по итогам верификации.

#### Б.6 Экспертиза в шурфе

Б.6.1 Данные по параметрам дефектов используются для расчетов параметров безопасности (работоспособности).

Б.6.2 Результаты сравниваются с результатами МТМ.

#### Б.7 Расчет достоверности технического диагностирования МТМ

Для определения результатов верификации принята система весовых коэффициентов, присваиваемых каждой идентифицируемой аномалии НДС. Приняты следующие весовые коэффициенты (см. таблицу Б.1):

Таблица Б.1 - Система весовых коэффициентов

Заявленная степень опасности аномалии НДС	Величина $v$
больше фактически установленной в шурфах на 1 ранг	0.75
меньше фактически установленной на 1 ранг	0.5
соответствует фактически установленной	1
не соответствует фактически установленной (различие на два ранга или отсутствие аномалии)	0

Обозначим через  $N_1$  количество участков первой категории опасности,  $N_2$  - участков второй категории опасности,  $N_3$  - участков третьей категории опасности и через  $N_4$  - участки, на которых аномалии не выявлены, но контрольное вскрытие проведено.

Общее количество участков трубопровода, задействованных в процедуре верификации  $C_{\text{общее}}$ , составит:

$$C_{\text{общее}} = N_1 + N_2 + N_3 + N_4 \quad (\text{Б.1})$$



Примем, что из предложенных  $N_1$  участков первой категории опасности –  $n_{1,1}$  участков действительно соответствуют первой категории,  $n_{1,2}$ ,  $n_{1,3}$ , участков оказались участками второй категории. При этом выполняется условие:

$$(n_{1,1} + n_{1,2}) \leq N_1 \quad (\text{Б.2})$$

На остальных  $N_1 - n_{1,1} - n_{1,2}$  участках дефекты не обнаружены или степень их опасности отличается от заявленной более чем на 1 ранг.

По участкам 2-го ранга: из предложенных  $N_2$  участков 2-го ранга:  $n_{2,2}$  дефектов действительно соответствуют второй категории опасности,  $n_{2,1}$  участков оказались участками первой категории и  $n_{2,3}$  – участками третьей категории.

Тогда:

$$(n_{2,2} + n_{2,1} + n_{2,3}) \leq N_2 \quad (\text{Б.3})$$

На остальных  $N_2 - n_{2,2} - n_{2,1} - n_{2,3}$  участках дефекты не выявлены.

По участкам 3-го ранга: из предложенных  $N_3$  участков третьей категории –  $n_{3,3}$  дефектов действительно соответствуют третьей категории,  $n_{3,2}$  участков оказались аномальными участками второй категории,  $n_{3,0}$  – дефекты не выявлены. При этом выполняется следующее условие:

$$(n_{3,3} + n_{3,2} + n_{3,0}) \leq N_3 \quad (\text{Б.4})$$

Количество участков, на которых аномалии не выявлены, но где контрольные вскрытия проведены, и дефекты не зафиксированы, обозначим через  $n_0$ .

Обозначим через  $v_{1,1}$ ,  $v_{1,2}$ ,  $v_{2,2}$ ,  $v_{2,1}$ ,  $v_{2,3}$ ,  $v_{3,3}$ ,  $v_{3,2}$  значения весовых коэффициентов соответствующих аномалий.

Тогда по результатам контрольных шурфов можно оценить значение  $C_{\text{вериф.}}$  по следующей формуле:

$$C_{\text{вериф.}} = v_{1,1} \times n_{1,1} + v_{1,2} \times n_{1,2} + v_{2,2} \times n_{2,2} + v_{2,1} \times n_{2,1} + v_{2,3} \times n_{2,3} + v_{3,3} \times n_{3,3} + v_{3,2} \times n_{3,2} + v_{3,0} \times n_{3,0} + v_0 \times n_0 \quad (\text{Б.5})$$

где:  $C_{\text{вериф.}}$  – показатель, отражающий уровень выявляемости дефектных участков трубопровода в ходе технического диагностирования МТМ.

Оценка достоверности данных МТМ при сравнении с результатами НК должна производиться по критериям, приведенным в таблице Б.

Таблица Б.2 - Оценка достоверности МТМ на основании НК

Весовые коэффициенты	Вывод о достоверности данных НК
$v_{1,1} = 1$	Полное совпадение
$v_{2,1} = 0,5$	Недобраковка
$v_{3,0} = 0,75$	Перебраковка
$v_0 = 0$	Полное несовпадение

Достоверность МТМ ( $POR$ ) для данного объекта количественно оценивается соотношением:

$$POR = \frac{C_{\text{вериф.}}}{C_{\text{общее}}} \quad (\text{Б.6})$$

#### Б.8 Заключение по результатам верификации

Оценка заявленной достоверности технического диагностирования МТМ осуществляется путем подведения итогов в каждом шурфе и расчета общего показателя достоверности ( $POR$ ) МТМ по всем контрольным шурфам.

Рекомендуемая достоверность ( $POR$ ) составляет не менее 70 %.

По результатам верификации составляется протокол (отзыв) о качестве работ по нормируемым показателям  $QA$  согласно рекомендациям ГОСТ 8.508, статья 16.

## Приложение В

### (справочное)

#### Порядок определения параметров прогнозирования безопасности (работоспособности) трубопроводов

##### В.1 Общие положения

Основными прогнозируемыми показателями безопасной эксплуатации являются фактические напряжения в трубопроводе вследствие распределения нагрузок согласно ГОСТ Р 53006, ГОСТ 23207. Эти локальные напряжения возникают как от внешних факторов и нагрузок (давление продукта, упругий изгиб, температурные деформации, давление грунта), так и от внутренних факторов (металлургические дефекты, наводороживание напряжения, обусловленные производством труб).

В качестве таких показателей должны рассчитываться абсолютные фоновые напряжения  $\delta_\phi$  и коэффициент концентрации напряжений  $SCF$  в дефектных областях.

Фактические напряжения являются сочетанием всех форм напряжений в границе аномалии НДС (в зоне взаимодействующих дефектов металла), учитывая кольцевые, продольные, сдвиговые, нагрузки в конкретном сечении в реальных условиях эксплуатации ОК.

Коэффициент  $SCF$  при этом отражает совокупное значение изменения механических напряжений на участке с аномалией НДС или итоговую степень ослабления данного сечения по отношению к фоновым значениям.

Принимается, что эти суммарные напряжения условно отражаются в единицах кольцевых напряжений, как наиболее критичных к внутреннему давлению.

##### В.2 Определение коэффициента концентрации напряжений

Коэффициент концентрации напряжений ( $SCF$ ) отражает совокупное значение изменения напряжений на участке с аномалией НДС и итоговую степень ослабления данного сечения по отношению к фоновым значениям.

Расчет  $SCF$  по данным МТМ выполняется с использованием локальных напряжений  $S_i$  и механические напряжения металла труб при рабочем давлении  $S_0$  по формуле В.1:

$$SCF = \frac{S_i}{S_0} \quad (B.1)$$

Локальные напряжения  $S_i$  вычисляются из механических напряжений.

Механические напряжения металла труб при рабочем давлении,  $S_0$  определяемые по формуле В.2, МПа:

$$S_0 = \frac{P_0 \times D}{2 \times t \times F' \times T} \quad (\text{В.2})$$

где  $P_0$  - рабочее давление ОК на момент инспектирования;

$D$  - внешний диаметр ОК;

$t$  - номинальная толщина стенки;

$F'$  - соответствующий дизайн-фактор;

$T$  - фактор температуры.

В.3 Расчет параметра прогнозирования «Безопасное рабочее давление» трубопровода

Когда значение локального напряжения  $S_i$  достигает величины напряжения течения  $S_{flow}$  ( $S_{flow} = 1,1 \times SMYS$ ), уровень безопасного рабочего давления ( $P_{без}$ ) для зоны аномалии НДС рассчитывают по формуле:

$$P_{без} = \frac{2t \times 1,1 \times SMYS \times F' \times T}{D} \times \frac{1}{SCF} \quad (\text{В.3})$$

где  $D$  - внешний диаметр трубопровода;

$t$  – номинальная толщина стенки;

$F'$  – соответствующий дизайн-фактор;

$T$  - фактор температуры;

$SMYS$  – нормативный предел текучести;

$SCF$  – коэффициент концентрации напряжений.

В случае превышения значения расчетного безопасного рабочего давления над проектным эксплуатация трубопровода производится при проектном давлении.

В.4 Определение Коэффициента Безопасного Давления

Чтобы позволить Заказчику ранжировать аномалии, необходимо рассчитать коэффициент безопасного давления (КБД/ERF). ERF определяется как:

$$ERF = \frac{MAOP}{P_{без}} \quad (\text{В.4})$$

где  $P_{\text{без}}$  — безопасное рабочее давление, рассчитанное методом оценки аномалий, согласованному между Заказчиком и Подрядчиком. Если Заказчиком не указано иное, используется метод B31 G. Возможные альтернативные методы оценки включают, но не ограничиваются:

- ASME B31 G. Руководство по определению остаточной прочности корродированных трубопроводов: Дополнение к ASME B 31 Кодекс для напорных трубопроводов; опубликовано ASME International.

- Rstreng-5 (изм. ASME B31 G). Контракт Международного совета по исследованию трубопроводов (PRCI) PR-218-9304, «Продолжение проверки Rstreng» (1996 г.).

- DNV RP-F101.

- Shell 92.

- BS 7910.

## Приложение Г

### (справочное)

#### Порядок проведения неразрушающего контроля в шурфах при проведении работ по МТМ

Г.1 Работы по техническому диагностированию МТМ должны включать следующие стадии:

- сбор и анализ исходной информации по ОК;
- подготовка трубопровода к техническому диагностированию (должна проводиться владельцем);
- работы по техническому диагностированию МТМ;
- НК в шурфах для калибровки данных МТМ;
- камеральная обработка данных, полученных в результате технического диагностирования;
- расчеты параметров работоспособности по данным МТМ;
- составление отчета по результатам технического диагностирования МТМ.

Г.2 Работы по верификации данных МТМ должны включать следующие стадии:

- разметка участков контрольных шурфов согласно ведомости отчета;
- НК в шурфах для сбора данных о геометрических размерах дефектов;
- расчеты параметров работоспособности по данным НК в шурфах;
- составление заключения о верификации и составление отзыва об эффективности МТМ.

Г.3 Предварительные мероприятия

Г.3.1 После составления технического задания, владельцу (эксплуатирующей организации) должен направляться опросный лист для предоставления следующих сведений:

- категория трубопровода, диаметр, толщина стенки, марка стали, номинальные значения предела прочности и предела текучести;
- план-схему участка трубопровода с привязкой к топооснове;
- координаты начальной и конечной точки ОК, на котором планируется техническое диагностирование МТМ;
- протяженность участка трубопровода, предназначенного для технического диагностирования МТМ;
- дату ввода в эксплуатацию, проектное и рабочее (разрешенное) давление;

- наличие в данном трубопроводе секций с разной толщиной стенки или разных диаметров;
- глубину заложения трубопровода, а в случае различной глубины заложения отдельных участков необходимо указать все глубины;
- местоположение кривых холодного гнутья, тройников, отводов, кранов, задвижек, наземных сооружений;
- перечень участков трассы, где свободное движение оператора МТМ при сканировании может быть затруднено из-за сплошной растительности, кустарника, болот III категории и др.;
- места пересечения обследуемого трубопровода с другими трубопроводами, ЛЭП, кабелями, водостоками, дорогами, заборами и прочими техногенными элементами, которые могут повлиять на сигнал МБС при техническом диагностировании;
- наличие свободных пролетов трубопроводов и участков возможной потери устойчивости (при подвижках грунта, провисах, прогибах, карстовых и выработанных породах, грунтах со слабой несущей способностью и высокой сейсмической активностью);
- наличие отказов и инцидентов, в том числе по причинам сквозной коррозии или стресс-коррозии;
- проведение ремонтных работ с указанием участков, сроков и причин проведения ремонта и ремонтных мероприятий (замена участка трубопровода, установка муфты, наварка заплатки и пр.);
- основные выводы по результатам предыдущих технических диагностик с указанием подрядчиков и методов;
- нормативно-техническая документация по отбраковке дефектов, критериям допустимости к эксплуатации и выводу дефектных участков в ремонт.

Г.3.2 Кроме того для подводных трубопроводов дополнительно должны быть предоставлены следующие сведения:

- детальная схема расположения трубопровода, включая размещение установленных на трубопроводе сборочных узлов, схем размещения анкерных устройств и защитных конструкций, мест захлестов (стыковки плетей), опор и т.д.;
- отклонения от прямолинейности при соответствующих условиях;
- глубина слоя засыпки или глубины траншей при их использовании;
- длина и высота пролетов, включая значения допусков на длину и высоту, вносимые в отчет;

- координаты местонахождения поврежденных участков трубопровода, покрытия и протекторов;
- координаты райзеров;
- координаты местонахождения всех участков, где зафиксированы промоины, или эрозионные размывы по длине трубопровода и на соседних участках морского или речного дна;
- состояние утяжеляющего покрытия (или анкерной системы, обеспечивающей устойчивое положение трубопровода на дне);
- описание обломков, отходов и других объектов, которые могут воздействовать на систему катодной защиты, повредить трубопровод и вызвать помехи;
- результаты видеосъемок;
- перечень нормативов, устанавливающих критерии допуска (отбраковки) дефектов и методики расчетов на прочность и долговечность, применяемые владельцем для трубопровода.

#### Г.4 Подготовка трубопровода к техническому диагностированию МТМ

Г.4.1 Для технического диагностирования наземного трубопровода должна быть обеспечена возможность свободного прохода оператора над осью трубопровода по всей длине сканируемого участка. Ширина расчищенной трассы для прохода должна составлять не менее 1 метра.

Г.4.2 Работы по расчистке и подготовке трассы над осью трубопровода должны выполняться эксплуатирующая организация (владелец) до отправки рабочих бригад исполнителя на соответствующие участки для технического диагностирования.

Г.4.3 Завершение подготовительных работ фиксируется специальным документом (актом, протоколом) о готовности трубопровода к проведению технического диагностирования МТМ с указанием перечня выполненных работ.

#### Г 5 Ход работ по техническому диагностированию МТМ.

Работы по техническому диагностированию МТМ включают:

- определение оси трубопровода с привязкой к абсолютным координатам (дополнительным оборудованием);
- разметка оси (при необходимости) временными реперами с шагом не реже, чем каждые 100 м;
- автопроверка (самотестирование) МБС (функциональные тесты, выполняемые в автоматическом режиме для подтверждения работоспособности всех встроенных систем, включая правильность работы измерительных систем магнитометра,



одометра, энергоснабжения, навигации, сбора и хранения данных в целом, а также корректной инициализации автоматической системы МБС);

- сканирование путем перемещения МБС оператором вдоль оси трубопровода по всей длине ОК, при этом данные автоматически записываются во встроенный блок памяти АПК МБС;
- считывание данных из встроенного блока памяти АПК МБС на внешний терминал ПК и отправка их на сервер базы данных диагностической организации;
- расшифровка данных, их программная обработка, анализ;
- анализ предварительных данных по местоположению аномалий НДС для выбора участков калибровки;
- разметка на трассе участков калибровки (шурфов) в соответствии с инструкцией подрядчика;
- НК на участках калибровки.

#### Г.6 Камеральная обработка данных МТМ

Результатом камеральной обработки данных является список выявленных аномалий НДС, особенностей и контрольных точек трубопровода, включая местоположение аномалий НДС на трубопроводе (линейная координата, угловое положение, абсолютные координаты), а также характеристические параметры аномалий НДС и рассчитанные на их основе параметры работоспособности. Программное обеспечение должно обеспечивать возможность автоматического выделения области аномалий НДС, интерпретации степень их опасности по рангам и величинам комплексных напряжений, а также идентификации классов аномалий НДС (в виде прогноза).

В отдельной Ведомости приводят результаты расчетов  $P_{без}$ ,  $T_{без}$  с учетом локальных механических напряжений в границах всех выявленных аномалий НДС.

#### Г.7 Составление отчета по результатам технического диагностирования МТМ

По желанию заказчика, должна проводиться верификация данных МТМ или оценка достоверности полученных в ходе технического диагностирования данных о местонахождении и степени опасности дефектных участков трубопровода. Необходимость проведения верификации и требования к верификации устанавливаются на этапе согласования технического задания.

По завершении технического диагностирования владелец объекта осуществляет интегрирование данных МТМ в свою информационную систему сбора, хранения и обработки, оценки рисков эксплуатации трубопровода и составления программы обеспечения его надежности.

Отчет по результатам технического диагностирования МТМ должен оформляться на бумажном носителе и в электронном виде, и не позднее одного месяца после окончания работ передается заказчику.

#### Г.8 Анализ данных МТМ для мониторинга и оценки динамики развития дефектов

При анализе данные МТМ должны сравниваться с результатами предыдущих технических диагностик, предоставленными эксплуатирующей организацией.

Данные МТМ считаются достоверными, если по результатам верификации расхождения в местоположении и степени опасности дефектных участков по параметрам работоспособности не выходят за пределы допустимых погрешностей и вероятностей обнаружения (QA).

Г.9 Если данные МТМ не были верифицированы по причинам, связанным с отсутствием у эксплуатирующей организации документации на трубопровод и возможности проведения НК в контрольных шурфах, подрядчик-исполнитель технического диагностирования должен указывать параметры качества, проводит анализ и установление причин расхождений прогноза параметров работоспособности по данным МТМ и НК. После установления причин эксплуатирующая организация принимает решение о принятии данных МТМ.

При обнаружении в процессе камеральной обработки данных аномалий НДС 1-го ранга, требующих первоочередного неотложного ремонта (с недопустимыми локальными напряжениями, создающими риск перехода в предельное состояние), подрядчик должен немедленно информировать об этом владельца ОК.

Г.10. Общие положения по особенностям проведения НК в ходе технического диагностирования МТМ установлены с учетом нормативных требований национальных стандартов по неразрушающему контролю ГОСТ Р ИСО 5577, ГОСТ Р ИСО 12718, ГОСТ Р 52330.

Организационная структура, распределение ответственности, полномочий и взаимоотношений между работниками должна определяться техническим заданием договора на техническое диагностирование.

Г.11 Требования к персоналу к работам по проведению неразрушающего контроля могут привлекаться специалисты неразрушающего контроля, сертифицированные в органе сертификации персонала на 1, 2 и 3 уровень квалификации по ГОСТ Р ИСО 9712, прошедшие проверку знаний по Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Основные требования к проведению неразрушающего контроля технических устройств, зданий и сооружений на опасных производственных

объектах" и имеющие соответствующие сертификаты. Органы по сертификации персонала, осуществляющего неразрушающего контроля в соответствии со стандартом ГОСТ Р ИСО 9712, должны быть аккредитованы национальным органом аккредитации на соответствие требованиям стандарта ГОСТ Р ИСО/МЭК 17024.

Г.12 Перед началом работ в шурфах необходимо:

- прослушать инструктаж инженера по охране труда (с росписью в «Журнале инструктажей»);
- получить утвержденное задание с номерами аномалий НДС, их линейными и GPS координатами из отчета, где отражены название обследуемого трубопровода, дата ввода его в эксплуатацию (после строительства или после ремонта), название завода-изготовителя труб, ТУ, по которому были изготовлены трубы, марку стали и типоразмер трубы ( $D_n \times S_n$ );
- составить и согласовать с экспертом перечень необходимых приборов НК и документов на них, уточнить дату поверки приборов, проверить их работоспособность, зарядить нужное количество аккумуляторов, проверить настройку приборов по СОП, взять с собой необходимые СОП;
- по прибытии на ОК необходимо прослушать инструктаж по охране труда эксплуатирующей организации с записью в журнал и за подписью всех членов бригады.

Г.13 Порядок работ при НК

По прибытию на место расположения шурфа с аномалией НДС необходимо:

- осмотреть местность с целью установления причины, которая могла вызвать ложный сигнал (помеху): линия ЛЭП, КИК, металлический мусор в виде обрезков труб и других металлических изделий;
- шурф должен иметь до 4-х выходов в зависимости от диаметра ОК;
- определить линейные и GPS координаты границ шурфа;
- измерить линейные размеры шурфа (длину, ширину);
- измерить глубину залегания трубы;
- расстояние от нижней образующей трубы до грунта должно быть достаточным для работ, лежа под трубой (для зачистки трубы под НК, измерения размеров дефектов, фотосъемки).

Г.14 Бесконтактный магнитный контроль:

- провести запись зоны аномалии НДС с помощью оборудования МБС на длине  $50 \div 100$  м ( $25 \div 50$  м в каждую сторону от шурфа, включая шурф). Запись провести как по ходу, так и против хода продукта;

– после программной обработки данных убедиться в наличии в зоне данного шурфа аномалии НДС и уточнить границы ее расположения. Если расположение вскрытого шурфа не соответствует расположению аномалии НДС, необходимо это зафиксировать в полевом журнале, поставить заказчика в известность и разметить точное место нахождения аномалии НДС. НК можно начинать только в шурфе по месту нахождения аномалии НДС.

Г.15 Результаты ВИК изоляционного покрытия должны быть отражены согласно Форме 1 полевого журнала (далее - полевой журнал):

– на трубе написать номер аномалии НДС, нанести метки через каждый метр, отметить начало шурфа цифрой 0 и сфотографировать общий вид ОК в шурфе. Номер фотографии, относящейся к тому или другому дефекту, должен регистрироваться в полевом журнале;

– определить и записать тип и конструкцию изоляционного покрытия (битумное, пленочное, однослойное, с оберткой и т.п.);

– отметить качественное состояние изоляционного покрытия. Места с нарушением сплошности или адгезии сфотографировать и зафиксировать на развертке трубы в полевом журнале.

Г.16 Проведение магнитного контроля по изоляции (например, с оборудование для ММПИМ):

– очистить изоляционное покрытие от грязи и влаги;

– отметить точку «0» (начала шурфа);

– с целью оптимизации объема удаления изоляции уточнить нахождение аномалии(й) НДС и ЗКН на трубе, для чего записать магнитограммы: по 12 ч, 6 ч, по угловому положению, указанному в отчете МТМ и диаметрально расположенному угловому положению (например: в отчете указано, что аномалия НДС находится на 5 ч, значит надо записать магнитограммы на 5 ч и 11 ч); - по периметру трубы в сечениях с экстремальными значениями градиентов и напряженности магнитного поля, а также в сечении, где градиенты и напряженность поля наименьшие;

– место нахождения ЗКН на трубе очистить до металла по всему периметру трубы (праймер смыть или зачистить шлифмашинкой с металлическими щетками, продукты коррозии зачистить наждачной бумагой, напильником или шабером).

Г.17 Проведение ВИК отдельных дефектов.

После зачистки трубы от изоляционного покрытия и продуктов коррозии в месте нахождения аномалии НДС необходимо:

- участок с дефектами обвести маркером (мелом) и указать размеры зоны с дефектами, а также глубину и линейные размеры основных дефектов;
- измерить расстояние зоны дефекта от сварного шва и от отметки «0» в шурфе;
- измерить, на каком расстоянии по периметру расположен дефект (отсчет необходимо вести от 12 ч по ходу стрелки циферблата часов);
- данные зарисовать и записать в полевой журнал (Форма 1);
- приложить линейку (рулетку) и сфотографировать зону с дефектом, номер фотографии записать в полевой журнал (Форма 1);
- процедуру измерения надо выполнить для каждого дефекта в кластере, а также зафиксировать расстояния между отдельными дефектами.

#### Г.18 Проведение ММПМ по зоне с дефектами.

ММПМ проводится по трубе, очищенной от изоляции, продуктов коррозии, грязи. Необходимо найти максимальное значение градиента напряженности магнитного поля в зоне нахождения дефекта, для чего требуется записать магнитограммы как вдоль оси, так и по периметру трубы.

Записать магнитограмму по периметру трубы там, где ЗКН не обнаружена и нет видимых дефектов, после чего следует перенести информацию в память ПК и найти:

- зоны с наибольшими значениями градиентов;
- точки перехода через «0»;
- точки с резкими скачками напряженности магнитного поля, хотя бы по одному из датчиков;
- зоны с расхождениями между магнитограммами 1-го и 2-го, 2-го и 3-го датчиков.

Найденные точки и ЗКН нанести на трубу для дальнейшего обследования металла в этих местах. Начало и направления сканирования заносятся в полевой журнал (форма 2).

#### Г.19 Обследование металла трубы:

- в зоне с наибольшими значениями градиентов напряженности магнитного поля следует найти точку с наибольшими значениями (например, измерителем концентрации напряжений ИКН);
- сфотографировать зону с нарушением структуры металла, при необходимости снять реплики, установить и измерить  $\sigma_v$ ,  $\sigma_t$ ,  $\gamma$ , НВ переносным твердомером с записью в полевой журнал;
- в зоне перехода напряженности магнитного поля «переходит через ноль» прибором ИКН найти 2 точки с наибольшими значениями, противоположными по знаку,

как правило, расположенные напротив друг друга, а линия их соединяющая будет перпендикулярна линии 0. Измерение НВ надо провести так, чтобы индентор попал в точку, где напряженность магнитного поля равна 0.

#### Г. 20 Выявление трещиноподобных дефектов

На участках ЗКН проводится выявление трещин любым методом (вихретоковый, магнитный, рентгеновский контроль, магнитопорошковая дефектоскопия).

#### Г.21 Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ) согласно ГОСТ Р ИСО 5577

УЗТ проводится в режиме «ручного» (измерение раздельно-совмещенным преобразователем) и автоматического (режим А-толщиномера) контроля и УЗК. Для проведения УЗТ в одной точке в режиме «ручного» контроля необходимо зачистить до металлического блеска площадь диаметром не менее 100 мм, или 100×100 мм для автоматического контроля.

Точка считается измеренной, если:

- при «ручном» контроле проведено не менее 3-х измерений;
  - при автоматическом контроле проведено измерение на длину не менее 50 мм;
- при этом в заключение по результатам контроля вносятся наименьшее и наибольшее показания прибора в одной точке.

Выбор точек для проведения УЗТ по результатам проведенного ВИК: как минимум в одном сечении в 4 точках, расположенных по периметру трубы на 12, 3, 6 и 9 часах.

а) Дефект типа вмятина – в 4 точках, диаметрально расположенных по периметру вмятины;

б) Дефект типа потеря металла (коррозионная язва) – в точке, расположенной рядом с коррозионным поражением.

Выбор точек для проведения УЗТ по результатам проведенного контроля ММПМ, проводится после анализа магнитограмм на ПК. Обязательному контролю подлежат точки, в которых в процессе ММПМ коэффициент интенсивности изменения магнитного поля имеет значения 15 и более единиц, а напряженность магнитного поля:

- возросла на 40 и более единиц;
- скачкообразно возросла, хотя бы по одному датчику;
- переходит через 0;

#### Г.22 Завершение работ:

- отключить все приборы НК, протереть их от контактной смазки, пыли и уложить в транспортировочный кейс;

– доложить представителю заказчика об окончании работ и передать на согласование документацию оформленную в соответствии с формами 1-2 и рисунками Г.1 и Г.2.

Аномалия № \_\_\_\_\_

Дата контроля \_\_\_\_\_

Место контроля (населенный пункт)

\_\_\_\_\_  
Наименование организации\_\_\_\_\_  
Наименование оборудования\_\_\_\_\_  
Марка стали\_\_\_\_\_  
Завод-изготовитель

Диаметр трубы, мм	GPS координаты		Линейные координаты, м		№ рис., фото
	начало	конец	начало	конец	
Ø 720×...	N E	N E			Рис. Фото

Длина шурфа: \_\_\_\_\_ Ширина шурфа: \_\_\_\_\_ Глубина заложения трубы: \_\_\_\_\_

Гранулометрический состав грунта: \_\_\_\_\_ Тип изоляции: \_\_\_\_\_

## Результаты ММПИМ

Тип прибора	№ Файла	Направление сканирования
ИКН-Х-Х		



## Результаты УЗТ в шурфе с аномалией НДС №

№ замера	Расположение точки измерения по периметру трубы, (час)	Показания прибора					
		в сечении № 1 на расстоянии ..... мм от .....(мм)		в сечении № 2 на расстоянии ..... мм от .....(мм)		в сечении № 3 на расстоянии ..... мм от .....(мм)	
		min	max	min	max	min	max
1	12						
2	3						
3	6						
4	9						

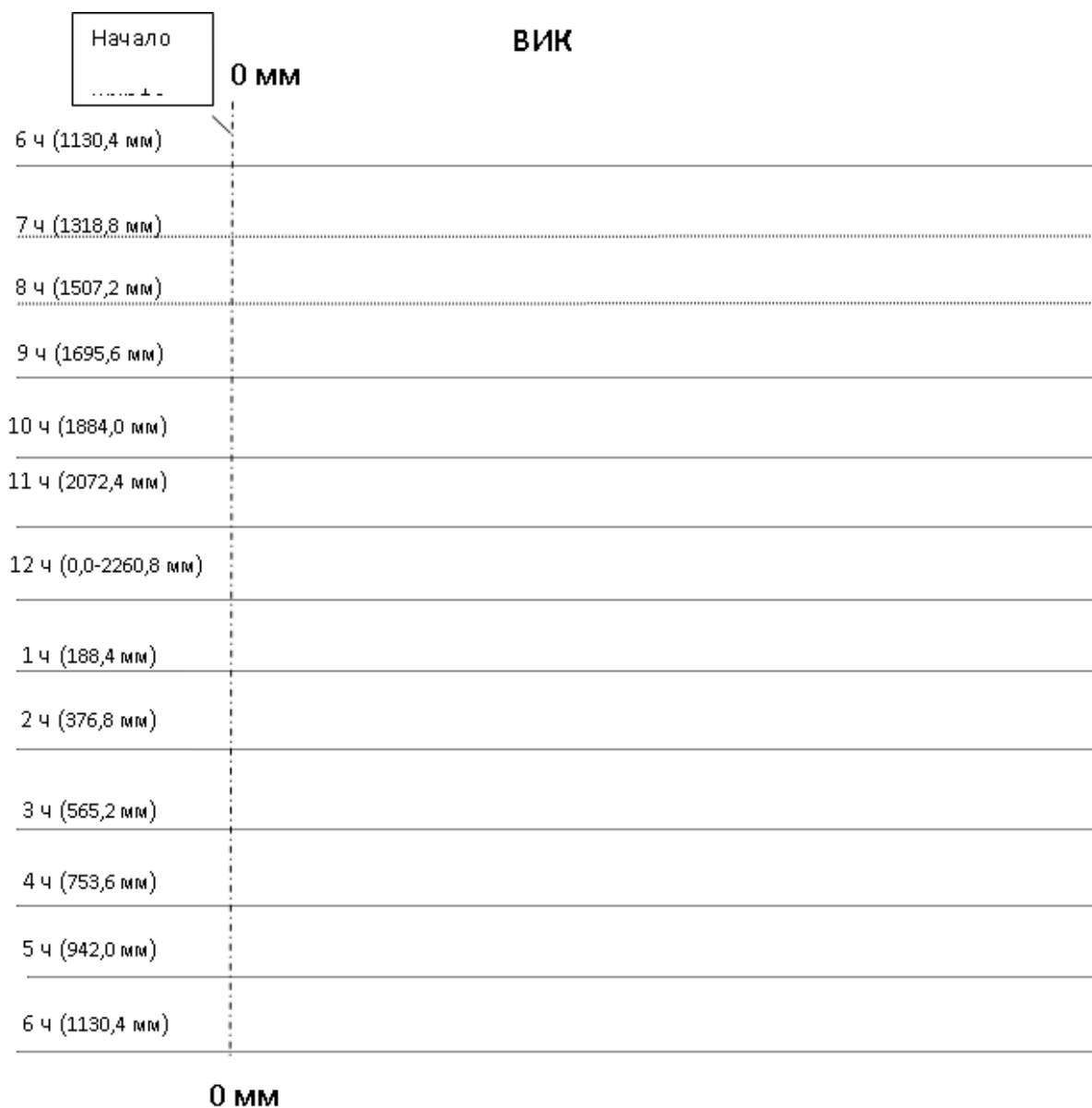


Рисунок Г. 1 - Развертка трубы диаметром 720×... мм в шурфе с аномалией НДС

№.... Результаты ВИК: Схема расположения дефектов и их размеры

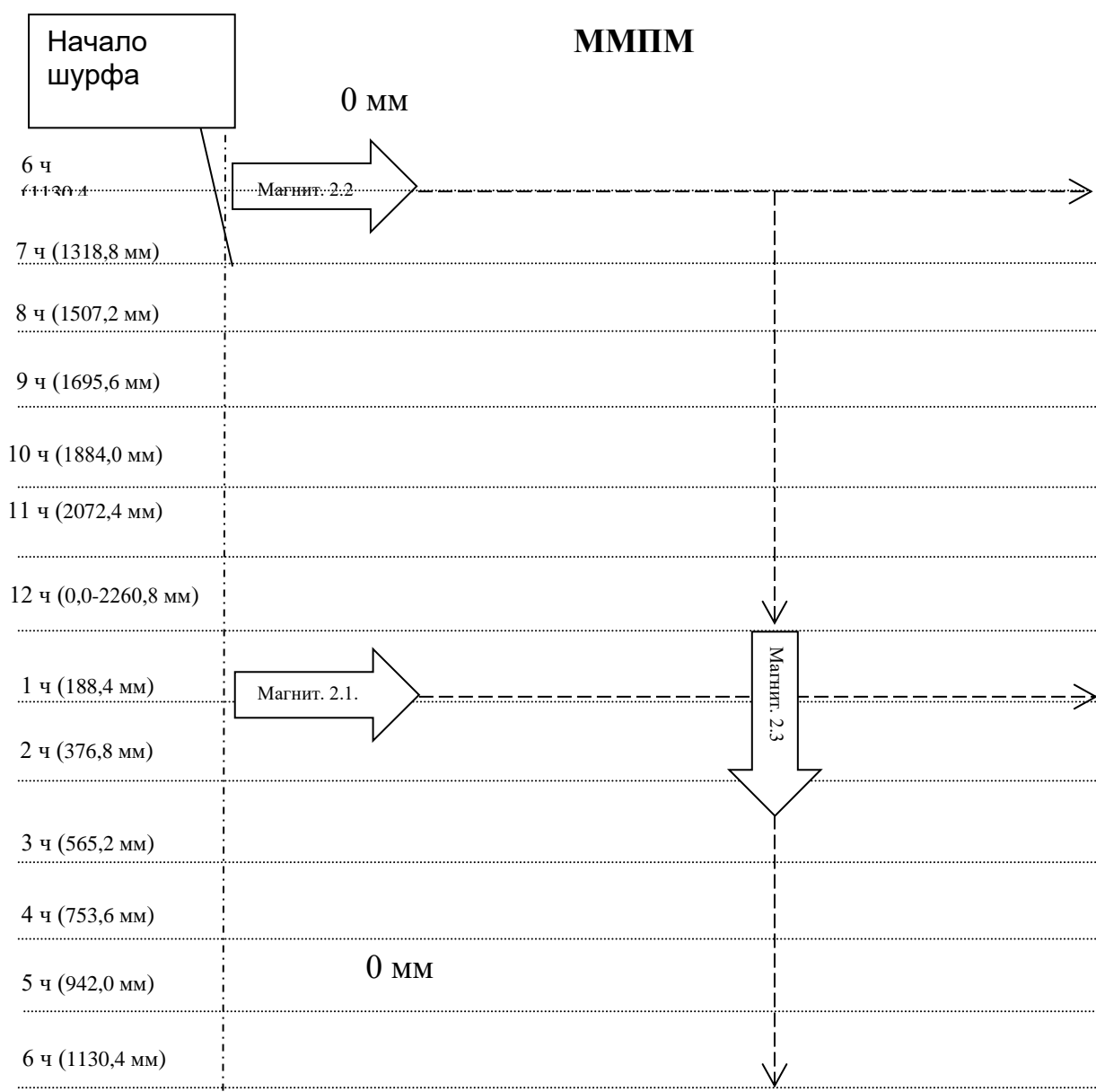


Рисунок Г. 2 - Развертка трубы в шурфе с аномалией №...

Направления сканирования при магнитном контроле

**Приложение Д**  
**(справочное)**  
**План обеспечения качества**

Д.1 Общие положения плана обеспечения качества в ходе технического диагностирования МТМ

Федеральный закон [5] предоставляет эксплуатирующей организации (собственнику) свободу выбора приемлемости риска. Как следует из норм ФНП (пункт 3, пункт 9, пункт 15), обоснование безопасности содержит сведения о результатах оценки риска аварии на опасном производственном объекте, а оценка риска аварии является обязательным элементом системы управления промышленной безопасностью и обязательной частью декларации промышленной безопасности. Несмотря на это в РФ не существует обязательных нормативных актов, регулирующих проведение процедуры оценки риска аварий. Экспертные организации применяют документы рекомендательного характера, не содержащие главного элемента - соотношенных со спецификой отрасли производства количественных показателей допустимости риска. Такие величины должны быть установлены нормативно, а не субъективно путем экспертной оценки согласно требованиям ГОСТ Р 56828.15 и ГОСТ Р 57522.

При установлении конкретных числовых показателей обоснование безопасности будет возможно проверить с учетом объективных критериев и сделать вывод о допустимости риска на данном опасном производственном объекте или следует разработать компенсирующие мероприятия для снижения риска. Ситуацию отсутствия количественных показателей риска нельзя назвать приемлемой, поскольку следствием является сокращение применения достижений отечественного производства и снижение показателей конкурентоспособности отечественной продукции.

Снижение риска аварий может быть обеспечено за счет выполнения плана обеспечения качества (*QP*) обследований путем контроля численных показателей (*QC*), и сравнения отраслевых критериев прогнозирования работоспособности (безопасности) трубопроводов. Расчетные методы и численные значения таких параметров, основанные на понятиях надежность, предельные состояния, вероятность отказа, оценка безопасностей и рисков, имеют в качестве основы разработки положения стандартов в области трубопроводного транспорта.

В качестве численного значения работоспособности трубопровода принята вероятность отказа, аварии, разрушения при достижении определенного предельного

состояния согласно ГОСТ Р 54382, а критерием безопасной эксплуатации в общем случае является отсутствие локальных зон концентрации напряжений, в которых состояние металла достигло предельного согласно ГОСТ 53006, статья 3.1.8.

В процессе верификации данных технического диагностирования подтверждается достижение гарантированных подрядчиком показателей качества для конкретного трубопровода согласно ГОСТ 54907, статья 6.6.2.4.

Д. 2. МТМ позволяет выявить в виде аномалий НДС участки с риском перехода в предельное состояние по локальным напряжениям (из-за деформаций и дополнительных нагрузок). Нередко, несмотря на незначительные геометрические размеры дефектов в подобных ЗКН имеются усталостные и коррозионно-усталостные трещины (дефекты КРН), явления потери устойчивости вследствие воздействия случайных нагрузжений (например, оползней), что определяет повышенную опасность подобных участков.

План обеспечения качества регламентирует следующие критерии:

1) на этапе полевых работ - комплексный показатель качества (*QC*), отражающий степень соответствия условий сканирования требованиям Спецификации совокупности технических средств МТМ;

2) на этапе обработки данных нормированным численным показателем качества, обеспечивающим достоверность технического диагностирования МТМ, является *QA*. Это требует от подрядчика декларации точностных характеристик: вероятностей обнаружения (*POD*) и интерпретации степени опасности (*POIn*) аномалий НДС;

3) комплексный нормируемый показатель качества достоверности технического диагностирования (*POR*) подразумевает оценку достоверности данных МТМ о местоположении и степени опасности аномалий НДС. Его устанавливают в процессе верификации на основании статистических показателей при учете большого массива данных. Процедура расчета *POR* приведена в приложении Б.

Д 3. Практическая программа обеспечения надежности трубопроводов

Снижение риска аварий обеспечивается путем повышения надежности трубопроводов за счет применения эффективных систем технического диагностирования и разработки ПОН на основе результатов технического диагностирования. При выборе подрядчиков по техническому диагностированию владелец (эксплуатирующая организация на правах аренды, заказчик) должен ориентироваться на *QA* исполнения работ путем их объективной оценки на базе количественных критериев и нормируемых показателей *QA*, подлежащих проверке и сравнению.

Декларируемыми параметрами *QA* для подрядчиков работ по техническому

диагностированию МТМ являются:

- объем инструментального контроля (в процентах длины обследованных участков металла от общей протяженности трубопровода);
- *POD; POIn*;
- параметров прогнозирования безопасности (работоспособности):  $P_{без}$  и  $T_{без}$ .

В процессе верификации данных технического диагностирования согласно QC подтверждается достижение декларированных подрядчиком показателей QA для конкретного трубопровода. Установлены следующие показатели точности и достоверности методов оценки и контроля метрологических и точностных характеристик изделий:

- нижний предел допускаемого значения доверительной вероятности оценки характеристики (выбирают из ряда 0,90; 0,95; 0,99) -  $P_d$ ;
- интервал, в котором с заданной доверительной вероятностью находится действительное значение оцениваемой характеристики (уровень доверия) –  $I_p$ , согласно ГОСТ 8.508.

## Библиография

- [1] СП 33.13330.2012 (СНиП 2.04.12-86) Расчет на прочность стальных трубопроводов
- [2] СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы
- [3] СП 125.13330.2012 Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов
- [4] СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
- [5] Приказ Ростехнадзора от 15.07.2013 N 306 (ред. от 12.07.2018) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта"