

ОАО "Газпром нефть"

г. Москва

Методический документ Компании

Методические указания по организации и исполнению программ диагностики промысловых трубопроводов Компании

Сведения о методическом документе

- 1 РАЗРАБОТАН Департаментом добычи нефти и газа
- 2 СОАВТОР Управление эксплуатации трубопроводных систем
- 3 ВЛАДЕЛЕЦ ПРОЦЕССА Начальник департамента добычи нефти и газа
- 4 Данный документ разработан в соответствии с Планом стандартизации на 2010 год
- 5 ВЕРСИЯ 1.0. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ Распоряжением от _____ г. № _____

Введение

Методический документ устанавливает требования к организации и исполнению работ по техническому диагностированию, экспертизе промышленной безопасности, определению остаточного ресурса и назначению сроков безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов Компании.

Содержание

1	Область применения	5
2	Нормативные ссылки	6
3	Термины и определения	6
4	Общие требования по техническому диагностированию промышленных трубопроводов	10
4.1	Общие положения.....	10
4.2	Общие требования к составу и периодичности работ	12
4.3	Перечень и порядок применения Типовых программ диагностирования	15
4.4	Требования к содержанию и форме технического задания.....	20
4.5	Требования к проведению экспертизы промышленной безопасности трубопроводов	20
4.6	Требования к выполнению аудита по соблюдению методических указаний.....	20
5	Порядок выполнения предварительных и рекогносцировочных работ	21
5.1	Перечень исходных данных	21
5.2	Порядок выполнения натурального обследования.....	22
5.3	Порядок анализа исходных данных и результатов натурального обследования	23
5.4	Порядок и требования по выявлению потенциально опасных участков.....	24
5.5	Порядок назначения мест шурфования для выполнения измерений при диагностике, включая обследование ремонтных участков	24
6	Порядок выполнения работ по диагностированию	26
6.1	Объемы и виды работ.....	26
6.2	Перечень применяемых методов контроля.....	29
6.3	Требования к применяемым методам контроля	29
6.4	Требования к обработке результатов полевых измерений	34
7	Основные положения по выполнению внутритрубной диагностики промышленных трубопроводов.....	36
7.1	Порядок выполнения внутритрубной диагностики. Требования к организациям, выполняющим ВТД.....	36
7.2	Требования к техническому заданию и договору на проведение внутритрубной диагностики	38
7.3	Требования по подготовке промышленного трубопровода к проведению внутритрубной диагностики	39
7.4	Требования к проведению ВТД, процедуры пуска, приема, сопровождения ВИП	41
7.5	Требования к ВИП по выявлению дефектов, проведению работ по расшифровке дефектов (особенностей, выявляемых при производстве работ по ВТД).....	42
7.6	Требования к дополнительному дефектоскопическому контролю (ДДК).....	49
7.7	Требования к составу технического отчета по результатам ВТД, формату предоставления результатов.....	50
7.8	Требования к заключению экспертизы, оценке технического состояния участков, диагностируемых с применением ВИП	53
7.9	Техника безопасности при производстве работ по ВТД	55
8	Рекомендации по возможностям применения новых методов контроля для повышения надежности промышленных трубопроводов	55

8.1	Обзор новых методов контроля в смежных областях техники и определение перспектив их применения для повышения надежности промышленных трубопроводов	55
8.2	Определение возможностей и областей применения магнитометрического контроля в модификации градиентометрии, общие требования к аппаратуре и технологии производства работ	55
8.3	Рекомендации по областям применения и общие требования к аппаратуре и технологии волноводного УЗК, цифровой радиографии и ультразвукового контроля с применением преобразователей на основе фазированных решеток	57
9	Критерии отбраковки промышленных трубопроводов	67
9.1	Методика расчета на прочность и долговечность труб и сварных соединений с дефектами типа потеря металла коррозионного происхождения.....	67
9.2	Перечень дефектов, подлежащих ремонту. Описание типов и параметров дефектов	69
9.3	Перечень дефектов первоочередного ремонта	70
9.4	Перечень дефектов, подлежащих расчету срока эксплуатации трубопровода ..	71
10	Анализ повреждений, установление механизма их образования и определяющих параметров технического состояния трубопровода.....	73
10.1	Оценка фактической нагруженности трубопровода.....	73
10.2	Установление механизмов образования и роста обнаруженных дефектов и повреждений.....	74
10.3	Оценка параметров технического состояния трубопровода	78
11	Порядок расчета и назначение срока безопасной эксплуатации трубопровода.....	79
11.1	Требования к расчету срока безопасной эксплуатации трубопровода по данным технического диагностирования	79
11.2	Требования к выполнению расчетов по долговечности трубных секций с дефектами, определению сроков их безопасной эксплуатации и рекомендациями по формированию планов ремонта на различные заданные Заказчиком сроки.....	80
11.3	Требования к расчету срока безопасной эксплуатации трубопровода по статистике отказов трубопровода.....	80
11.4	Порядок назначения срока безопасной эксплуатации трубопровода	81
12	Порядок оформления, согласования, хранения, архивирования материалов по техническому диагностированию	81
12.1	Требования к отчету по результатам технического диагностирования	81
12.2	Состав и форматы данных по результатам технического диагностирования для передачи в систему «Управление целостностью трубопроводов Компании.....	82
12.3	Порядок хранения, архивирования и уничтожения отчетных материалов по технической диагностике трубопроводов.....	83
13	Рекомендации по прогнозированию характера возможных разрушений и расчету последствий отказов промышленных трубопроводов	83
13.1	Классификация видов разрушений промышленных трубопроводов в зависимости от разновидностей образующихся дефектов.....	83
13.2	Методические указания по расчету и оценке вероятных объемов ущерба в зависимости от видов разрушений.....	86
13.3	Рекомендации по составлению планов ликвидации возможных аварий и их	

последствий	87
14 Техника безопасности	89
14.1 Требования к проведению работ по техническому диагностированию на опасных производственных объектах	89
14.2 Требования пожарной безопасности и взрывобезопасности	90
14.3 Требования безопасности при работах в шурфах	90
14.4 Промышленная безопасность при производстве работ по техническому диагностированию трубопроводов	91
14.5 Требования к оборудованию, применяемому при техническом диагностировании трубопроводов	91
14.6 Требования к соблюдению экологической безопасности и природопользованию	92
14.7 Требования безопасности при проведении неразрушающего контроля. Общие положения	92
14.8 Требования безопасности при проведении работ по электрометрии.....	93
14.9 Требования безопасности при проведении ультразвукового контроля.....	93
14.10 Требования по обеспечению безопасности производства работ по внутритрубной диагностике.....	93
Приложение 1 Требования к подрядным организациям, персоналу и оборудованию...	96
Приложение 2 Обзор действующей нормативной документации Федерального уровня, регулирующей вопросы технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности	99
Приложение 3 Краткое описание внутритрубных средств очистки трубопроводов	107
Приложение 4 Краткое описание внутритрубных средств диагностики.....	108
Приложение 5 Значения коэффициентов надежности по нагрузке	109
Приложение 6 Расчёт остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов по методике ОСТ 153-39.4-010-2002.....	111
Приложение 7 Методика расчета НДС трубопроводов	115
Приложение 8 Расчетные схемы для дефектов типа потеря металла коррозионного происхождения	125
Приложение 9 Алгоритм выполнения работ по внутритрубной диагностике промышленного трубопровода	132
Приложение 10 Методика определения срока и условий безопасной эксплуатации основного металла и сварных соединений труб с дефектами	133
Приложение 11 Форма представления результатов расчёта сроков безопасной эксплуатации трубопровода	147
Приложение 12 Рекомендуемое содержание и форма договора по ВТД.....	148

1 Область применения

1.1 Настоящий методический документ является составной частью СК-01.06.06 «Управление целостностью трубопроводов» (далее – СК-01.06.06).

1.2 Методический документ устанавливает правила организации проведения работ по техническому диагностированию, экспертизе промышленной безопасности, определению остаточного ресурса и назначению сроков безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов Компании в зависимости от уровня рисков при эксплуатации.

1.3 Положения настоящего методического документа подлежат соблюдению в Компании и ее структурных подразделениях с момента введения методики в действие.

1.4 Настоящий методический документ рекомендуется для применения в дочерних и зависимых обществах Компании.

1.5 Методический документ распространяется на стальные трубопроводы диаметром более 89 мм без внутренних защитных покрытий системы промысловых трубопроводов нефтедобывающих объектов Компании, попадающих под действие РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» [14], поднадзорных Ростехнадзору, в которую входят:

- выкидные трубопроводы от скважин для транспортирования продукции нефтяных скважин до замерных установок;
- нефтесборные трубопроводы для транспортирования продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов первой степени сепарации нефти (нефтегазопроводы);
- нефтепроводы для транспортирования газонасыщенной или разгазированной, обводненной или безводной нефти от пунктов сбора нефти и дожимных насосных станций (ДНС) до центральных пунктов сбора (ЦПС);
- внутриплощадочные трубопроводы, транспортирующие продукт на объектах его подготовки;
- нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от центральных пунктов сбора и подготовки нефти до сооружений магистрального транспорта;
- трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и систем захоронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты с давлением закачки 10 МПа и более;
- водоводы поддержания пластового давления для транспорта пресной, пластовой и подтоварной воды на КНС (кустовой насосной станции);
- газопроводы для транспортирования нефтяного газа от установок сепарации нефти до установок подготовки газа (УПГ) или до потребителей;
- газопроводы для транспортирования газа к эксплуатационным скважинам при газлифтном способе добычи;
- газопроводы для подачи газа в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи;
- газопроводы для транспортирования газа от центральных пунктов сбора до сооружений магистрального транспорта;
- ингибиторопроводы для подачи ингибиторов к скважинам или другим объектам обустройства нефтяных месторождений.

1.6 Методический документ не распространяется на промысловые трубопроводы, транспортирующие среды с содержанием сероводорода парциальным давлением свыше 10 000 Па.

1.7 Методический документ предназначен для подразделений и организаций:

- эксплуатирующих промысловые трубопроводы и являющихся заказчиком их технического диагностирования и проведения экспертизы промышленной безопасности;
- выполняющих работы по техническому диагностированию и экспертизе промышленной безопасности промысловых трубопроводов на объектах Компании;
- проводящих обучение и проверку знаний персонала, выполняющего работы по

техническому диагностированию промысловых трубопроводов на объектах Компании.

1.8 Настоящий методический документ не является документом, содержащим коммерческую тайну Компании, и предназначен для распространения, в том числе, среди контрагентов Компании.

2 Нормативные ссылки*

СК-01.06.06 Управление целостностью трубопроводов

КТ-004 Термины и сокращения

3 Термины и определения

В методическом документе используются термины, определенные в каталоге КТ-004, а также следующие локальные термины и определения:

аномалия (применительно к ВТД): зарегистрированная при контроле трубопровода индикация дефектоскопа, связанная с отклонением от нормы параметров труб, сварных швов, влиянием энергетических полей, состоянием внешних материальных объектов (по отношению к дефектоскопу).

Примечание - Аномалии (в отличие от фоновых индикаций) требуют дальнейшего анализа и должны быть классифицированы, как дефекты, допустимые дефекты (несовершенства) или особенности.

вероятностный остаточный ресурс работоспособности: продолжительность сохранения объектом работоспособного состояния с момента диагностирования, определенная с заданной вероятностью.

вмятина: местное уменьшение проходного сечения трубы без излома оси трубопровода, возникшее в результате поперечного механического воздействия.

внутритрубная диагностика (ВТД): комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах трубопровода с использованием внутритрубных инспекционных приборов.

внутритрубный инспекционный прибор (ВИП): устройство, перемещаемое внутри нефтепровода потоком перекачиваемого продукта или механическим способом, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах стенки нефтепровода и сварных швов.

глубина дефекта: наибольший размер дефекта в направлении толщины стенки (радиальном направлении) трубы.

гофр (гофра): уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися поперечными выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода.

дефект: отклонение параметров (характеристик) трубопровода или его элемента от требований, установленных нормативно-технической документацией.

дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК): комплекс работ, проводимых снаружи трубопровода с целью уточнения параметров дефектов участка трубопровода после выполнения внутритрубной дефектоскопии.

дефект (применительно к ВТД): аномалия, допускающая однозначную идентификацию (отнесение к определенному типу) и определение характерных размеров, не отвечающих требованиям нормативных документов.

Примечание - В настоящем документе может употребляться в обобщенном смысле для обозначения произвольного несовершенства формы, повреждения металла и т.п.

дефектный стык: кольцевой сварной шов, содержащий один и более дефектов.

длина дефекта (применительно к ВТД): используемое для оценки дефектов расстояние

* Примечание – при пользовании настоящим методическим документом целесообразно проверить действие документов, приведенных в разделе «Нормативные ссылки» и «Библиография». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим методическим документом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку

между наиболее удаленными в продольном направлении (вдоль оси трубы) точками дефекта.

заключение экспертизы промышленной безопасности: документ, содержащий обоснованные выводы о соответствии или несоответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности, оформленный в соответствии с ПБ 03-246-98 [6].

заказчик: организация - владелец трубопровода или организация, действующая в интересах владельца трубопровода, приобретающая на основании Договора услуги по внутритрубной диагностике трубопроводов.

индикация дефектоскопа: результирующий выходной сигнал измерительного тракта внутритрубного дефектоскопа.

Примечание - В процессе обработки индикации разделяются на фоновые и аномальные (аномалии).

интерпретация данных: процедура анализа и обработки данных, полученных в результате внутритрубной диагностики.

калибровочное устройство: внутритрубное устройство, предназначенное для оценки соответствия геометрических параметров внутренней полости трубопровода требованиям для пропуска дефектоскопов.

контроль технического состояния: проверка соответствия значений параметров трубопровода требованиям технической документации с определением видов технического состояния (исправное, неисправное, работоспособное и т.д.).

камеры пуска и приема средств очистки и диагностики (КППСОД): оборудование, предназначенное для ввода средств очистки и ВИП в трубопровод и их извлечения из трубопровода.

классические (нетрещиноподобные) дефекты: дефекты, имеющие конечный (ненулевой) радиус закругления в вершине.

комбинированный дефект: два и более близкорасположенных дефекта и/или несовершенства, для которых минимальное расстояние от границы одного дефекта и/или несовершенства до границы другого дефекта/несовершенства меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы.

контрольный пункт: точка на поверхности земли над осью трубопровода, используемая для контроля прохождения средств очистки и диагностики.

маркерный пункт: точка на поверхности земли над осью трубопровода, используемая для установки наземной маркерной системы во время пропуска ВИП.

наземная маркерная система: устройство, устанавливаемое на маркерных пунктах для приема/передачи сигналов ВИП с целью точной привязки диагностических данных по трассе трубопровода (включая прием/передачу сигналов спутниковых навигационных систем GPS/Глонасс).

неразрушающий контроль: контроль качества продукции, при котором не нарушается пригодность контролируемых объектов, в т.ч., технических устройств и сооружений, к применению и эксплуатации.

номинальный диаметр: наружный диаметр трубы, указанный в сертификате соответствия на трубы.

номинальная толщина стенки трубы: толщина стенки трубы, указанная в сертификате соответствия на трубы.

несовершенство: аномалия, допускающая однозначную идентификацию (отнесение к определенному типу) и определение характерных размеров, которые отвечают требованиям нормативных документов.

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

объект контроля: трубопровод, его участок, отдельный узел или отдельно взятое соединение, на котором выполняется контроль качества.

остаточный ресурс трубопровода (участка): суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

одометрическая система: техническое устройство, обеспечивающее определение пройденного внутритрубным инспекционным прибором пути в трубопроводе.

особенность: физический объект, обнаруживаемый при внутритрубной диагностике.

Примечание - Особенности могут быть конструктивными элементами, внешними металлическими предметами или аномалиями с неоднозначной идентификацией.

очистное устройство: внутритрубное устройство, предназначенное для проведения очистки внутренней полости и стенок трубопровода от парафина и асфальтенопарафинистых отложений, посторонних предметов, загрязнений.

промысловые трубопроводы: трубопроводы (с устройствами на нем) для транспорта жидких и газообразных продуктов и технологических сред в соответствии с перечнем раздела 1 п.1.5.

повреждение: изменение или отклонение элементов трубопровода от исходного состояния или заданных номинальных параметров, снижающее прочность и надежность элементов.

предельное состояние: состояние трубопровода, его участка, отдельного узла при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

предельный срок эксплуатации секции с дефектами: минимальный из предельных сроков эксплуатации для всех дефектов, расположенных на секции, определяется по результатам расчетов на прочность и долговечность в соответствии с действующими нормативными документами РФ и отсчитывается от даты последнего диагностирования.

параметры дефекта/несовершенства: геометрические размеры дефекта/ несовершенства, используемые для расчетов на прочность дефектного участка трубопровода.

патрубок: присоединенный трубный элемент, служащий для подключения трубопроводов и арматуры.

пикетная отметка: местонахождение объекта на трассовой карте.

подрядчик: организация, обеспечивающая на основании Договора с Заказчиком выполнение работ по техническому диагностированию промышленного трубопровода в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

потеря металла: повреждение поверхности трубы, приводящее к измеряемому уменьшению толщины стенки.

потеря металла (коррозионная): потеря металла в результате коррозионного повреждения.

профилемер: внутритрубный инспекционный прибор, предназначенный для измерения внутреннего проходного сечения трубопровода, выявления отводов и патрубков трубопровода и определения их местоположения.

работоспособное состояние: состояние трубопровода, при котором значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативной и проектной документации.

расслоение: внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлении, разделяющее металл стенки трубы на слои, технологического происхождения.

ремонтная конструкция: конструкция, установленная на трубопроводе для ремонта.

риска, механическое повреждение типа «риска», дефект типа «риска»: механическое повреждение стенки трубы (риска, царапина, задир, продир) в виде углубления с уменьшением толщины стенки трубы, образованное перемещающимся по поверхности трубы твердым телом.

реперные точки: точки на трассе трубопровода, местоположение которых четко определено, и которые используются для привязки данных дефектоскопии на местности.

Примечание - Реперами служат установленные маркеры, а также «естественные» маркеры – линейные краны, тройники и т.п.

срок безопасной эксплуатации трубопровода: срок эксплуатации трубопровода (в годах) на допустимых параметрах, установленных по результатам экспертизы промышленной безопасности, от момента его экспертизы до проведения следующей экспертизы

промышленной безопасности или ремонта.

срок службы: календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации трубопровода или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

скребок-калибр: калибровочное устройство, предназначенное для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода.

стресс-коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением (КРН): вид физического разрушения стенок трубопровода в форме трещин, происходящего при совместном действии механических сил, которые деформируют кристаллическую решетку трубной стали, а также электрохимического коррозионного окисления атомов железа, образующих эту кристаллическую решетку.

Примечание - В результате этого процесса происходит локально-направленная деструкция стенки трубопровода, подобная хрупкому разрушению кристаллических материалов.

сужение (овальность): изменение проходного сечения трубы, при котором сечение трубы имеет отклонение от формы окружности.

точки - ориентиры: совокупность маркерных пунктов и постоянных ориентиров, находящихся на/над трубопроводом (задвижки, вантузы, опоры линий связи и линий электропередач и др.).

трещина: дефект в виде разрыва (неплотности) металла, геометрия которого определяется двумя размерами (протяженность, глубина).

трещиноподобные дефекты: дефекты, имеющие острую вершину (с практически нулевым радиусом).

техническое диагностирование (ТД): комплекс мероприятий по определению технического состояния трубопровода (участка трубопровода), характера, места обнаруженных дефектов и предоставлению данных для последующего анализа с целью определения причин возникновения дефектов, назначения ремонта и/или установления срока безопасной эксплуатации трубопровода до проведения очередного комплекса таких мероприятий.

техническое задание (ТЗ) на проведение работ по техническому диагностированию трубопровода: документ, определяющий цель, содержание, порядок проведения и требования к техническому диагностированию и содержащий исходные данные, необходимые для проведения диагностирования трубопровода.

участок трубопровода: часть трубопровода, построенная по одному проекту и имеющая одинаковые диаметр, толщину стенки труб, марку стали, тип изоляции, метод защиты от коррозии, сроки укладки в грунт и ввода в эксплуатацию, а также срок ввода в эксплуатацию электрохимической защиты (ЭХЗ).

Примечание - Трубопровод может состоять из одного участка.

устройство контроля качества очистки: внутритрубное устройство, предназначенное для проведения контроля качества очистки поверхности трубопровода при подготовке пропуски внутритрубных инспекционных приборов.

фоновая индикация: индикация дефектоскопа, характерная для бездефектного участка трубопровода.

шаблон профилемера: разновидность калибровочного устройства, являющаяся габаритно-весовым аналогом профилемера и оснащённое механическим измерительным блоком.

ширина дефекта (применительно к ВТД): используемое для оценки дефектов расстояние между наиболее удаленными в кольцевом направлении точками дефекта.

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

экспертная организация: организация, имеющая лицензию Ростехнадзора на право проведения экспертизы промышленной безопасности в соответствии с действующим законодательством.

эксплуатация трубопровода: совокупность процессов транспортировки рабочей среды, технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта трубопровода.

АЭК: акустико-эмиссионный контроль.

ВИК:	визуальный и измерительный контроль.
ВИП:	внутритрубный инспекционный прибор.
ВИП УЗК:	внутритрубный ультразвуковой дефектоскоп, предназначенный, в первую очередь, для выявления трещин, включая трещины стресс-коррозии; выявляются внутрискрипные дефекты и повреждения общей коррозии.
ВИП УЗТ:	внутритрубный ультразвуковой дефектоскоп (толщиномер), предназначенный для выявления потерь металла, расслоений, других внутрискрипных дефектов.
ВИП TFI:	внутритрубный магнитный дефектоскоп, предназначенный для выявления дефектов потери металла стенки трубы и дефектов продольных сварных швов.
ВИП MFL:	внутритрубный магнитный дефектоскоп, предназначенный для выявления дефектов потери металла стенки трубы и дефектов кольцевых сварных швов.
ВТД:	внутритрубная диагностика.
ДДК:	дополнительный дефектоскопический контроль.
Дн:	номинальный наружный диаметр трубы, мм.
КППСОД:	камеры пуска и приема средств очистки и диагностики.
КИП:	контрольно-измерительный пункт.
КУ:	калибровочное устройство.
МК:	магнитный контроль.
НК:	неразрушающий контроль.
НПТ:	нефтепромысловый трубопровод.
НДС:	напряженно-деформированное состояние.
НМС:	наземная маркерная система.
ОУ:	очистное устройство.
СОД:	средства очистки и диагностики.
ТД:	техническая диагностика (техническое диагностирование).
ТЗ:	техническое задание.
УЗК:	ультразвуковой контроль.
УЗТ:	ультразвуковая толщинометрия.
УКО:	устройство контроля качества очистки.
ЭХЗ:	электрохимическая защита.
POI:	Probability of Identification - вероятность идентификации.
POD:	Probability of Detection - вероятность обнаружения.
T:	номинальная толщина стенки трубы, мм.

4 Общие требования по техническому диагностированию промышленных трубопроводов

4.1 Общие положения

4.1.1 Методический документ разработан в соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.97 [1], Федерального закона «О техническом регулировании» №184-ФЗ от 27.12.02 [2].

4.1.2 Методический документ разработан с учетом нормативных документов Ростехнадзора в области эксплуатации и промышленной безопасности промышленных трубопроводов, технического диагностирования, экспертизы промышленной безопасности и оценки остаточного ресурса, приведенных в разделе «Библиография».

4.1.3 Настоящий методический документ является составной частью СК-01.06.06 «Управление целостностью промышленных трубопроводов».

4.1.4 Настоящий методический документ устанавливает требования к организации и исполнению Производственных программ диагностирования промышленных трубопроводов ДЗО Компании.

4.1.5 Положения настоящего методического документа подлежат соблюдению в Компании и ее структурных подразделениях с момента введения методических указаний в действие.

4.1.6 Диагностирование и его место в общей стратегии управления целостностью трубопроводов иллюстрируется рисунком 1.

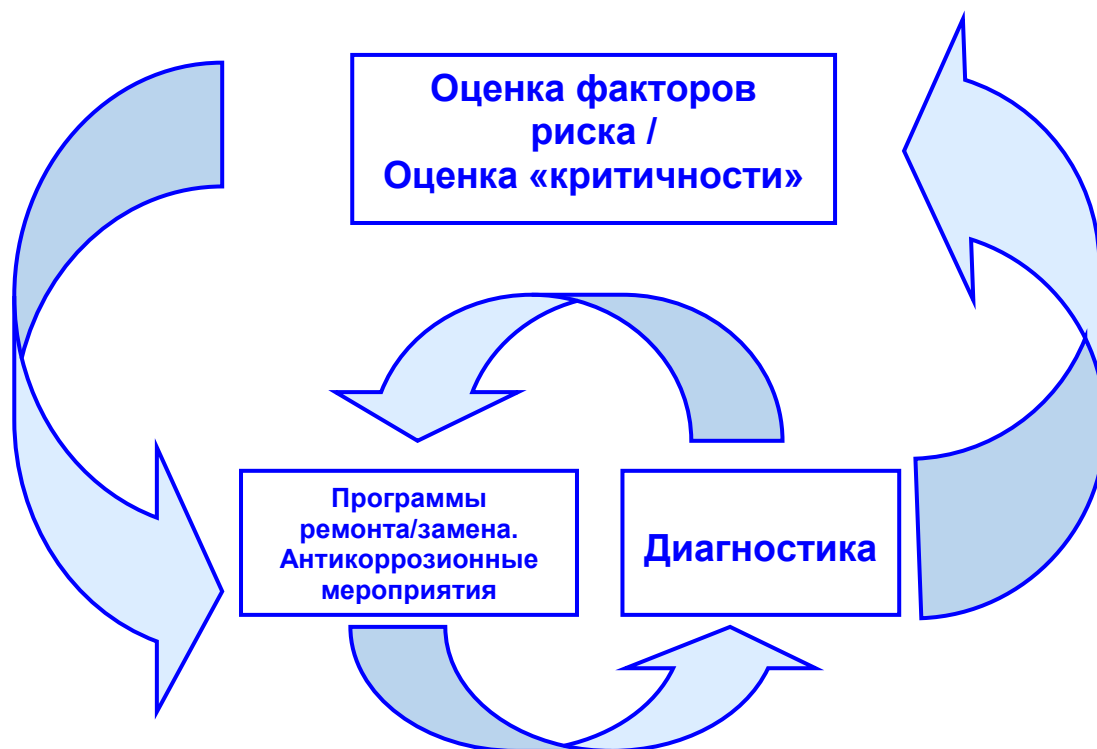


Рисунок 1. Схема взаимосвязи составляющих элементов стратегии управления целостностью трубопроводов

4.1.7 Диагностика, как элемент системы «Управление целостностью промышленных трубопроводов», служит для оценки состояния системы (парка) промышленных трубопроводов, определения проблемных участков и формирования списков/программ эксплуатационных мероприятий.

4.1.8 В системе «Управление целостностью промышленных трубопроводов» применяется рисковая диагностика. Рисковая диагностика включает в себя все элементы нормативной диагностики, выполняемые в объемах и сроках, установленных РД 39-132-94 [14]. При этом набор методов и объем выполнения диагностики в рисковом диагностике расширен, а частота выполнения работ увеличена или соответствует нормативной диагностике.

4.1.9 Рисковая диагностика распространяется как на трубопроводы, так и на их участки. В зависимости от уровня риска в рисковую диагностику включают методы неразрушающего контроля, позволяющие установить наличие дефектов сплошным сканированием трубопровода или участка трубопровода длиной не менее 20 м за один проход/одно измерение.

4.1.10 Диагностика промышленных трубопроводов имеет следующие основные назначения:

- оценка факторов риска дальнейшей эксплуатации промышленных трубопроводов;
- подтверждение возможности безопасной эксплуатации трубопроводных систем на основе оценки остаточного ресурса;
- разработка мероприятий по поддержанию целостности трубопроводов, включая текущий ремонт и замену участков/трубопроводов;
- оценка эффективности мероприятий по поддержанию целостности трубопровода.

4.1.11 Методический документ определяет:

- требования к организациям и специалистам, осуществляющим работы по техническому диагностированию;
- требования к приборному и инструментальному обеспечению диагностических работ;
- требования к Типовым программам диагностирования трубопроводов;
- требования к объемам и периодичности проведения работ;
- требования к подготовке и проведению диагностических работ на трубопроводах;
- порядок отбраковки участков на основе дефектов, выявленных по результатам технического диагностирования;
- порядок продления сроков безопасной эксплуатации забракованных участков на основе расчетно-аналитических процедур;
- требования к рекомендациям по формированию планов ремонта на различные заданные Заказчиком сроки;
- требования к исходным данным, оформлению и хранению результатов диагностирования;
- требования техники безопасности при проведении диагностирования.

4.1.12 Методический документ не регламентирует проведение ревизии промышленных трубопроводов. При проведении ревизии трубопроводов в соответствии с п.7.5.2.5 РД 39-132-94 [14] рекомендуется расширить состав работ и включить работы по контролю качества металла и сварных швов в соответствии с настоящим методическим документом (см. Программу работ № 0 в таблице 2).

4.2 Общие требования к составу и периодичности работ

4.2.1 Экспертиза промышленной безопасности трубопровода с назначением срока безопасной эксплуатации проводится в следующих случаях:

- при выработке трубопроводом установленного по результатам предыдущей экспертизы срока безопасной эксплуатации;
- при выработке трубопроводом установленного в нормативно-технической документации ресурса его эксплуатации, а в случае отсутствия этого показателя, не более чем через 8 лет после начала его эксплуатации с учетом назначения трубопровода;
- после аварий и проведения ремонтно-восстановительных работ.

4.2.2 Экспертиза промышленной безопасности проводится на основании результатов технического диагностирования трубопровода. Целью технического диагностирования является получение информации о фактическом техническом состоянии потенциально-опасных участков и всего трубопровода в целом, предупреждение отказов путем своевременного устранения обнаруженных дефектов, определение возможности работы на проектных технологических режимах и разработка рекомендаций по дальнейшей эксплуатации трубопровода.

4.2.3 Результатом экспертизы промышленной безопасности является Заключение экспертизы промышленной безопасности с оценкой соответствия объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности и установлением срока безопасной эксплуатации трубопровода. Результатом технического диагностирования является Технический отчет. Требования к оформлению Технического отчета и Заключения экспертизы промышленной безопасности приведены в пунктах 12.1 и 12.2.

4.2.4 В пределах установленного в проектной документации срока эксплуатации трубопровода проводится техническое диагностирование с применением методов неразрушающего контроля для контроля эффективности применяемых защитных мер и средств мониторинга, оценки технического состояния трубопровода, сопровождения новых технических решений и т.п. с оформлением Технического отчета по результатам диагностирования, результаты которого используются для управления целостностью промышленных трубопроводов.

4.2.5 Периодичность технического диагностирования каждого отдельного промышленного трубопровода должна быть по РД 39-132-94 [14] не реже:

- одного раза в год - для трубопроводов I категории;

- | | |
|----------------------|------------------------------------|
| одного раза в 2 года | - для трубопроводов II категории; |
| одного раза в 4 года | - для трубопроводов III категории; |
| одного раза в 8 лет | - для трубопроводов IV категории. |

4.2.6 Категории промышленных трубопроводов принимаются в соответствии с классификацией по РД 39-132-94 [14] с учетом пяти факторов: назначение трубопровода, диаметр, давление, газовый фактор и скорость коррозии. В зависимости от этих факторов промышленные трубопроводы подразделяются на четыре категории I, II, III, IV. Трубопроводы I, II, III категорий считаются ответственными.

4.2.7 Если для участков каждого отдельного промышленного трубопровода установлены различные категории риска, то периодичность технического диагностирования этих участков устанавливается:

- для низкой категории риска - 8 лет;
- для средней категории риска- 4 года;
- для высокой категории риска- 1 года;
- для очень высокой категории риска- 1 год.

4.2.8 Работы по экспертизе промышленной безопасности и техническому диагностированию проводятся экспертными организациями, имеющими соответствующие лицензии Ростехнадзора. Требования, предъявляемые к организациям, персоналу, а так же к применяемому оборудованию, представлены в Приложении 1.

4.2.9 Комплекс работ по техническому диагностированию промышленных трубопроводов в зависимости от категории риска, приведенный в таблице 2, включает в себя следующие этапы:

4.2.9.1 Предварительные работы.

4.2.9.2 Изучение и анализ технической документации, условий эксплуатации трубопровода.

4.2.9.3 Разработка Программы производства работ на основании Типовых программ.

4.2.9.4 Внутритрубная диагностика (при возможности применения).

4.2.9.5 Рекогносцировочные работы и исследования трубопровода без вскрытия шурфов, определение потенциально-опасных участков и мест шурфовки трубопровода, уточнение Программы производства работ и утверждение ее.

4.2.9.6 Обследование трубопровода в шурфах:

- контроль состояния изоляционного покрытия трубопровода в шурфах;
- наружный осмотр с целью выявления нарушений сплошности трубопровода, зон наибольшего коррозионно-эрозионного износа, деформаций и других повреждений;
- неразрушающий контроль сварных соединений, тела трубы методами визуально-измерительного контроля, ультразвуковой дефектоскопии, магнитными методами контроля, акустической эмиссией, ультразвуковая толщинометрия;
- оценка механических свойств металла, его химического состава, микроструктуры.

4.2.9.7 Проверочные расчеты, необходимые для разработки Заключения о техническом состоянии трубопровода.

4.2.9.8 Оформление отчета по результатам технического диагностирования, на основании которого разрабатывается Заключение о техническом состоянии трубопровода.

4.2.10 Решение об обследовании промышленного трубопровода внутритрубными инспекционными приборами принимается эксплуатирующей организацией на основании положений стандарта Компании СК.01.06.06. «Управление целостностью промышленных трубопроводов».

4.2.11 Алгоритм проведения работ по экспертизе промышленной безопасности по результатам технического диагностирования представлен на рисунке 2.

Алгоритм проведения работ по экспертизе промышленной безопасности по результатам технического диагностирования трубопровода

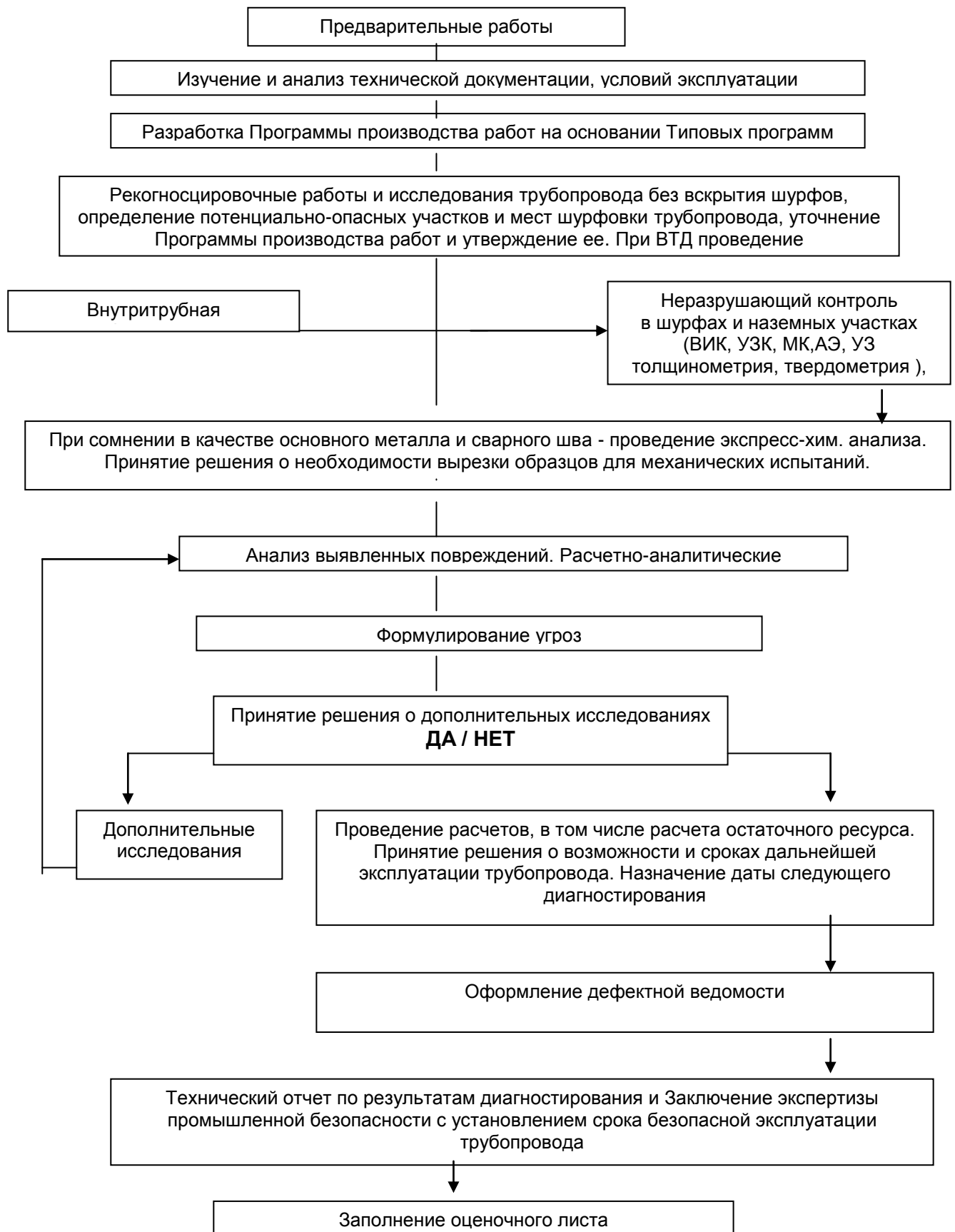


Рисунок 2. Алгоритм проведения работ

4.2.12 Порядок установления и применения критериев отбраковки промысловых трубопроводов изложен в разделе 9.

4.2.13 Результаты экспертизы промышленной безопасности и технического диагностирования должны использоваться для оценки рисков эксплуатации трубопроводов.

4.2.14 При оценке рисков эксплуатации необходимо использовать следующие факторы, связанные с диагностированием промысловых трубопроводов:

- нагруженность трубопровода (отношение проектного/допустимого давления к рабочему);
- техническое диагностирование не проводилось;
- техническое диагностирование проведено:
- срок безопасной эксплуатации трубопровода не продлен;
- срок безопасной эксплуатации продлен;
- проведено внутритрубное диагностирование:
 - дефектов, подлежащих устранению в текущем году, выявлено/ не выявлено;
 - дефектов, подлежащих устранению на следующий календарный год, выявлено/не выявлено;
 - дефектов, подлежащих устранению в течение срока продления, выявлено/не выявлено.

При оценке рисков эксплуатации также учитывается продление срока безопасной эксплуатации по следующей градации: 1 год, 2 года, 3 года, 5 лет, 7 лет и свыше 7 лет.

Порядок использования этих факторов и их общая весомость определена нормативами Компании.

4.3 Перечень и порядок применения Типовых программ диагностирования

4.3.1 Типовые программы технического диагностирования составлены по принятым в Компании категориям риска эксплуатации трубопроводов. Нумерация Программ диагностирования в зависимости от категорий риска эксплуатации трубопровода представлена в таблице 1.

Таблица 1. Выбор Программ диагностирования

№	Категория риска	Типовая Программа технического диагностирования	Примечание
1	Низкая	Программа работ №1	
2	Средняя	Программа работ №2	
3	Высокая	Программа работ №3	
4	Очень высокая	Программа работ №4	Не распространяется на трубопроводы ОВ/ участки трубопроводов ОВ, включенных в программу замены по результатам расчета коэффициента экономической эффективности (Кээ)
5	Всех категорий	Программа работ №0	Применяется в ходе ликвидации отказов* и при планировании объемов ремонтов следующего года

4.3.2 Объемы и состав диагностических работ Типовых Программ различных категорий риска приведены в таблице 2.

* В ходе ликвидации отказов на трубопроводе должны проводиться работы по неразрушающему контролю качества металла и сварных швов, предусмотренные программой №0 с составлением дефектной ведомости.

Таблица 2. Объем и состав диагностических работ по Типовым Программам

Этапы выполнения работ		Цель проведения работ	Вид работы	Объемы выполнения работ	Программа работ				
					№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 0
1		2	3	4	5	6	7	8	9
	Предварительные работы	Сбор и анализ исходной информации, проектно-технической документации	В соответствии с п.5.1 и п. 5.3. настоящих МУ.	Для всех трубопроводов в соответствии с ТЗ.	+	+	+	+	+
Диагностика. Полевые работы	Электрометрические методы контроля	Рекогносцировка трассы	В соответствии с п. 5.2.3 настоящих МУ.	В соответствии с ТЗ.	+	+	+	+	+
		Обследование коррозионного состояния***)	В соответствии с п. 5.2. настоящих МУ.	Проводится при скорости наружной коррозии более 0,3 мм в год в соответствии с ТЗ.	+	+	+	+	-
		Контроль качества изоляционного покрытия с поверхности земли	Бесконтактный метод контроля	В соответствии с ТЗ.	+	+	+	+	-
	Магнитометрический контроль	Контроль металла и сварных швов трубопровода	Бесконтактный метод контроля	По всей длине диагностируемого участка трубопровода.	-	-	+	+	+
	ВТД*)	Контроль металла и сварных швов трубопровода	В соответствии с разделом 7 настоящих МУ	По всей длине диагностируемого участка трубопровода.	-	+	+	+	-
	Контроль качества изоляционного покрытия в шурфах	Визуальный контроль состояния покрытия		По всей длине трубопровода в шурфе	+	+	+	+	+
		Определение толщины покрытия		В четырех точках одного сечения (рис.7.1)	+	+	+	+	+
		Определение адгезии покрытия		В четырех точках одного сечения (рис.7.1)	+	+	+	+	+
	Контроль качества металла и сварных швов	ВИК		Вся поверхность трубопровода в шурфе и на оголенных участках. 100% длины сварного шва.	+	+	+	+	+
		УЗК металла и сварных швов		100% длины стыкового сварного шва и примыкающие продольные швы на протяжении 250 мм.	+	+	+	+	+

Этапы выполнения работ	Цель проведения работ	Вид работы	Объемы выполнения работ	Программа работ				
				№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
			<p>Металл труб:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на локально-деформированных участках; - в местах выявленных дефектов; - по нижней образующей зоны от 5 до 7 часов каждого сечения трубопровода (рис.7.3). 					
	УЗТ		<p>В околошовной зоне сварных швов - не менее чем в 4-х точках равномерно по кольцевому шву и не менее чем в 4-х точках на 1 м продольного шва с каждой стороны шва. Металл труб- в восьми точках каждого сечения трубопровода с размером зоны зачистки поверхности металла 30x30 мм для трубопроводов диаметром более 159 мм и в шести точках каждого сечения для трубопроводов диаметром менее 159 мм (рис.7.3).</p>	+	+	+	+	+
	УЗТ сканирующая		<p>По нижней образующей зоны от 5 до 7 часов каждого сечения трубопровода (рис.7.3).</p>	-	+	+	+	-
	Измерение твердости основного металла труб**)		<p>В четырех точках одного сечения трубопровода (рис.7.3).</p>	-	+	+	+	-

Этапы выполнения работ	Цель проведения работ	Вид работы	Объемы выполнения работ	Программа работ				
				№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	АЭД		По всей длине диагностируемого участка трубопровода.	-	-	-	+	-
	Магнитопорошковый контроль		Участки трубопровода и сварных швов в области дефектов для уточнения их параметров.	доп.	доп.	доп.	доп.	доп.
	Капиллярный контроль		Участки трубопровода и сварных швов в области дефектов для уточнения их параметров.	доп.	доп.	доп.	доп.	доп.
	Механические испытания		При отсутствии сведений о механических свойствах металла труб (по маркам стали и/или их сертификатным данным).	доп.	доп.	доп.	доп.	доп.
	Определение химического состава металла		При отсутствии сведений о механических свойствах металла труб (по маркам стали и/или их сертификатным данным).	доп.	доп.	доп.	доп.	доп.
	Металлографические исследования		При отсутствии сведений о механических свойствах металла труб (по маркам стали и/или их сертификатным данным).	доп.	доп.	доп.	доп.	доп.
Камеральная обработка результатов обследования	Выполнение расчетов. Подготовка дефектной ведомости Определение остаточного ресурса трубопровода.	В соответствии с разделами 9-11 настоящих МУ	Для всех трубопроводов в соответствии с ТЗ	+	+	+	+	+
	Оформление Технического отчета или Заключения	В соответствии с разделом 12 настоящих МУ	Для всех трубопроводов в соответствии с ТЗ	+	+	+	+	+

Этапы выполнения работ	Цель проведения работ	Вид работы	Объемы выполнения работ	Программа работ				
				№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	ЭП10.							
	Количество шурфов на 1 км трубопровода при выполнении шурфовой диагностики			2 шурфа на 1км, но не менее 1 шурфа на трубопровод	4 шурфа на 1км, но не менее 2 шурфов на трубопровод	5 шурфов на 1 км, но не менее 3-х шурфов на трубопровод	5 шурфов на 1км, но не менее 3-х шурфов на трубопровод	2 шурфа на 1км, но не менее 1 шурфа на трубопровод.

Примечания:

*) Возможность проведения, объемы, состав работ по ВТД определяются в соответствии с требованиями раздела 7 настоящих МУ. В случае проведения ВТД состав работ и объемы шурфовой диагностики могут корректироваться.

***) является обязательным для трубопроводов со сроком эксплуатации более 30 лет и при отсутствии сведений о механических свойствах металла труб (по маркам стали и/или их сертификатным данным), необходимых для расчета сроков безопасной эксплуатации секций трубопроводов с дефектами.

***) проводится при скорости наружной коррозии более 0,3 мм в год.

4.3.3 Формы Типовых Программ диагностирования представлены в шаблонах Ш-01.06.06-01, Ш-01.06.06-02, Ш-01.06.06-03, Ш-01.06.06-04, Ш-01.06.06-05.

4.4 Требования к содержанию и форме технического задания

4.4.1 Работы по техническому диагностированию трубопроводов проводятся на основании ежегодных планов, разрабатываемых в ДЗО и утверждаемых в Компании.

4.4.2 В соответствии с утвержденным в Компании ежегодным планом проведения технического диагностирования трубопроводов или в случае назначения внеочередного технического диагностирования предприятие-владелец трубопровода разрабатывает Техническое задание на проведение технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности трубопровода.

4.4.3 Техническое задание должно содержать:

4.4.3.1 наименование предприятия Заказчика;

4.4.3.2 наименование структурного подразделения Заказчика;

4.4.3.3 перечень объектов технического диагностирования, включающий:

- наименование трубопроводов, подлежащих техническому диагностированию;
- местонахождение трубопроводов;
- назначение трубопроводов;
- оценку по категории риска, принятой в Компании;
- диаметр, толщину стенки;
- протяженность.

4.4.3.4 требования к составу и проведению работ согласно настоящим МУ;

4.4.3.5 требования к срокам проведения работ;

4.4.3.6 требования к составу и форме представляемых отчетных материалов.

4.4.4 Техническое задание утверждается согласно порядка, принятого на предприятии Заказчика.

4.4.5 Форма технического задания на проведение технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности трубопровода должна соответствовать шаблону Ш-01.06.06-06.

4.5 Требования к проведению экспертизы промышленной безопасности трубопроводов

4.5.1 Экспертиза промышленной безопасности промысловых трубопроводов и оформление заключения экспертизы осуществляются в соответствии требованиями, установленными ПБ 03-246-98 «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» [6].

4.5.2 Порядок утверждения заключения экспертизы промышленной безопасности регламентируется РД 03-298-99 «Положение о порядке утверждения заключения экспертизы промышленной безопасности» [15].

4.5.3 Экспертиза промышленной безопасности проводится экспертными организациями, имеющими статус юридического лица и лицензию Ростехнадзора на осуществление деятельности по проведению экспертизы промышленной безопасности.

4.5.4 Работы по определению остаточного ресурса трубопроводов проводятся экспертами экспертных организаций, аттестованными в установленном порядке на право выполнения расчетов.

4.5.5 Требования к экспертным организациям изложены в Приложении 1.

4.6 Требования к выполнению аудита по соблюдению методических указаний

4.6.1 С целью проведения контроля за соблюдением требований настоящего стандарта при проведении технического диагностирования промысловых трубопроводов предприятие Заказчик должно обеспечить проведение аудита выполняемых диагностических работ.

4.6.2 Аудит проводится независимой экспертной организацией, привлекаемой предприятием Заказчиком промыслового трубопровода на договорной основе, или службой ТН УЭТ ДЗО Компании.

4.6.3 Независимая экспертная организация проводит аудит на основании утвержденной главным инженером предприятия Заказчика Программы аудита, определяющей объем контроля.

4.6.4 Типовая форма Программы аудита определена шаблоном Ш-01.06.06-09.

5 Порядок выполнения предварительных и рекогносцировочных работ

5.1 Перечень исходных данных

5.1.1 Исполнитель приступает к проведению работ по техническому диагностированию трубопровода после получения от Заказчика комплекта необходимой технической документации на объект контроля.

5.1.2 Под технической документацией понимается совокупность проектной, исполнительной, эксплуатационной и ремонтной документации.

5.1.3 Условия конфиденциальности информации, предоставляемой в распоряжение Исполнителя, устанавливаются в договоре на проведение работ.

5.1.3.1 Перечень исходных данных, предоставляемых Заказчиком, включает:

- наименование и назначение трубопровода (участка);
- регистрационный номер;
- местонахождение трубопровода;
- типоразмер трубопровода (диаметр, толщина стенки (проектная), длина);
- год ввода в эксплуатацию;
- исполнительную документацию;
- материалы, примененные при изготовлении трубопровода в соответствии с сертификатами;
- рабочее и расчетное значения температуры и давления;
- способ прокладки трубопровода;
- сведения об элементах трубопровода (отводах, тройниках, фланцевых соединениях и т.п.), запорной арматуре;
- способ присоединения запорной арматуры к трубопроводу;
- конструкцию защитных покрытий (наружное, внутреннее);
- технологическую схему трубопровода;
- план трассы (наличие пересечений, водных и воздушных переходов, врезок, переездов, тип местности);
- продольный профиль трассы трубопровода;
- эксплуатационный паспорт трубопровода;
- транспортируемый продукт (Qж, Qн, Qг, % воды, Pраб, t, ГФ, 6-ти компонентный состав жидкости (Na+, K+, Ca+2, Cl-, HCO3-1, SO4-2, Fe+2));
- содержание агрессивных газов (H2S, CO2);
- установленный срок безопасной эксплуатации (если указан), наработка часов на момент обследования трубопровода;
- скорость коррозии трубопровода, мм/год (при наличии данных);
- сведения о ревизиях, ремонтах и испытаниях арматуры, которые должны быть оформлены соответствующим актом, который хранится вместе с паспортом или эксплуатационными журналами на трубопровод;
- сведения о ремонтах и врезках;
- антикоррозионные мероприятия, включающие сведения об очистке трубопровода, ингибированию, мониторингу коррозии;
- аварийность: количество, места, причины, даты, вид ремонта;
- дату последней диагностики (ревизии);

- результаты всех проведенных технических диагностирований и ревизий;
- присвоенный уровень риска по классификации, принятой в Компании, с указанием весовых значений факторов, определивших этот уровень;
- категорию в соответствии с РД 39-132-94 [14].

5.2 Порядок выполнения натурального обследования

5.2.1 Организация, выполняющая работы по техническому диагностированию трубопровода, на стадии предварительных работ на основании полученного технического задания и исходных данных по трубопроводу разрабатывает Программу производства работ на объекте в зависимости от категории риска трубопровода. Программа производства работ разрабатывается на основе выбранной Типовой программы технического диагностирования и утверждается начальником управления (отдела) эксплуатации трубопроводов дочернего зависимого общества (ДЗО).

5.2.2 До начала проведения работ оформляются необходимые разрешительные документы на право доступа к объекту диагностирования (приказы на выполнение работ, о назначении ответственных лиц, инструктажи по технике безопасности, наряды-допуски и т.д.).

5.2.3 В рамках предварительных и рекогносцировочных работ выполняется следующее:

5.2.3.1 предварительный анализ полученной информации;

5.2.3.2 планирование полевых (натурных) работ, выход на трассу;

5.2.3.3 рекогносцировка трассы (уточнение трассы трубопровода с привязкой к местности, определение начальных и конечных участков, оценка местности);

5.2.3.4 определение отклонений охранной зоны от норм и требований;

5.2.3.5 определение планового положения, глубины заложения трубопровода;

5.2.3.6 определение наличия или отсутствия блуждающих токов в местах пересечений или сближений с коммуникациями (измерения согласно ГОСТ 9.602-2005 [32]);

5.2.3.7 исследования типов и коррозионной агрессивности грунтов по всей трассе;

5.2.3.8 контроль качества наружной изоляции трубопровода с поверхности земли электрометрическим методом по всей трассе и оценка состояния изоляционного покрытия трубопровода;

5.2.3.9 обследование трассы трубопровода, выявление оголенных участков, провисов, арок пучения, отклонений труб от правильной формы;

5.2.3.10 осмотр и измерения глубины коррозионных повреждений, определение дефектов на всех открытых участках трубопровода (без покрытия или с разрушенным, неработоспособным покрытием);

5.2.3.11 обследование элементов трубопровода (запорная арматура, фланцевые соединения, и т.п.);

5.2.3.12 обследование средств электрохимической защиты.

5.2.4 Для привязки участков трубопровода на местности определяют пикетаж (с точностью до 1 м) характерных точек трассы (опор ЛЭП, пересечений с автомобильными и железными дорогами и т.п.). Положение пунктов геодезической основы относительно пунктов государственной геодезической сети должно определяться с использованием электронных тахеометров и глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS в соответствии с требованиями ГКИНП (ОНТА)-02-262-02 «Инструкции по развитию съемочного обоснования и съемке ситуации и рельефа с применением глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS». Методика определения координат пунктов геодезической разбивочной основы спутниковыми методами должна определяться с учетом требований ГКИНП (ОНТА)-01-271-03 «Руководства по созданию и реконструкции городских геодезических сетей с использованием спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS» и руководством, прилагаемым к геодезическому прибору.

5.2.5 Проверка соблюдения буферных (защитных) зон вокруг промыслового трубопровода проводится на соответствие требованиям п.3.3 РД 39-132-94 [14].

5.2.6 Определение планового положения, глубины заложения трубопровода, контроль состояния и выявление мест повреждения изоляционного покрытия трубопровода проводятся с

помощью электрометрических методов контроля.

5.2.7 При электрометрических измерениях определяются: осевая линия и пространственное положение трубопровода, глубина его заложения, обобщенные характеристики состояния изоляции, места повреждения покрытия, масштабы дефектности изоляции на всем протяжении трубопровода.

5.2.8 Определение планового положения, глубины заложения трубопровода, контроль состояния изоляционного покрытия трубопровода проводится с помощью трассоискателей, приборов дистанционного контроля качества изоляции, приборов, позволяющих проводить позиционирование расположения трубопровода в глобальной системе координат системой спутниковой навигации GPS с применением спутникового навигатора.

5.2.9 Определение наличия или отсутствие блуждающих токов в местах пересечений или сближений с коммуникациями, исследования типов и коррозионной агрессивности грунтов по всей трассе, контроль качества наружной изоляции трубопровода, определение эффективности использования средств ЭХЗ проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 [31], ГОСТ 9.602-2005 [32].

5.2.10 Обследование элементов трубопровода и всех открытых участков трубопровода производится с помощью неразрушающих методов контроля согласно разделу 6.

5.2.11 По результатам натурного обследования проводится единая привязка в GPS зон с дефектами изоляции, наружными и внутренними потерями металла к плану и профилю трассы.

5.2.12 Все проведенные обследования оформляются документально в соответствии с требованиями НТД на контроль и прилагаются в Технический отчет по результатам технического диагностирования.

5.3 Порядок анализа исходных данных и результатов натурного обследования

5.3.1 Целью анализа исходных данных на трубопровод является установление их комплектности, ознакомление с конструкцией, материальным исполнением трубопровода, получение технических данных об условиях проектирования, монтажа, проведение анализа условий эксплуатации трубопровода.

5.3.2 При изучении исполнительной и эксплуатационной документации Исполнителю необходимо установить:

5.3.2.1 соответствие объема контроля качества трубопровода требованиям РД 39-132-94 [14] при строительстве и ремонте;

5.3.2.2 соблюдение требований РД 39-132-94 [14] при проведении очистки внутренней поверхности трубопровода;

5.3.2.3 соответствие установленной на трубопроводе запорной арматуры требованиям действующих ГОСТов, технических условий;

5.3.2.4 наличие пересечений, водных и воздушных переходов, врезок, переездов, тип местности;

5.3.2.5 применение антикоррозионных мероприятий, включающих очистку трубопровода от отложений, испытания, ингибирование, мониторинг коррозии;

5.3.2.6 количество аварий, места, причины, даты, вид ремонта;

5.3.2.7 соответствие рабочих параметров паспортным данным;

5.3.2.8 соблюдение буферных (защитных) зон вокруг промышленного трубопровода на соответствие требованиям РД 39-132-94 [14].

5.3.3 При анализе ремонтной документации получают данные об объеме и характере ремонтных работ и причинах их проведения, уточняется марка используемого при ремонте материала, его механические характеристики. В случае если имели место отказы на трубопроводе, фиксируются места (пикетаж) отказов, их причины, характер разрушений, объем и характер ремонтно-восстановительных работ.

5.3.4 При анализе исходных данных на схему трубопровода наносятся места, на которых в силу особенностей их конструкции или условий эксплуатации наиболее вероятно появление дефектов.

5.3.5 По результатам анализа технической документации составляется акт с указанием

перечня проанализированной документации и результатов анализа.

5.3.6 При натурном обследовании Исполнителем определяются потенциально-опасные участки на трассе трубопровода для проведения неразрушающего контроля в шурфах.

5.3.7 По результатам анализа технической документации и результатов натурального обследования составляется перечень потенциально-опасных участков трубопровода, назначаются места выполнения шурфовых работ, а также проводится уточнение Программы проведения работ в части объемов неразрушающего контроля.

5.4 Порядок и требования по выявлению потенциально опасных участков

5.4.1 Потенциально-опасными считаются участки трубопровода, работающие в тяжелых условиях, где наиболее вероятен максимальный износ вследствие коррозии, вибрации и других причин.

5.4.2 К потенциально-опасным участкам, определяемым по результатам анализа исходных данных на трубопровод, следует относить следующие участки трубопровода:

5.4.2.1 располагающиеся вблизи транспортных магистралей (железных, автомобильных дорог, мостов и т.п.);

5.4.2.2 вблизи линий электропередачи;

5.4.2.3 проходящие через поймы рек, озер, болот;

5.4.2.4 располагающиеся вблизи населенных пунктов;

5.4.2.5 проходящие через овраги и балки;

5.4.2.6 места пересечения с другими коммуникациями;

5.4.2.7 места изменения направления потока (отводы, колена, изгибы, тройники, врезки и т.п.);

5.4.2.8 тройники, дренажные устройства, участки трубопровода перед арматурой и после нее, где возможно скопление влаги;

5.4.2.9 места врезок, ремонтных работ;

5.4.2.10 тупиковые и временно не работающие участки, участки с низкой скоростью потока;

5.4.2.11 участки, где возможна вибрация;

5.4.2.12 места, где наиболее часто происходили аварии трубопровода.

5.4.3 К потенциально-опасным участкам, определяемым по результатам проведенного натурального обследования, следует относить:

5.4.3.1 критические участки, установленные при дистанционном контроле изоляции;

5.4.3.2 критические участки, определенные по измерениям сопротивления грунта по трассе;

5.4.3.3 участки, на которых обнаружено наличие источников блуждающих токов;

5.4.3.4 участки, характеризующиеся повышенной коррозией при выходе трубопроводов из земли и воды,

5.4.3.5 участки вблизи границ почв с различной влагонасыщенностью, кислотностью и т.д.

5.4.4 Потенциально-опасные участки трубопровода должны учитываться при назначении мест выполнения шурфовых обследований трубопровода и при определении видов и объемов неразрушающего контроля в шурфах.

5.5 Порядок назначения мест шурфования для выполнения измерений при диагностике, включая обследование ремонтных участков

5.5.1 Назначение мест выполнения шурфовых работ производится на основе анализа перечня потенциально-опасных участков и их расположения на схеме трубопровода.

5.5.2 На обследуемом трубопроводе должны быть выделены границы участков, однородных по условиям коррозии, и назначены места расположения на них контрольных отрезков (шурфов), исходя из условий доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка, с учетом требований РД-39-132-94 [14], а также таблицы 3.

5.5.3 В обязательном порядке шурфы назначаются на участках, при натурном

обследовании которых обнаружены дефекты изоляционного покрытия, а также в местах зафиксированных отказов и проведения ремонтных работ на трубопроводе. При повторном техническом диагностировании участка трубопровода не менее чем один из шурфов должен быть выполнен на месте шурфования при предыдущем диагностировании для контроля скорости коррозии (Среднее число повторных шурфов для установления скорости коррозии должно находиться в интервале от 10 до 20% от объема шурфовки, предусмотренного типовой программой).

5.5.4 Количество шурфов определяется в зависимости от присвоенной категории риска трубопровода по классификации, принятой в Компании, и должно соответствовать требованиям таблицы 3.

Таблица 3. Количество шурфов при техническом диагностировании трубопроводов

Категория риска трубопровода	Количество шурфов	Комментарий
Низкая	2 шурфа на 1 км, но не менее 1 шурфа на трубопровод	Шурфование в потенциально-опасных зонах
Средняя	4 шурфа на 1 км, но не менее 2 шурфов на трубопровод	
Высокая	5 шурфов на 1 км и не менее 3-х шурфов на трубопровод	$K_3 \leq 1,1$
Очень высокая (низкоаварийные трубопроводы*)	5 шурфов на 1 км и не менее 3-х шурфов на трубопровод	$K_3 \leq 1,1$

*- трубопроводы высокоаварийные, как правило, требуют срочной замены и их техническое состояние известно.

5.5.5 Для проведения диагностических работ длина шурфа должна быть не менее 2 м, расстояние от трубопровода до стенок шурфа должно составлять не менее 1 м в обе стороны, глубина шурфа должна быть не менее чем на 0,5 м ниже нижней образующей трубопровода. Схема шурфования диагностируемого трубопровода представлена на рисунках 3-4.

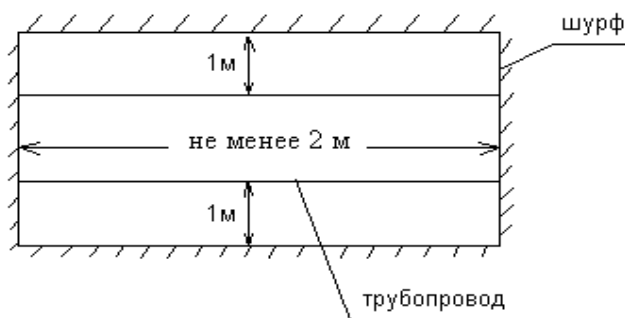


Рисунок 3. Вид сверху обследуемого участка трубопровода

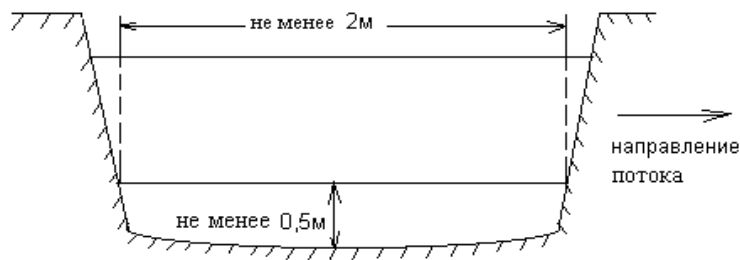


Рисунок 4. Схема шурфования диагностируемого трубопровода

6 Порядок выполнения работ по диагностированию

6.1 Объемы и виды работ

6.1.1 Объемы и виды работ по техническому диагностированию трубопровода устанавливаются (в зависимости от категории риска) в ТЗ и Программе производства работ, разработанной на основании одной из пяти Типовых Программ производства работ, приведенных в пункте 4.3 настоящего документа и шаблонах Ш-01.06.06-01, Ш-01.06.06-02, Ш-01.06.06-03, Ш-01.06.06-04, Ш-01.06.06-05. .

6.1.2 При техническом диагностировании проводится контроль состояния изоляционного покрытия трубопровода, контроль качества основного металла и сварных швов трубопровода.

6.1.3 Контроль основного металла трубопровода включает:

6.1.3.1 визуально-измерительный контроль;

6.1.3.2 определение фактической толщины стенки;

6.1.3.3 ультразвуковой контроль тела трубы в шурфах и на оголенных участках трубопровода;

6.1.3.4 магнитопорошковый или капиллярный контроль металла;

6.1.3.5 измерение твердости основного металла труб.

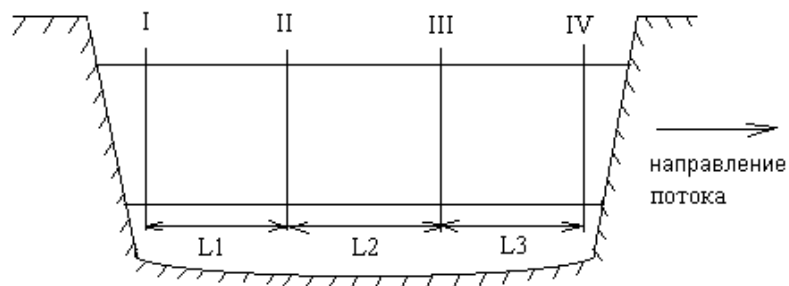
6.1.4 Контроль качества сварных швов трубопровода проводится по всей длине шва на открытых участках (в шурфах) с помощью визуально-измерительного, ультразвукового контроля, измерения твердости металла шва и зон термического влияния.

6.1.5 Магнитопорошковый и капиллярный методы используются в качестве дополнительных для уточнения параметров выявленных дефектов.

6.1.6 Оценка механических свойств металла, определение химического состава и микроструктуры металла являются дополнительными методами и проводятся для трубопроводов со сроком эксплуатации более 30 лет и/ или при отсутствии сведений о механических свойствах металла труб по сертификатным данным.

6.1.7 Типовой программой работ могут предусматриваться акустико-эмиссионный контроль, магнитометрический контроль, внутритрубная дефектоскопия.

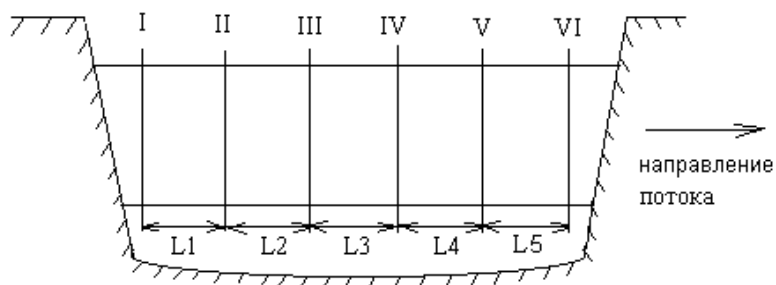
6.1.8 Места расположения обязательных точек замеров при ультразвуковой толщинометрии стенок трубопровода и твердометрии, а также дефектоскопии сварных швов указаны на рисунках 5-9.



где: $L1 = L2 = L3 = 650$ мм

I - IV - зоны контроля УЗТ; II- зона контроля твердометрии.

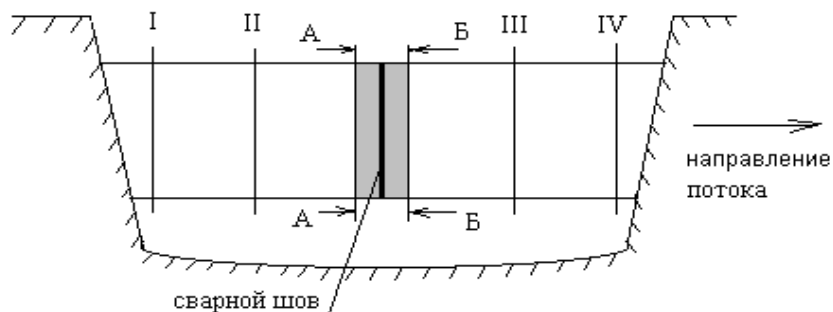
Рисунок 5. Зоны контроля для трубопроводов диаметром более 159 мм



где: $L1 = L2 = L3 = L4 = L5 = 380$ мм

I - VI - зоны контроля УЗТ; III- зона контроля твердометрии.

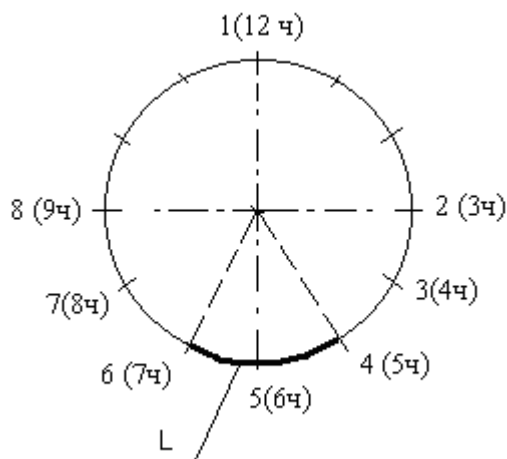
Рисунок 6. Зоны контроля для трубопроводов диаметром менее 159 мм



где:

A – A и B – B - зоны контроля, требующие зачистки всей образующей поверхности металла пришовной кольцевой зоны, шириной вдоль оси трубопровода по 100 мм с каждой стороны шва.

Рисунок 7. Распределение зон контроля на участке трубопровода при наличии монтажных сварных стыков.



где:

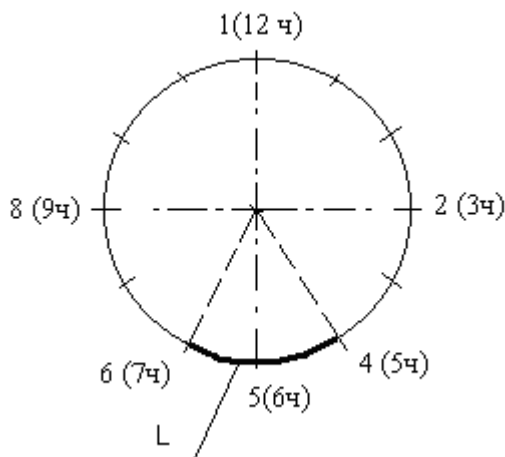
L – сектор, ограничивающий зачистку нижней образующей, шириной вдоль оси трубопровода не менее 100 мм. На секторе выполняется непрерывное сканирование толщины с отнесением минимальной толщины к т.5;

(12ч, 3ч, ..., 9ч) – ориентация зон зачистки поверхности металла по ходу потока;

т.1, т.2, т.3, т.4, т.5, т.6, т.7, т.8 – места замеров УЗТ зон контроля I, II, III, IV с размером зоны зачистки поверхности металла 30 x30 мм для трубопроводов диаметром более 159 мм;

т.1,т.3(или 7),т.4,т.6 – места замеров твердометрии зоны контроля II для трубопроводов диаметром более 159 мм.

Рисунок 8. Схема распределения точек а УЗТ и твердометрии для трубопроводов диаметром более 159 мм



где:

L – сектор, ограничивающий зачистку нижней образующей, шириной вдоль оси трубопровода не менее 100 мм. На секторе выполняется непрерывное сканирование толщины с отнесением минимальной толщины к т.5;

(12ч, 3ч, ..., 9ч) – ориентация зон зачистки поверхности металла по ходу потока;

т.1, т.2, т.4, т.5, т.6, т.8 – места замеров УЗТ зон контроля I, II, III, IV, V,VI с размером зоны зачистки поверхности металла 30 x30 мм для трубопроводов диаметром менее 159 мм;

т.1,т.3(или 7),т.4,т.6 – места замеров твердометрии зоны контроля III трубопроводов диаметром менее 159 мм.

Рисунок 9. Схема распределения точек а УЗТ и твердометрии для трубопроводов диаметром менее 159 мм

6.1.9 На рисунках 5-9 указано минимальное количество сечений и точек замеров на обследуемом участке трубопровода. Количество замеров увеличивается в случае обнаружения дефектов до полного выявления дефектной зоны.

6.1.10 При обнаружении дефектов в шурфе необходимо проследить их протяженность. В случае если размеры шурфа не позволяют выполнить исследования, то выполняется дополнительное вскрытие трубопровода. Границы дефектной зоны считаются установленными, если на протяженности в 1 м от ее границ дефектов не обнаружено.

6.1.11 При завершении этапа полевых работ на трубопроводе (участке трубопровода) должен быть представлено предварительное заключение о техническом состоянии трубопровода по согласованной с УЭТ ДЗО форме, а также приложены копии документов с результатами УЗТ.

6.2 Перечень применяемых методов контроля

6.2.1 При диагностировании трубопровода в шурфах, на участках надземной и наземной прокладки трубопровода применяются следующие методы контроля [5]:

6.2.1.1 контроль состояния изоляционного покрытия трубопровода в шурфах и на открытых участках, включающий:

- визуальный контроль состояния покрытия;
- определение толщины покрытия;
- определение адгезии покрытия;

6.2.1.2 неразрушающий контроль сварных соединений и тела трубы, включающий:

- визуально-измерительный контроль;
- ультразвуковой контроль;
- капиллярный контроль;
- магнитопорошковый контроль;
- акустико-эмиссионный контроль;
- магнитометрический контроль;

6.2.1.3 ультразвуковую толщинометрию трубопровода;

6.2.1.4 исследование химического состава;

6.2.1.5 механические испытания образцов труб;

6.2.1.6 металлографические исследования;

6.2.1.7 твердометрию.

6.2.2 Перечень необходимых методов контроля для каждой из пяти Программ диагностирования в зависимости от категории риска эксплуатации трубопровода устанавливается в соответствии с требованиями таблицы 2 настоящих МУ.

6.2.3 Для контроля качества металла и сварных швов для трубопроводов средней, высокой, очень высокой категории риска (Программы работ №№2-4) при возможности проведения должна назначаться внутритрубная диагностика.

6.2.4 При техническом диагностировании подводных переходов промышленных трубопроводов должны проводиться водолазные обследования, инженерно-геологические работы в соответствии с требованиями РД 39-30-1060-84 «Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов» [25].

6.3 Требования к применяемым методам контроля

6.3.1 Требования к проведению контроля качества изоляционного покрытия трубопровода.

6.3.1.1 Контроль качества наружного изоляционного покрытия трубопровода в шурфах и на участках надземной и наземной прокладки трубопровода проводится в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 [31].

6.3.1.2 При контроле качества изоляционного покрытия необходимо выполнить ВИК

изоляции в шурфах и установить тип изоляционного покрытия, его конструкцию и толщину, характер и размеры повреждений изоляции, а также адгезию изоляции к поверхности трубы.

6.3.1.3 Визуальный осмотр изоляционного покрытия проводится по всей длине участка трубопровода, доступного для контроля. Изоляционное покрытие должно быть сплошным, не иметь механических повреждений.

6.3.1.4 Толщина защитного покрытия контролируется неразрушающими методами с помощью толщиномеров, позволяющих измерять толщину с точностью 0,1 мм.

6.3.1.5 Проверку толщины защитного покрытия трубопровода проводят в четырех точках одного сечения. Значения толщины изоляционного покрытия должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51164-98 [31].

6.3.1.6 Измерения адгезии покрытия к металлу трубы проводятся с помощью адгезиметров в четырех точках одного сечения по усилию, установленному для соответствующего изоляционного покрытия ГОСТ Р 51164-98 [31].

6.3.2 Требования к проведению визуально-измерительного контроля трубопровода

6.3.2.1 Визуально-измерительного контроль трубопровода выполняется до проведения контроля другими методами в соответствии с требованиями РД 03-606-03 [17].

6.3.2.2 Для проведения визуально-измерительного контроля на контролируемом участке производится удаление изоляционного покрытия и очистка всей поверхности тела трубы. Визуально-измерительному контролю подвергается вся поверхность контролируемого участка трубы.

6.3.2.3 Визуальный контроль выполняется невооруженным глазом или с помощью лупы. Увеличение лупы при обследовании основного материала и сварных соединений должно быть не менее чем 4-х кратное.

6.3.2.4 При визуально-измерительном контроле выявляются наружные дефекты основного металла и определяются размеры выявленных дефектов (задиры, забоины, царапины, риски, деформации, трещины, вмятины, прогибы, коррозионные повреждения, изменения исходной формы, или косвенные признаки дефектов и отказов (утечки, запах, "потения" материала – выступания на наружной поверхности трубопроводов капель жидкости).

6.3.2.5 При визуально-измерительном контроле сварных соединений труб определяются их геометрические размеры и отсутствие поверхностных дефектов шва.

6.3.2.6 При обнаружении дефектов, размеры которых не определяются измерительным контролем, обследуемые участки должны быть подвергнуты контролю другими неразрушающими методами.

6.3.2.7 Результаты визуально-измерительного контроля оформляются в соответствии с требованиями РД 03-606-03 [17].

6.3.3 Требования к проведению ультразвукового контроля металла и сварных швов трубопровода.

6.3.3.1 Ультразвуковой контроль сварных соединений и металла труб проводится в соответствии с ВСН 012-88 [61]. Параметры контроля устанавливаются в соответствии с ГОСТ 14782-86 [27].

6.3.3.2 Целью проведения ультразвукового контроля является определение наличия и местоположения внутренних и наружных дефектов (трещин, непроваров, пор, шлаковых включений и др.) в сварных соединениях и металле труб.

6.3.3.3 В обязательном порядке ультразвуковой контроль металла труб проводится:

- в местах обнаружения дефектов, выявленных другими методами неразрушающего контроля;
- в местах с обнаруженными локально-деформированными участками. В этом случае деформированную зону и прилегающую к ней зону недеформированного металла шириной 150 мм по периметру следует подвергать контролю на отсутствие трещин.
- по нижней образующей трубопровода зоны от 5 до 7 часов каждого сечения с применением сканирующих ультразвуковых приборов.

6.3.3.4 Ультразвуковому контролю подвергается 100% длины сварного шва (кольцевого,

продольного), находящегося в шурфе или на открытом участке трубопровода. Количество сварных швов, подвергаемых УЗК на открытых участках трубопровода, должно быть не менее двух на участке длиной 500 м.

6.3.3.5 При исследовании кольцевых сварных швов следует проверять и примыкающие продольные швы на протяжении не менее 250 мм от пересечения сварных швов.

6.3.3.6 Применяемая аппаратура должна отвечать требованиям ГОСТ 23049, ГОСТ 26266-90 [35], иметь сертификат о внесении в Госреестр средств измерений РФ и свидетельство о плановой метрологической поверке.

6.3.3.7 Настройка и проверка чувствительности должна производиться на аттестованных стандартных образцах. Все действия по настройке и контролю должны быть документированы.

6.3.3.8 При автоматической (компьютерной) регистрации данных должна сохраняться первичная информация, допускающая ее проверку путем повторения контроля или с помощью альтернативного метода контроля.

6.3.3.9 Результаты ультразвукового контроля оформляются в виде заключения установленной формы. К заключению должна быть приложена схема проконтролированного участка с указанием на ней мест расположения выявленных дефектов.

6.3.4 Требования к проведению ультразвуковой толщинометрии металла трубопровода.

6.3.4.1 Целью проведения толщинометрии является определение фактической толщины стенки трубопровода и сравнения ее с номинальной и предельно допустимой для данного трубопровода.

6.3.4.2 Определение фактической толщины стенки труб производится ультразвуковыми толщиномерами, удовлетворяющими требованиям ГОСТ 28702-90 [36].

6.3.4.3 Распределение зон контроля (сечений) на обследуемом участке трубопровода и схема распределения точек замеров указана в разделе 6.1.

6.3.4.4 Программой работ может быть предусмотрена УЗТ по нижней образующей трубопровода зоны от 5 до 7 часов с применением сканирующих ультразвуковых приборов.

6.3.4.5 Объем работ по измерениям толщин корректируется в зависимости от результатов визуально-измерительного контроля.

6.3.4.6 Толщина стенки должна измеряться дополнительно в местах с обнаруженными коррозионными повреждениями и рядом с выявленными дефектами на расстоянии 40-50 мм от них на четырех равномерно охватывающих дефектную зону контактных площадках.

6.3.4.7 Для каждой контактной площадки регистрируется минимальное значение толщины из трех измерений.

6.3.4.8 При обнаружении зон расслоений и зон уменьшения номинальной толщины более 15% необходимо устанавливать их границы. Измерения в зонах дефектов должны выполняться по сетке с шагом не более 30 мм.

6.3.4.9 На участках поверхности трубопровода, на которых измеренные толщины стенки значительно различаются в пределах одного участка (более чем на 15 %), необходимо выполнять повторные измерения по сетке с шагом 20 мм.

6.3.4.10 При ультразвуковой толщинометрии проводится измерение толщины стенки в околосшовной зоне сварных швов - не менее чем в 4-х точках равномерно по кольцевому шву и не менее чем в 4-х точках на 1 м продольного шва с каждой стороны шва.

6.3.4.11 Результаты ультразвуковой толщинометрии оформляются в виде Протокола установленной формы. К Протоколу должна быть приложена схема проконтролированного участка с указанием на ней мест расположения выявленных дефектов.

6.3.5 Требования к проведению магнитопорошкового контроля трубопровода.

6.3.5.1 Магнитопорошковый контроль производится в соответствии с ГОСТ 21105-87 [30].

6.3.5.2 При магнитопорошковом контроле за счет обнаружения магнитных полей рассеяния, возникающих вблизи дефектов после намагничивания объекта контроля, выявляются поверхностные и подповерхностные дефекты металла (трещины, закаты, включения, расслоения и т.п.).

6.3.5.3 Магнитопорошковому контролю подлежат участки трубопровода и сварных швов в

области дефектов, выявленных другими методами неразрушающего контроля, в случаях, если требуется уточнение параметров дефектов.

6.3.5.4 Результаты магнитопорошкового контроля оформляются в виде заключения установленной формы.

6.3.6 Требования к проведению капиллярного контроля трубопровода.

6.3.6.1 Капиллярный контроль производится в соответствии с ГОСТ 18442-80 [28].

6.3.6.2 При капиллярном контроле за счет проникновения индикаторных жидкостей в полости дефектов металла объекта контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуально выявляются поверхностные и сквозные несплошности (трещины, закаты, расслоения и т.п.).

6.3.6.3 Капиллярному контролю подлежат участки трубопровода и сварных швов в области дефектов, выявленных другими методами неразрушающего контроля, в случаях, если требуется уточнение параметров дефектов.

6.3.6.4 Участки трубопровода и сварные соединения по результатам контроля капиллярным (цветным) методом считаются годными, если индикаторные следы дефектов отсутствуют.

6.3.6.5 Результаты капиллярного контроля оформляются в виде заключения установленной формы.

6.3.7 Требования к проведению акустико-эмиссионного контроля трубопровода.

6.3.7.1 Акустико-эмиссионный контроль трубопровода производится в соответствии с требованиями ПБ 03-593-03 [09].

6.3.7.2 Применяемая для АЭ-контроля аппаратура должна отвечать требованиям РД 03-299-99. Используемая АЭ аппаратура должна быть откалибрована и поверена в установленные сроки в соответствии с ПБ 03-593-03 [09].

6.3.7.3 Основной целью выполнения АЭ-контроля является обнаружение, определение координат и слежение (мониторинг) за источниками акустической эмиссии, связанными с несплошностями на поверхности или в стенке трубопровода, сварного соединения и конструктивных элементов.

6.3.7.4 АЭ-контроль проводится на основании разработанной исполнителем работ Программы работ по АЭ-контролю. Программа работ должна быть согласована предприятием Заказчиком.

6.3.7.5 Акустико-эмиссионный контроль включает:

- подготовительные работы;
- выполнение АЭК;
- оценка дефектов и оформление результатов контроля.

Перед проведением работ по АЭ контролю следует:

- максимально устранить источники акустических помех;
- откалибровать АЭ аппаратуру;
- определить уровень шума и радиус зоны приема датчиков.

6.3.7.6 При выполнении акустико-эмиссионного контроля контролируемый участок трубопровода должен быть отсечен от примыкающих трубопроводов и обеспечен шурфами.

6.3.7.7 Нагружение трубопровода осуществляется путем повышения внутреннего давления рабочей среды. Порядок, последовательность и параметры нагружения участка трубопровода определяются в Программе работ.

6.3.7.8 Рабочее нагружение имеет целью выполнение АЭК.

6.3.7.9 При проведении АЭ контроля необходимо производить непрерывное наблюдение за поступающими данными. Если в ходе нагружения будет отмечено аномальное увеличение активности АЭ – источники АЭ IV класса опасности (см. п. 6.3.7.12), то для предупреждения возникновения аварии, работы должны быть прекращены до выяснения причин обнаруженного явления.

6.3.7.10 После обработки принятых сигналов результаты контроля представляются в виде

идентифицированных и классифицированных источников АЭ.

6.3.7.11 Выявленные и идентифицированные источники АЭ в соответствии с ПБ 03-593-03 [09] оцениваются по степени опасности на четыре класса:

- источник I класса - пассивный источник;
- источник II класса - активный источник;
- источник III класса - критически активный источник;
- источник IV класса - катастрофически активный источник.

6.3.7.12 Места обнаружения источников сигналов II, III и IV классов на трубопроводе должны быть подвергнуты дополнительному неразрушающему контролю для уточнения типа, размеров дефекта и его местоположения.

6.3.7.13 По результатам акустико-эмиссионного контроля оформляется отчет в соответствии с требованиями ПБ 03-593-03 [09], который должен содержать протокол и заключение АЭ контроля с приложением реализованного графика нагружения объекта.

6.3.8 Требования к проведению измерений твердости металла трубопровода.

6.3.8.1 Измерения твердости металла проводятся в соответствии с ГОСТ 22761-77 [42]. Измерение твердости основного металла стенки труб производится с помощью переносных твердомеров с целью определения фактической твердости по шкале Бринелля (Роквелла) и сопоставления с допустимыми значениями твердости.

6.3.8.2 По результатам измерения твердости косвенным путем определяются фактические механические свойства металла.

6.3.8.3 Измерения твердости выполняются на трубопроводе в местах, указанных на рисунках 7.1 и 7.3.

6.3.8.4 Механические характеристики основного металла и околошовной зоны должны быть не ниже норм, установленных в действующей нормативно-технической документации на металл трубы.

6.3.8.5 Если по результатам твердометрии установлено несоответствие механических характеристик металла установленным нормам, количество точек замеров должно быть увеличено до определения границы дефектной зоны. На таких участках проводится экспресс-химанализ металла, дополнительно назначается вырезка образцов для проведения лабораторных механических испытаний.

6.3.8.6 Результаты твердометрии оформляются протоколом.

6.3.9 Требования к проведению химического анализа, механических испытаний и металлографических исследований металла и сварных соединений трубопровода.

6.3.9.1 Механические испытания, химический анализ и металлографические исследования металла и сварных соединений проводятся при отсутствии данных о первоначальных свойствах основного металла и сварных соединений, когда предполагаются ухудшения механических свойств металла в процессе эксплуатации, а также согласно п. 6.3.8.5.

6.3.9.2 Механические испытания образцов металла и сварных соединений, вырезанных из трубопровода, проводятся с целью определения фактических механических свойств металла и сварных соединений по результатам контрольных измерений и производятся в соответствии с ГОСТ 6996-66.

6.3.9.3 Механические характеристики основного металла и сварных швов должны быть не ниже норм, установленных в действующей нормативно-технической документации на металл трубы.

6.3.9.4 Определение химического состава металла производится в соответствии с ГОСТ 7565-81 [39], ГОСТ 7122-81 [38].

6.3.9.5 Определение химического состава металла производится для уточнения фактической марки стали и установления ее соответствия паспортным данным, а также в случае отсутствия в паспорте данных о марке стали, из которой выполнен трубопровод.

6.3.9.6 Установление химического состава сталей и их марок при техническом диагностировании выполняется на трубопроводе экспресс-методами с применением анализаторов химического состава или дополнительно на вырезанных из трубопровода

образцах металла с применением стационарного лабораторного оборудования.

6.3.9.7 Металлографическое исследование осуществляется для определения структуры и свойств металла (при необходимости).

6.3.9.8 При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду испытаний на образцах допускается повторное испытание на удвоенном количестве образцов по тому же виду испытаний. Если при повторном испытании будут получены результаты, не удовлетворяющие установленным нормам, то считается, что свойства металла неудовлетворительны.

6.3.10 Требования к проведению магнитометрического контроля трубопровода

6.3.10.1 Магнитометрический контроль осуществляется в соответствии РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом» [20].

6.3.10.2 Определение возможностей и областей применения магнитометрического контроля, общие требования к аппаратуре и технологии изложены в пункте 9.2 настоящих методических указаний.

6.3.11 Требования к проведению внутритрубной диагностики трубопроводов

6.3.11.1 Производство работ по внутритрубной диагностике трубопроводов должно выполняться в соответствии с требованиями раздела 7 настоящих методических указаний.

6.3.11.2 Краткое описание внутритрубных средств очистки и диагностики трубопроводов приведено в справочных приложениях 3-4.

6.4 Требования к обработке результатов полевых измерений

6.4.1 Статистическая обработка первичных данных результатов полевых измерений должна выполняться в соответствии с рекомендациями ГОСТ 8.207-76 «Государственная система обеспечения единства измерений. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения» [26].

6.4.2 По результатам выполненных измерений в шурфах рассчитываются следующие вероятностные параметры:

6.4.2.1 минимальная толщина трубопровода в зоне общих коррозионных повреждений;

6.4.2.2 скорость общей коррозии;

6.4.2.3 минимальная толщина трубопровода в зоне локальных коррозионных повреждений;

6.4.2.4 максимальный размер (длина, ширина) локальных коррозионных повреждений;

6.4.2.5 скорость локальной коррозии.

6.4.3 Минимальная толщина трубопровода в зоне общих коррозионных повреждений определяется как наименьшая из следующих величин:

6.4.3.1 толщины трубопровода, измеренной в точках с 8 до 4 часов по ходу часовой стрелки;

6.4.3.2 вероятностной толщины трубопровода (тобщ), определяемой по результатам сканирования зоны нижней (5-7 часов) зоны трубопровода по формуле:

$$\text{тобщ} = \tilde{A} - \varepsilon - \delta, \text{ где}$$

\tilde{A} - среднее арифметическое результатов толщинометрии;

ε - доверительная граница случайной погрешности с вероятностью 95% определяется по формуле (1):

$$\varepsilon = r \cdot S(\tilde{A}), \quad (1)$$

где

$r=1,96$ - коэффициент Стьюдента;

$S(\tilde{A})$ - среднее квадратическое отклонение результатов толщинометрии, определяемое по формуле (2):

$$S(\tilde{A}) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \tilde{A})^2}{n(n-1)}}, \quad (2)$$

где

x_i - i -й результат измерения толщины;

n - число точек, в которых проводилась толщинометрия.

δ - приборная погрешность измерения толщины.

6.4.4 Скорость общей коррозии определяется по формуле с учетом применяемого защитного антикоррозионного покрытия по формуле (3):

$$V_{\text{общ}} = (t - t_{\text{общ}}) / T, \quad \text{где} \quad (3)$$

t – проектная толщина трубопровода, включающая допуск на прокат и припуск на коррозию;

T – срок между вводом в эксплуатацию (после строительства, ремонта) трубопровода и диагностированием.

6.4.5 Минимальная толщина трубопровода в зоне локальных коррозионных повреждений (уменьшение толщины трубопровода более чем $0,9 \cdot t_{\text{общ}}$) определяется для участков с локальными коррозионными повреждениями по формуле (4):

$$t_{\text{лок}} = \tilde{A}_{\text{лок}} - \varepsilon_{\text{лок}} - \delta, \quad \text{где} \quad (4)$$

$\tilde{A}_{\text{лок}}$ - среднее арифметическое результатов толщинометрии в зонах с локальными коррозионными повреждениями;

$\varepsilon_{\text{лок}}$ - доверительная граница случайной погрешности с вероятностью 95% определяется по формуле (5)

$$\varepsilon_{\text{лок}} = r \cdot S(\tilde{A})_{\text{лок}}, \quad (5)$$

где

r - коэффициент Стьюдента, определяемый по таблице 4 в зависимости от количества обнаруженных локальных коррозионных повреждений;

$S(\tilde{A})_{\text{лок}}$ - среднее квадратическое отклонение результатов толщинометрии, определяемое по формуле (6)

$$S(\tilde{A})_{\text{лок}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \tilde{A}_{\text{лок}})^2}{n(n-1)}}, \quad (6)$$

где

x_i - i -й результат измерения минимальной толщины трубы в зоне локального коррозионного повреждения;

n - число локальных коррозионных повреждений.

δ - приборная погрешность измерения толщины.

Таблица 4. Значения коэффициента Стьюдента (r) в зависимости от количества локальных коррозионных повреждений.

n	r	n	r
4	3,182	17	2,120
5	2,776	19	2,101
6	2,571	21	2,086
7	2,447	23	2,074
8	2,365	25	2,064
9	2,306	27	2,056
10	2,262	29	2,048
11	2,228	31	2,043
13	2,179	∞	1,960

15	2,145		
----	-------	--	--

Примечание: промежуточные значения γ находятся интерполяцией.

При отсутствии локальных коррозионных повреждений минимальная толщина трубопровода в зоне локальных коррозионных повреждений принимается равной $0,9 \cdot \text{тобщ}$.

6.4.6 Максимальный размер (длина, ширина) локальных коррозионных повреждений определяется для участков с локальными коррозионными повреждениями по формуле (7)

$$L = \tilde{A}_{\text{дл}} + \varepsilon_{\text{дл}} + \delta_{\text{дл}}, \quad (7)$$

где

$\tilde{A}_{\text{дл}}$ - среднее арифметическое максимальных размеров (длины, ширины) локальных коррозионных повреждений;

$\varepsilon_{\text{дл}}$ - доверительная граница случайной погрешности с вероятностью 95% определяется по формуле (8):

$$\varepsilon_{\text{дл}} = r \cdot S(\tilde{A})_{\text{дл}}, \quad (8)$$

где

r - коэффициент Стьюдента, определяемый по таблице 4 в зависимости от количества обнаруженных локальных коррозионных повреждений;

$S(\tilde{A})_{\text{дл}}$ - среднее квадратическое отклонение результатов измерения максимальных размеров локальных повреждений, определяемое по формуле (9):

$$S(\tilde{A})_{\text{дл}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \tilde{A}_{\text{дл}})^2}{n(n-1)}}, \quad (9)$$

где

x_i - i -й результат измерения максимальных размеров локального коррозионного повреждения;

n - число локальных коррозионных повреждений.

$\delta_{\text{дл}}$ - приборная погрешность измерения длины или ширины (максимальная).

При отсутствии локальных коррозионных повреждений их размер (L) принимается равным 50 мм.

6.4.7 Скорость локальной коррозии определяется по формуле с учетом применяемого защитного антикоррозионного покрытия по формуле (10):

$$V_{\text{лок}} = (t - \text{тлок}) / T, \quad (10)$$

где

t – проектная толщина трубопровода;

T – срок между вводом в эксплуатацию (после строительства, ремонта) трубопровода и диагностированием.

6.4.8 При обследовании трубопровода в нескольких шурфах значения тобщ , $V_{\text{общ}}$, тлок , $V_{\text{лок}}$, L вычисляются для измерений, проведенных в каждом из шурфов, отдельно.

Соответствующие значения для трубопровода в целом вычисляются следующим образом:

тобщ , тлок – как наименьшее из всех значений;

$V_{\text{общ}}$, $V_{\text{лок}}$, L – как наибольшее из всех значений.

7 Основные положения по выполнению внутритрубной диагностики промысловых трубопроводов

7.1 Порядок выполнения внутритрубной диагностики. Требования к организациям, выполняющим ВТД

7.1.1 Этапы выполнения работ

7.1.1.1 Разработка технического задания на производство внутритрубной диагностики.,

включающая заполнение опросного листа.

7.1.1.2 Анализ технического задания и исходных данных для оценки возможности проведения ВТД по ТЗ на основе предоставленных исходных данных.

7.1.1.3 Согласование стоимости выполнения работ.

7.1.1.4 Разработка технических требований (ТТ) по подготовке выбранных участков к проведению работ.

7.1.1.5 Подготовка выбранных участков к проведению работ согласно техническим требованиям и разработка схемы маркерных пунктов для каждого участка.

7.1.1.6 Выполнение ВТД, подготовка и выдача технического отчета по результатам ВТД.

7.1.1.7 Алгоритм выполнения работ по внутритрубной диагностике промышленного трубопровода представлен в Приложении 9.

7.1.2 Объем работ, выполняемых Подрядчиком.

7.1.2.1 Распределение объемов работ, выполняемых Заказчиком и Подрядчиком, определяется Договором.

7.1.2.2 Подрядчик выполняет следующие работы:

- Анализ технического задания и исходных данных;
- Определение стоимости работ и подготовка коммерческого предложения, подготовка и оформление допуска оборудования и персонала на выполнение ВТД;
- Монтаж/демонтаж временных КПП СОД (при необходимости);
- Мобилизация/демобилизация оборудования для очистки, калибровки и проведения ВТД;
- Определение проходного сечения (калибровка) трубопровода для подтверждения возможности пропуска внутритрубных инспекционных приборов (ВИП);
- Очистка трубопровода (при необходимости);
- Проведение внутритрубной диагностики (включая внутритрубную профилометрию, ультразвуковую и магнитную дефектоскопию);
- Проведение работ по выборочному подтверждению результатов ВТД необходимыми методами неразрушающего контроля в шурфах;
- Подготовка технического отчета по результатам ВТД, содержащего расчет на прочность и долговечность труб и сварных соединений и классификацию дефектов по степени опасности.

7.1.3 Объем работ, выполняемых Заказчиком.

7.1.3.1 Заказчик выполняет следующие работы:

- Разработка и передача технического задания с необходимой исходной документации по участкам промышленного трубопровода;
- Подготовка трубопровода к пропуску СОД (включая очистку и устранение непроходных участков трубопровода – при необходимости);
- Обеспечение грузоподъемной техникой для погрузки-разгрузки ВИП;
- Установка/участие в установке наземных маркерных систем и сопровождение ВИП во время пропуска по трубопроводу в соответствии с распределением обязанностей, установленных Договором на выполнение ВТД;
- Обеспечение оговоренных в техническом задании режимов перекачки;

7.1.3.2 Исполнитель работ по шурфовке участков трубопровода со снятием изоляции для выборочного подтверждения результатов ВТД определяется в договоре на выполнение работ.

7.1.3.3 Заказчик обеспечивает безопасное выполнение работ по пропуску калибровочных, очистных устройств и ВИП, соблюдение правил по охране труда при выполнении всех диагностических работ на трубопроводе.

7.1.4 Требования к организациям, выполняющим ВТД.

7.1.4.1 Требования к организациям изложены в Приложении 1.

7.2 Требования к техническому заданию и договору на проведение внутритрубной диагностики

7.2.1 Заказчик представляет на согласование Подрядчику разработанное на основании типовой формы Техническое задание на проведение внутритрубной диагностики промышленного трубопровода.

7.2.2 Техническое задание на проведение внутритрубной диагностики трубопровода должно содержать:

- Термины и определения;
- Объект проведения внутритрубной диагностики (с перечнем промышленных трубопроводов, подлежащих обследованию);
- Требования к выполнению диагностики (включая сроки выполнения работ и их состав);
- Требования к представлению результатов обследования (с установлением сроков передачи, количества и формы технических отчетов);
- Требования к составу технических отчетов по результатам внутритрубной диагностики;
- Требования по промышленной, экологической безопасности и охране труда;
- Особые требования, предъявляемые Заказчиком к Подрядчику;
- Исходные данные для проведения внутритрубной диагностики (опросный лист).

7.2.3 Исходные данные предоставляются в виде заполненных опросных листов на трубопровод и должны содержать следующие сведения:

- Сведения о компании;
- Общие сведения о трубопроводе;
- Предполагаемые условия диагностики;
- Описание камер пуска и приёма;
- Информация о задвижках;
- Информация о вентузах;
- Информация об отводах, патрубках;
- Информация о тройниках / ответвлениях;
- Сведения об очистке трубопровода;
- Планирование работ.

7.2.4 В техническом задании должны быть приведены данные, необходимые для обработки результатов ВТД (нагруженность, близость расположения трубопровода к населенным пунктам, дорогам, ЛЭП и т.п.).

7.2.5 Подрядчик делает вывод о пригодности трубопровода к ВТД и дает перечень несоответствий, которые должны быть устранены Заказчиком для приведения трубопровода в пригодное состояние для выполнения ВТД.

7.2.6 В случае проведения ремонтных работ на трубопроводе по замене участка трубопровода, после выдачи Технического задания на проведение диагностики, Заказчик направляет Подрядчику дополнение к техническому заданию, содержащее сведения о заменённом участке трубопровода:

- информацию о типах и характеристиках труб;
- списки конструктивных элементов;
- информацию об отводах, тройниках, сварных присоединениях.

7.2.7 Типовая форма Технического задания на проведение внутритрубной диагностики промышленного трубопровода приведена в шаблоне Ш-01.06.06-06 .

7.2.8 Договор о выполнении работ по внутритрубной диагностике должен устанавливать алгоритм, объем, стоимость работ и порядок взаимодействия между Заказчиком и Подрядчиком при выполнении работ.

7.2.9 При составлении Договора между Заказчиком и Подрядчиком следует руководствоваться рекомендуемой формой договора, представленной в Приложении 12.

7.3 Требования по подготовке промышленного трубопровода к проведению внутритрубной диагностики

7.3.1 Установка маркерных пунктов для пропуска ВИП

7.3.1.1 Заказчик совместно с Подрядчиком, разрабатывают схемы маркерных пунктов для каждого участка. Схема должна предусматривать установку маркерных пунктов:

- на переходах через водные преграды (на границах переходов и границах русловой части);
- на переходах через железные и автомобильные дороги (на расстоянии 50-100 метров от подошвы откоса насыпи с каждой стороны дороги);
- на участках, проходящих вблизи промышленных объектов и населенных пунктов;
- на переходах через болота, горные участки и другие труднодоступные участки (на границах переходов).

7.3.1.2 В схеме маркерных пунктов должна быть указана привязка маркерных пунктов к ближайшим постоянным ориентирам на местности (задвижки, вантузы, опоры линий связи и линий электропередач).

7.3.1.3 Установленные на диагностируемом участке трубопровода линейные задвижки, обратные клапаны, постоянные вантузы диаметром 100 мм и более включаются в схему маркерных пунктов, как естественные маркерные пункты.

7.3.1.4 Местоположение маркерных пунктов должно быть отражено в «Техническом задании на проведение внутритрубной диагностики промышленного трубопровода».

7.3.2 Монтаж камер пуска-приема

7.3.2.1 Камеры пуска-приема предназначены для пуска (приема) очистных устройств и средств внутритрубной диагностики промышленных трубопроводов. В случае отсутствия на трассе камер пуска-приема, требуется произвести монтаж временных камер пуска-приема очистных устройств и внутритрубных инспекционных приборов.

7.3.2.2 Передвижные камеры предназначены для периодического пуска-приема по трубопроводу (на резервных нитках, на речных переходах) очистных устройств и средств внутритрубной диагностики с последующим демонтажем передвижных камер пуска-приема. При необходимости использования механических тяговых устройств для перемещения средств очистки и диагностики в трубопроводе подготавливаются технологические разрывы, обеспечивающие запасовку и протягивание/проталкивание очистных устройств и средств внутритрубной диагностики.

7.3.2.3 Перед монтажом камеры пуска-приема необходимо:

- определить и подготовить площадки для установки камер пуска-приема;
- остановить перекачку на участке трубопровода от места установки камеры пуска до места установки камеры приема;
- произвести опорожнение участка трубопровода и монтаж линейной задвижки (в случае отсутствия линейной задвижки в месте установки камеры пуска-приема).

7.3.2.4 При монтаже линейной задвижки необходимо выполнить следующее:

- разрезать трубопровод методом холодной резки;
- приварить фланцы к концам труб;
- присоединить задвижку к трубопроводу;
- установить камеру пуска-приема на подготовленную площадку перед смонтированной линейной задвижкой;
- присоединить камеру пуска-приема к трубопроводу, предварительно отрегулировав положение камеры относительно трубопровода по высоте и плану таким образом, чтобы ось камеры совпала с осью трубопровода;
- обвязать камеру технологическими трубопроводами;
- опрессовать камеру пуска-приема.

7.3.3 Калибровка и очистка трубопровода

7.3.3.1 С целью подготовки участка трубопровода к внутритрубной диагностике должны проводиться пропуск калибровочного устройства и первичная очистка внутренней полости трубопровода пропуском очистных устройств.

7.3.3.2 Предварительно должны быть пропущены скребок-калибр, шаблон профилемера. Сроки их пропуск должны определяться из расчета обеспечения возможности проведения профилометрии и устранения дефектов геометрии, препятствующих пропуску дефектоскопа.

7.3.3.3 Калибровочное устройство должно быть извлечено из камеры приема не позднее 3-х часов после его приема.

7.3.3.4 При застревании калибровочного устройства в трубопроводе определяется его местоположение в трубопроводе по сигналу передатчика и производится вырезка и устранение недопустимого сужения.

7.3.3.5 После устранения недопустимого сужения производится повторный пропуск калибровочного устройства до его прохождения по трубопроводу без застревания.

7.3.3.6 Трубопровод считается пригодным для пропускa внутритрубного дефектоскопа при выполнении следующих условий:

- все запущенные калибровочные устройства приняты в камеру приёма;
- на всех пропущенных по участку калибровочных устройствах отсутствуют механические повреждения;
- проходное сечение участка трубопровода по результатам проверки технического состояния и показаний пропущенных калибровочных устройств составляет не менее 85% от номинального диаметра трубопровода.

7.3.3.7 При невыполнении любого из требований, указанных выше, трубопровод считается неготовым к диагностике. Проводится устранение недопустимых сужений и повторная калибровка участка трубопровода.

7.3.3.8 После калибровки трубопровода проводится первичная очистка трубопровода. Работы по очистке должны вестись с соблюдением мер по обеспечению пожаровзрывобезопасности в соответствии с ПБ 08-624-03 [5].

7.3.3.9 При проведении калибровки и очистки трубопровода должны быть выполнены следующие требования:

- пропуск калибровочных устройств, первичная и преддиагностическая очистка трубопровода производится путем пропускa очистных устройств в соответствии с технологическими схемами, разработанными с учётом протяжённости участка, наличия промежуточных насосных станций, действующих лупингов и подкачек, характеристик перекачиваемого продукта (температуры, плотности и пр.), а также с учетом сезонности производства работ;
- в технологических схемах очистки участка трубопровода должны быть определены: типы, количество и последовательность пропускa очистных устройств (включая магнитные очистные поршни-шаблоны), интервалы времени между их запусками;
- контроль движения очистных устройств по трубопроводу осуществляют бригады сопровождения, которые должны быть укомплектованы оборудованием для контроля прохождения ОУ по трубопроводу;
- калибровочные и очистные устройства должны отвечать следующим требованиям:
- калибровочные и очистные устройства должны комплектоваться "Паспортом изделия", который должен храниться до утилизации изделий. В паспорте должны быть указаны: номер изделия, дата его изготовления, номинальные и допустимые геометрические размеры изделия, при которых обеспечивается качественная очистка трубопровода;
- все манжеты, чистящие и ведущие диски для калибровочных и очистных устройств должны иметь маркировку с указанием их заводского номера и даты изготовления. Маркировка должна быть чётко различима на протяжении всего периода использования изделий. Должен быть обеспечен свободный доступ к местам нанесения маркировки на собранном устройстве;
- перед каждым пуском калибровочных и очистных устройств по трубопроводу должен быть заполнен формуляр на устройство с указанием заводских номеров чистящих

дисков и геометрических размеров манжет, щёток, чистящих, ведущих и щёточных дисков, чистящих и щеточных пластин, сведения об установленных расходных материалах и их износе при замене комплектующих материалов;

- все устройства должны быть оснащены передатчиками для контроля прохождения ОУ по трубопроводу.

7.3.3.10 После очистки трубопровода производится контроль качества очистки.

7.3.3.11 Участок считается не подготовленным к пропуску ВИП, если:

- каждое из устройств в последних двух пропусках принесло в приемную камеру более 5 л взвешенных либо 0.5 л твердых отложений, либо более 1 электрода на 10 км трубопровода.

7.4 Требования к проведению ВТД, процедуры пуска, приема, сопровождения ВИП

7.4.1 После получения положительных результатов контроля качества очистки не позднее, чем через четыре часа, производится пуск ВИП.

7.4.2 На участках промысловых трубопроводов, с содержанием парафина в перекачиваемом продукте более 3% объемных, перед пуском ВИП осуществляется пуск двух дополнительных очистных устройств для обеспечения следующей технологической схемы их движения по трубопроводу (см. рисунок 10).

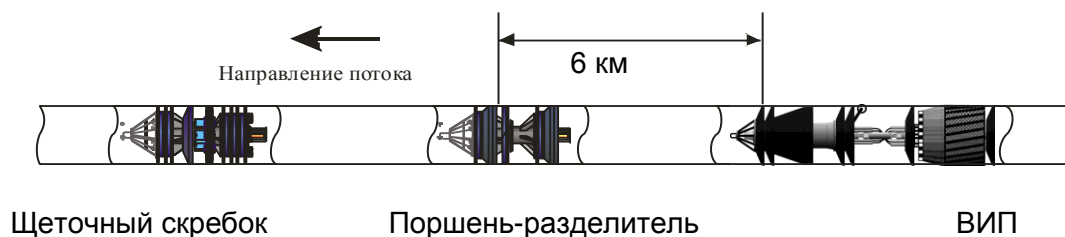


Рисунок 10.

Между пуском щеточного скребка и поршня-разделителя должен быть обеспечен интервал времени 1 час. Между пуском поршня-разделителя и ВИП должно быть обеспечено расстояние не менее 6 км и время, достаточное для их отдельного извлечения из камеры приема (в зависимости от режима работы трубопровода).

7.4.3 Во время пропуска ВИП по трубопроводу запрещается изменять режим работы трубопровода за исключением случаев форс-мажорных обстоятельств.

7.4.4 ВТД должна быть выполнена в соответствии со следующими требованиями:

- ВТД участка трубопровода проводится последовательно всеми типами ВИП, предусмотренными Техническим заданием;
- при выполнении диагностического обследования участка трубопровода последовательно несколькими типами ВИП должна быть обеспечена следующая последовательность пропуска дефектоскопов: ВИП MFL/TFI, ВИП УЗК, ВИП УЗТ;
- последовательность проведения ВТД участков промысловых трубопроводов, по которым осуществляется транспортировка продукта от месторождения к потребителю, должна совпадать с направлением перемещения продукта;
- на трубопроводах, требующих снижения режима перекачки для пропуска ВИП, пропуск дефектоскопов рекомендуется выполнять одновременно по нескольким участкам трубопровода.

7.4.5 После проведения пропуска, перезаписи и проверки качества информации обеспечивается доставка данных диагностики с места проведения диагностических работ, для интерпретации.

7.4.6 Интерпретация полученных внутритручными приборами данных диагностики проводится по секциям труб.

7.4.7 Заказчиком и Подрядчиком должны приниматься меры для предотвращения потерь диагностической информации при ВТД. Потери диагностической информации при ВТД могут быть по причинам:

- нарушения технологии подготовки и выполнения работ по ВТД;
- отказа диагностического оборудования ВИП (некачественная подготовка ВИП, отказ датчиков, сбой питания, программного обеспечения и др.);
- конструктивных особенностей промышленных трубопроводов;
- отсутствие акустического контакта между датчиками ВИП и стенкой трубопровода из-за физико-химических свойств перекачиваемого продукта.

7.5 Требования к ВИП по выявлению дефектов, проведению работ по расшифровке дефектов (особенностей, выявляемых при производстве работ по ВТД)

7.5.1 Основные параметры и технические требования к ВИП

7.5.1.1 Обследование стенок трубопровода должно производиться в процессе движения (пропуска) ВИП по трубопроводу потоком перекачиваемого продукта или механической силой при соблюдении паспортных скоростей движения ВИП.

7.5.1.2 Конструкция и технология проведения работ с ВИП должны обеспечивать его применение во взрывоопасных зонах.

7.5.1.3 Конструкция ВИП должна обеспечивать степень защиты IP68 по ГОСТ 14254 при давлении среды 15 МПа. ВИП должен быть предназначен для работы во взрывоопасных зонах класса "0" согласно классификации ГОСТ Р 51330.9, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории II А по ГОСТ Р 51330.11 температурного класса Т3 по ГОСТ Р 51330.5.

7.5.1.4 ВИП должен измерять пройденную дистанцию, регистрировать время от камеры пуска до камеры приема СОД, а также определять расположение дефектов по длине и окружности трубопровода.

7.5.1.5 ВИП должен регистрировать данные: о давлении перекачиваемого продукта, о температуре перекачиваемого продукта, об изменениях скорости передвижения ВИП и сбоях в его работе.

7.5.1.6 Формат представления информации о выявленных дефектах, несовершенствах, особенностях должен соответствовать принятому Заказчиком формату существующей базы данных или техническому заданию.

7.5.1.7 Точность определения местоположения дефектов и особенностей трубопровода должна быть не менее:

- в окружном направлении, относительно реперной точки, $\pm 7,5$ град.;
- по дистанции, относительно ближайшего кольцевого шва, $\pm 0,15$ м.

7.5.1.8 ВИП должен обеспечивать измерение и запись давления перекачиваемого продукта с погрешностью не более 0,1 МПа. Диапазон измерения - от 0 МПа до 15 МПа.

7.5.1.9 В паспортной информации на ВИП, предоставляемой Подрядчиком, должны быть указаны следующие технические данные:

- номинальный диаметр трубопровода и диапазон толщин стенки, для которых предназначен внутритрубный инспекционный прибор;
- минимальное проходное сечение трубопровода, обеспечивающее пропуск внутритрубного инспекционного прибора без повреждения;
- минимальный радиус отвода (колена) трубы, проходимый внутритрубным инспекционным прибором без повреждения;
- диапазон допускаемых скоростей и оптимальная (с точки зрения качества результатов дефектоскопии) скорость пропуска внутритрубного инспекционного прибора;
- максимально-допустимое рабочее давление перекачиваемого продукта;
- диапазон температур эксплуатации внутритрубного инспекционного прибора;
- вес снаряда и количество секций;
- протяженность участка трубопровода, инспектируемого за один раз (может зависеть от скорости пропуска внутритрубного инспекционного прибора);
- тип применяемой маркерной системы.

7.5.1.10 В паспортной информации, предоставляемой Подрядчиком, также должны быть указаны следующие сведения и характеристики внутритрубного инспекционного прибора:

- выявляемые и идентифицируемые особенности и дефекты трубопровода;
- возможности определения местоположения кольцевых, продольных и спиральных сварных швов трубопровода;
- показатели выявляемости и погрешности определения размеров дефектов различных видов;
- погрешности определения положения особенностей и дефектов трубопровода по длине трассы (относительно кольцевого шва, относительно маркера) и по угловой координате в трубе;
- погрешность одометрической системы.

7.5.2 Требования к ВИП по выявлению дефектов

7.5.2.1 Возможности ВИП по выявлению дефектов/особенностей в трубопроводе должны описываться двумя вероятностными характеристиками:

- Вероятность идентификации (POI) – вероятность того, что дефекты/особенности трубопровода будут выявлены ВИП и правильно идентифицированы (т.е. отнесена к тому или иному типу: коррозия, трещина и т.п.). Значение POI > 90% означает, что ВИП предназначен для выявления дефектов данного типа.
- Вероятность обнаружения (POD) – вероятность того, что дефекты/особенности, относящиеся к определенному классу (виду) и имеющие заданные размеры, будут выявлены ВИП.

7.5.2.2 Подрядчик в паспортной информации на ВИП должен для каждого класса дефектов/особенностей, выявляемых данным ВИП, привести соответствующие значения вероятности обнаружения (POD):

- значение POD должно быть указано для дефекта/особенности с определенными характерными размерами, для потерь металла, рассматриваемые классы повреждений и соответствующие характерные размеры, для которых должны быть специфицированы значения POD, приведены в таблице 5 и на рисунке 11;
- Подрядчик может указать сочетание размеров дефекта/особенности, для которых величина POD принимает заданное значение (обычно 90%).

Таблица 5. - Диапазоны размеров для дефектов/несовершенств типа «потеря металла»

Класс	Определение размеров	Сочетание размеров для определения POD в показателях L x W
Общая коррозия	$\{[W \geq 3A] \text{ и } [L \geq 3A]\}$	4A×4A
Питтинг	$\{([1A \leq W \leq 6A] \text{ и } [1A \leq L < 6A] \text{ и } [0.5 < L/W < 2]) \text{ и не } ([W \geq 3A] \text{ и } [L \geq 3A])\}$	2A×2A
Продольная канавка	$\{[1A \leq W < 3A] \text{ и } [L/W \geq 2]\}$	4A×2A
Поперечная канавка	$\{[L/W \leq 0.5] \text{ и } [1A \leq L < 3A]\}$	2A×4A
Точечная коррозия	$\{[0 < W < 1A] \text{ и } [0 < L < 1A]\}$	½A×½A
Продольная риска (царапина)	$\{[0 < W < 1A] \text{ и } [L \geq 1A]\}$	2A×½A
Поперечная риска (царапина)	$\{[W \geq 1A] \text{ и } [0 < L < 1A]\}$	½A×2A

П р и м е ч а н и е –
L – длина дефекта, т.е. максимальный размер в продольном направлении (вдоль оси трубы);
W – ширина дефекта, т.е. максимальный размер в поперечном (окружном) направлении;
A = 10 мм, если $\delta < 10$ мм, A = δ , если $\delta > 10$ мм, где δ – номинальная толщина стенки трубы.

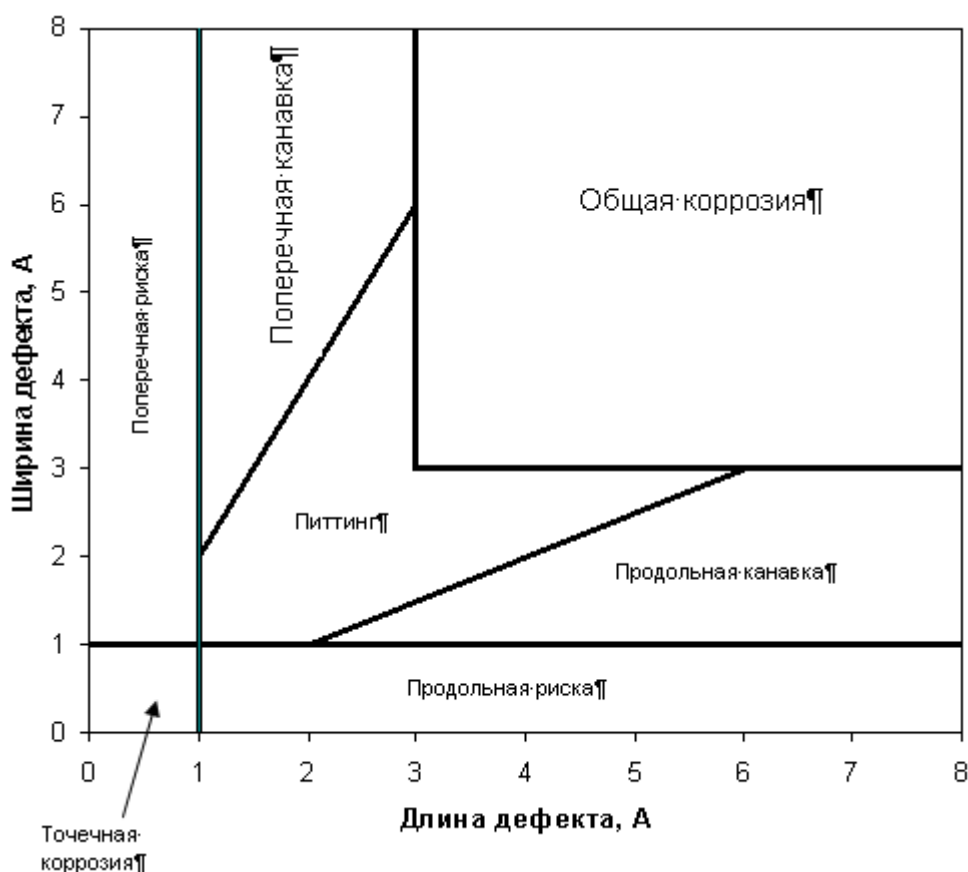


Рисунок 11. - Графическое представление классификации потерь металла по их размерам

7.5.2.3 Возможности ВИП по определению размеров дефектов/особенностей описываются погрешностями определения размеров (Sizing Accuracy), которые специфицируются в миллиметрах или в % от толщины стенки для заданного уровня доверительной вероятности (достоверности).

Примечание - Выражение «погрешность ± 5 мм при доверительной вероятности 90%» означает, что в 90 случаях из 100 погрешность составит не более ± 5 мм.

Значения погрешностей и уровней доверительной вероятности используются для определения расчетных поправок к зафиксированным при дефектоскопии размерам при оценке опасности дефектов.

7.5.2.4 Рекомендуется использовать ВИП высокого разрешения. Значения показателей выявляемости и погрешностей определения размеров дефектов для ВИП приведены ниже в соответствующих таблицах 6-16.

Таблица 6. - Идентификация дефектов/особенностей для профилемера

Дефект/особенность	Да POI > 90%	Нет POI < 50%	Возможно $50\% \leq POI \leq 90\%$
Идентификация внешней/внутренней особенности		X	
Потеря металла		X	
Потеря металла производственного происхождения		X	
Внутрстенная особенность		X	
Зашлифовка		X	
Задир, риска, царапина		X	

Дефект/особенность	Да POI > 90%	Нет POI < 50%	Возможно $50\% \leq POI \leq 90\%$
Вмятина, гофра, сужение	X		
Поворот трубопровода	X		
Расслоение		X	
Продольная трещина		X	
Поперечная трещина		X	
Защитный кожух		X	
Ремонтная муфта		X	
Фитинги	X		
Задвижки	X		
Тройники	X		
<i>Примечание - Профилемер предназначен для выявления дефектов формы поперечного сечения и сужений трубопровода.</i>			

Таблица 7. – Показатели выявляемости и погрешности определения размеров дефектов геометрии

Параметр	Дефект геометрии (вмятина, гофра, сужение)
Глубина дефекта при POD = 90%	1% от D_n
Погрешность измерения глубины с достоверностью 80%	$\pm 0,5\%$ от D_n
<i>Примечание - D_n – номинальный диаметр трубопровода</i>	

Таблица 8 - Идентификация дефектов/особенностей для ВИП MFL

Дефект/особенность	Да, POI > 90%	Нет, POI < 50%	Возможно, $50\% \leq POI \leq 90\%$
Идентификация внешней/внутренней особенности	X		
Потеря металла	X		
Потеря металла производственного происхождения	X		
Внутрстенная особенность		X	
Зашлифовка	X		
Задир, риска, царапина	X		
Вмятина, гофра	X		
Расслоение		X	X (выходящее на поверхность)
Продольная трещина		X	
Поперечная трещина	X		

Дефект/особенность	Да, POI > 90%	Нет, POI < 50%	Возможно, 50% ≤ POI ≤ 90%
Эксцентрично расположенный защитный кожух	X		
Металлическая ремонтная муфта или неметаллический опознаватель неметаллической муфты	X		
Фитинги	X		
Задвижки	X		
Тройники	X		
<i>Примечание - ВИП предназначен для выявления дефектов потери металла и особенностей кольцевых сварных швов.</i>			

Таблица 9. - Показатели выявляемости дефектов и погрешности определения размеров дефектов потери металла для ВИП MFL

Параметр	Общая коррозия	Питтинговая коррозия	Продольная канавка	Поперечная канавка
Глубина дефекта при POD = 90%	(0,05-0,1)δ	(0,08-0,2)δ	(0,2-0,4)δ	0,1δ
Погрешность измерения глубины с достоверностью 80%	±0,1δ	±0,2δ	±0,2δ	±0,1δ
Погрешность измерения ширины с достоверностью 80%	±20 мм	±10 мм	±20 мм	±20 мм
Погрешность измерения длины с достоверностью 80%	±20 мм	±10 мм	±20 мм	±20 мм
<i>Примечание - δ – номинальная толщина стенки трубы</i>				

Таблица 10. - Параметры выявляемости дефектов и погрешности определения размеров дефектов потери металла на кольцевом сварном шве и в зоне термического влияния (±25 мм от сварного шва) для ВИП MFL.

Параметр	Общая коррозия	Питтинговая коррозия	Продольная канавка	Поперечная канавка
Глубина дефекта при POD = 90%	0,2δ	0,4δ	0,4δ	0,2δ
Погрешность измерения глубины с достоверностью 80%	±0,2δ	±0,4δ	±0,4δ	±0,2δ
Погрешность измерения ширины с достоверностью 80%	±20 мм	±10 мм	±20 мм	±20 мм
Погрешность измерения длины с достоверностью 80%	±20 мм	±10 мм	±20 мм	±20 мм
<i>Примечание - δ – номинальная толщина стенки трубы</i>				

Таблица 11.- Параметры выявляемости дефектов/несовершенств и погрешности определения размеров трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах для ВИП MFL

Параметр	Дефект (подрез, наплыв, смещение кромок и т.д.)	Трещиноподобная несплошность (непровар, трещина, несплавление)
Глубина при POD=90%	--	0,3 δ
Ширина при POD=90%	50 мм	80 мм
Погрешность измерения глубины с достоверностью 80%	--	$\pm 0,2\delta$
Погрешность измерения ширины с достоверностью 80%	--	± 30 мм
<i>Примечание - δ – номинальная толщина стенки трубы</i>		

Таблица 12 - Идентификация дефектов/особенностей для ВИП TFI

Дефект/особенность	Да, POI > 90%	Нет, POI < 50%	Возможно, 50% \leq POI \leq 90%
Идентификация внешней/внутренней особенности	X		
Потеря металла	X		
Потеря металла производственного происхождения	X		
Внутрискладная особенность		X	
Зашлифовка	X		
Задир, риска, царапина	X		
Вмятина, гофра	X		
Расслоение		X	X (выходящее на поверхность)
Продольная трещина	X		
Поперечная трещина		X	
Эксцентрично расположенный защитный кожух			X
Металлическая ремонтная муфта или неметаллический опознаватель неметаллической муфты	X		
Фитинги	X		
Задвижки	X		
Тройники	X		
<i>Примечание - ВИП предназначен для выявления узких (вытянутых в продольном направлении) дефектов потери металла, продольных трещиноподобных дефектов (включая стресс-коррозию), особенностей продольных сварных швов.</i>			

Таблица 13. - Показатели выявляемости и погрешности определения размеров продольных трещиноподобных дефектов для ВИП TFI

Параметр	Металл трубы	Металл шва и зоны термического влияния
Глубина дефекта при POD = 90%	0,2 δ	0,25 δ
Погрешность измерения глубины с достоверностью 80%	$\pm 0,15\delta$	$\pm 0,2\delta$
Погрешность измерения длины с достоверностью 80%	± 20 мм	± 25 мм
<i>Примечание - δ – номинальная толщина стенки трубы</i>		

Таблица 14.- Идентификация дефектов/особенностей для ВИП УЗТ

Дефект/особенность	Да POI > 90%	Нет POI < 50%	Возможно 50% \leq POI \leq 90%
Идентификация внешней/внутренней особенности	X		
Потеря металла	X		
Потеря металла производственного происхождения	X		
Внутрискладная особенность	X		
Зашлифовка	X		
Задир, риска, царапина	X		
Вмятина, гофра	X		
Расслоение	X		
Продольная трещина		X	
Поперечная трещина		X	
Защитный кожух		X	
Металлическая ремонтная муфта	X		
Фитинги	X		
Задвижки	X		
Тройники	X		
<i>Примечание - ВИП предназначен для выявления потерь металла, расслоений, других внутрискладных особенностей.</i>			

Таблица 15. - Показатели выявляемости и погрешности определения размеров дефектов потери металла для ВИП УЗТ

Параметр	Общая коррозия	Питтинговая коррозия	Продольная канавка	Поперечная канавка
Глубина дефекта при POD = 90%	1,0 мм	1,5 мм	1,0 мм	1,5 мм
Погрешность измерения глубины с достоверностью 80%	$\pm 0,5$ мм	$\pm 1,0$ мм	$\pm 0,5$ мм	$\pm 0,5$ мм
Погрешность измерения ширины с достоверностью 80%	$\pm 8,0$ мм	$\pm 8,0$ мм	$\pm 8,0$ мм	$\pm 8,0$ мм
Погрешность измерения длины с достоверностью 80%	$\pm 6,0$ мм	$\pm 6,0$ мм	$\pm 6,0$ мм	$\pm 6,0$ мм

Таблица 16. - Идентификация дефектов/особенностей для ВИП УЗК

Дефект/особенность	Да POI > 90%	Нет POI < 50%	Возможно 50% \leq POI \leq 90%
Идентификация внешней/внутренней особенности	X		
Потеря металла			X (общая коррозия)
Потеря металла производственного происхождения			X

Дефект/особенность	Да POI > 90%	Нет POI < 50%	Возможно 50% ≤ POI ≤ 90%
Внутриваловая особенность	X		
Зашлифовка		X	
Задир, риска, царапина	X		
Вмятина, гофра			X
Расслоение	X		
Продольная трещина	X		
Поперечная трещина		X	
Защитный кожух		X	
Металлическая ремонтная муфта			X
Фитинги	X		
Задвижки	X		
Тройники	X		
Примечание - ВИП предназначен, в первую очередь, для выявления продольных трещин, включая трещины стресс-коррозии; выявляются внутриваловые дефекты и повреждения общей коррозии.			

Таблица 17. - Показатели выявляемости и погрешности определения размеров продольных трещиноподобных дефектов для ВИП УЗК

Параметр	Значение
Глубина дефекта при POD = 90%	1 мм
Погрешность измерения глубины с достоверностью 80%	±1,5 мм
Погрешность измерения длины с достоверностью 80%	±10 мм

7.5.3 Классификация дефектов/особенностей, выявляемых при ВТД

7.5.3.1 Выявленные при ВТД дефекты/особенности должны быть разделены на следующие группы:

- дефекты/особенности геометрии и формы, приводящие к изменению (уменьшению) поперечного сечения трубы (вмятины, гофры, продольные складки, овальность);
- дефекты/особенности металла, приводящие к регистрируемому уменьшению толщины стенки трубы (коррозионные, эрозионные, механические потери металла, расслоения, включения);
- дефекты/особенности с выраженной окружной ориентацией (вытянутые узкие зоны потери металла, нарушения формы и дефекты кольцевых сварных швов, трещиноподобные эксплуатационные дефекты, направленные вглубь металла);
- дефекты/особенности с выраженной продольной ориентацией (вытянутые узкие зоны потери металла, нарушения формы и дефекты продольных сварных швов, трещиноподобные эксплуатационные дефекты, направленные вглубь металла).

7.5.3.2 В результате внутритрубной диагностики промышленных трубопроводов также должны быть выявлены/зафиксированы сварные швы труб, конструктивные детали и элементы обустройства трубопровода (изменение номинальной толщины стенки, отводы, тройники, краны, технологические заварки, зоны ремонта и т.п.).

7.5.3.3 Два и более дефекта/несовершенства разных типов считаются комбинированным дефектом/ несовершенством, если минимальное расстояние от границы одного дефекта/несовершенства до границы другого дефекта/несовершенства меньше или равно значению четырех толщин стенки трубы.

7.5.3.4 Дефект/несовершенство считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от линии перехода шва к основному металлу до границы дефекта/несовершенства меньше или равно значению четырех толщин стенки трубы.

7.6 Требования к дополнительному дефектоскопическому контролю (ДДК)

7.6.1 Работы по выборочному подтверждению результатов ВТД выполняются согласно программы дополнительного дефектоскопического контроля.

7.6.2 Проведение ДДК дефектов осуществляется специалистами Подрядчика, аттестованными в области неразрушающего контроля и имеющими квалификацию по НК не ниже II уровня.

7.6.3 По результатам ДДК проводится перерасчет дефектов на прочность и долговечность с использованием значений параметров, определенных при ДДК дефектов. Подрядчик в сроки, установленные Договором, готовит и направляет Заказчику изменения к Техническому отчету по результатам внутритрубной диагностики.

7.7 Требования к составу технического отчета по результатам ВТД, формату предоставления результатов

7.7.1 Подготовка и выдача технического отчета

7.7.1.1 Структура технического отчета по результатам ВТД, объемы и формы представления информации, а также сроки передачи технического отчета определяются в техническом задании/Договоре на проведение диагностических работ.

7.7.1.2 Технический отчет по результатам ВТД выпускается на весь продиагностированный участок или по частям участка, если его протяженность превышает 150 км (если ТЗ не содержит иных требований).

7.7.1.3 Срок между выпусками технических отчетов при последовательном диагностическом обследовании участка трубопровода несколькими типами ВИП, а также способ передачи технического отчета устанавливается Договором/ТЗ.

7.7.1.4 Передача технического отчета производится Подрядчиком согласно Договору с оформлением «Акта приемки-передачи» и указанием фактически обследованной протяженности участка трубопровода.

7.7.1.5 В случае наличия замечаний к техническому отчету, Заказчик в сроки установленные Договором/ТЗ, письменно уведомляет Подрядчика об отказе в приемке технического отчета с обоснованием причины отказа в приемке. Подрядчик обязан доработать технический отчет по замечаниям Заказчика.

7.7.1.6 В случае отсутствия замечаний к техническому отчету Заказчик направляет Подрядчику подписанный со своей стороны «Акт приемки-передачи».

7.7.1.7 Технические отчеты по результатам ВТД предоставляются в формате и количестве, указанном Заказчиком в Техническом задании на проведение работ. Один экземпляр в бумажном и электронном виде хранится у Подрядчика.

7.7.2 Требования к составу технического отчета по результатам ВТД

7.7.2.1 Структура технического отчета по результатам ВТД, объемы и формы представления информации определяются положениями Договора на проведение диагностических работ, заключенным между Заказчиком и Подрядчиком. Настоящий раздел содержит рекомендации по составу и представлению отчетной информации, которые могут изменяться, дополняться и уточняться.

7.7.2.2 Типовой технический отчет по результатам ВТД должен содержать следующую информацию:

- общая информация об обследовании;
- данные о работе ВИП;
- данные о реперных точках, элементах обустройства и конструктивных особенностях диагностируемого участка;
- трубный журнал;
- таблица результатов дефектоскопии;
- масштабная схема;
- статистическое представление результатов дефектоскопии.

7.7.2.3 Общая информация об обследовании, приводимая в техническом отчете, включает в себя следующие подразделы:

- данные о Заказчике и Подрядчике;
- основные сведения и технические данные по диагностируемому участку трубопровода;

- состав использованного диагностического оборудования;
- краткое описание внутритрубного диагностического обследования и порядка выполнения работ;
- описания нормативных документов, методов и средств, использованных при обработке результатов дефектоскопии и оценке опасности выявленных дефектов;
- обобщенные результаты внутритрубного обследования;
- список персонала Подрядчика, проводившего обработку и анализ диагностической информации, подготовку технического отчета.

7.7.2.4 Данные о работе ВИП.

В технический отчет должно быть включено следующие данные:

- основные технические характеристики ВИП, параметры выявляемости и определения размеров для дефектов различных типов;
- основные результаты пропуска ВИП с приложением соответствующих актов, оценивающих качество и полноту собранной диагностической информации.

В техническом отчете приводятся следующие данные по скоростному режиму пропуска ВИП:

- требования к скоростям пропуска, необходимые для получения качественной диагностической информации;
- график скорости движения ВИП по трассе диагностируемого участка.
- зарегистрированная минимальная скорость, м/с;
- зарегистрированная максимальная скорость, м/с;
- средняя скорость движения, м/с;
- результаты сопоставления зарегистрированных и необходимых параметров скоростного режима, оценка выполнения требований по обеспечению качества дефектоскопии.

7.7.2.5 Данные по реперным точкам, элементам обустройства и конструктивным особенностям.

Список реперных точек оформляется в виде таблицы реперных точек с указанием следующей информации:

- порядковый (ссылочный) номер реперной точки;
- условное обозначение реперной точки (маркера, крана, тройника и т.п.);
- расстояние от начала диагностируемого участка (по показаниям одометра), м;
- расстояние до следующей по направлению перекачки продукта реперной точки, м;
- описание реперной точки по данным, предоставленным Заказчиком;
- пикетная отметка, км;

Сведения о выявленных элементах обустройства и конструктивных особенностях предоставляются в виде Таблицы особенностей трассы с указанием следующей информации:

- порядковый (ссылочный) номер элемента обустройства или конструктивной особенности;
- тип элемента обустройства или конструктивной особенности. (Например: изменение типа труб; изменение категории участка, выражающееся в изменении толщины стенки трубы; тройник, кран, отвод-врезка, сегментная вставка и т.п.; защитный кожух (патрон), другие конструктивные элементы в местах перехода через инженерные сооружения и препятствия);
- расстояние от начала диагностируемого участка до характерной точки (начало, середина и т.п.) элемента или особенности (по показаниям одометра), м;
- пикетная отметка, км – местонахождение элемента или особенности на трассовой карте.
- дополнительные сведения – описание элемента или особенности, включая данные, предоставленные Заказчиком.

Элементы обустройства и конструктивные особенности трубопровода могут использоваться в качестве дополнительных ориентиров для привязки и поиска дефектов на местности.

Выявленные при проведении инспекции крутые повороты (изгибы) оси трубопровода (например, углы поворота более 10 градусов и радиусы кривизны до 100 м) должны быть включены в отчетные материалы. Сведения о поворотах представляются в табличной форме с указанием следующей информации:

- порядковый (ссылочный) номер зарегистрированного поворота;
- расстояние (по показаниям одометра) от начала диагностируемого участка до начала участка поворота (изгиба), м;
- радиус кривизны оси трубопровода в горизонтальной плоскости (плане), м;
- угол поворота в плане, град. – угол между проекциями прилегающих к участку поворота прямолинейных участков на горизонтальную плоскость (план);
- радиус кривизны оси трубопровода в вертикальной плоскости (профиле), м;
- угол поворота в профиле, град. – угол между проекциями прилегающих к участку поворота прямолинейных участков на вертикальную плоскость (профиль).

7.7.2.6 Трубный журнал.

Трубный журнал содержит перечень труб и других трубных элементов (отводы, краны, тройники и т.п.) с указанием размеров, зарегистрированных при внутритрубной инспекции.

Трубный журнал оформляется в табличной форме, в которой для каждой трубы (трубного элемента) указывается следующая информация:

- порядковый (ссылочный) номер трубы (элемента);
- тип трубы (прямошовная, спиральношовная, бесшовная);
- координата начала трубного элемента по направлению перекачки продукта, указанная как расстояние соответствующего кольцевого шва от начала диагностируемого участка (по показаниям одометра), м;
- длина трубы (элемента), м – оценка длины трубного элемента (расстояние между соседними кольцевыми швами) по результатам внутритрубной инспекции;
- толщина стенки, мм – оценка толщины стенки трубы по результатам внутритрубной инспекции;
- ориентация продольных сварных швов (в градусах), если применяемое оборудование позволяет это сделать;
- ориентация спиральных сварных швов в начале и окончании спиральношовной трубы (в градусах), если применяемое оборудование позволяет это сделать.

7.7.2.7 Таблица результатов дефектоскопии.

Таблица результатов дефектоскопии содержит перечень всех выявленных дефектов/особенностей с указанием их идентификации, расположения и размеров; перечень соответствующих выявленным дефектам труб с указанием их местоположения на трассе и привязки к реперным точкам. При предоставлении данных в Таблице результатов дефектоскопии необходимо учитывать, что на одной трубе может быть выявлено несколько дефектов и что дефект может затрагивать две трубы или несколько труб (аномальный кольцевой шов или протяженная зона коррозии).

В состав информации, представленной в Таблице результатов дефектоскопии, могут входить следующие данные:

- информация о выявленном дефекте;
- номер поврежденной трубы в соответствии с Трубным журналом;
- координата начала трубы в соответствии с Трубным журналом;
- привязка к ближайшим реперным точкам. Указываются номера предыдущей и следующей (по направлению перекачки продукта) реперных точек, расстояния (в метрах) от предыдущей реперной точки до начала трубы и от начала трубы до следующей реперной точки.
- Информация о выявленном дефекте должна содержать:
 - порядковый (ссылочный) номер дефекта;
 - обозначение вида (типа) дефекта: результат идентификации с указанием положения

дефекта в стенке трубы (снаружи, изнутри, внутри стенки);

- расположение дефекта – положение дефекта относительно кольцевых швов поврежденной трубы и угловая ориентация дефекта в трубе в градусной координате;
- размеры дефекта – оценка наибольших (габаритных) размеров дефекта вдоль оси трубы (длина, мм), по окружности трубы (ширина, мм) и в направлении толщины стенки (глубина/высота, мм или % от толщины стенки);
- порядковый (ссылочный) номер листа детализации;
- допустимое рабочее давление;
- рекомендации по срокам и методам проведения ремонта.

Таблицы результатов дефектоскопии могут составляться отдельно для дефектов различных типов (коррозионные потери металла, вмятины, аномальные сварные швы и т.п.).

7.7.2.8 Масштабная схема.

Масштабная схема является графическим представлением (в оговоренном линейном масштабе) трассы участка трубопровода в виде последовательного набора трубных элементов с реперными точками, элементами обустройства, конструктивными особенностями трубопровода, поврежденными трубами.

Для труб (трубных элементов) указывают их номера в соответствии с Трубным журналом.

Для реперных точек указывают их обозначения и расстояния от начала диагностируемого участка из таблицы реперных точек.

Элементы обустройства и конструктивные особенности трубопровода изображаются в масштабе с использованием условных обозначений, на схеме указываются их номера из таблицы особенностей трассы.

На схеме условными обозначениями выделяются трубы (трубные элементы) и кольцевые швы с выявленными дефектами и повреждениями, указывается (цветом, цифрами) степень повреждения (например, глубина потери металла).

7.7.2.9 Статистическое представление результатов дефектоскопии.

Статистическое представление обобщает результаты дефектоскопии участка трубопровода.

Обобщенные результаты инспекции включают в себя:

- статистические данные по типам и типоразмерам труб;
- статистические данные по поврежденным трубам;
- статистические данные по типам выявленных дефектов.

Для дефектов каждого типа (потери металла, вмятины, аномалии кольцевых швов, стресс-коррозионные повреждения и т.п.) строятся:

- количественные (частотные) соотношения (гистограммы) для габаритных размеров;
- статистические распределения углового положения;
- графики плотности расположения дефектов по трассе участка трубопровода;
- диаграммы распределения дефектов по трассе в координатах «глубина дефекта (% от толщины стенки или мм) – координата по трассе участка трубопровода (м)»;
- диаграммы распределения дефектов по трассе трубопровода в координатах «угловое положение дефекта (градусы) – координата по трассе участка трубопровода (м)».

7.7.3 Требования к формату представления результатов ВТД

7.7.3.1 Технический отчет по результатам ВТД, отвечающий требованиям раздела 7.7, предоставляется в Компанию на бумажном (не менее 2-х экз.) и электронном носителе (на CD). Для оформления отчетов по диагностированию (текстовые и графические материалы) могут использоваться только программы из комплекта MICROSOFT OFFICE.

7.8 Требования к заключению экспертизы, оценке технического состояния участков, диагностируемых с применением ВИП

7.8.1 После проведения внутритрубной диагностики должна быть проведена оценка технического состояния продиагностированного участка трубопровода с целью определения

соответствия параметров технического состояния требованиям нормативно-технической и эксплуатационной документации на трубопровод.

7.8.2 При оценке технического состояния должны учитываться результаты всех проведенных обследований на трубопроводе, включая результаты ВТД, результаты обследования коррозионного состояния электрометрическими методами, результаты наружных обследований ДДК.

7.8.3 Работа по оценке технического состояния трубопровода должна включать:

- анализ соблюдения сроков периодичности проведения технической диагностики трубопровода на соответствие нормативным срокам;
- анализ соответствия сроков устранения выявленных дефектов срокам ремонтов, указанным в отчетах по результатам диагностики, проверку соответствия фактического метода ремонта дефектов по данным исполнительной документации, методам ремонта, указанным в отчетах по диагностике;
- анализ качества ремонтов по результатам ВТД;
- анализ защищенности участка от коррозии, с указанием протяженности и перечня участков с недостаточной защитой, с указанием её причин;
- анализ участков трубопровода с толщиной стенки, не соответствующей проектной, проведение расчетов несущей способности трубопровода на этих участках по фактическим свойствам материала по данным сертификатов на трубы;
- проверку соответствия фактической толщины стенки трубопровода требованиям НТД;
- проведение необходимых расчетов в соответствии с разделами 9-11 настоящих Методических Указаний.

7.8.4 Требования и порядок выполнения расчетов приведен в разделах 9-11 настоящих Методических Указаний.

7.8.5 При оценке технического состояния трубопровода должны быть установлены:

- несоответствия технического состояния трубопровода всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;
- несоответствия сроков периодичности проведения диагностики трубопровода, определенных настоящими Методическими указаниями;
- несоответствия результатов обследования соединительных деталей и запорной арматуры требованиям проекта и технических условий;
- несоответствия выполненных ремонтов трубопровода ремонтам, указанным в отчетах по результатам предыдущих обследований;
- результаты проведенных расчетов в соответствии с разделами 9-11 настоящих Методических указаний;
- перечень рекомендаций, выполнение которых должно обеспечить безопасную эксплуатацию трубопровода при рабочем давлении, нормативных внутренних и внешних нагрузках, при условии соблюдения сроков выполнения ремонтов и диагностики;
- срок безопасной эксплуатации продиагностированного трубопровода.

7.8.6 Оценка технического состояния трубопровода должна выполняться после каждого проведенного диагностического обследования трубопровода внутритрубными приборами.

7.8.7 На основании проведенной диагностики и оценки технического состояния трубопровода оформляется Заключение экспертизы промышленной безопасности с установлением срока безопасной эксплуатации трубопровода.

7.8.8 Заключение экспертизы промышленной безопасности оформляется в соответствии с требованиями, установленным ПБ 03-246-98 «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности».

7.8.9 Требования к Заклчению экспертизы промышленной безопасности изложены в разделе 12.2 настоящих Методических указаний.

7.8.10 После получения Заклчения Заказчик осуществляет его анализ и разрабатывает мероприятия по ремонту, замене, реконструкции трубопровода.

7.9 Техника безопасности при производстве работ по ВТД

7.9.1 Требования техники безопасности при производстве работ по ВТД изложены в разделе 14 настоящих Методических указаний.

8 Рекомендации по возможностям применения новых методов контроля для повышения надежности промышленных трубопроводов

8.1 Обзор новых методов контроля в смежных областях техники и определение перспектив их применения для повышения надежности промышленных трубопроводов

8.1.1 Постоянное совершенствование методов контроля, как в трубопроводной отрасли, так и в смежных областях техники направлено на совершенствование технических средств и технологий с целью повышения разрешающей способности и выявляемости дефектов, а также уменьшения затрат. Применение их, как правило, является важным конкурентным преимуществом применяющих эти технологии подрядных организаций.

8.1.2 Для применения новых методов контроля их технологии, методики, материалы, оборудование должны соответствовать требованиям, изложенным в п. 14.5 настоящих методических указаний.

8.2 Определение возможностей и областей применения магнитометрического контроля в модификации градиентометрии, общие требования к аппаратуре и технологии производства работ

8.2.1 Сущность магнитометрического контроля заключается в бесконтактном обследовании с поверхности земли всей протяженности подземных и подводных трубопроводов с сохранением целостности сооружения.

Бесконтактный магнитометрический метод основан на выявлении аномалий напряженности магнитного поля над трубопроводом, обусловленных дефектами основного металла и сварных швов или изгибными напряжениями трубопровода, являющимися зонами концентрации напряженно-деформированного состояния, интенсифицирующими развитие повреждений.

Магнитометрический метод обследования позволяет выявить участки напряженно-деформированного состояния металла трубопровода и зафиксировать их в функции пути и времени перемещения оператора с получением в автоматическом режиме информации на дисплее оператора и записью результатов. Дальнейшая обработка и документирование результатов контроля обеспечивается специальной программой на персональном компьютере.

8.2.2 Метод обладает рядом преимуществ и дает возможность:

- оперативно проводить контроль состояния подземных трубопроводов с поверхности земли без вскрытия, в привычном режиме работы;
- контролировать трубопроводы любого диаметра, любой конструкции и протяженности;
- определять участки с дефектами металла любой природы: механические повреждения, коррозионные процессы, нарушение целостности изоляционного покрытия, дефекты сварных соединений;
- проводить работы с высокой скоростью (до 2 км/ч) при сравнительно низкой стоимости;
- точно определять места шурфовки трубопровода.

8.2.3 К недостаткам метода следует отнести большие погрешности измерений дефектов для идентификации которых и получения точности измерений, необходимых для разбраковки и выполнения расчетов долговечности, следует осуществлять дополнительный контроль в шурфах.

8.2.4 Магнитометрический контроль в модификации градиентометрии рекомендуется применять на участках промышленных трубопроводов высоких категорий риска, а для трубопроводов категории «очень высокая» с количеством порывов более 0,1 шт/км/год, требующей срочной замены, применять этот метод, заменив им электрометрические методы контроля. Перспективно применение метода в районах высокой сейсмичности и сложных геологических условий для мониторинга возможных появлений участков с повышенным напряженно-деформированным состоянием в связи с подвижками трубопровода.

8.2.5 Магнитометрический контроль осуществляется в соответствии РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным

магнитометрическим методом»

8.2.6 Проведение бесконтактного магнитометрического контроля трубопровода предусматривает выполнение следующих работ:

- анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации трубопровода;
- визуальный осмотр трассы трубопровода;
- подготовительные работы для проведения контроля;
- обследование трубопровода;
- камеральная обработка данных обследования, оценка технического состояния участков трубопровода;
- разметка участков трубопровода под контрольные шурфы;
- дополнительный дефектоскопический контроль трубопровода арбитражными методами в контрольных шурфах;
- оформление результатов обследования.

8.2.7 Магнитометрический контроль осуществляется бесконтактным прибором-магнитометром. Магнитометр- портативный прибор, предназначенный для регистрации изменения магнитного поля над трубопроводом и определений местоположения магнитных аномалии вызванных дефектами различных типов. Результаты магнитометрического обследования представляются в виде магнитограмм, на которых изображены напряженность и градиент магнитного поля.

8.2.8 После сброса информации с блока памяти прибора на ПК выполняется анализ результатов контроля путем просмотра магнитограмм на экране монитора по отдельным файлам и сопоставления характера их изменений по частоте и амплитуде с типоразмером трубопровода и особенностями трассы, выявленными при выполнении обследования.

8.2.9 После обработки результатов контроля и их анализа делается заключение с указанием участков трубопроводов с зонами максимальной концентрации напряжений (ЗКН). В выводах приводятся рекомендации с указанием мест шурфовки для выполнения контроля контактными методами. К заключению прикладывается протокол обследования, совмещенный с трассовкой, на которой выделяются участки трубопроводов с ЗКН.

8.2.10 Для проведения бесконтактного магнитометрического обследования используются приборы, обеспечивающие получение информации о местоположении аномалий магнитного поля, сопряженных с дефектами металла.

8.2.11 В результате компьютеризированной обработки и расшифровки полученной информации на графике-магнитограмме трубопровода выявляется местоположение участков с аномалиями магнитного поля, сопряженными с зонами отклонения уровня напряженно-деформированного состояния от фоновых значений - зонами дефектов.

8.2.12 Аномалии магнитного поля могут возникать при наличии дефектов сварных швов, коррозионных повреждений; изменения толщины стенок труб; вмятины, гофры; отклонения от проектной оси залегания.

8.2.13 Прогнозно для выявления дефектов коррозионного происхождения их параметры должны быть следующими:

- Минимальная длина выявляемого дефекта соизмерима с длиной окружности трубопровода;
- Раскрытие выявляемого дефекта – более 10 мм;
- Глубина выявляемых дефектов - начиная с 30 % от толщины стенки трубы.

8.2.14 Расстояние между магнитометром и трубопроводом (отклонения от оси, глубина заложения): $1,5 \div 3$ диаметра трубы в горизонтальной плоскости и до 15-ти диаметров по глубине залегания в зависимости от рабочего давления.

8.2.15 Конструкция прибора позволяет отслеживать ось трубопровода и глубину заложения.

8.2.16 Регистрация данных: первичная информация отображается на табло и записывается в память прибора с шагом 0.25 м. Емкость памяти накопителя достаточна для непрерывной записи информации на 30 км трассы. Имеется съемные внешние носители (флэш-память).

8.2.17 Комплекс аппаратуры должен иметь основные технические характеристики не хуже приведенных в таблице 18.

Таблица 18. Технические характеристики аппаратуры

Диапазон измерения магнитного поля, мкТл	± 100
Основная абсолютная погрешность измерения магнитного поля, нТл, не более	50
Измеряемая глубина, м, не менее.....	5
Основная относительная погрешность измерения глубины, расстояния ухода от оси и тока, не более	$\pm 2 \%$
Основная абсолютная погрешность измерения углов положения блока приемных антенн относительно горизонтальной плоскости (наклон, вращение) и относительно продольной оси трубопровода в плане, градус, не более	1,0
Основная относительная погрешность измерения пути, не более	$\pm 1 \%$
Выходная мощность генератора, Вт, не менее	100
Скорость контроля, км/ч	до 5
Масса приемного блока, кг, не более	4,0
Диапазон рабочих температур	от -20° до $+50^{\circ}\text{C}$
Исполнение	пылебрызгозащищенное IP53 по ГОСТ 14254-96
Время непрерывной работы не менее.....	8 ч

8.2.18 В настоящее время разработан комплекс бесконтактной диагностики, позволяющий проводить одновременно геометризацию трубопровода в пространстве и выявление дефектов металла и изоляции. Это позволяет отказаться от предварительного трассирования трубопровода до проведения диагностических измерений, что повышает экономическую эффективность диагностирования, а также точность диагностирования технического состояния трубопровода за счет улучшения взаимной увязки наблюдений по различным признакам дефектов.

8.2.19 Эффективность применения магнитометрических приборов может быть существенно повышена при разработке методики корреляции величины искажений магнитного поля с величиной и векторной направленностью повышения напряженно-деформированного состояния в местах выявленных дефектов, что позволит повышать достоверность расчетов их долговечности или более обоснованно подходить к назначению коэффициентов запаса в этих расчетах при использовании нормативных нагрузок.

8.3 Рекомендации по областям применения и общие требования к аппаратуре и технологии волноводного УЗК, цифровой радиографии и ультразвукового контроля с применением преобразователей на основе фазированных решеток

8.3.1 Рекомендации по областям применения и общие требования к аппаратуре и технологии волноводного УЗК

8.3.1.1 Технология волноводного ультразвукового контроля основана на распространении по трубопроводу направленных ультразвуковых волн.

8.3.1.2 Направленные ультразвуковые волны представляют собой упругие волны различной ориентации (продольные, крутильные), которые способны распространяться на значительные (до 150 метров) расстояния в металле труб без существенного затухания. Распространяясь в металле труб со скоростью ультразвука, волны формируют отклики в местах расположения дефектов, которые, возвращаясь к месту установки сенсора, конвертируются в электрические импульсы и анализируются оператором с применением уникальных программ обработки и интерпретации. В результате становится возможным быстрый и эффективный контроль трубопроводов в самых труднодоступных участках без

остановки производственного процесса.

8.3.1.3 К преимуществам применения волноводного УЗК относятся:

- возможность контроля трубопроводов различных диаметров без снятия изоляции одним комплектом оборудования;
- снижение количества занятого персонала при относительно высокой скорости обследования;
- уменьшение энерго- и эксплуатационных затрат;
- отсутствие необходимости повышения давления в трубопроводе в случае замены волноводным УЗК акустико-эмиссионного контроля;

8.3.1.4 К недостаткам волноводного УЗК относятся:

- резкое снижение диапазона инспекции при подземной прокладке трубопровода;
- необходимость использования УЗК-толщиномеров для точных измерений остаточной толщины стенки трубы.

8.3.1.5 Промышленное использование этого типа волн в целях диагностики труб стало доступно сравнительно недавно после разработки рядом компаний в Великобритании и США аппаратуры, способной эффективно генерировать и принимать указанные волны в трубах.

8.3.1.6 При использовании крутильных волн схема диагностической установки выглядит аналогично приведенной на рисунке 12



Рисунок 12.-Схема диагностической установки

8.3.1.7 В состав установки входят: персональный компьютер, импульсный генератор-приемник, катушка импульсного генератора-приемника и антенная решетка из никелевых лент.

8.3.1.8 Персональный компьютер служит для приема, обработки и хранения данных измерений. Катушка генератора-приемника предназначена как для формирования электромагнитных импульсов, вызывающих ультразвуковые волны в теле трубы, так и для преобразования энергии ультразвуковых импульсов откликов в электрический сигнал. Никелевая антенна используется для повышения эффективности преобразования электромагнитных импульсов в ультразвуковые и может монтироваться на трубе при помощи либо эпоксидного клея, либо пневматического банджа, обеспечивающих плотное прилегание ленты к стенке трубы.

8.3.1.9 Время монтажа оборудования зависит от диаметра трубы и может составить от 10 до 30 минут. Диапазон инспекций во многом определяется состоянием трубы. Последние модификации приборов позволяют производить мониторинг участков трубы длиной до 300 метров. Сильное коррозионное повреждение трубы по всей длине, наличие толстой (более 2мм) битумной изоляции, а так же плотный грунт вокруг трубы существенно понижают чувствительность метода и могут сузить диапазон инспекций до 5-7 метров в каждом из направлений.

8.3.1.10 На рисунке 13 представлен пример диаграммы откликов, полученной с трубы,

содержащей дефекты различного типа. Крутильные волны позволяют обнаруживать дефекты размером от 5% по отношению к поперечному сечению стенки трубы.

8.3.1.11 Технология с применением продольных волн позволяет достичь более высокой чувствительности по выявлению дефектов - до 1% от сечения стенки трубы.

8.3.1.12 Для формирования продольных волн используется набор оборудования, описанный выше, и намагничивающее устройство в виде нескольких постоянных магнитов или электромагнитов. Магниты устанавливаются по периметру трубы. Катушка импульсного генератора располагается на трубе между полюсами магнитов. Никелевая антенна не применяется.

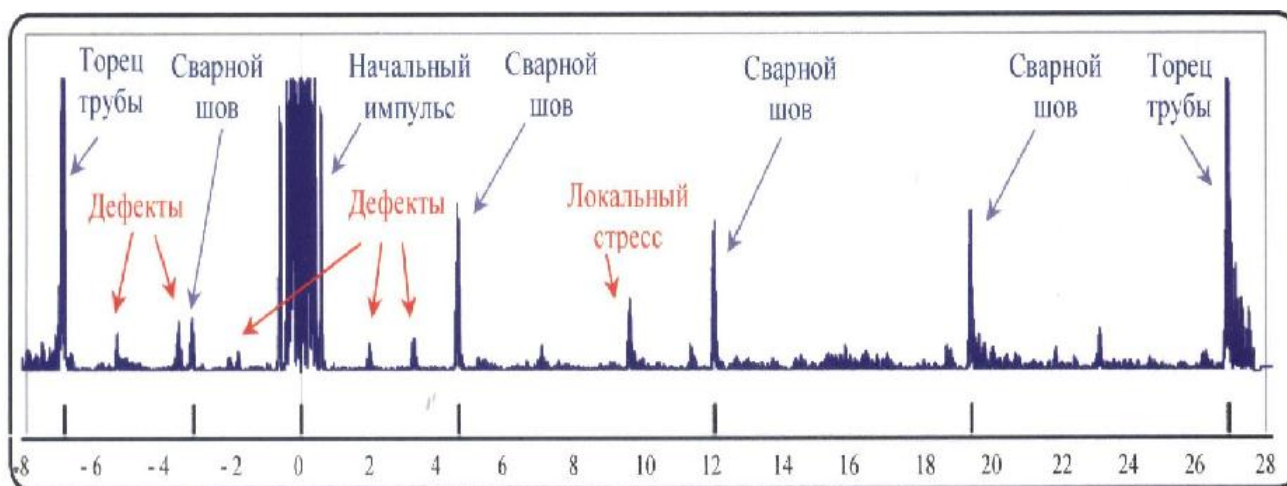


Рисунок 13. Типичная диаграмма откликов, полученная с трубы, содержащей дефекты различного типа

8.3.1.13 Размер труб, доступных для инспекции с использованием указанной технологии может находиться в диапазоне от 10 мм до 1 метра. Толщина стенки трубы не является критическим препятствием для его применимости. Метод позволяет определять местоположение дефекта по длине трубы и его примерный размер. Затем обычной практикой является использование традиционных ультразвуковых толщиномеров для более точных измерений остаточной толщины стенки трубы.

8.3.1.14 Оборудование, реализующее технологию волноводного ультразвукового контроля трубопроводов:

- «MsS» (ISWT, США)
- «Wavemaker» и «Teletest» (Guided Ultrasonics Ltd., Великобритания)
- «EMUS» (ин-т Фраунхофер, Германия).

8.3.1.15 Основные технические характеристики оборудования, использующего технологию волноводного ультразвукового контроля трубопроводов:

Абсолютная погрешность определения местоположения дефекта по длине трубы:

На трубе известной длины ± 1 см

На трубе неизвестной длины ± 5 см на каждые 10 м

Разрешающая способность 3-12 см в зависимости от состояния металла и изоляции

Производительность системы 60-120 м трубопровода в час

Время установки датчика температуры поверхности 1-15 мин. в зависимости от размера трубы и температуры поверхности

Время записи данных 10-15 мин.

Установочная длина 100 мм

Потребляемая мощность 250 Вт

Масса 30 кг

Длина контрольного кабеля 30 м

Габаритные размеры	70 x 70 x 30 см
Питание	~ 220 В, 50Гц или = 12 В

8.3.1.16 Системы, использующие технологию волноводного ультразвукового контроля, могут применяться при неразрушающем контроле промышленных трубопроводов для расширения объемов контроля поверхности и целостности трубопровода за границей шурфа до 30 метров в разные стороны.

8.3.1.17 Метод может использоваться как дополнительный при контроле “узких мест” участков трубопровода:

- участки трубопроводов наземной и надземной прокладки или в технологических каналах;
- переходы через асфальтовые и железнодорожные дороги;
- переходы через естественные преграды овраги, речки, болота;
- трубопроводы, находящиеся в патроне и т.д.;
- места несанкционированных врезок;
- инспекция труб бывших в употреблении для их повторного использования.

8.3.2 Рекомендации по областям применения и общие требования к аппаратуре и технологии цифровой радиографии

8.3.2.1 В последнее время для контроля качества сварных соединений трубопроводов находит все большее применение технология цифровой (компьютерной) радиографии,

8.3.2.2 Метод цифровой (компьютерной) радиографии отличается от традиционного радиографического контроля [1] [2] тем, что вместо рентгеновской пленки используются многоразовые запоминающие «фосфорные» пластины.

8.3.2.3 Схематически конструкция запоминающей пластины приведена на рисунке 14.

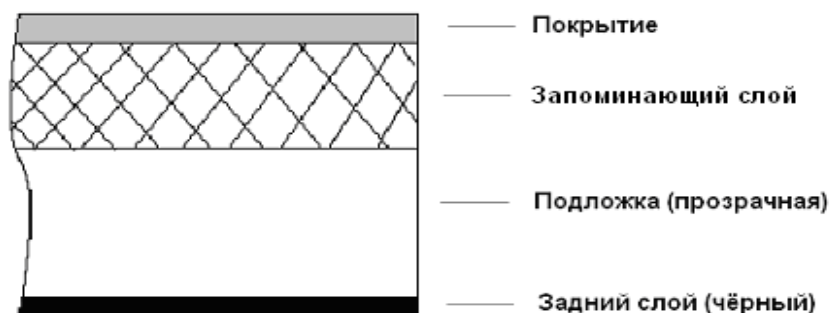


Рисунок 14. Схематическое изображение конструкции запоминающей многоразовой пластины

8.3.2.4 В фосфорных пластинах скрытое изображение объекта контроля образуется под воздействием ионизирующего излучения за счет возбуждения электронов, в отличие от рентгеновской пленки, на которой изображение образуется за счет необратимых фотохимических процессов.

8.3.2.5 При записи информации на запоминающую пластину многократного использования кассета с запоминающей пластиной аналогично радиографической пленке располагается за объектом контроля относительно источника ионизирующего излучения. В качестве источника ионизирующего излучения при цифровой радиографии могут применяться рентгеновские аппараты непрерывного и импульсного действия, а также закрытые радиоактивные источники излучения.

8.3.2.6 После экспонирования пластина загружается в сканер, где специальный «считыватель» сканирует экспонированную пластину лазерным пучком. После облучения экспонированных пластин лазерным лучом энергия возбужденных рентгеновскими лучами электронов освобождается в виде света, а световое излучение последовательно с каждой точки считывается сканирующим устройством и, аналогично цифровой фотографии, формируется цифровое изображение контролируемого объекта.

8.3.2.7 Считанное сканером изображение передается в компьютер, где архивируется,

обрабатывается с помощью специализированного программного обеспечения и подвергается расшифровке. По результатам расшифровки делается заключение о качестве проконтролированного сварного соединения [3].

8.3.2.8 Однако в отличие от пленки это изображение может быть улучшено, отмасштабировано, архивировано, растиражировано и за несколько секунд направлено по электронной почте в любое место без потери качества. После передачи изображения в компьютер и облучения пластины ультрафиолетовыми лучами она освобождается от всей накопленной энергии и может быть использована повторно.

8.3.2.9 Схема применения метода цифровой радиографии приведена на рисунке 15.

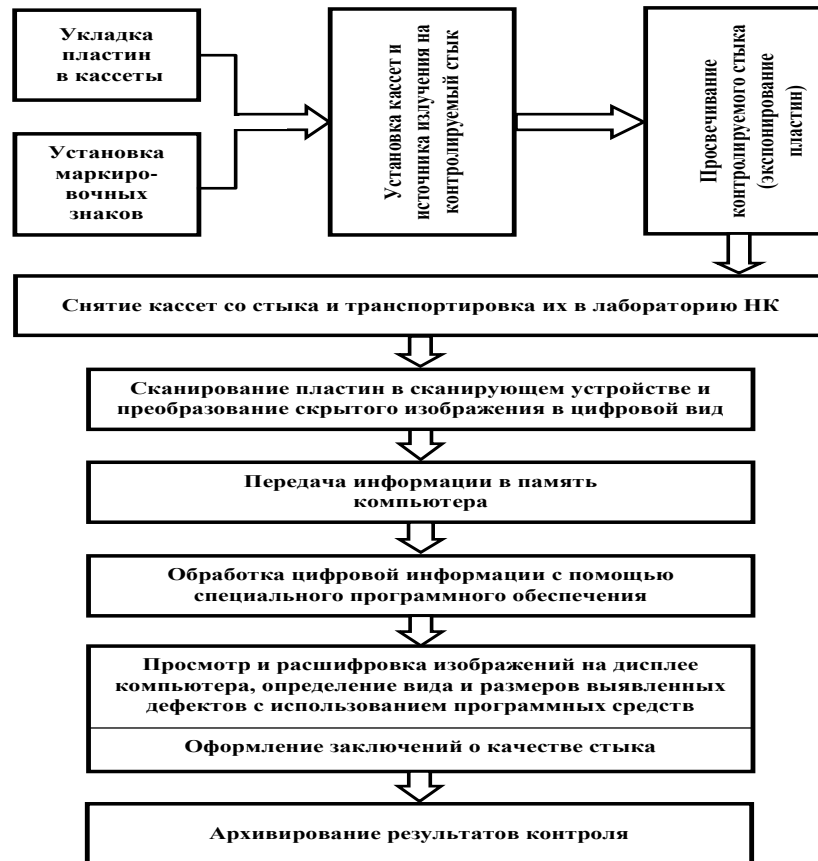


Рисунок 15. Схема радиографического контроля с применением технологии цифровой радиографии

8.3.2.10 Поскольку чувствительность пластины существенно выше, чем у пленки, то время экспозиции пластины значительно меньше. Это существенно уменьшает дозовую нагрузку на персонал.

8.3.2.11 Для предохранения запоминающих пластин от загрязнений и механических повреждений, а также для защиты их от воздействия яркого освещения пластины следует помещать в светозащитные влагостойкие кассеты.

8.3.2.12 Для привязки получаемых при просвечивании изображений к контролируемому соединению на каждой кассете (каждом участке сварного соединения) следует устанавливать маркировочные знаки.

8.3.2.13 Пластины помещают в кассету и вынимают оттуда на свету. Для этой операции, в отличие от светочувствительной пленки, специальной темной комнаты не требуется.

8.3.2.14 «Фосфорные» пластины обладают гибкостью рентгеновских пленок, но не требуют обработки химическими реактивами.

8.3.2.15 Цифровая радиография с использованием запоминающих «фосфорных» пластин, обладая такими преимуществами как:

- оперативность получения информации за счёт уменьшения времени экспозиции и отказа от применения радиографической пленки и, соответственно, сложной и длительной её

фотохимической обработки;

- отсутствие затрат на приобретение пленки и химикатов, их хранение и утилизацию химических отходов;
- возможность снижения времени просвечивания;
- снижения мощности экспозиционной дозы;

обеспечивает:

- необходимую чувствительность контроля,
- позволяет выявлять все недопустимые дефекты, регламентируемые требованиями действующих НТД,
- значительно повышает производительность контроля.

8.3.2.16 В настоящее время выпускаются несколько систем для цифровой промышленной радиографии, это, например, цифровая система «KODAK INDUSTREX ACR-2000» (производство фирмы KODAK), комплексы цифровой радиографии «ФОСФОМАТИК» различной модификации, аппаратно-программный комплекс «Градиент», аппаратно-программный комплекс «CR 35 NDT» (производство фирмы Dürr NDT).

8.3.2.17 Все эти комплексы основаны на применении современной компьютерной техники и включают в себя:

- устройство для считывания с запоминающих пластин;
- систему архивирования и обработки изображения, состоящую из настольного компьютера, монитора, клавиатуры, мыши;
- устройство для стирания пластин;
- программное обеспечение;
- запоминающие пластины.

8.3.2.18 Комплексы цифровой радиографии рассчитаны на применение гибких флуоресцентных запоминающих пластин. Наиболее широкое применение нашли «фосфорные» пластины «KODAK INDUSTREX Flex GP Digital Imaging Plate SO-170».

8.3.2.19 Специалисты, выполняющие работы по радиографическому контролю с применением технологии цифровой радиографии, должны пройти специальное дополнительное обучение с учетом специфики технологии и оборудования цифровой радиографии, работы с электронным изображением, обработки и расшифровки этого изображения, идентификации дефектов по электронному изображению и измерения их размеров. Специалисты должны иметь документ, подтверждающий факт прохождения такого обучения.

8.3.3 Рекомендации по областям применения и общие требования к аппаратуре и технологии ультразвукового контроля с применением преобразователей на основе фазированных решеток

8.3.3.1 Самым передовым направлением в развитии ультразвуковых методов неразрушающего контроля является применение ультразвуковых фазированных решеток (ФР). К основным преимуществам использования дефектоскопов с фазированными решетками относятся повышение достоверности результатов контроля, увеличение скорости контроля, и следовательно, снижение затрат связанных с проведением контроля.

8.3.3.2 При проведении контроля традиционными УЗ датчиками один датчик, как правило, предназначен для прозвучивания одной, строго определенной зоны. Поэтому для проверки всего объема контролируемого объема сварного шва необходимо:

- механическое перемещение пьезоэлектрического преобразователя (ПЭП) по заданной траектории;
- наличие датчиков с различными углами ввода УЗ луча для обнаружения разноориентированных дефектов.

8.3.3.3 При проведении ручного контроля оператор измеряет эквивалентные (условные) размеры дефекта по осциллограммам сигналов (А-сканам) – по времени прихода и амплитуде (см. рисунок 16). Сложности в определении истинных размеров и ориентации дефектов являются причиной пропуска дефекта или перебраковки изделия.

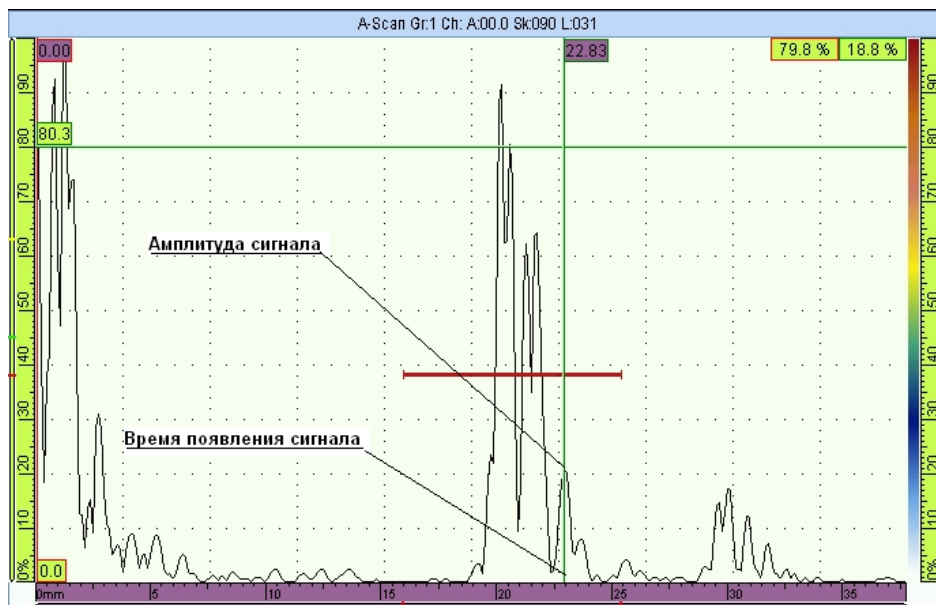


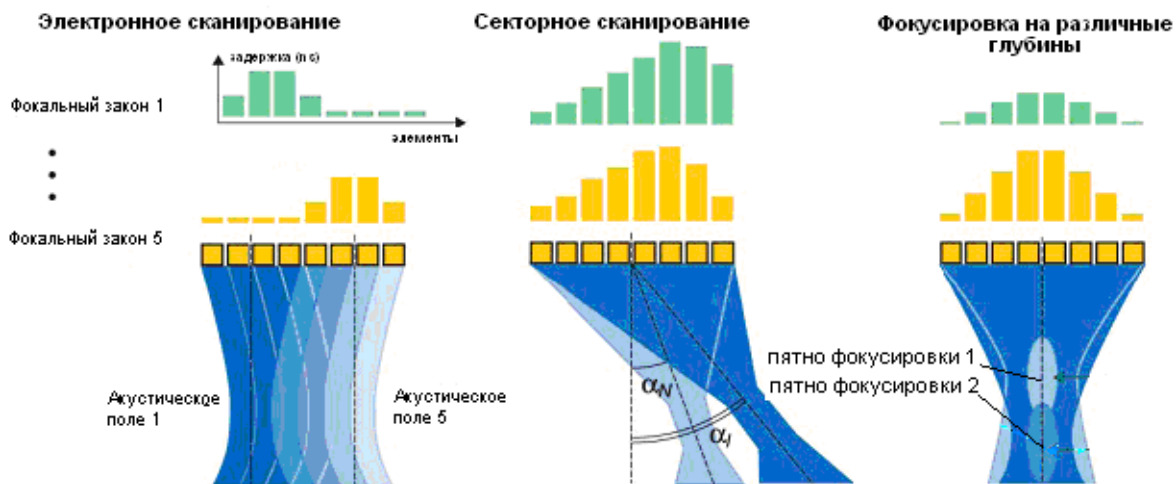
Рисунок 16. Анализ размеров дефектов по амплитуде и времени появления сигнала.

8.3.3.4 Технология фазированных решеток основывается на генерации ультразвукового луча, с возможным изменением следующих параметров:

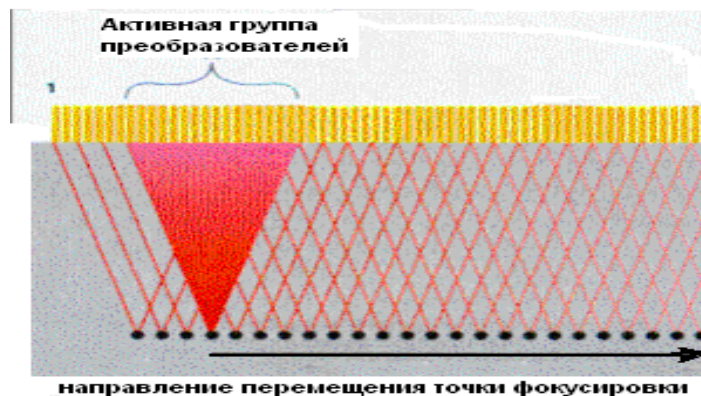
- угла ввода луча;
- фокального расстояния;
- размера пятна фокусировки.

8.3.3.5 Изменение параметров ультразвукового луча достигается программно-аппаратными средствами за счет различных задержек запуска зондирующего импульса на элементах датчика (см. рисунок 17, а). Механические параметры сканирующего устройства при этом не изменяются.

8.3.3.6 Зона, генерирующая луч, может перемещаться вдоль поверхности датчика (рисунок 17, б). Электронное линейное сканирование производится последовательным переключением групп элементов в преобразователе. Таким образом, не перемещая ПЭП по поверхности контролируемого изделия, можно проверить большой, по сравнению с традиционными методами, объем исследуемого объекта. Шаг изменения угла ввода луча на современных дефектоскопах с ФР может составлять менее $0,5^\circ$. Шаг перемещения зоны сканирования может составлять 0.6 – 1,0 мм.



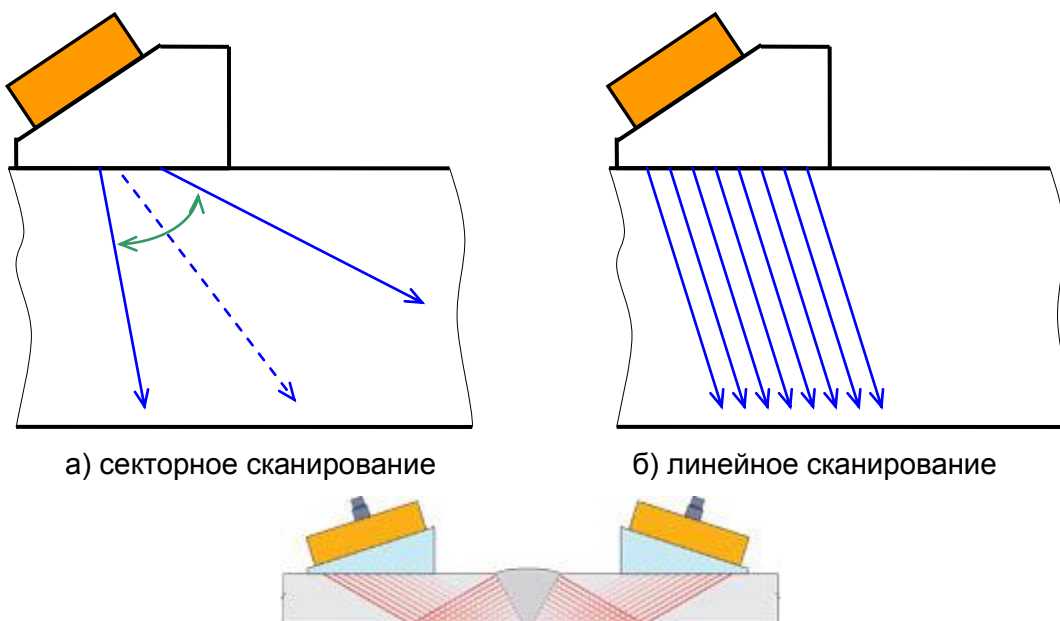
а) - методы формирования УЗ луча



б) электронное сканирование

Рисунок 17. Принцип действия датчиков с фазированными решетками

8.3.3.7 Применяя всего один ПЭП с ФР, возможно реализовать все схемы контроля, применяемые в многоэлементных системах с линейным сканированием. Например, контроль прямым и однократно отраженным лучом, схема «тандем», -FD метод и т.д. – см. рисунок 18.



а) секторное сканирование

б) линейное сканирование

в) применение 2-х УЗ датчиков с ФР позволяет реализовать любые схемы контроля

Рисунок 18. Схемы контроля с применением датчиков с ФР

8.3.3.8 Не изменяя аппаратуру и параметры механической системы сканирования можно контролировать изделия с различной толщиной стенки, любым профилем сварного шва (рисунок 19) и кривизной поверхности контролируемого изделия.

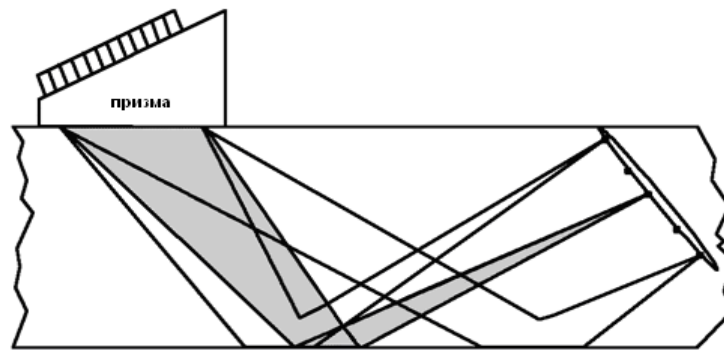


Рисунок 19. Фокусировка лучей на зоне сплавления шва

8.3.3.9 Больше, по сравнению с традиционным контролем, количество зон контроля облегчает обнаружение дефектов, упрощает определение их размеров. Размещение ПЭП и схема контроля (прямой или однократно отраженный луч, «тандем») выбираются для каждой зоны отдельно. ПЭП фокусируют так, чтобы каждый из них захватывал только свою зону.

Наличие нескольких десятков активных элементов (до 128) обеспечивает получение высокой пространственной разрешающей способности, что позволяет определять точные размеры и ориентацию дефектов. В сравнении с широко распространенным одноэлементным датчиком, технология ФР обеспечивает гораздо большую чувствительность, и как следствие, лучший контроль за счет возможности фокусировки луча. Технология ФР позволяет оптимизировать углы ввода под конкретную схему контроля, настроить систему на контроль изделий любой формы. Электронное сканирование объекта выполняется быстрее механического, при контроле возможно перемещение датчика только по одной координатной оси (вдоль шва) вместо обычных двух. Для полной, двухсторонней проверки всех зон сварного шва достаточно 2-х датчиков с ФР.

8.3.3.10 При обработке данных, полученных на системах с ФР, снижается влияние электромагнитных помех.

8.3.3.11 Отчеты представляются в виде изображений сечений отсканированного объекта, что облегчает упрощение понимания результатов контроля для персонала. В системах с ФР результаты контроля выводятся в реальном режиме времени на следующие виды разверток в ортогональной системе координат:

- А-скан (одномерная эхография по выбранному оператором углу ввода);
- В-скан, С-скан, D-скан (двухмерная эхография – вид вдоль, поперек оси сканирования, вид на сканируемую поверхность сверху);
- S-скан (двухмерная эхография – вид сектора).

8.3.3.12 Оператор имеет возможность измерить координаты, размеры и форму дефекта.

8.3.3.13 Последовательность проведения УЗ контроля сварных соединений трубопроводов с использованием фазированных решеток заключается в следующем:

- установить ПЭП с ФР на поверхность контролируемого объекта;
- сканирование сварного соединения осуществлять путем перемещения ПЭП по поверхности околошовной зоны параллельно контролируемому сварному шву;
- по завершению сканирования сварного шва записать данные в память дефектоскопа для дальнейшего анализа результатов контроля.

8.3.3.14 Применение УЗ контроля с использованием фазированных решеток целесообразно в следующих случаях:

- контроль захлестов, ввариваемых стыков и узлов установки линейной арматуры;
- поведения дополнительного дефектоскопического контроля для измерения размеров и типа дефектов.

8.3.3.15 Ультразвуковой контроль с использованием фазированных решеток применяется для определения:

- толщины стенки трубопровода в околошовной зоне;
- контроля металла околошовной зоны на выявления расслоений;

- контроль качества стыковых сварных соединений.

8.3.3.16 Для проведения ультразвукового контроля необходимо использовать импульсные дефектоскопы, обеспечивающие работу с ПЭП на ФАР в линейном и/или секторном режимах сканирования.

8.3.3.17 Для УЗ контроля необходимо применять ПЭП на фазированных решетках с частотой ультразвуковых волн от 1.5 МГц до 10 МГц.

8.3.3.18 Для проверки технических параметров дефектоскопов, а также основных параметров контроля, необходимо использовать стандартные образцы по ГОСТ 14782, образцы Международного института сварки (V1,V2) и стандартные образцы предприятия с искусственными отражателями.

8.3.3.19 Оборудование, применяемое для контроля, должны быть:

- сертифицировано;
- поверено;
- снабжено технической документацией, предусмотренной изготовителем и входящей в комплект поставки (технические паспорта, формуляры, инструкции по эксплуатации).

8.3.3.20 В паспортах должны быть сделаны соответствующие записи о первичной и периодических поверках (аттестации, калибровке).

8.3.3.21 Специалисты УЗК должны быть аттестованы на II или III уровень квалификации по ПБ 03-440, иметь действующие удостоверения установленной формы, пройти дополнительное обучение технологии контроля с учетом специфики применяемых дефектоскопов с фазированными решетками (визуальное представление результатов контроля в трех проекциях (плоскостях), измерение размеров дефектов по их проекционным изображениям). Специалисты должны иметь документ, подтверждающий факт прохождения обучения работе на дефектоскопе с фазированными решетками.

8.3.3.22 Ультразвуковой контроль проводится при температуре окружающего воздуха от минус 20 °С до +40 °С и относительной влажности воздуха от 40 % до 80 %, если иное не указано в инструкции по применению оборудования. При отрицательных температурах электронные блоки аппаратуры должны располагаться в палатках с подогревом.

8.3.3.23 В настоящее время используются серийные приборы и установки УЗК с использованием ФР: ультразвуковой дефектоскоп OmniScan PA (RD-Tech, Канада), ультразвуковой дефектоскоп X-32 (Harfang Microtechniques Inc), ультразвуковой дефектоскоп Rapidscan-2 (Англия), ультразвуковой дефектоскоп TD-Scan (Technology Design, Англия), ультразвуковой дефектоскоп «Phasor XS» (Krautkammer, Германия) и др.

8.3.3.24 Преимущества современных систем контроля с фазированными решетками:

- Большое число каналов и прецизионное формирование ультразвуковых пучков практически любой конфигурации снижают затраты времени, необходимые для перенастройки системы на другой контролируемый объект. Полностью программная настройка позволяет контролировать любой профиль шва при любой толщине стенки без механической юстировки положения ПЭП.
- Формирование изображений контролируемого объекта на экране прибора в реальном времени облегчает анализ получаемых данных, снижает риск появления ошибок при интерпретации данных.
- Система с ФР позволяет увеличить число зон контроля без увеличения числа каналов аппаратуры и числа ПЭП. Более точное, по сравнению с традиционным ультразвуковым контролем, определение размеров дефектов достигается благодаря возможности увеличения числа зон контроля.
- Существующие на сегодняшний день приборы максимально наглядно обеспечивают выполнение большинства операций, это облегчает работу специалисту, позволяет ему сосредоточиться только на интерпретации получаемых данных.
- Большинство приборов позволяют пользователю подсоединять их к локальным вычислительным сетям и сети Интернет, что дает возможность оперативно обновлять программное обеспечение, осуществлять удаленное управление процессом контроля, включать приборы в состав автоматизированных комплексов контроля.

- Приборы с ФР имеют низкий уровень собственных шумов, методы, используемые для обработки сигналов позволяют получить лучшее, по сравнению с традиционными дефектоскопами, соотношение сигнал/шум.
- Дефектоскопы с ФР обеспечивают высокую скорость контроля и производительность благодаря одновременному получению данных в множественном диапазоне углов и глубин с помощью одного многоэлементного датчика. В связи с этим уменьшаются трудозатраты на контроль крупногабаритных объектов, время контроля, время нахождения оператора в неблагоприятных условиях.

9 Критерии отбраковки промышленных трубопроводов

9.1 Методика расчета на прочность и долговечность труб и сварных соединений с дефектами типа потеря металла коррозионного происхождения

9.1.1 Методика применяется для расчета на прочность и долговечность труб с коррозионными дефектами потери металла (внешних или внутренних), расположенных по телу трубы, на сварных швах или примыкающих к сварным швам (поперечным, продольным, спиральным).

9.1.2 Методика предназначена для классификации дефектов по степени опасности, определения предельных рабочих давлений и предельных сроков устранения дефектов по результатам диагностирования промышленных трубопроводов.

9.1.3 Оценка работоспособности трубопровода основана на следующих теоретических и методических подходах:

- едином методе расчета конструкций с дефектами на прочность и долговечность, использующем энергетические критерии прочности и устойчивости и деформационные критерии сплошности металла;
- упруго-пластических решениях напряженно-деформированного состояния поврежденной трубы при различных нагрузках;
- положениях нормативно-технических и методических документов, определяющих порядок расчетов прочности и долговечности, показателей надежности конструкций с дефектами по результатам технического диагностирования;
- системе коэффициентов запаса, учитывающих последствия отказа, рассеяние свойств металла, погрешности определения размеров дефектов при диагностировании, рассеяние скоростей роста дефектов.

9.1.4 Исходными данными для расчета являются:

9.1.4.1 диаметр и толщина стенки трубы;

9.1.4.2 размеры дефекта по результатам диагностического обследования:

- длина L – расстояние между наиболее удаленными в продольном направлении (вдоль оси трубы) точками дефекта;
- ширина W – расстояние между наиболее удаленными в кольцевом направлении точками дефекта;
- глубина H – наибольший размер дефекта в направлении толщины стенки (радиальном направлении).

В расчетных формулах размер дефекта должен увеличиваться на величину поправки в зависимости от вида диагностического обследования;

- проектное давление;

9.1.4.3 В расчетах используется поправка \square_p на возможное превышение рабочего давления в зависимости от коэффициента надежности n по СНиП 2.05.06-85*;

- скорость коррозии ($V_{корр}$);
- механические характеристики металла труб и сварных швов, определенные по результатам испытаний стандартных и специальных образцов, сертификатам, ТУ на трубы. В случае примыкания дефекта к сварному шву в расчетах используются характеристики механических свойств сварного шва;
- коэффициент запаса по прочности трубы ($k_{тр}$);

- коэффициент запаса по скорости роста коррозионного дефекта потери металла.

9.1.5 Порядок выполнения расчетов на прочность и долговечность труб с коррозионными дефектами потери металла приведен на рисунке 20

9.1.6 Расчет на прочность и долговечность трубопроводов с коррозионными дефектами типа потеря металла проводится по результатам всех видов комплексной диагностики.

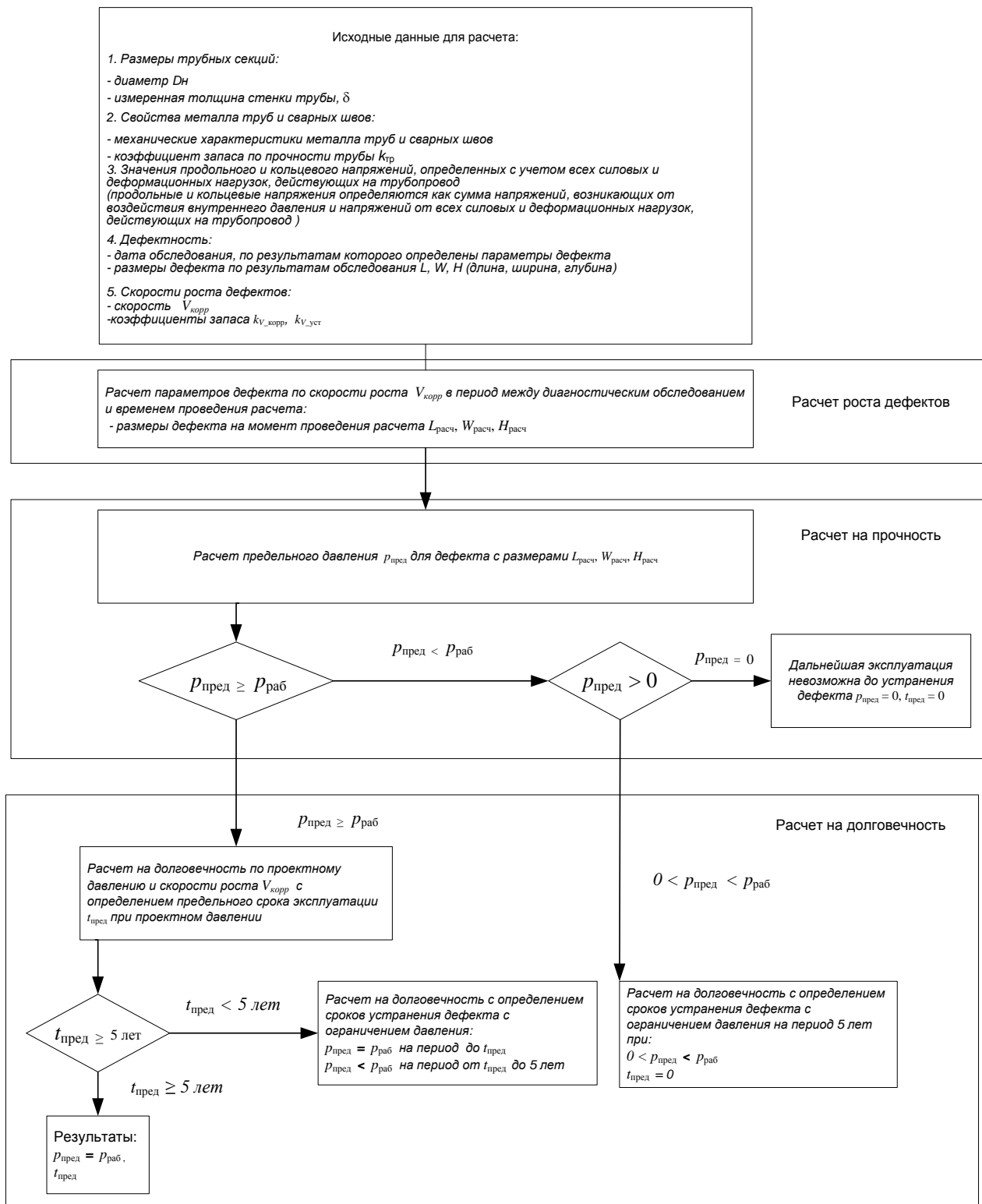


Рисунок 20.

9.1.7 Порядок расчета напряженно-деформированного состояния трубы с коррозионным дефектом потери металла:

- Решается система нелинейных алгебраических уравнений для бездефектной трубы с размерами D, δ , связывающих компоненты номинальных напряжений $\sigma_{\theta \text{ ном}}, \sigma_{z \text{ ном}}$ и

деформаций $\varepsilon_{\theta \text{ ном}}, \varepsilon_{z \text{ ном}}, \varepsilon_{r \text{ ном}}$ с давлением p .

- Рассматривается объемный дефект в виде выемки длиной вдоль оси трубы L , шириной в кольцевом направлении W , глубиной H . Компоненты $\sigma_{\theta \text{ нетто}}, \sigma_{z \text{ нетто}}$ нетто-напряжения и деформации $\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}, \varepsilon_{z \text{ нетто}}, \varepsilon_{r \text{ нетто}}$ в ослабленном сечении определяются на основе численных расчетов с использованием ЭВМ, причем входными параметрами для расчета являются номинальные напряжения $\sigma_{\theta \text{ ном}}, \sigma_{z \text{ ном}}$ и деформации $\varepsilon_{\theta \text{ ном}}, \varepsilon_{z \text{ ном}}, \varepsilon_{r \text{ ном}}$, рассчитанные для бездефектной трубы.

9.1.8 Критерии прочности.

В расчете на прочность используются двухпараметрические критерии предельной прочности и предельной пластичности:

- предельная прочность достигается при выполнении равенства $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon) = 1$ в условии (11):

$$\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon) = \frac{\varepsilon_i \cos \varphi_\varepsilon}{\varepsilon_{iu}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0u}} \leq 1 \quad (11)$$

- предельная пластичность достигается при выполнении равенства $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0) = 1$ в условии (12):

$$\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0) = \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{ic}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0c}} \leq 1. \quad (12)$$

Значения параметров $\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon$ определяются по формулам Приложения 8 по компонентам номинальных и местных деформаций, которые связаны уравнениями соответствующей расчетной схемы для трубы с размерами D, δ с давлением p и размерами дефекта L, W, H .

Результатом решения систем уравнений при выполнении равенства хотя бы в одном из соотношений (10.1) или (10.2) является:

- Разрушающее давление p_f трубы с дефектом (13):

$$p_f = p_f(L, W, H) \quad (13)$$

- Глубина H_f дефекта, приводящего к разрушению трубы:

$$H_f = H_f(p, L, W) \quad (14)$$

9.1.9 Расчет долговечности.

Долговечность определяется увеличением глубины коррозионного дефекта потери металла со скоростью $V_{\text{корр}} = dH / dt$ (dH – приращение глубины дефекта за время dt). Для расчета на долговечность необходимо определить скорость роста коррозионного дефекта потери металла $V_{\text{корр}}$ и по известному давлению p , начальным размерам дефекта L, W, H , провести расчет $t_{\text{пред}} \cdot p_f(L, W, H + V_{\text{корр}} \times t_{\text{пред}}) = k_{\text{тр}}(p + \Delta p)$.

9.2 Перечень дефектов, подлежащих ремонту. Описание типов и параметров дефектов

9.2.1 Дефекты трубопровода подразделяются на дефекты, подлежащие расчету, при наличии которых проводится расчет срока безопасной эксплуатации участка трубопровода, и дефекты первоочередного ремонта, для которых расчеты не проводятся.

9.2.2 Два и более дефекта разных типов считаются комбинированным дефектом, если минимальное расстояние от границы одного дефекта до границы другого дефекта меньше или равно значению 4-х кратной толщины стенки трубы.

9.2.3 Дефект считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от линии перехода шва к основному металлу до границы дефекта меньше или равно значению 4-х толщин стенки трубы.

9.2.4 Предельный срок эксплуатации секции с дефектом (дефектами):

- определяется по результатам расчетов на прочность и долговечность каждого дефекта по нормативным документам РФ, действующим на дату проведения расчетов;
- отсчитывается от даты последнего обследования.

9.2.5 Дефекты геометрии трубы – дефекты, связанные с изменением формы трубы. К ним относятся: вмятина, гофр, сужение.

9.2.6 К дефектам стенки трубы относятся: потеря металла, уменьшение толщины стенки, механическое повреждение, расслоение, расслоение с выходом на поверхность, расслоение в околшовной зоне, трещина, трещиноподобный коррозионно-механический дефект.

9.2.7 Потери металла делятся на объединенные и одиночные.

Объединенная потеря металла – это группа из двух и более коррозионных дефектов, объединенных в единый дефект, если расстояние между соседними дефектами меньше или равно значению 4-х кратной толщины стенки трубы в районе дефектов. Объединенная потеря металла характеризуется ее габаритной площадью, определяемой крайними точками дефектов из состава группы и равной произведению длины объединенного дефекта вдоль оси трубы на ширину объединенного дефекта по окружности трубы.

Одиночная потеря металла – это один дефект потери металла, расстояние от которого до ближайших потерь металла превышает значение 4-х кратной толщины стенки трубы в районе дефекта.

9.2.8 Механические повреждения поверхности стенки трубы «риска», «царапина», «задир», «продир», «поверхностная вмятина», идентифицируются как «риска».

9.2.9 Дефекты сварного соединения (шва) – это дефекты в самом сварном шве или в околшовной зоне. Типы и параметры дефектов сварных соединений регламентируются соответствующими нормативными документами.

9.2.10 К дефектам сварного шва относятся:

Трещина, непровар, несплавление – дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, которые идентифицируются как «несплошность плоскостного типа» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Поры, шлаковые включения, утяжина, подрез, превышение проплава, наплывы, чешуйчатость, отклонения размеров шва от требований нормативных документов идентифицируются как «аномалия» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Смещение кромок – несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных (свариваемых) труб (для поперечного сварного шва) или листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных соединениях идентифицируется как «смещение» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Косой стык – сварное стыковое соединение трубы с трубой (с катушкой, с соединительной деталью), в котором продольные оси труб расположены под углом друг к другу.

9.2.11 Разнотолщинность стыкуемых труб с отношением толщин стенок более 1,5 является дефектом (за исключением стыков, выполненных по специальным техническим условиям, с соответствующей записью в журнале сварки в составе исполнительной документации).

9.2.12 Кольцевой сварной шов, содержащий один и более дефектов, является «дефектным сварным стыком».

9.2.13 К дефектам трубопровода относятся:

- недопустимые соединительные детали;
- недопустимые конструктивные детали и приварные элементы.

9.2.14 К недопустимым соединительным деталям относятся детали не заводского изготовления: отводы, тройники, переходники, заглушки.

9.2.15 Соединительные детали заводского изготовления, не удовлетворяющие действующей нормативно-технической документации, включаются в состав дефектов подлежащих ремонту и классифицируются в соответствии с ее требованиями.

9.2.16 Участок трубы на переходах через естественные и искусственные преграды в месте касания к нему кожуха включается в состав дефектов, подлежащих ремонту.

9.2.17 В процессе технического диагностирования выявляются особенности трубопровода с параметрами стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, не превышающими пределы, указанные в таблице 20 «Перечень дефектов, подлежащих расчету».

9.3 Перечень дефектов первоочередного ремонта

Таблица 19. Перечень дефектов первоочередного ремонта

№	Описание дефекта	Параметры дефекта
1.	Вмятины без повреждения металла трубы и с любыми царапинами, задирами, свищами и другими повреждениями	Независимо от размеров
2.	Гофры	Независимо от размеров
3.	Потеря металла (внешняя или внутренняя), расположенная на сварном шве или примыкающая к сварному шву	Глубиной равной или более 0,35t
4.	Потеря металла (внешняя или внутренняя) без примыкания к сварному шву	Глубиной равной или более 0,5t
5.	Коррозионное повреждение секции	Общая площадь всех потерь металла равна или превышает 15% от площади наружной поверхности секции и имеется один и более дефектов потери металла глубиной равной или более 0,2t
6.	Трещина по телу трубы или сварному шву	Независимо от размеров
7	Дефектный сварной стык	Сварной стык, содержащий один и более дефектов первоочередного ремонта
8	Дефект поперечного сварного шва в сочетании ^{*)} с потерей металла глубиной более 0,2t	Независимо от размеров
9	Несплошность плоскостного типа в поперечном сварном шве	Независимо от размеров
10	Разнотолщинность стыкуемых труб	С отношением толщин стенок стыкуемых труб более 1,5
11	Косой стык с дефектами шва ДПР	Угол между осями стыкуемых труб равен или больше 1 градуса
12	Косой стык	Угол между осями стыкуемых труб равен или больше 3 градусов
13	Дефект продольного (спирального) сварного шва в сочетании ^{*)} с потерей металла глубиной более 0,2t	Независимо от размеров
14	Несплошность плоскостного типа продольного (спирального) шва	Независимо от размеров
15	Соединительные детали заводского изготовления: отводы, тройники, переходники, заглушки	Все детали
16	Вантузы, механические сигнализаторы пропуска средств очистки и диагностики, отборы давления; другие конструктивные детали не соответствующие требованиям действующих нормативных документов	Все конструктивные детали
17	Фланцы, литые корпуса задвижек, вентили, клапаны, крепежные детали, резьбовые соединения, не удовлетворяющие требованиям РД 39-132-94	Все детали

^{*)} Минимальное расстояние от границы одного дефекта до границы другого дефекта меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы t в районе дефектов.

9.4 Перечень дефектов, подлежащих расчету срока эксплуатации трубопровода

Таблица 20. Перечень дефектов, подлежащих расчету.

№	Описание дефекта	Параметры дефекта
---	------------------	-------------------

№	Описание дефекта	Параметры дефекта
	Потеря металла (внешняя или внутренняя), расположенная на сварном шве или примыкающая к сварному шву	Глубиной менее 0,35t
	Потеря металла (внешняя или внутренняя) без примыкания к сварному шву	Глубиной менее 0,5t
	Механическое повреждение типа «риска»	Независимо от размеров
	Расслоение	Площадью более 5000 мм ² , длиной или шириной более 80 мм
	Расслоение с выходом на поверхность	Независимо от размеров
	Расслоение, примыкающее ^{*)} к бездефектному сварному шву	Независимо от размеров
	Расслоение в сочетании ^{*)} с дефектом сварного шва	Независимо от размеров
	Дефектный сварной стык	Сварной стык, содержащий один и более дефектов
	Дефект поперечного сварного шва в сочетании ^{*)} с потерей металла	Независимо от размеров
	Несплошность плоскостного типа в поперечном сварном шве	Независимо от размеров
	Непровар в поперечном сварном шве	- глубиной более 0,05t, более 1,0 мм; - протяженностью более t, более 25 мм
	Аномалия в поперечном сварном шве	Независимо от размеров
	Поры в поперечном сварном шве	- размер отдельной поры более 0,2t, более 3,0 мм; - суммарной протяженностью более 30 мм
	Шлаковые включения в поперечном сварном шве	- размер отдельного включения более 0,1t, более 1,5 мм; - суммарной протяженностью более 30 мм
	Вогнутость корня шва (утяжина) поперечного сварного шва	- глубиной более 0,2t, более 1 мм; - суммарной протяженностью более 50 мм;
	Подрез в поперечном сварном шве	- глубиной более 0,05t, более 0,5 мм; - суммарной протяженностью более 50 мм;
	Смещение кромок в поперечном сварном шве	Глубиной более 0,2t, более 3,0 мм
	Разнотолщинность	С отношением толщин стенок стыкуемых труб более 1,5
	Косой стык	Угол между осями стыкуемых труб равен или больше 3 градусов
	Дефект продольного (спирального) сварного шва в сочетании ^{*)} с потерей металла	Независимо от размеров
	Несплошность плоскостного типа в продольном (спиральном) сварном шве	Независимо от размеров
	Непровар в продольном (спиральном) сварном шве	Независимо от размеров
	Несплавление в продольном (спиральном) сварном шве	Независимо от размеров
	Аномалия в продольном (спиральном) сварном шве	Независимо от размеров
	Удлиненные шлаковые включения в продольном (спиральном) сварном шве	- размер по толщине стенки более 1,6 мм; - суммарной протяженностью более 12,7 мм на длине шва 150 мм
	Круглые шлаковые включения и поры в продольном (спиральном) сварном шве	- размер отдельного включения, поры более 3,2 мм; - суммарной протяженностью более 6,4 мм на длине шва 150 мм

№	Описание дефекта	Параметры дефекта
	Смещение кромок в продольном (спиральном) сварном шве	- глубиной более 1,0 мм при толщине стенки до 10 мм; - глубиной более 0,1t при толщине стенки от 10 до 20 мм включительно; - более 2,0 мм при толщине стенки более 20 мм
	Подрез в продольном (спиральном) сварном шве	Глубиной более 0,4 мм

^{*)} Минимальное расстояние от границы одного дефекта до границы другого дефекта меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы t в районе дефектов.

^{**)} Минимальное расстояние от линии перехода шва к основному металлу до границы дефекта меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы в районе дефекта.

10 Анализ повреждений, установление механизма их образования и определяющих параметров технического состояния трубопровода

10.1 Оценка фактической нагруженности трубопровода

10.1.1 Нагрузки, действующие на трубопроводы, подразделяются на:

- силовые нагрузки – внутреннее давление среды, собственный вес трубопровода, транспортируемой среды, давление (вес) грунта, гидростатическое давление воды, снеговая, ветровая и гололедные нагрузки, возникающие при испытании и пропуске очистительных устройств;
- деформационные нагрузки – температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т. д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (морозное растрескивание, селевые потоки и оползни, деформация земной поверхности в районах горных выработок и в карстовых районах, просадка, пучение, термокарстовые процессы), сейсмические воздействия.

По длительности действия нагрузки подразделяются на: постоянные, переменные длительные, кратковременные и особые.

Коэффициент надежности по нагрузке (γ_f), учитывающий возможные отклонения её в неблагоприятную сторону, принимают в соответствии с Приложением 5, а также учитывается при расчете НДС в соответствии с Приложением 7.

10.1.2 Нормативное значение воздействия от предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю, предварительная растяжка компенсаторов при надземной прокладке и др.) определяют по принятому конструктивному решению трубопровода.

10.1.3 Нормативное значение давления транспортируемой среды устанавливается проектом.

10.1.4 Нормативную нагрузку от веса транспортируемой среды на единицу длины трубопровода Н/м, рассчитывают по формулам:

для жидкой среды:

$$q_{fn} = 10^{-4} \frac{\pi}{4} \gamma_f (D_i - 2t_{nom})^2; \quad (15)$$

для газообразной среды:

$$q_{gn} = 10^{-2} P_n (D_n - 2t_{nom})^2, \quad (16)$$

где γ_f - удельный вес жидкой среды, Н/куб.м; D_n - наружный диаметр трубы, см; t_{nom} - номинальная толщина стенки трубы, см; P_n - рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды, МПа.

10.1.5 Нормативный температурный перепад в трубопроводе принимают равным разнице между максимально и минимально возможной температурой стенок трубопровода в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется

расчетная схема трубопровода.

10.1.6 Нормативную снеговую, ветровую, нагрузку от обледенения на единицу длины надземного трубопровода рассчитывают в соответствии со СНиП 2.01.07-85*.

10.1.7 Нагрузки от неравномерной деформации грунта (осадка, пучение селевых потоков, оползни, воздействия горных выработок, карстов, замачивание просадочных грунтов, оттаивание вечномёрзлых грунтов и т. д.) определяют на основании анализа грунтовых условий и их возможного изменения в процессе эксплуатации трубопровода.

10.1.8 Определение усилий и напряжений от расчетных нагрузок, возникающих в отдельных элементах трубопровода, необходимо производить методами строительной механики расчета статически неопределимых стержневых систем.

10.1.9 После определения напряжений возникающих от воздействия нагрузок, действующих на трубопровод, оценку фактической нагруженности трубопровода осуществляют с учетом вида и величины выявленных дефектов и вызываемых ими концентрации напряжений, а также результатов экспериментальных исследований напряженно-деформированного состояния и изменения физико-механических свойств металла.

10.1.10 Определение напряженно-деформированного состояния трубопровода. Для выполнения расчета прочности и срока безопасной эксплуатации трубопровода требуется определить фактические напряжения, возникающие в теле трубы под действием внешних воздействий (давление, нагрузки от грунта, изменения положения трубопровода и др.). Для учета фактического положения трубопровода расчет его напряженно-деформированного состояния (НДС) производится путем разработки конечно-элементной (КЭ) модели трубопровода. Методика выполнения расчета приведена в приложении 7.

10.2 Установление механизмов образования и роста обнаруженных дефектов и повреждений

10.2.1 Классификация видов коррозионных повреждений наружной и внутренней поверхности промысловых трубопроводов приведена в таблице 21.

Таблица 21. Классификация видов коррозионного разрушения промысловых трубопроводов.

Классификатор		Определение	Краткое описание
по месту протекания по отношению к поверхности объекта	по физико-химической природе процесса		
наружная	почвенная	Разрушение внешней поверхности металлических объектов под действием коррозионной агрессивности почв	Почвенная коррозия, возникает при непосредственном воздействии окружающей металлическое сооружение среды — почвы, увлажненной и аэрированной. Коррозионная агрессивность почв и грунтов определяется их структурой, гранулометрическим составом, удельным электрическим сопротивлением, влажностью, воздухопроницаемостью, pH и др.
наружная	атмосферная	Постепенное разрушение или изменение свойств металла вследствие контакта с разнообразными содержащимися в атмосфере коррозионными агентами	Атмосферная коррозия наиболее распространенный вид коррозии металлов, протекающей во влажной воздушной среде. Отличительной особенностью атмосферной коррозии от коррозии в различных агрессивных средах, является то, что она протекает не в объеме электролита, а в тонких пленках. Через тонкую пленку электролита к поверхности металла происходит очень интенсивное поступление кислорода, что приводит к протеканию катодного процесса деполяризации с большей скоростью по сравнению с объемом электролита. С другой стороны, тонкие слои электролита легче насыщаются продуктами коррозии и, в зависимости от их природы, могут ускорить или замедлить коррозионный процесс

Классификатор		Определение	Краткое описание
по месту протекания по отношению к поверхности объекта	по физико-химической природе процесса		
наружная	микробиологическая	Коррозия, возникающая в результате жизнедеятельности микроорганизмов	В почвах и природных поверхностных водах содержится огромное количество микроорганизмов – бактерии, грибки, водоросли, простейшие и т.д. В настоящее время можно считать установленным, что из всех микроорганизмов в коррозии наибольшую роль обычно играют бактерии из-за их высокой скорости размножения и подвижности в химических преобразованиях. Для протекания процесса микробиологической коррозии бактерии, вызывающие её, должны находиться во влажной или водной среде, так же им нужен азот, минеральные соли и ряд других элементов
наружная	Электрохимическая коррозия от блуждающих токов	Вид коррозии, возникающий под действием блуждающих токов в грунте.	Блуждающими называются электрические токи в земле, возникающие за счет утечек из рельсов электрифицированных железных дорог, работающих на постоянном токе и использующих рельсы в качестве обратного провода. Источниками блуждающих токов могут быть также различные установки постоянного тока (телеграф, электросварочные аппараты, системы катодной защиты и пр.), использующие в качестве обратного провода землю.
наружная	индукционная коррозия	Разновидность электрокоррозии блуждающими токами, возникающая в местах пересечения с ВЛ.	Индукционная электрокоррозия представляет собой разновидность электрокоррозии, вызываемой переменными блуждающими токами. Индукционное влияние высоковольтной линий электропередачи, подвешенных на опорах высотой от 10 и более метров над землей, ослабляется обратно пропорционально квадрату расстояния от проводов до объекта влияния, т.е. подземного трубопровода.
внутренняя	электрохимическая коррозия (в присутствии CO ₂ , H ₂ S, O ₂ , Cl ⁻)	Процесс взаимодействия металла с коррозионной средой, при котором протекают две совокупные реакции анодная (окисление) и катодная (восстановление). Скорость протекания зависит от электродного потенциала.	Электрохимическая коррозия возникает вследствие коррозионной агрессивности добываемой нефти и существенно увеличивается в присутствии сопутствующей водной фазы, которая выступает в роли электролита в гальванических элементах, переносит ионы растворенных солей и газы к металлической поверхности, смывает продукты коррозии. Агрессивность сопутствующей водной фазы дополнительно увеличивается в присутствии кислорода (нейтральная среда), сероводорода (кислая среда) и диоксида углерода, а также минеральных солей, особенно хлоридов. Также на коррозионную агрессивность влияет наличие в добываемом продукте механических примесей, его температура, давление и скорость.

Классификатор		Определение	Краткое описание
по месту протекания по отношению к поверхности объекта	по физико-химической природе процесса		
внутренняя	коррозионное растрескивание под напряжением	Макрохрупкое разрушение, развивающееся в результате одновременного воздействия на металл коррозионной среды и растягивающих напряжений	В присутствии сероводорода и воды в перекачиваемом продукте может идти процесс стресс-коррозии, аналогичный по своей природе процессу стресс-коррозии на наружной поверхности объекта. Отсутствие на внутренней поверхности объектов наложенного внешнего потенциала компенсируется присутствием большого количества ионов водорода, образовавшихся вследствие диссоциации H ₂ S

10.2.2 Привязка объектов по технологическому назначению к потенциальным видам коррозионного разрушения показана в таблице 22.

Таблица 22. Потенциальные виды коррозионного разрушения промышленных трубопроводов в зависимости от технологического назначения.

№ п/п	Наименование объекта	Виды коррозионного разрушения поверхности		Присутствие H ₂ S, мг/л
		наружной	внутренней	
1	Напорные трубопроводы	Почвенная коррозия. Индукционная коррозия. Электрохимическая коррозия от блуждающих токов		нет
2	Внутрипромысловые нефтепроводы	Почвенная коррозия Атмосферная коррозия Микробиологическая коррозия Электрохимическая коррозия от блуждающих токов	Электрохимическая коррозия Коррозионное растрескивание под напряжением	есть
		Почвенная коррозия Атмосферная коррозия Электрохимическая коррозия от блуждающих токов	Электрохимическая коррозия	нет
		Почвенная коррозия Атмосферная коррозия Электрохимическая коррозия от блуждающих токов	Электрохимическая коррозия	нет
	Водоводы (наземная прокладка)	Атмосферная коррозия Почвенная коррозия Электрохимическая коррозия от блуждающих токов	Электрохимическая коррозия	нет

10.2.3 Факторы коррозионного влияния любого вида коррозионного разрушения

классифицируются как факторы прямого влияния, определяющие возможность протекания процесса коррозии и косвенного влияния, определяющие интенсивность протекающих процессов. Для выявления механизма коррозионного разрушения в процессе диагностики необходимо определить численные значения факторов коррозионного влияния, показанных в таблице 23.

Таблица 23. Перечень факторов коррозионного влияния для видов коррозии

Вид коррозии		Факторы коррозионного влияния	
		Факторы прямого коррозионного влияния окружающей среды	Факторы косвенного коррозионного влияния по технологическому назначению и техническому состоянию объекта защиты
коррозия наружной поверхности объектов	Почвенная коррозия	литологический состав грунта; удельное электрическое сопротивление грунтов; количество растворимых солей; концентрации водородных ионов (pH) грунта.	технологическое назначение объекта; диаметр трубопровода; прочность стали; температурные характеристики перекачиваемого продукта.
	Атмосферная коррозия	категория коррозионной активности атмосферы (ISO 12944-2); климатические зоны эксплуатации защищаемых объектов (ГОСТ 16350-80); категории размещения объектов (ГОСТ 15150-69).	температурные характеристики перекачиваемого продукта.
коррозия наружной поверхности объектов	Микробиологическая коррозия	содержание бактерий в грунте; активность бактерий; температура. давление. освещённость; концентрация кислорода.	давление; освещённость; концентрации водородных ионов (pH);
	Коррозионное растрескивание под напряжением	поляризационный потенциал; концентрация водородных ионов (pH) в грунте; наличие доноров водорода в грунте; механические свойства стали; микроструктура стали.	температура и общее давление в системе; величины конструкционных напряжений в металле
	Электрохимическая коррозия от блуждающих токов	взаимное расположение источников блуждающих токов и подземных металлических сооружений; средняя и максимальная величина токовых нагрузок на источнике блуждающих токов удельное сопротивление грунта.	протяженность участка трубопровода, подверженного влиянию блуждающего тока; переходное сопротивление трубопровода в зоне опасного влияния. площадь эквивалентного дефекта изоляционного покрытия
	Индукционная коррозия	угол пересечения ВЛ и трубопровода; величина наведённой разности потенциалов «труба-земля»; удельное электрическое сопротивления грунта; номинальное напряжение ВЛ.	метод строительства трубопровода.
ренней поверхности	Электрохимическая коррозия	физико-химические показатели транспортируемого продукта;	температура; величина pH.

Вид коррозии		Факторы коррозионного влияния	
		Факторы прямого коррозионного влияния окружающей среды	Факторы косвенного коррозионного влияния по технологическому назначению и техническому состоянию объекта защиты
		обводненность продукта; содержание в перекачиваемом продукте коррозионно-активных веществ: CO ₂ , H ₂ S, O ₂ , Cl ⁻ ; возможность осадкообразования; температура транспортируемого продукта; рабочее давление перекачиваемой среды.	технологическое назначение трубопровода.
	Коррозионное растрескивание под напряжением	концентрация (парциальное давление) сероводорода; водородный показатель (pH) коррозионной среды; механические свойства стали. микроструктура стали.	температура и общее давление в системе; величины конструкционных напряжений в металле.

10.3 Оценка параметров технического состояния трубопровода

10.3.1.1 Экспертная оценка фактического технического состояния трубопроводов проводится на основе анализа результатов проведенного технического диагностирования. По совокупности оцениваемых параметров составляется заключение установленной формы о соответствии объекта требованиям промышленной безопасности, разрабатываются рекомендации о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации, сроках последующего диагностирования, необходимости проведения ремонта или исключения трубопровода из эксплуатации.

10.3.1.2 При ознакомлении с технической документацией устанавливается её комплектность и собираются следующие сведения:

- технические характеристики объекта: категория, протяженность, диаметр, рабочее давление и т. п.;
- сведения о металле, толщине труб по сертификату, технологии сварочных материалах;
- данные по изготовлению и монтажу трубопровода (проект, завод-изготовитель, монтажная организация, дата изготовления и монтажа, отступление от проекта в процессе изготовления, виды и результаты испытаний);
- режимы эксплуатации и вид транспортируемых продуктов;
- проведенные обследования с заключениями о техническом состоянии и рекомендациями по дальнейшей эксплуатации или ремонту;
- об авариях и отказах;
- о проведенных ремонтах.

10.3.1.3 При анализе технической документации изучают паспортные данные трубопроводов, их схемы с указанием мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, а также мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков.

10.3.1.4 При анализе условий эксплуатации трубопровода устанавливают соответствие оборудования его прямому назначению, определяют соответствие рабочей среды, температуры и давления паспортным данным.

10.3.1.5 При анализе планово-профилактических и ремонтных мероприятий необходимо получить информацию об объеме, характере и причинах проведенных ремонтных работ, уточнить физико-механические характеристики металла, его химический состав, микроструктуру на участках, подвергнутых ремонту. Требуется оценить интенсивность

развития дефектов в элементах трубопровода.

10.3.1.6 Анализ технической документации необходимо завершать составлением:

- перечня проанализированной документации;
- карты (в виде эскиза или таблицы) объектов наиболее предрасположенных к появлению повреждений и (или) отказам;
- базы данных по техническим параметрам трубопровода и (или) технического заключения по результатам анализа.

10.3.1.7 Техническое состояние трубопроводов оценивается по всем результатам проведенного анализа технической документации. Для трубопроводов, отработавших установленный срок эксплуатации, определяют вероятностный остаточный ресурс. Расчеты конструктивных элементов на прочность, устойчивость и расчет остаточного ресурса трубопроводов по критерию допустимого коррозионного износа производят с учетом механических характеристик металла труб и режимов эксплуатации трубопроводов с помощью специального программного обеспечения в соответствии с пп.9.1, 10.1, 11 настоящей Методики.

11 Порядок расчета и назначение срока безопасной эксплуатации трубопровода

11.1 Требования к расчету срока безопасной эксплуатации трубопровода по данным технического диагностирования

11.1.1 Целью расчета, проводимого по данным технического диагностирования, должно быть установление текущего технического состояния трубопровода и прогнозирование его технического состояния в соответствии с установленными закономерностями механизмов повреждения до достижения параметрами технического состояния значений, при которых исключена возможность дальнейшей эксплуатации трубопровода.

11.1.2 Расчет остаточного ресурса должен производиться на основании результатов технического диагностирования. Программа технического диагностирования и порядок выполнения работ должны соответствовать требованиям, приведенным в данных методических указаниях.

11.1.3 В расчете должно быть показано, что в результате выполненного технического диагностирования и анализа технического состояния, установленный механизм образования и роста обнаруженных дефектов элементов трубопровода соответствует допущениям, принятым в расчетной методике, при этом особое внимание должно быть уделено подтверждению отсутствия возможности внезапных отказов, при которых невозможно прогнозирование срока безопасной эксплуатации трубопровода.

11.1.4 В зависимости от установленных механизмов роста и типов обнаруженных дефектов и повреждений, выявленных по результатам диагностирования, прогнозирование срока безопасной эксплуатации трубопровода должно осуществляться по следующим критериям достижения предельного состояния согласно ОСТ 153-39.4-010-2002[62]:

- допустимого коррозионного износа;
- зарождения трещины.

11.1.5 Расчет срока безопасной эксплуатации трубопровода по критерию допустимого коррозионного износа проводится при выявлении в результате диагностического обследования коррозионно-эрозионного воздействия на трубопровод. Расчет должен включать в себя определение расчетной, отбраковочной и минимальной вероятной толщины стенки труб с учетом фактических значений механических характеристик металла труб и режимов эксплуатации трубопровода, а также в соответствии с действующими нормативно-техническими документами (в соответствии с ОСТ 153-39.4-010-2002). Расчет минимальной вероятной толщины стенки труб должен проводиться на основании выборочного контроля стенки трубы трубопровода, с применением статистических методов, при этом доверительная вероятность оценки минимальной толщины стенки трубы должна быть не менее 95%.

11.1.6 Расчет коррозионных дефектов потери металла, обнаруженных в результате диагностического обследования, проводится по пункту 10.1 данных методических указаний.

11.1.7 Скорость изменения толщины стенки трубы в расчете должна выбираться максимальной из двух величин: скорости роста коррозионных дефектов из установленного значения по результатам толщинометрии в ходе выполнения работ по диагностике и значением, представляемым эксплуатирующими трубопровод службами мониторинга коррозионного состояния трубопровода.

11.1.8 Обязательными в расчете являются определение расчетной и отбраковочной толщины стенки и оценка срока безопасной эксплуатации трубопровода по минимальной вероятной толщине стенки труб.

11.1.9 Для дефектов первоочередного ремонта расчет прочности и долговечности не проводится. Параметры таких дефектов определяются по таблице 19 данных методических указаний.

11.1.10 Расчет срока безопасной эксплуатации трубопровода по критерию зарождения трещины должен проводиться при выявлении классических (нетрещиноподобных) дефектов. В основе методики расчета должен быть положен принцип накопления повреждений в дефектных местах трубопровода. В расчете должен учитываться тип режима циклического нагружения трубопровода. Значения истинных напряжений в области дефекта должны рассчитываться с учетом теоретически обоснованных коэффициентов концентрации напряжений. Критерием достижения предельного состояния в расчете срока безопасной эксплуатации трубопровода является количество циклов, необходимое до зарождения трещины в вершине дефекта. Срок безопасной эксплуатации трубопровода определяется временем, требующимся для зарождения трещины в вершине дефекта. Данный расчет выполняется для трубопроводов, на которых проведена внутритрубная диагностика, или для трубопроводов наземной прокладки.

11.2 Требования к выполнению расчетов по долговечности трубных секций с дефектами, определению сроков их безопасной эксплуатации и рекомендациями по формированию планов ремонта на различные заданные Заказчиком сроки

11.2.1 Расчеты по долговечности трубных секций с дефектами, определению сроков их безопасной эксплуатации выполняются согласно приложению 10 для каждого дефекта, подлежащего расчету по результатам внутритрубной диагностики и ДДК.

11.2.2 Срок безопасной эксплуатации трубопровода в целом (Т, годы) рассчитывается следующим образом:

1) При наличии дефектов первоочередного ремонта (ПОР) (Таблица 19) эксплуатация не допускается:

$$T = 0 \text{ лет} \quad (17)$$

2) При отсутствии дефектов первоочередного ремонта (ПОР) срок эксплуатации (Т) определяется как минимальный срок безопасной эксплуатации конструкций трубопровода с дефектами, подлежащими расчету:

$$T = \min (T_{\text{кон}}) \quad (18)$$

11.2.3 Минимальный срок эксплуатации (по п.11.2.2) может быть увеличен на срок от 1 до 6 лет, если в планах ремонта будет предусмотрено устранение той соответствующей части дефектов, срок безопасной эксплуатации которых укладывается в заданный Заказчиком срок.

11.2.4 Минимальный срок эксплуатации также может быть увеличен, если в трубопроводе будут снижены рабочие давления (при наличии такой возможности) и выполнены дополнительные расчеты долговечности выявленных при диагностике дефектов при сниженных рабочих давлениях.

11.3 Требования к расчету срока безопасной эксплуатации трубопровода по статистике отказов трубопровода

11.3.1 Расчет срока безопасной эксплуатации трубопровода по статистике отказов проводится в том случае, когда данные об износе элементов трубопровода имеются не в полном объеме, но имеется информация по отказам и величине общего (среднего) износа на момент диагностирования.

11.3.2 Расчет проводится, если есть достоверная информация об имевшихся авариях, связанных с износом трубопровода или возникшей течью, данные по скорости общей коррозии, а число элементов трубопровода (фасонных деталей и отдельных труб) не менее

необходимого значения по РД 50-690-89.

11.3.3 Расчет срока безопасной эксплуатации трубопровода должен быть выполнен с вероятностью прогноза не менее 95%.

11.3.4 Метод расчета остаточного ресурса по статистике отказов трубопровода согласно ОСТ 153-39.4-010-2002[62] приведен в приложении 6.

11.4 Порядок назначения срока безопасной эксплуатации трубопровода

11.4.1 Определение срока безопасной эксплуатации действующего трубопровода производится на основании технического диагностирования, выполненного отдельно или в составе работ по экспертизе промышленной безопасности. Объем работ по диагностированию каждого конкретного трубопровода проводится в соответствии с рекомендациями настоящих методических указаний.

11.4.2 На основании критериев и требований раздела 9 данных методических указаний, проводится расчет срока безопасной эксплуатации трубопровода.

11.4.3 При невозможности получения данных, позволяющих оценить техническое состояние трубопровода, а также в целях подтверждения или корректировки данных измерений и расчетных критериальных оценок принимается решение о проведении экспериментальных исследований металла труб и выборочного контроля сварных соединений.

11.4.4 С учетом результатов приборного обследования, исследований механических характеристик металла и натурных испытаний труб производится окончательная оценка остаточного ресурса трубопровода.

11.4.5 Результатом расчета должно являться заключение о возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода с установлением срока безопасной эксплуатации.

11.4.6 Результаты расчетов должны быть оформлены в виде отчета.

12 Порядок оформления, согласования, хранения, архивирования материалов по техническому диагностированию

12.1 Требования к отчету по результатам технического диагностирования

12.1.1 Результаты технического диагностирования трубопровода оформляются в виде Технического отчета, в котором должны быть отражены все выполненные работы с указанием их результатов.

12.1.2 Технический отчет по результатам технического диагностирования трубопровода должен содержать следующие разделы:

- введение;
- основания для диагностики (№ и дата договора и ТЗ, №№ Приказов/Распоряжений по организации ТД);
- сведения об организации-Заказчике (полное наименование, почтовые реквизиты, телефон, факс, E-mail, ФИО руководителя);
- сведения об организации-Подрядчике (полное наименование, почтовые реквизиты, телефон, факс, E-mail, ФИО руководителя, № Лицензии, сведения об аттестации, аккредитации, сертификатах и т.п., сведения о специалистах и экспертах, сведения об удостоверяющих квалификационных документах);
- объект диагностирования (полное наименование трубопровода, его владелец, основные сведения о трубопроводе);
- цель диагностирования;
- перечень нормативно-технических документов;
- программа производства работ;
- сведения о рассмотренных исходных данных по трубопроводу;
- проведение технического диагностирования (порядок работ, сроки проведения работ с указанием этапов их проведения и кратким содержанием работ на каждом этапе, результаты работ);
- результаты проведенных расчетов;

- заключение по определению технического состояния трубопровода (обобщение результатов НК и проведенных исследований);
- выводы и рекомендации.
- приложения (схема трубопровода, дефектная ведомость, акты, заключения, протоколы по результатам НК и исследований, копии лицензии и удостоверений специалистов НК, оценочный лист).

12.1.3 Дефектная ведомость должна оформляться в соответствии с шаблоном. Ш-01.06.06-08.

12.1.4 Технический отчет по результатам диагностирования трубопровода оформляется в 4-х экземплярах, подписывается руководителем организации-Исполнителя, заверяется печатью организации, прошивается с указанием количества сшитых страниц и передается Заказчику.

12.1.5 Технический отчет по форме должен соответствовать шаблону Ш-01.06.06-11.

12.1.6 Требования к оформлению Заключения экспертизы промышленной безопасности трубопровода

12.1.7 Заключение экспертизы промышленной безопасности оформляется в соответствии с требованиями, установленным ПБ 03-246-98 «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности».

12.1.8 Заключение экспертизы должно содержать:

- наименование заключения экспертизы;
- вводную часть, включающую основание для проведения экспертизы, сведения об экспертной организации, сведения об экспертах и наличии лицензии на право проведения экспертизы промышленной безопасности;
- перечень объектов экспертизы, на которые распространяется действие заключения экспертизы;
- данные о заказчике;
- цель экспертизы;
- сведения о рассмотренных в процессе экспертизы документах (проектных, конструкторских, эксплуатационных, ремонтных);
- краткую характеристику и назначение объекта экспертизы;
- результаты проведенной экспертизы;
- заключительную часть с обоснованными выводами, а также рекомендациями по техническим решениям и проведению компенсирующих мероприятий;
- приложения, содержащие перечень использованной при экспертизе нормативной технической и методической документации, актов испытаний (при проведении их силами экспертной организации).

12.1.9 Заключение экспертизы оформляется в 4-х экземплярах, подписывается руководителем экспертной организации, заверяется печатью экспертной организации, прошивается с указанием количества сшитых страниц и передается Заказчику.

12.1.10 Заказчик передает заключение экспертизы в органы Ростехнадзора для рассмотрения и утверждения в установленном порядке.

12.1.11 Порядок утверждения заключения экспертизы промышленной безопасности регламентируется РД 03-298-99 «Положение о порядке утверждения заключения экспертизы промышленной безопасности».

12.1.12 Работы по техническому диагностированию трубопровода считаются выполненными после утверждения Заключения экспертизы промышленной безопасности в территориальном органе Ростехнадзора.

12.1.13 Заключение экспертизы промышленной безопасности по форме должно соответствовать шаблону Ш-01.06.06-10.

12.2 Состав и форматы данных по результатам технического диагностирования для передачи в систему «Управление целостностью трубопроводов Компании»

12.2.1 Заключительной частью работы по оформлению результатов технического диагностирования трубопровода является заполнение оценочного листа. Форма оценочного листа и пример его заполнения приведены в шаблоне Ш-01.06.06-12.

12.2.2 Оценочный лист заполняется ответственным представителем диагностирующей организации или экспертом и проверяется ответственным представителем Компании.

12.2.3 Информация, содержащаяся в оценочном листе, заносится в базу данных.

12.2.4 Все результаты по техническому диагностированию трубопровода предоставляются в Компанию на бумажном (не менее 2-х экз.) и электронном носителе (на CD). Для оформления отчетов по диагностированию (текстовые и графические материалы) могут использоваться только программы из комплекта MICROSOFT OFFICE.

12.2.5 Для формирования базы данных по диагностированию информация, содержащаяся в оценочном листе, предоставляется в Компанию в формате таблицы Excel.

12.2.6 Вся информация заносится в одну строку таблицы.

12.3 Порядок хранения, архивирования и уничтожения отчетных материалов по технической диагностике трубопроводов

12.3.1 Хранение отчетных материалов проводится с учетом требований ГОСТ 2.501 и "Типовой инструкции по делопроизводству в министерствах и ведомствах Российской Федерации":

- все отчеты, принятые на хранение, регистрируют в инвентарной книге;
- каждому отчету должен быть присвоен индивидуальный инвентарный номер.

12.3.2 Отчетные материалы по результатам технического диагностирования хранятся:

- на бумажном носителе - по 2 экземпляра у Заказчика и 1 экземпляр у Исполнителя диагностических работ;
- в электронном виде (компакт-диск CD-ROM, статус "для чтения") – по 1-му экземпляру у Заказчика и Исполнителя диагностических работ.

12.3.3 Устанавливается следующий срок хранения Отчетных материалов по результатам технического диагностирования трубопроводов:

- на бумажном носителе - до передачи на хранение результатов следующего (очередного или внеочередного) технического диагностирования данного трубопровода, но не менее 10-ти лет,
- в электронном виде (компакт-диск CD-ROM, статус "для чтения") - до вывода объекта из эксплуатации.

12.3.4 По окончании срока хранения бумажные копии отчетов уничтожаются способом, не допускающим восстановления информации (измельчением, сжиганием), с составлением акта.

12.3.5 Уничтожение бумажных копий отчетов производится на основании приказа по организации, в которой хранится данная копия отчета.

12.3.6 Первичные результаты технической диагностики нефтепроводов хранятся в электронном виде у Исполнителя диагностики до вывода объекта из эксплуатации.

13 Рекомендации по прогнозированию характера возможных разрушений и расчету последствий отказов промысловых трубопроводов

13.1 Классификация видов разрушений промысловых трубопроводов в зависимости от разновидностей образующихся дефектов

13.1.1 Результаты диагностирования и расчетно-аналитические исследования позволяют провести оценку угроз, возникающих при эксплуатации трубопровода в части вероятного вида разрушения трубопровода. Основные виды возможных разрушений промысловых трубопроводов в зависимости от выявленных угроз приведены в таблице 24.

13.1.2 Разновидности основных видов обнаруженных при техническом диагностировании дефектов промысловых трубопроводов, их описание и примеры возможных аварий приведены в таблице 25

Таблица 24. Основные виды возможных разрушений промышленных трубопроводов в зависимости от выявленных угроз

№ п/п	Разновидность дефектов	Описание	Вид разрушения
1	Блуждающие токи	Электрохимическое растворение металла трубопровода в местах выхода внешних электрических токов из грунта на трубопровод	Разгерметизация в результате образования сквозных отверстий в местах коррозионного утонения
2	Знакопеременные механические нагрузки	Вероятность появления трещин малоциклового усталости в местах возникновения продольных и поперечных колебаний	Образование трещин малоциклового усталости в сварных соединениях и/или по телу трубы
3	Естественные напряжения, движения грунта, паводок	Вероятность появления трещин и деформаций в подземных и подводных участках трубопровода в результате перемещения грунта или потока воды	Разрушение трубопровода в местах неконтролируемого смещения его оси
4	Пересечения водных преград	Вероятность образования и развития дефектов на ответственных участках с пониженной контролепригодностью	Аварии с загрязнением бассейнов рек и водоемов
5	Пересечение с коммуникациями (ЛЭП, трубопроводы, а/д и т.п.)	Повышенная вероятность механических и коррозионных повреждений под воздействием близкорасположенных объектов или деятельности, с ними связанной	Коррозионные повреждения в результате взаимодействия с соседним (пересекаемым) объектом

Таблица 25. Основные виды разрушений промышленных трубопроводов в зависимости от выявленных дефектов

№ п/п	Разновидность дефектов	Описание	Вид разрушения
1	Дефекты поперечного сварного шва	Дефекты, вызывающие концентрацию напряжения или снижающие конструкционную прочность	Разрыв по сварному шву. Сквозное отверстие в сварном шве
2	Дефекты продольного сварного шва	Дефекты, вызывающие концентрацию напряжения или снижающие конструкционную прочность	Разрыв по сварному шву. Сквозное отверстие в сварном шве
3	Внутренняя эрозия	Механический износ под воздействием взвешенных частиц в жидкости или газе, или высокоскоростного потока жидкости	Разгерметизация в результате образования сквозных отверстий в стенке трубопровода или его элементов
4	Внутренняя общая или обширная неравномерная коррозия	Растворение металла на участках большой площади под воздействием транспортируемых сред	Разгерметизация в результате образования сквозных отверстий или трещин в местах коррозионного утонения
5	Внутренняя локальная коррозия различных видов	Растворение металла на участках малой площади под воздействием транспортируемых сред	Разгерметизация в результате образования сквозных отверстий в местах коррозионного утонения: язвенная, канавочная, ножевидная, под осадками, щелевая коррозия и др.
6	Наличие сероводорода,	Развитие сульфидного	Образование трещин

	растрескивание	коррозионного растрескивания под напряжением или водородного растрескивания	коррозионного растрескивания в сварных соединениях. Образование расслоений и отдулин
7	Отсутствие внешнего покрытия	Вероятность развития коррозии под воздействием грунтовых сред	Разгерметизация в результате образования сквозных отверстий или трещин в местах коррозионного утонения
8	Дефекты внешнего покрытия	Нарушение адгезионной, когезионной прочности, и сплошности наружного изоляционного покрытия	Разгерметизация в результате образования сквозных отверстий в местах коррозионного утонения
9	Внешняя коррозия под воздействием почвы	Электрохимическое растворение металла трубопровода под воздействием грунтовых сред	Разгерметизация в результате образования сквозных отверстий или трещин в местах коррозионного утонения
10	Внешняя коррозия в водной среде	Коррозия или эрозия металла трубопровода под воздействием сред поверхностных водоемов	Разгерметизация в результате образования сквозных отверстий или трещин в местах коррозионного утонения
11	Атмосферная коррозия	Коррозия наземных участков трубопроводов под воздействием атмосферы	Разгерметизация в результате образования сквозных отверстий или трещин в местах коррозионного утонения
12	Строительный и металлургический брак	Наличие металлургических и монтажных дефектов в металле трубопровода и его элементах, а также в сварных и других соединениях	Зарождение и развитие трещин при эксплуатации на имеющихся дефектах Образование сквозных отверстий и разрыв по телу трубы
13	Механические повреждения (риски, задиры, вмятины, гофры и т.п.) при строительстве или эксплуатации	Локальные нарушения формы и размеров трубопроводов и элементов трубопровода, вызывающие концентрацию напряжения или снижающие конструкционную прочность	Развитие трещин и/или локальной коррозии в местах концентрации напряжений
14	Внешнее воздействие третьих сил (уязвимые участки)	Повышение вероятности повреждений трубопроводов посторонними лицами из-за нарушения норм и правил при прокладке трубопровода или при осуществлении какой-либо деятельности в охранной зоне трубопровода	Механическое повреждение из-за нарушения глубины залегания трубопровода
15	Потеря устойчивости (всплытие, выпучивание, просадка)	Отклонение оси трубопровода от заданного положения, установленного проектом, влекущее изменение напряженно-деформированного состояния и ускоренное разрушение	Разрушение трубопровода в местах неконтролируемого смещения его оси
16	Врезки, ремонт, ликвидация порывов	Увеличение вероятности возникновения дефектов в результате проведения ремонтных работ и работ по реконструкции	Образование сквозных коррозионных дефектов в местах ремонтной сварки

13.1.3 Таким образом, основными видами возможных разрушений трубопроводов являются разрушения (разрыв) по телу трубы или сварному шву в результате образования и развития трещиноподобных дефектов, а также разгерметизация в результате образования сквозных отверстий на трубопроводе, образующихся в результате коррозионных и иных повреждений металла трубы и сварных швов. Последствия от подобных аварий на трубопроводе различны и зависят от количества потери продукта из трубопровода [4].

13.2 Методические указания по расчету и оценке вероятных объемов ущерба в зависимости от видов разрушений

13.2.1 Оценка ущерба является необходимым составляющим элементом регулирования промышленной безопасности, в том числе декларирования промышленной безопасности, страхования опасных производственных объектов.

13.2.2 Оценка ущерба от аварий на промысловых трубопроводах является основой для:

- учета и регистрации аварий по единым экономическим показателям;
- оценки риска аварий на трубопроводах;
- принятия обоснованных решений по обеспечению промышленной безопасности;
- анализа эффективности мероприятий, направленных на снижение размера ущерба от аварий.

13.2.3 Структура ущерба от аварий на промысловых трубопроводах включает: полные финансовые потери организации, эксплуатирующей трубопровод; расходы на ликвидацию аварии; социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей (как персонала организации, так и третьих лиц); вред, нанесенный окружающей природной среде; косвенный ущерб и потери государства от выбытия трудовых ресурсов. Структура ущерба от аварии приведена на рисунке 21.

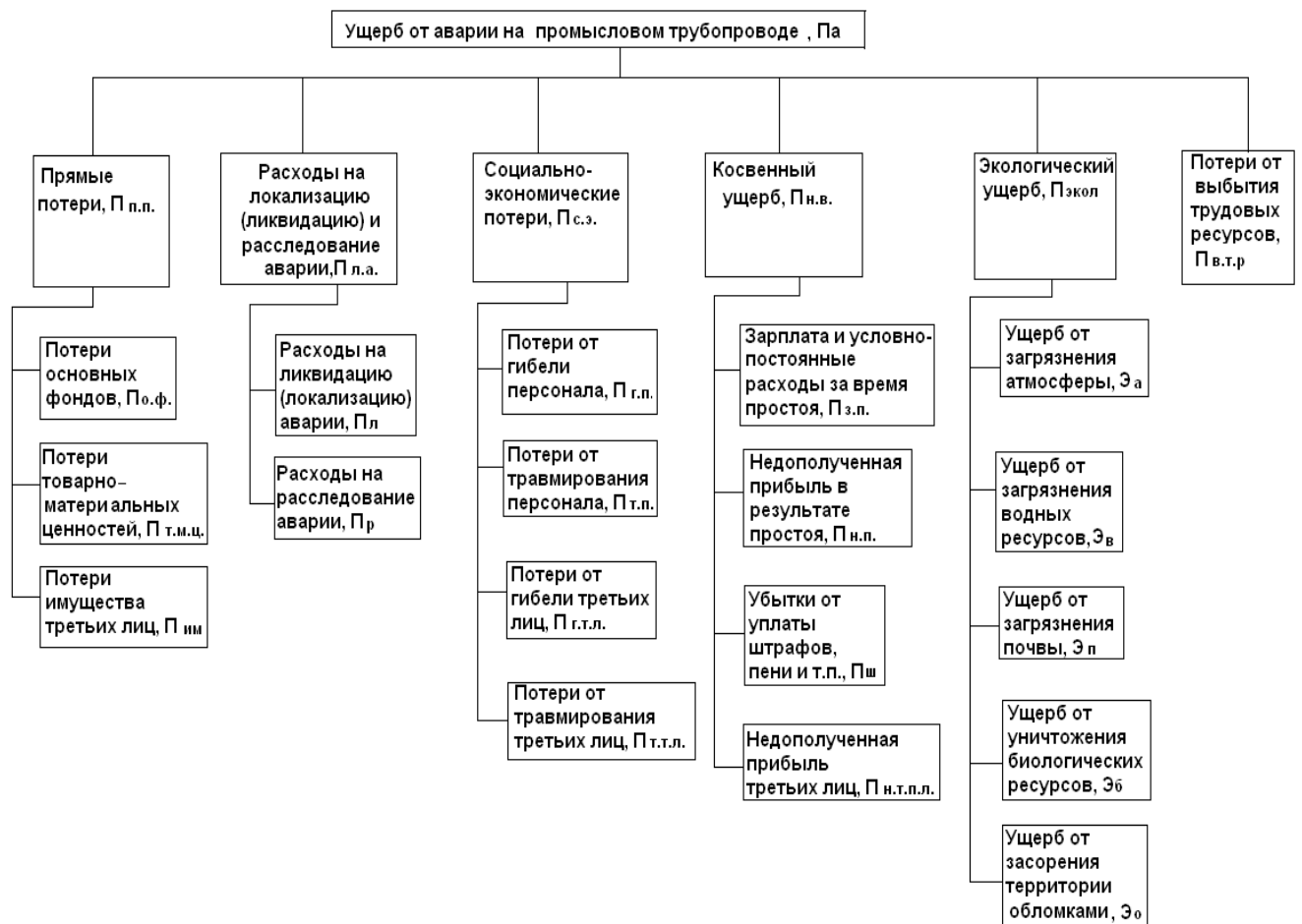


Рисунок 21. Структура ущерба от аварий на промысловом трубопроводе

13.2.4 Расчет и оценка вероятных объемов ущерба от аварий производятся в соответствии с требованиями РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на

опасных производственных объектах».

13.2.5 Результаты расчетов оформляются по форме, указанной в таблице 26

Таблица 26. Сводная форма по оценке ущерба от аварии на промышленном трубопроводе

Вид ущерба	Величина ущерба, тыс. руб.
Прямой ущерб	
В том числе ущерб имуществу третьих лиц	
Расходы на ликвидацию (локализацию) аварии	
Социально-экономические потери	
В том числе гибель (травмирование) третьих лиц	
Косвенный ущерб	
В том числе для третьих лиц	
Экологический ущерб	
Потери от выбытия трудовых ресурсов	
ИТОГО:	
В том числе ущерб третьим лицам и окружающей природной среде	

13.3 Рекомендации по составлению планов ликвидации возможных аварий и их последствий

13.3.1 На основании положений настоящих методических указаний и с учетом требований нормативных документов, подразделения Компании должны организовывать разработку планов ликвидации возможных аварий на объектах, регламентов и инструкций по выполнению аварийно - восстановительных работ (по технологическим операциям).

13.3.2 План ликвидации возможных аварий (ПЛА) разрабатывается в целях:

- определения возможных сценариев возникновения аварийной ситуации и ее развития;
- определения готовности организации к локализации и ликвидации аварийных ситуаций на промышленном трубопроводе;
- планирования действий производственного персонала и аварийно-спасательных служб (формирований) по локализации и ликвидации аварийных ситуаций на соответствующих стадиях их развития;
- разработки мероприятий, направленных на повышение противоаварийной защиты и снижение масштабов последствий аварий;
- выявления достаточности принятых мер по предупреждению аварийных ситуаций на объекте.

13.3.3 Перечень производств (цехов, отделений, участков, установок), для которых разрабатываются ПЛА, утверждается техническим руководителем организации.

13.3.4 ПЛА основывается на:

- прогнозировании сценариев возникновения аварийных ситуаций;
- постадийном анализе сценариев развития аварийных ситуаций;
- оценке достаточности принятых или планируемых мер, препятствующих возникновению и развитию аварийных ситуаций;
- анализе действий производственного персонала и аварийно-спасательных служб (формирований) по локализации и ликвидации аварийных ситуаций на соответствующих стадиях их развития.

13.3.5 Ответственность за своевременное и правильное составление ПЛА и соответствие их требованиям НТД возлагается на технического руководителя организации.

13.3.6 ПЛА разрабатываются при вводе объекта в эксплуатацию и ежегодно пересматриваются комиссией, созданной в организации.

13.3.7 ПЛА должны быть согласованы со всеми владельцами объектов, проходящих в одном техническом коридоре, с местными органами Гостехнадзора, Минприроды и МЧС, а на участках пересечения трубопроводов с железной дорогой, автомобильной дорогой - с представителями организаций, эксплуатирующих данные объекты.

13.3.8 В ПЛА в 10-ти дневный срок должны быть внесены соответствующие изменения и

дополнения при изменении технологических режимов, замене и реконструкции оборудования, внедрении систем автоматики, телемеханики, защиты.

13.3.9 ПЛА определяют действия должностных лиц, ремонтного персонала по проведению аварийно-восстановительных работ, спасению людей, оказавшихся в опасной зоне, обеспечению безопасности соседних объектов, защите окружающей природной среды, ликвидации последствий аварии.

13.3.10 ПЛА должен быть утвержден техническим руководителем организации.

13.3.11 ПЛА, разработанные в организации, должны находиться у технического руководителя и диспетчера организации, в отделе (службе) охраны труда и промышленной безопасности, в аварийно-спасательной службе (формировании).

13.3.12 ПЛА производства, установки, цеха, отделения, участка должен находиться у начальника производства, установки, цеха, отделения, участка и начальника смены. Оперативные части ПЛА, разработанные с учетом технологических и других специфических особенностей объекта, должны находиться на соответствующих рабочих местах.

13.3.13 Все работники подразделений на своих рабочих местах должны быть ознакомлены с планами ликвидации аварий.

13.3.14 ПЛА должен содержать:

- титульный лист (форма 1 шаблона Ш-01.06.06-14);
- оперативную часть, в которой даются краткая характеристика опасности объекта, мероприятия по защите персонала и действиям по локализации и ликвидации аварийных ситуаций;
- расчетно-пояснительную записку, в которой содержится подробный анализ опасности возможных аварийных ситуаций на объекте (техническую часть).

13.3.15 В оперативной части плана ликвидации аварий предусматриваются:

- вид и место возможных аварий, условия, опасные для людей и окружающей среды, расчет выхода нефти или газа с поврежденного участка;
- распределение обязанностей между отдельными службами и лицами, участвующими в ликвидации аварии, и порядок их взаимодействия;
- организация управления, связи и оповещения должностных лиц структурных подразделений, которые должны быть немедленно извещены об аварии, с указанием телефонов, домашних адресов;
- порядок обеспечения готовности ремонтного персонала и технических средств с указанием ответственных за поддержание их готовности;
- маршруты следования групп патрулирования, техники и ремонтного персонала аварийно-восстановительной службы (АВС) к месту аварии;
- порядок сбора аварийной бригады;
- очередность выезда специальных машин;
- перечень аварийно-транспортных средств, механизмов, оборудования, средств связи, пожаротушения, направляемых к месту аварии;
- порядок действий группы патрулирования в начальный период после обнаружения аварии;
- перечень мероприятий по спасению людей и оказанию медицинской помощи;
- перечень сторонних организаций, предприятий, землевладельцев и других заинтересованных организаций, а также порядок их оповещения о возможном распространении разлившейся при аварии нефти и о границах взрывопожароопасной зоны с целью принятия совместных мер по обеспечению безопасности населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов и по защите окружающей природной среды;
- порядок организации материально-технического, инженерного обеспечения для ликвидации аварий;
- мероприятия по локализации выхода нефти или газа, отключению поврежденного

участка, мероприятия по тушению нефти в случае ее загорания;

- действия ИТР и рабочих, меры техники безопасности и пожарной безопасности;
- порядок, формы и сроки оформления документации об аварии.

13.3.16 Техническая часть ПЛА должна содержать:

- расчет объема предполагаемого стока и площадь распространения (растекания) нефти, методов задержания нефти, мест установки заградителей, способов сбора нефти, характеристик водоема или водотока;
- расчет сил и средств для ликвидации аварии на объекте, выполняемых с учетом, что время локализации аварии, исключая время прибытия аварийно-восстановительных служб к месту разлива нефти, не должно превышать 4 ч при разливе нефти в акватории и 6 ч - при разливе на почве;
- график выполнения работ по ликвидации аварий (форма 2 шаблона Ш-01.06.06-14);
- оперативный журнал ведения работ при ликвидации аварии;
- перечень технической документации, необходимой для организации и выполнения работ по ликвидации аварии;
- план и профиль участка нефтепровода с указанием всех подземных и надземных коммуникаций в техническом коридоре;
- план объекта с указанием мест размещения основного технологического оборудования, шкафов с газозащитной аппаратурой и инструментом, мест размещения материалов, используемых при аварии, щитов со средствами пожаротушения, пожарного извещателя и телефонов, а для закрытых помещений (насосной и т.п.) - расположения основных и запасных выходов, устройств включения вентиляции;
- схему технологических и вспомогательных трубопроводов, с указанием мест расположения и номерами задвижек, клапанов, кранов, вентилялей, пунктов их управления и других устройств;
- схему расположения вдольтрассовой ЛЭП и линейных потребителей;
- описание методов ликвидации аварии на объекте;
- перечень мероприятий по обследованию состояния трубопровода после ликвидации аварии, порядок закрытия и открытия линейных задвижек;
- перечень мероприятий по сбору и утилизации разлитой нефти, ликвидации последствий аварий (форма 3 шаблона Ш-01.06.06-14);
- перечень мероприятий по охране окружающей природной среды;
- перечень мероприятий по сохранению качества нефти;
- транспортную инфраструктуру в районе возможного разлива нефти;
- обоснование времени доставки сил и средств для ликвидации аварийного разлива нефти к месту чрезвычайной ситуации.

13.3.17 При расчетах силы средств, составлении графиков выполнения работ продолжительности ликвидации аварий на объекте должны учитываться характер повреждения и количества вытекшей нефти, диаметр и профиль трассы трубопровода, погодноклиматические условия на месте повреждения и другие факторы. ПЛА для нефтепроводов должны быть разработаны для максимально возможного объема разлившейся нефти.

14 Техника безопасности

14.1 Требования к проведению работ по техническому диагностированию на опасных производственных объектах

14.1.1 В соответствии с 116-ФЗ Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 г., промышленные трубопроводы относятся к категории опасных производственных объектов. При выполнении работ по техническому диагностированию, проводимых на опасных производственных объектах, должны соблюдаться требования ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, РД

39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

14.1.2 К работам на опасных производственных объектах, в том числе к работам по технической диагностике, допускаются лица, достигшие 18-ти летнего возраста и не имеющие медицинских противопоказаний, после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ, прошедшие обучение в области охраны труда и проверку знаний.

14.1.3 Подготовка и аттестация по вопросам промышленной безопасности рабочих основных профессий осуществляется в порядке, установленном федеральными надзорными органами.

14.1.4 Работники должны владеть приемами оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях. Порядок обучения приемам оказания доврачебной помощи устанавливается работодателем.

14.1.5 Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы. Работники могут проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) при наличии соответствующих медицинских рекомендаций.

14.1.6 При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в 5 лет в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

14.1.7 Все работники организаций, в том числе их руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний. Проверка знаний у рабочих должна проводиться ежегодно, у руководителей и специалистов - не реже одного раза в три года.

14.1.8 Работники на опасных производственных объектах должны быть обеспечены сертифицированными средствами индивидуальной защиты.

14.1.9 Запрещается допуск диагностического персонала к объекту контроля без средств индивидуальной защиты: противогазов, респираторов, касок, рукавиц, предохранительных поясов, спецодежды и спецобуви. Обеспеченность спецодеждой и средствами защиты должна соответствовать нормам, действующим в отрасли.

14.1.10 Бригада, выполняющая работы по диагностике, должна иметь средства оказания первой помощи (не менее одной укомплектованной медицинской аптечки).

14.2 Требования пожарной безопасности и взрывобезопасности

14.2.1 При производстве работ по техническому диагностированию трубопроводов должны соблюдаться требования пожарной безопасности в соответствии с ППБ 01-03.

14.2.2 При проведении работ по техническому диагностированию трубопроводов должны соблюдаться требования по обеспечению взрывобезопасности в соответствии с разделом 1.6.2. ПБ 08-624-03 и ГОСТ 12.1.010-83.

14.3 Требования безопасности при работах в шурфах

14.3.1 Бригада, выполняющая работы в шурфах, должна включать не менее 3 человек (1 работающий в шурфе и 2 страхующих). Перед спуском и во время работ в шурфе проводится контроль воздушной среды на тяжелые углеводороды и сероводород. Контроль воздушной среды производится перед началом работ, и в дальнейшем - каждый час в процессе работы.

14.3.2 Проведение газоопасных работ допускается только после оформления наряда – допуска, с указанием мер безопасности. Запрещается одновременное нахождение в шурфе всех членов бригады и спуск в шурф без страховочного пояса и фала.

14.3.3 Шурфы должны быть ограждены, снабжены предупредительными плакатами, надписями.

14.3.4 Производство земляных работ по вскрытию нефтепровода должно проводиться с оформлением наряда-допуска на работы повышенной опасности.

14.3.5 Инструмент, необходимый для работы, следует укладывать не ближе 0,5 м от бровки шурфа. Запрещается складировать материалы и инструмент на откос отвала земли со стороны шурфа.

14.3.6 Разработка шурфа без откосов не допускается, при разработке шурфа глубиной до 1,5 м должна быть обеспечена крутизна откосов не менее 1: 0,25. При разработке шурфа глубиной 1,5 м и более крутизна откосов должна соответствовать величинам, указанным в таблице 27.

Таблица 27. Допустимая крутизна откосов шурфа

Вид грунта	Глубина траншеи, котлована, м					
	До 1,5		1,5...3,0		3,0...5,0	
	Угол откоса, град	Уклон	Угол откоса, град	Уклон	Угол откоса, град	Уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаные и гравийные	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,50	53	1:0,75
Глина	76	1:0,25	76	1:0,25	63	1:0,50
Лессовидный сухой	76	1:0,25	63	1:0,50	63	1:0,50

14.3.7 Во время ремонтных работ в шурфе должны находиться только те лица, которые заняты выполнением конкретной работы в данное время. Если в процессе работы в стенках шурфа появятся трещины, грозящие обвалом, то работники должны немедленно покинуть шурф и принять меры против обрушения грунта (укрепление стенок, срезание грунта для увеличения откосов и др.).

14.3.8 Работы по диагностированию немедленно прекращаются при:

- сигнале, извещающем об аварии;
- внезапном появлении запаха сероводорода;
- раздражении глаз или слизистой оболочки дыхательных путей;
- появлении признаков отравления;
- ухудшении самочувствия или обнаружения признаков недомогания у других работников.

14.4 Промышленная безопасность при производстве работ по техническому диагностированию трубопроводов

14.4.1 Для обеспечения промышленной безопасности необходимо:

- выполнять работы на основании лицензий, выданных органами, уполномоченными в области промышленной безопасности;
- применять на опасных производственных объектах только сертифицированные технические устройства, приборы и оборудование, имеющие паспорт завода изготовителя и разрешение Ростехнадзора РФ на применение;
- соблюдать нормативно правовые акты Ростехнадзора РФ, ведомственные НД и применяемые при диагностировании методики и регламенты;
- в процессе диагностирования осуществлять непрерывный контроль состояния безопасности трубопровода и своевременно выдавать прогноз по его изменению;
- своевременно представлять владельцу трубопровода необходимые компенсационные мероприятия по повышению уровня промышленной безопасности трубопровода.

14.5 Требования к оборудованию, применяемому при техническом диагностировании трубопроводов

14.5.1 Технические устройства, в том числе иностранного производства, применяемые на опасных производственных объектах и включенные в перечень, утверждаемый в порядке,

определенном Правительством Российской Федерации, подлежат сертификации на соответствие требованиям промышленной безопасности.

14.5.2 Технические средства, технологические процессы, методики, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, в том числе иностранного производства, используемые в производственных процессах, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, и иметь сертификаты соответствия.

14.5.3 Запрещается эксплуатация оборудования без технических паспортов и формуляров.

14.6 Требования к соблюдению экологической безопасности и природопользованию

14.6.1 При производстве работ по техническому диагностированию трубопроводов необходимо:

14.6.1.1 осуществлять хозяйственную деятельность в соответствии с Федеральным Законом №7-ФЗ от 10.01.2002 г. "Об охране окружающей среды" и другим установленным на территории России экологическим требованиям природоохранного законодательства Российской Федерации, экологических, санитарно-эпидемиологических, гигиенических норм и правил, а также требований, установленных инструктивно – методическими и нормативно-техническими документами (правилами) Министерства природных ресурсов России и его региональных департаментов.

14.6.1.2 соблюдать требования экологической безопасности, установленные в следующих нормативных документах:

- Водный кодекс Российской Федерации. Федеральный Закон от 16 ноября 1995 г. № 167-ФЗ;
- Правила предоставления в пользование водных объектов, находящихся в государственной собственности, установления и пересмотра лимитов водопользования, выдачи лицензии на водопользование и распорядительной лицензии (утв. постановлением Правительства РФ от 3 апреля 1997 г. N 383);
- Положение о водоохраных зонах водных объектов и их прибрежных защитных полосах, Утв. Постановлением Правительства РФ от 23 ноября 1996 г. № 1404;
- СанПиН 2.1.5.980-00. Гигиенические требования к охране поверхностных вод, утв. Минздрав РФ 22.06.2000;
- ГН 2.1.5.1315-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования, Утв. главным государственным санитарным врачом РФ 27.04.03 г., рег. в Минюсте России 19.05.03 г., № 4550 и др.

14.6.1.3 исходить из презумпции экологической опасности при планировании и осуществлении своей деятельности;

14.6.1.4 запрещать использование технологий, последствия применения которых не предсказуемы для окружающей среды;

14.6.1.5 на объектах соблюдать принятые эксплуатирующей организацией правила по размещению производственных и бытовых отходов;

14.6.1.6 обеспечивать контролирующим органам условия для проведения проверок за соблюдением установленных экологических требований, представлять контролирующим органам Министерства природных ресурсов России в ходе проверок необходимую информацию и документацию.

14.7 Требования безопасности при проведении неразрушающего контроля. Общие положения

14.7.1 Для обеспечения безопасности при проведении работ по неразрушающему контролю необходимо обеспечить выполнение требований следующих документов: ГОСТ 12.1.004; ГОСТ 12.1.010; ГОСТ 12.1.013; ГОСТ 12.2.003; ГОСТ 12.3.002; ГОСТ 12.4.011; СНиП 12-03; ПТЭ и ПТБ; ПУЭ.

14.7.2 По всем операциям технологического процесса должны быть разработаны и утверждены инструкции по технике безопасности и пожарной безопасности.

14.7.3 Руководители соответствующих подразделений должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, а также контролировать выполнение правил и инструкций по технике безопасности и пожарной безопасности.

14.7.4 Персонал, выполняющий работы, должен быть проинструктирован по правилам техники безопасности и пожарной безопасности в объеме возложенных на него обязанностей и обязан неукоснительно выполнять эти правила.

14.7.5 К эксплуатации и обслуживанию оборудования, приборов, средств контроля и измерений допускаются только лица, обученные и аттестованные в установленном порядке и имеющие право на выполнение работ по контролю.

14.8 Требования безопасности при проведении работ по электрометрии

14.8.1 Основными опасными и вредными факторами при проведении работ по электрометрии трубопроводов являются:

- работы в действующих электроустановках; при работе в действующих электроустановках следует руководствоваться требованиями "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ), "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭ и ПТБ), ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов по безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности, ГОСТ 12.1.013-78 Система стандартов по безопасности труда. Строительство. Электробезопасность. Общие требования.
- работы во взрыво- и пожароопасных зонах; при этом следует руководствоваться СНиП 21-01-97, а также требованиями раздела 14.2;
- загазованность воздуха рабочей зоны; при этом предельно допустимые концентрации газов должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 12.1.011.

14.9 Требования безопасности при проведении ультразвукового контроля

14.9.1 Ультразвуковое оборудование должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.001-89. Запрещается непосредственный контакт работающих с рабочей поверхностью оборудования в процессе его обслуживания, жидкостью и обрабатываемыми деталями во время возбуждения в них ультразвука.

14.9.2 Для защиты рук от возможного неблагоприятного воздействия контактного ультразвука в твердой или жидкой средах необходимо применять защитные перчатки.

14.9.3 К работе с ультразвуковым оборудованием не допускаются лица моложе 18 лет.

14.9.4 Лица, подвергающиеся в процессе трудовой деятельности воздействию контактного ультразвука, подлежат предварительным при приеме на работу и периодическим медицинским осмотрам в установленном порядке.

14.10 Требования по обеспечению безопасности производства работ по внутритрубной диагностике

14.10.1 Для производства работ по техническому диагностированию с применением ВИП Заказчик работ и Исполнитель диагностики издадут приказы по своим организациям, в соответствии с которыми назначаются:

- лицо, ответственное за организацию безопасного производства работ – руководитель (главный инженер) структурного подразделения;
- лицо, ответственное за соблюдение работниками Исполнителя диагностики требований правил и норм промышленной, пожарной безопасности и охраны труда на территории эксплуатирующей организации – руководитель (главный инженер) Исполнителя диагностики;
- специалисты Заказчика работ, ответственные за выполнение подготовительных работ;
- специалисты Исполнителя диагностики, ответственные за проведение работ по техническому диагностированию.

14.10.2 Допуск к работам персонала Исполнителя диагностики осуществляется после прохождения инструктажа.

14.10.3 До начала выполнения работ по техническому диагностированию трубопроводов с применением ВИП должны быть разработаны мероприятия, которые обеспечивают безопасность персонала, предотвращение случайных возгораний, взрывов, повреждений или разрушений.

14.10.4 До начала работ составляется акт готовности трубопровода к проведению технического диагностирования, который подписывается представителем Заказчика и представителем Исполнителя диагностики.

14.10.5 Персонал, выполняющий работы с ВИП на трубопроводах, должен иметь удостоверение на право производства работ на трубопроводах внутритрубными инспекционными приборами.

14.10.6 Персонал предприятия, эксплуатирующего участок трубопровода, привлекаемый к проведению диагностических работ, должен пройти целевой инструктаж по охране труда и пожарной безопасности, ознакомиться с целями, задачами и особенностями предстоящих диагностических работ на участке трубопровода, а также с порядком действий и обязанностями при возможном возникновении нештатных и аварийных ситуаций во время проведения работ. Инструктаж должен быть оформлен документально в установленном порядке.

14.10.7 Запасовка и извлечение ОУ и ВИП производится с оформлением наряда-допуска на газоопасные работы.

14.10.8 Персонал, выполняющий операции по запасовке, приему и извлечению прибора, должен соблюдать требования безопасности при выполнении газоопасных работ. Персонал и техника, не задействованные в работах по запасовке или приему приборов, должны находиться вне зоны проведения работ.

14.10.9 При проведении диагностических работ запрещается проведение на данном участке трубопровода других работ, не связанных непосредственно с пропуском ОУ и ВИП.

14.10.10 При выполнении операций приема ВИП, получивших повреждения в процессе пропуски (нарушение целостности корпуса или токоведущих кабелей), должны быть приняты специальные меры безопасности, обеспечивающие взрывобезопасность работ, в виде продувки КППСОД инертным газом, анализа газовоздушной среды камеры газоанализатором и т.д. Указанные меры необходимо принимать при отсутствии звуковых сигналов, подаваемых ВИП при его приходе в камеру в нормальном состоянии (без повреждений). При возникновении аварийных ситуаций при проведении операций запасовки и выемки ВИП необходимо руководствоваться требованиями по ликвидации аварий, предусмотренными действующими нормативными документами

14.10.11 При проведении операций запасовки и выемки ОУ и ВИП следует принять необходимые меры предупреждения накопления статического электричества на приборах и транспортно-запасочных устройствах. При проведении операций запасовки и приема ВИП на площадках КППСОД должны находиться пожарные автомобили в снаряженном состоянии.

14.10.12 Во время проведения работ на площадках КППСОД персонал должен быть экипирован в соответствующую действующим нормативам спецодежду, обувь, перчатки и защитные каски.

14.10.13 При проведении операций по подъему ВИП необходимо соблюдать требования инструкций по безопасному ведению грузоподъемных работ. Следует применять только штатные траверсы и стропы, предназначенные для этих приборов.

14.10.14 Перед запасовкой специальных очистных скребков, магнитных скребков и магнитных инспекционных приборов, имеющих металлические щетки, для предотвращения при запасовке искрообразования от трения щеток по поверхности камеры пуска, необходимо начальную часть внутренней поверхности расширенной части камеры длиной не менее 200 мм смазать толстым слоем смазки (солидол синтетический ГОСТ 4366).

14.10.15 При проведении работ с магнитными скребками и инспекционными приборами, которые создают сильное магнитное поле, необходимо соблюдать меры осторожности, запрещается подходить к магнитам приборов ближе 4 м лицам, использующим кардиостимуляторы или аналогичные приборы.

14.10.16 В процессе пропуски ВИП не допускается:

- проведение на диагностируемом участке иных видов работ;
- изменение режимов перекачки по причинам, не связанным с пропуском ВИП;
- присутствие у КППСОД посторонних лиц, непосредственно не участвующих в проведении работ.

Приложение 1 (рекомендуемое)

Требования к подрядным организациям, персоналу и оборудованию

1) Подрядные организации, выполняющие работы по техническому диагностированию и экспертизе промышленной безопасности должны удовлетворять следующим требованиям:

- наличие лицензии Ростехнадзора на проведение экспертизы промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности – в обязательном порядке;
- опыт работы в области экспертизы промышленной безопасности нефтепромысловых трубопроводов не менее 3 лет;
- наличие штатных экспертов по промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности в количестве не менее 2-х со стажем работы не менее 3 лет;
- наличие экспертов высшей квалификации не менее 1-го;
- наличие экспертов с правом выполнения расчетов и определения остаточного ресурса не менее 2-х;
- наличие аттестованных в соответствии с ПБ 03-440-02 специалистов по неразрушающему контролю не ниже II уровня по каждому виду неразрушающего контроля (ВИК, УЗК, МПД, ВТ, РК, АЭ) со стажем работы не менее 3-х лет;
- наличие аттестованной в соответствии с ПБ 03-372-00 лаборатории неразрушающего контроля;
- наличие собственных транспортных средств;
- наличие современного оборудования и приборов, прошедших соответствующую аттестацию (метрологический контроль);
- рекомендуется наличие системы менеджмента качества по ISO-9001;
- выполнение работ согласно требованиям настоящей методики диагностики промысловых трубопроводов.

2) Технические устройства, в том числе иностранного производства, применяемые на опасных производственных объектах и включенные в перечень, утверждаемый в порядке, определенном Правительством Российской Федерации, подлежат сертификации на соответствие требованиям промышленной безопасности и должны иметь разрешение на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Общий порядок и условия применения технических устройств на опасном производственном объекте должны соответствовать нормам Постановления Правительства Российской Федерации N 1540 от 25.12.1998.

3) Приборы и оборудование, применяемые при техническом диагностировании трубопроводов должны удовлетворять следующим требованиям:

- иметь сертификат (паспорт) изготовителя,
- свидетельства о плановой поверке (калибровке, аттестации).

4) Не допускается использование неисправных приборов.

5) Настройка и проверка чувствительности должна производиться на аттестованных рабочих образцах, а также непосредственно на объекте диагностирования. Все действия по настройке и контролю чувствительности должны быть документированы.

6) Допускается использование приборов с ручной и автоматической регистрацией данных. За результаты ручного контроля ответственность несет оператор (организация, выполняющая диагностику), который должен иметь необходимую подготовку и сертификаты уровня. При автоматической регистрации должна сохраняться первичная информация, допускающая ее проверку путем повторения контроля или с помощью альтернативного метода контроля.

7) Техническое обслуживание средств дефектоскопии, их подготовка и транспортировка к объектам должны осуществляться диагностической организацией.

8) Перечень типовых средств контроля и измерений, допущенных к применению для проведения диагностических работ на трубопроводах, представлен в таблице 1.1. Для диагностики трубопроводов компании должны применяться приборы с характеристиками не хуже, указанных в таблице 1.1. Дополнительное оборудование и приборы указаны в таблице 1.2.

Таблица 1.1. Перечень средств контроля и измерений

№ п/п	Тип прибора, инструмента	Назначение	Технические характеристики
Приборы и инструменты (минимальный набор)			
	Трассопоисковые системы и системы обнаружения повреждений наружного изоляционного покрытия трубопроводов	Поиск подземных коммуникаций, определение местоположения и глубины залегания, обнаружение дефектов наружного изоляционного покрытия трубопроводов, измерение продольных и поперечных градиентов	Разрешающая способность, см – 1. Погрешность измерения при глубине залегания (включительно) до 1м - 10см, до 2м - 20см, до 5м - 15см, до 20м - 25см.
	Приборы и инструменты для визуального и измерительного контроля (лупа, зеркало и линейки, шаблоны, штангенциркули, глубиномеры и т.д.)	Визуальное обнаружение и измерение линейных размеров поверхностных дефектов	
	Мультиметр	Измерение потенциалов трубопровода, измерение продольных и поперечных градиентов	Погрешность измерения, В – 0,01
	Медносульфатные электроды сравнения	Обеспечение электрической цепи при измерениях потенциалов и градиентов	-
	Приборы измерения удельных сопротивлений (мостовые схемы)	Измерений удельных сопротивлений грунтов для определения их коррозионной активности	Погрешность измерения, Ом – 0,1
	Ультразвуковые толщиномеры, в том числе сканирующие	Измерение толщины изделий из конструкционных металлических сплавов при одностороннем доступе к ним	Диапазон измеряемых толщин, мм - 0,5 - 70,0 Предельное значение основной абсолютной погрешности - +/- 0,1 Температура окружающего воздуха, С - -30 до +50
	Ультразвуковые приборы, Комплект контрольных образцов для настройки ультразвукового дефектоскопа	Поиск и измерение параметров внутренних дефектов в сварных соединениях и основном металле	Динамический диапазон измерений амплитуды, дБ – 100 Диапазон регулирования калиброванного усилителя, дБ – 80 Частотный диапазон, МГц - 1 — 10 Диапазон рабочих температур: - 20 ... +50°С Измерение параметров дефекта сварного шва с погрешностью: по длине ± 1 мм; по глубине развития ± 0,5 мм Минимально выявляемый дефект — 0,8 ... 1,0 мм

Приложение 2 (справочное)

**Обзор действующей нормативной документации Федерального уровня,
регулирующей вопросы технического диагностирования и экспертизы
промышленной безопасности**

№ п.п	Обозначение действующей нормативной документация	Наименование действующей нормативной документация	Краткое описание
1	№ 116-ФЗ	Федеральный Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997	Статья 9 предписывает обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности зданий, а также проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки и по предъявляемому в установленном порядке предписанию федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, или его территориального органа (в ред. Федерального закона от 22.08.2004 N 122-ФЗ).
2	ПБ 03-246-98	Правила проведения экспертизы промышленной безопасности. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 6 ноября 1998 г. № 64. Зарегистрированы Минюстом России 08.12.98 № 1656.	Правила проведения экспертизы промышленной безопасности устанавливают требования к порядку проведения экспертизы промышленной безопасности и оформлению заключения экспертизы. Правила разработаны в соответствии с Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21 июля 1997 года N 116-ФЗ, с учетом нормативных документов Госгортехнадзора России. Правила обязательны при проведении экспертизы: проектной документации на строительство, расширение, реконструкцию, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта; зданий и сооружений на опасном производственном объекте; технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; деклараций промышленной безопасности и иных документов, связанных с эксплуатацией опасного производственного объекта. Правила экспертизы определяют требования к порядку проведения экспертизы, оформлению и утверждению заключения экспертизы Процесс проведения экспертизы предусматривает следующие этапы: предварительный этап; заявка, план-график, договор или другие документы, устанавливающие условия проведения экспертизы; процесс экспертизы; выдача заключения экспертизы. Правила устанавливают требования к оформлению заключения экспертизы, а также порядок ведения учета экспертных организаций и экспертов.
3	ПБ 03-372-00	Правила аттестации и основные требования к	Правила устанавливают основные требования к лабораториям и порядок аттестации лабораторий, выполняющих неразрушающий контроль (НК)

		<p>лабораториям неразрушающего контроля.</p> <p>Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 02.06.2000 №29.</p> <p>Зарегистрированы Минюстом России 25.07.2000 за №2324</p>	<p>технических устройств, зданий и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах.</p> <p>Правила устанавливают требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> к системе качества в лаборатории; к средствам неразрушающего контроля; к персоналу; к документации; к регистрации результатов контроля. <p>Правила устанавливают порядок аттестации лабораторий, регламентируют контроль деятельности аттестованных лабораторий.</p>
4	ПБ 03-440-02	<p>Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля</p> <p>Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 23.01.02 № 3.</p> <p>Зарегистрированы Минюстом России 17.04.02, регистрационный № 3378.</p>	<p>Правила устанавливают порядок аттестации персонала, выполняющего неразрушающий контроль (далее - НК) технических устройств, зданий и сооружений на опасных производственных объектах.</p> <p>Аттестация персонала в области НК проводится в целях подтверждения достаточности теоретической и практической подготовки, опыта, компетентности специалиста, т.е. его профессиональных знаний, навыков, мастерства, и предоставления права на выполнение работ по одному или нескольким видам (методам) НК.</p> <p>Специалисты НК подлежат аттестации в соответствии с Правилами, если они аттестуются впервые или истек срок действия ранее выданных удостоверений.</p> <p>Специалисты НК в зависимости от их подготовки и производственного опыта аттестуются по трем уровням профессиональной квалификации - I, II, III.</p> <p>Аттестации подлежат персонал, проводящий контроль объектов с применением следующих видов (методов) НК:</p> <ul style="list-style-type: none"> ультразвукового; акустико-эмиссионного; радиационного; магнитного; вихретокового; проникающих веществ: капиллярного, течеискания; визуального и измерительного; вибродиагностического; электрического; теплового; оптического и др. <p>Правила устанавливают требования к общей и специальной подготовке персонала в области неразрушающего контроля, квалификационные требования, основные требования к квалификационному экзамену.</p> <p>Правила регламентируют порядок аттестации, анализа результатов экзаменов и принятие решения об аттестации, порядок продления срока действия удостоверения.</p>
5	Приказ Минприроды России N 195 от 30.06.2009 г.	<p>Порядок продления срока безопасной эксплуатации технических устройств,</p>	<p>Регламентирует выполнение работы по определению возможности продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений.</p> <p>Работы по техническому диагностированию</p>

		оборудования и сооружений на опасных производственных объектах	<p>технических устройств, оборудования и сооружений могут предусматривать:</p> <ul style="list-style-type: none"> -анализ эксплуатационной, конструкторской (проектной) и ремонтной документации (при наличии); -неразрушающий контроль; -определение механических характеристик; -металлографические исследования; -определение химического состава материалов; -оценка коррозии, износа и других дефектов; -испытания на прочность и другие виды испытаний; -расчетно-аналитические процедуры оценки и прогнозирования технического состояния, включающие расчет режимов работы, установление критериев предельного состояния; -исследование напряженно-деформированного состояния и выбор критериев предельных состояний, определение остаточного срока эксплуатации (до прогнозируемого наступления предельного состояния).
6	ПБ 08-624-03	<p>Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.03 № 56. Зарегистрировано в Минюсте России 20.06.03, рег. № 4812.</p>	<p>Раздел 3.5 устанавливает требования к эксплуатации опасных производственных объектов, технических устройств, резервуаров, промысловых трубопроводов</p> <p>В разделе 3.5.4.206 устанавливаются сроки проведения ревизии нефтегазосборных трубопроводов при эксплуатации в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации трубопроводов в период между ревизиями, но не реже чем 1 раз в 8 лет.</p> <p>Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию нефтегазопроводов следует проводить не позже чем через один год после начала эксплуатации.</p> <p>Раздел 3.5.4.209 допускает выполнение периодического контроля состояния изоляционного покрытия трубопроводов методами диагностирования, позволяющими выявлять повреждения изоляции без вскрытия грунта, по графику, утвержденному руководителем организации.</p> <p>ПБ 08-624-03 устанавливает особые требования к контролю оборудования, работающего в сероводородных средах с перечислением способов контроля в разделе 6.7.9. «Контроль над коррозионным состоянием оборудования помимо визуального осмотра должен осуществляться следующими методами:</p> <ul style="list-style-type: none"> установкой контрольных образцов; по датчикам скорости коррозии; по узлам контроля коррозии; по водородным зондам; ультразвуковой и магнитной толщинометрией. <p>Методы, периодичность и точки контроля коррозии для каждого вида оборудования и трубопроводов устанавливаются в соответствии с рекомендациями научно-исследовательских и проектных организаций и утверждаются</p>

			техническим руководителем организации.
7	РД 39-132-94	<p>Правила по ревизии, отбраковке, ремонту и эксплуатации промысловых трубопроводов.</p> <p>Утверждены Минтопэнерго РФ 30.12.93 г.</p> <p>Согласованы с Госгортехнадзором РФ 27.12.93 г. № 10-03/337.</p>	<p>РД 39-132-94 устанавливает необходимость контроля качества строительства трубопроводов, виды и объем требуемых проверок согласно требованиями ВСН.</p> <p>В процессе эксплуатации устанавливается необходимость выполнения контрольного наружного осмотра газопроводов и др. промысловых трубопроводов путем вскрытия и выемки грунта, снятия с трубопровода изоляции на длине 2 м. Наиболее подверженные коррозии участки устанавливаются службой технического надзора НГДУ из расчета два участка на 1 км длины трубопровода, но не менее одного участка на каждый трубопровод (одного диаметра). При этом необходимо замерять толщину стенок труб и глубину язв на теле труб и в сварных швах (внутренняя коррозия) с помощью ультразвукового или радиоизотопного толщиномера.</p> <p>Устанавливаются требования к периодичности диагностики. Для трубопроводов I категории она должна выполняться не реже 1 раза в год. В качестве основных методов контроля внутрипромысловых трубопроводов регламентируется применение ультразвукового (ГОСТ 14782-86), радиографического (ГОСТ 7512-82) и акустического (ГОСТ 20415-62) методы контроля. В качестве вспомогательного метода контроля допускается использовать магнитопорошковый метод (ГОСТ 21105-87).</p> <p>РД определяет следующую последовательность выполнения диагностики промысловых трубопроводов:</p> <p>выделение на обследуемом трубопроводе границ однородных по условиям коррозии участков в соответствии с СТП 51.00.021-85;</p> <p>определение мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка. В среднем один контрольный отрезок длиной 3,5-4 м должен приходиться на 500 м контролируемого участка трубопровода;</p> <p>подготовка к проведению измерений, включающая удаление изоляции на контрольных отрезках трубопроводов наземной и надземной прокладки или вскрытие подземного трубопровода и удаление изоляции на длине контрольного отрезка;</p> <p>проведение измерений и обработка результатов;</p> <p>восстановление изоляции и засыпка шурфа. На трубопроводах наземной и надземной прокладки и незаглубленных участках подземных трубопроводов рекомендуется обустроить контрольные отрезки для периодического измерения толщин стенок.</p> <p>Раздел регламентирует выполнение контроля качества наружных изоляционных покрытий промысловых трубопроводов, так, их следует проводить в соответствии с ГОСТ 25812-83 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».</p>

			<p>Разделом регламентируются требования к контролю сварных соединений трубопроводов радиографическим и ультразвуковым методами. Эти же методы используются при определении внутренних скрытых дефектов тела трубы (расслоения, закаты).</p> <p>Так же РД 39-132-94 определяет перечни приборов неразрушающего контроля. Кроме того, РД 39-132-94 регламентирует критерии отбраковки труб и арматуры в зависимости от размеров, типов и взаимного положения дефектов.</p>
8	ПБ 03-585-03	<p>Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.</p> <p>Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 № 80. Зарегистрированы в Минюсте России 19.06.03, рег. № 4738.</p>	<p>Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждения аварий, случаев производственного травматизма при эксплуатации технологических трубопроводов.</p> <p>В Правилах изложены технические требования к конструкции, материалам, изготовлению, методам испытаний, приемке, реконструкции, ремонту, монтажу технологических трубопроводов.</p> <p>Совместно с требованиями правил следует руководствоваться нормативно-техническими документами по промышленной безопасности.</p>
9	РД 03-606-03	<p>Инструкция по визуальному и измерительному контролю.</p> <p>Утвержден постановлением Госгортехнадзора России от 11 июня 2003 года N 92.</p> <p>Зарегистрирован в Министерстве юстиции Российской Федерации 20 июня 2003 года, регистрационный N 4782.</p>	<p>РД 03-606-03 устанавливает порядок проведения визуального и измерительного контроля основного материала (далее - материала) и сварных соединений (наплавки) при изготовлении, строительстве, монтаже, ремонте, реконструкции, эксплуатации, техническом диагностировании (освидетельствовании) технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах, подконтрольных Ростехнадзору. В РД приводятся формы документации по результатам визуально-измерительного контроля.</p>
10	ПБ 03-593-03	<p>Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов.</p> <p>Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 09.06.03 № 77. Зарегистрированы в Минюсте России 19.06.03, рег. № 4778.</p>	<p>ПБ 03-593-03 устанавливают требования к проведению акустико-эмиссионного контроля емкостного, колонного, реакторного, теплообменного оборудования химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, изотермических хранилищ, хранилищ сжиженных углеводородных газов под давлением, резервуаров нефтепродуктов и агрессивных жидкостей, оборудования аммиачных холодильных установок, сосудов, котлов, аппаратов, технологических трубопроводов, трубопроводов пара и горячей воды и их элементов.</p> <p>Правила являются методическим и организационно-техническим нормативным документом, в котором содержатся требования, рекомендации и информация, обеспечивающие проведение акустико-эмиссионного (АЭ) контроля объектов, подконтрольных Госгортехнадзору.</p>

11	ГОСТ ИСО 9.602-2005	Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. Межгосударственный стандарт. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 27 от 22 июня 2005 г.)	ГОСТ ИСО 9.602-2005 устанавливает общие требования к защите от коррозии наружных поверхностей подземных металлических сооружений: трубопроводов и резервуаров (в том числе траншейных) из углеродистых и низколегированных сталей; электрических силовых кабелей напряжением до 10 кВ включительно, кабелей связи и сигнализации, стальных конструкций необслуживаемых усилительных (НУП) и регенерационных (НРП) пунктов линий связи, а также требования к объектам, являющимся источниками блуждающих токов: электрифицированный рельсовый транспорт, линии передач энергии постоянного тока по системе «провод-земля», промышленные предприятия, потребляющие постоянный электрический ток в технологических целях, и все вместе именуемые далее - сооружения. Требования данного стандарта должны учитываться и выполняться при проектировании, строительстве, реконструкции, ремонте, эксплуатации подземных металлических сооружений, объектов, являющихся источниками блуждающих токов, и являться основанием для разработки нормативно-технической документации (НТД) на защиту подземных металлических сооружений и на мероприятия по ограничению токов утечки. Применяемые, а также вновь разрабатываемые для защиты от коррозии средства (материалы покрытий и покрытия, их структура, средства защиты, приборы), должны соответствовать требованиям стандартов или технических условий, согласованных с головной организацией отрасли по защите от коррозии. Требования по защите от коррозии строящихся, действующих и реконструируемых подземных металлических сооружений устанавливаются в проектах защиты и должны соответствовать требованиям этого стандарта.
12	ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. Утвержден и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 23 апреля 1998 г. № 144.	ГОСТ Р 51164-98 устанавливает общие требования к защите от подземной и атмосферной коррозии наружной поверхности стальных (малоуглеродистые низколегированные стали класса не выше К60) магистральных трубопроводов, транспортирующих природный газ, нефть и нефтепродукты, и отводов от них, трубопроводов компрессорных, газораспределительных, перекачивающих и насосных станций, а также нефтебаз, головных сооружений нефтегазопромыслов (включая резервуары и обсадные колонны скважин), подземных хранилищ газа, установок комплексной подготовки газа и нефти, трубопроводов теплоэлектростанций, соединенных с магистральными трубопроводами (далее - трубопроводы), подземной, подводной (с заглублением в дно), наземной (в насыпи) и надземной прокладках, а также трубопроводов на территории других аналогичных промышленных

			<p>площадок.</p> <p>Требования данного стандарта должны выполняться при проектировании, строительстве, монтаже, реконструкции, эксплуатации и ремонте трубопроводов и являются основой при разработке нормативной документации (НД), используемой при защите от коррозии конкретных видов трубопроводов.</p> <p>В соответствии с требованиями данного стандарта защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную (по этой причине) работу на весь период эксплуатации. Для достижения этой цели при всех способах прокладки, кроме надземной, трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от коррозионной агрессивности грунта. При надземной прокладке трубопроводы защищают от атмосферной коррозии металлическими и неметаллическими покрытиями в соответствии с НД на эти покрытия. Тип, конструкция и материал защитного покрытия и средства электрохимической защиты трубопроводов от коррозии должны быть определены в проекте защиты, который разрабатывается одновременно с проектом нового или реконструируемого трубопровода. В проекте должны учитываться возможные изменения условий коррозии трубопровода.</p>
13	ВСН 012-88, ч. I, ч. II	<p>Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I и Часть II. Формы документации и правила ее оформления в процессе сдачи-приемки/ Утверждены приказом Миннефтегазстроя № 375 от 27 декабря 1988 г</p>	<p>Ведомственные строительные нормы необходимо соблюдать при контроле качества и приемке работ, выполняемых в процессе сооружения новых и реконструкции действующих:</p> <p>магистральных трубопроводов и ответвлений от них, область распространения которых регламентирована СНиП 2.05.06-85;</p> <p>трубопроводов компрессорных и нефтеперекачивающих станций, станций подземного хранения газа, дожимных компрессорных станций, газораспределительных станций, узлов замера расхода газа, пунктов редуцирования газа, область распространения которых регламентирована СНиП 2.05.06-85 межцеховых трубопроводов;</p> <p>трубопроводов импульсного, топливного и пускового газа газоперекачивающих агрегатов;</p> <p>трубопроводов обвязки аппаратов нагнетателей, пылеуловителей, аппаратов воздушного охлаждения, холодильников и др.;</p> <p>устройств приема и пуска скребка;</p> <p>трубопроводных систем контрольно-измерительных приборов с главными и вспомогательными трубопроводами;</p> <p>промысловых трубопроводов, в том числе: газопроводов-шлейфов, предназначенных для транспортирования газа от скважин месторождений и СПХГ до установок комплексной подготовки газа (УКПГ), установок предварительной подготовки газа (УППГ) и от КС СПХГ до скважин для закачки газа в пласт;</p> <p>газопроводов, газовых коллекторов неочищенного газа, межпромысловых коллекторов,</p>

		<p>конденсатопроводов, предназначенных для транспортирования газа и газового конденсата от УКПГ, УППГ до головных сооружений (ГС), ДКС, КС СПХГ, газоперерабатывающих заводов (ГПЗ);</p> <p>выкидных трубопроводов от нефтяных скважин за исключением участков, расположенных на кустовых площадках скважин до замерных установок;</p> <p>нефтегазосборных трубопроводов для транспортирования продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти;</p> <p>газопроводов для транспортирования нефтяного газа от установок сепарации нефти до установок подготовки газа или до потребителей;</p> <p>нефтепроводов для транспортирования газонасыщенной или разгазированной, обводненной или безводной нефти от пунктов сбора нефти и ДНС до центральных пунктов сбора;</p> <p>газопроводов для транспортирования газа к эксплуатационным скважинам при газлифтном способе добычи;</p> <p>газопроводов для подачи газа в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи;</p> <p>трубопроводов систем заводнения нефтяных пластов и захоронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты;</p> <p>трубопроводов пресной воды;</p> <p>ингибиторопроводов для подачи ингибитора к скважинам или другим объектам нефтяных и газовых месторождений;</p> <p>метанолопроводов;</p> <p>нефтепроводов для транспортирования товарной нефти от центральных пунктов сбора до сооружений магистрального транспорта нефти;</p> <p>газопроводов для транспортирования газа от центральных пунктов сбора до сооружений магистрального транспорта газа.</p> <p>Ведомственные строительные нормы регламентируют проведение контроля качества подготовительных и земляных работ; приемки, отбраковки и освидетельствования труб, деталей трубопроводов и запорной арматуры, контроля качества сварных соединений трубопроводов и качества изоляции; приемки законченных строительством средств электрохимической защиты и т.д. Приводятся формы приемосдаточной документации.</p>
--	--	---

Приложение 3 (справочное)

Краткое описание внутритрубных средств очистки трубопроводов

Скребок-калибр предназначен для определения минимального проходного сечения трубопровода. По результатам прохождения скребка-калибра принимается решение о дальнейшей возможности пропуска по нефтепроводу очистных устройств и ВИП.

Проходное сечение трубопровода – величина, соответствующая наименьшему диаметру окружности поперечного сечения в любой произвольно взятой точке трубопровода. Проходное сечение трубопровода выражается в процентном отношении к внешнему диаметру трубопровода.

Минимальное проходное сечение трубопровода – величина, соответствующая интегральному значению проходного сечения на всей длине участка, включая камеры пуска-приема.

Качественная очистка является необходимым условием получения достоверных данных при пропуске внутритрубных инспекционных приборов (ВИП).

Очистные устройства (ОУ) различного диаметра предназначены для очистки внутренней полости трубопровода от парафиносмолистых отложений, загрязнений, а также удаления посторонних предметов. Рабочая среда для ОУ - нефть, нефтепродукты, газ, вода.

Профилемер является прибором, предназначенным как для измерения внутреннего проходного сечения и радиусов отводов трубы, что необходимо для оценки возможности безопасного пропуска приборов-дефектоскопов, так и для определения дефектов геометрии трубопровода. Выявляемые дефекты: вмятины, гофры, овальность, сужения глубиной более 2мм (с вероятностью обнаружения 0,95). Погрешность измерения размеров устанавливаются в паспорте на каждый прибор.

Различают одноканальные профилемеры PRF и многоканальные профилемеры PRN.

Приложение 4 (справочное)

Краткое описание внутритрубных средств диагностики

Внутритрубный ультразвуковой дефектоскоп ВИП-УЗТ (WM) предназначен для определения дефектов стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии радиально установленными в плоскости поперечного сечения трубы ультразвуковыми датчиками. Наличие и расположение дефекта в стенке трубы определяется по времени прихода ультразвуковых сигналов, отраженных от внутренней и наружной поверхности или неоднородности внутри стенки трубы, позволяя тем самым определять кроме наружных и внутренних потерь металла, различного рода несплошности в металле трубы, как то: расслоения, шлаковые и иные включения.

Дефектоскоп WM снабжен системой измерения пройденного расстояния (одометрические колеса), системой приема-передачи электромагнитных сигналов низкой частоты, а также программируемой микропроцессорной системой управления (мастер-системой).

Минимальное проходное сечение трубопровода, необходимое для пропуска дефектоскопа WM, составляет 85% Dн, а минимальный радиус отвода, проходимый прибором, составляет 1,5 Dн.

Внутритрубный ультразвуковой дефектоскоп ВИП-УЗК (CD) предназначен для определения и измерения трещин и трещиноподобных дефектов ультразвуковыми датчиками, направленными под углом к плоскости поперечного сечения трубопровода.

Дефектоскоп CD снабжен системой измерения пройденного расстояния, системой передачи электромагнитных сигналов низкой частоты, системой контроля питания и блоком надзора за работой прибора, а также программируемой микропроцессорной системой управления (мастер-системой).

Дефектоскоп CD в комплектации с носителем датчиков для продольных дефектов измеряет продольные дефекты.

Дефектоскоп CD в комплектации с носителем датчиков для поперечных дефектов измеряет поперечные дефекты.

Дефектоскоп CD в комплектации с носителем датчиков для дефектов в спиральных сварных швах спиральношовных секций магистральных нефтепроводов измеряет дефекты в спиральных сварных швах.

Внутритрубный магнитный дефектоскоп ВИП-MFL предназначен для выявления дефектов потери металла стенки трубы и дефектов кольцевых сварных швов трубопроводов методом регистрации рассеяния магнитного потока. Для трубопроводов разных диаметров прибор может быть выполнен с различным количеством секций.

Приложение 5 (справочное)
Значения коэффициентов надежности по нагрузке

Таблица 5.1

Нагрузки и воздействия		Способ прокладки трубопроводов		Коэффициент надежности по нагрузке γ_f
вид	характеристика	подземный	надземный	
Постоянные	Собственный вес трубопровода, арматуры и обустройств	+	+	1,1 (0,95)
	Вес изоляции	+	+	1,2
	Вес давления грунта (засыпки, насыпи)	+	-	1,2 (0,8)
	Предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю, предварительная растяжка компенсаторов и др.) и гидростатическое давление воды	+	+	1,0
Временные длительные	Внутреннее давление транспортируемой среды:			
	газообразной	+	+	1,1
	жидкой	+	+	1,15
	Вес транспортируемой среды:			
	газообразной	+	+	1,1 (1,0)
	жидкой	+	+	1,0 (0,95)
	Температурный перепад металла стенок трубопровода	+	+	1,1
Неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (осадки, пучения и др.)	+	+	1,5	
Кратковременные	Снеговая	-	+	1,4
	Гололедная	-	+	1,3
	Ветровая	-	+	1,2
	Транспортирование отдельных секций, сооружение трубопроводов, испытание и пропуск очистных устройств	+	+	1,0
Особые	Сейсмические воздействия	+	+	1,0
	Нарушения технологического процесса, временные неисправности или поломки оборудования	+	+	1,0

Нагрузки и воздействия		Способ прокладки трубопроводов		Коэффициент надежности по нагрузке γ_f
вид	характеристика	подземный	надземный	
	Неравномерные деформации грунта, сопровождающиеся изменением его структуры (селевые потоки и оползни; деформации земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах; деформации просадочных грунтов при замачивании или вечномерзлых при оттаивании и др.)	+	+	1,0

Примечание

1 Знак "+" означает, что нагрузки и воздействия следует учитывать, знак "-" - не учитывать.

2 Значения коэффициентов надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься в тех случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы трубопровода.

3 Когда по условиям испытания или эксплуатации в трубопроводах, транспортирующих газообразные среды, возможно полное или частичное заполнение внутренней полости их водой или конденсатом, а в трубопроводах, транспортирующих жидкие среды, - попадания воздуха или опорожнение их, необходимо учитывать изменение нагрузки от веса среды.

Приложение 6 (справочное)

Расчёт остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов по методике ОСТ 153-39.4-010-2002

При прогнозировании остаточного ресурса трубопровода возможна ситуация, когда данные об износе его элементов имеются не в полном объеме. Но имеются данные по отказам и информация о величине общего (среднего) износа на момент диагностирования. Величина общего износа равна произведению средней скорости износа на величину наработки к моменту диагностирования

$$\Delta_{cp} = V_{cp} \tau_d, \quad (6.1)$$

где V_{cp} - средняя скорость износа стенки; τ_d - наработка на момент последнего диагностирования.

В данном разделе будет рассматриваться только линейная модель износа, которой в формуле износа стенки трубы ($\delta = a\tau^m$, где a - случайный параметр, m – детерминированный параметр), соответствует показатель $m = 1$. В обозначениях относительного износа:

$$\Delta_{cp} = \delta_{cp} t_n \text{ и } V_{cp} = a_{cp} t_n, \quad (6.2)$$

δ_{cp} - средний относительный износ в момент времени τ_d ;

a_{cp} - среднее значение параметра износа стенки;

t_n - номинальная толщина стенки;

Δ_{cp} - среднее утонение стенки за время τ_d ;

Следует отметить, что в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности существует банк данных по скорости общей коррозии, который используется при проектировании трубопроводов для назначения прибавки на коррозию. Этими данными можно воспользоваться и при диагностировании, принимая в пределах разброса опытных данных верхнее значение V_{cp} , учитывая при этом очевидное ограничение:

$$V_{cp} < \frac{0,85 t_n - t_R}{\tau_d} \quad (6.3)$$

t_R - расчетная толщина стенки

Кроме этого, общий (средний) износ достаточно надежно определяется на прямых участках трубопровода и не требует большого числа точек измерения. Однако для удовлетворительной оценки вариации износа необходимо провести измерение толщины стенки во всех потенциально опасных участках.

Предположим, что условие прочности трубопровода имеет вид

$$[\delta] = 1 - \frac{t_R}{t_n} - \delta_0, \quad [\delta] \text{ и } \delta - \text{допустимый и текущий относительный износ стенки,}$$

δ_0 - начальное изменение толщины стенки, но рассеиванием $[\delta]$ можно пренебречь, тогда формула для определения $[\delta]$

$$[\delta] = 1 - \frac{t_R}{t_n} \quad (6.4)$$

Можно доказать, что такое допущение приводит к некоторому занижению значения расчетного остаточного ресурса и идет в запас.

Допустим, что доля отказавших элементов на момент диагностирования τ_d составляет

$\alpha = \frac{r+1}{z}$ где r - число отказавших элементов; z - полное число элементов в трубопроводе (фасонных деталей и отдельных труб). При этом точечная оценка вероятности безотказной работы на момент диагностирования по РД 50-690-89

$$P(\tau_d) = 1 - \alpha \quad (6.5)$$

В данном случае полагается, что на момент диагностирования возможно дополнительное, не зафиксированное в паспорте, разрушение. Таким образом, в качестве расчетного числа разрушений принимается действительное значение, увеличенное на единицу. Очевидно, что такое допущение идет в запас.

Число элементов z , включая отрезки труб и фасонные детали, можно определить по паспорту трубопровода или для ориентировочных оценок по формуле

$$z = \frac{L}{\lambda} \quad (6.6)$$

где L - длина трубопровода в метрах; λ - среднее расстояние между элементами. При детерминированном параметре $[\delta]$ формула 8.12 (ОСТ 153-39.4-010-2002), безотказной работы на момент диагностирования τ_d имеет вид:

$$P(\tau_d) = \Phi\left(\frac{[\delta] - a_{cp}\tau_d}{S_a\tau_d}\right) \quad (6.7)$$

S_a - среднеквадратическое отклонение параметра a

С другой стороны, вероятность безотказной работы на момент диагностирования определена по формуле (6.5). Приравнивая правые части выражений (6.5) и (6.7), получим соотношение

$$\tau_d = \frac{[\delta]}{S_a U_{1-\alpha} + a_{cp}} \quad (6.8)$$

$U_{1-\alpha}$ - квантиль нормального распределения, соответствующий вероятности $1 - \alpha$.

Для подсчета остаточного ресурса при линейной модели износа получаем формулу, совпадающую с 8.15 (ОСТ 153-39.4-010-2002), в которой гамма процентная вероятность $\Gamma = 0,01\gamma(1-\alpha)$:

$$\tau_{ост} = \frac{[\delta]}{S_a U_{\gamma(1-\alpha)} + a_{cp}} - \tau_d \quad (6.9)$$

Исключив из последних двух уравнений S_a , получим следующее выражение для расчета остаточного ресурса:

$$\tau_{ост} = \tau_d \frac{[\delta] - \delta_{cp}}{[\delta] + \delta_{cp} \frac{U_{1-\alpha} / U_{\gamma(1-\alpha)} - 1}{1}} \quad (6.10)$$

В данном выражении $[\delta]$ вычисляется по формуле (6.4), а

$$\delta_{cp} = a_{cp}\tau_d = \frac{V_{cp}}{t_n}\tau_d \quad (6.11)$$

Задавая величину V_{cp} , по формулам (6.11) и (6.10) можно определить остаточный ресурс. Отметим, что в расчете по данной методике не используется понятие доверительной вероятности, т.к. задается априорное значение скорости износа.

Одним из важных этапов расчета остаточного ресурса является выбор регламентированной вероятности γ . Для рассматриваемых в методике трубопроводов

принимают значение регламентированной вероятности 95%. Значение 0,95 рекомендуется принимать в качестве доверительной вероятности q .

Необходимые для расчета остаточного ресурса значения квантилей нормального распределения U_{β} , соответствующие вероятности β , приведены в таблице 6.1. Если в расчетах необходимо определить квантиль U_q , то β заменяется на q , а если нужно значение U_{γ} , то вместо β подставляется $0,01\gamma$ и тд.

Таблица 6.1

β	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83	0,84
U_{β}	0,67	0,71	0,74	0,77	0,81	0,84	0,88	0,92	0,95	0,99
β	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94
U_{β}	1,04	1,08	1,13	1,18	1,23	1,28	1,34	1,41	1,48	1,56
β	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	0,993	0,995	0,997	0,998	0,999
U_{β}	1,65	1,75	1,88	2,05	2,33	2,46	2,58	2,75	2,88	3,09

Примечание: для промежуточных значений β величина квантиля U_{β} определяется интерполированием.

Описанный в данном разделе метод расчета может быть применен только для ориентировочных оценок, если отсутствуют измерения толщины стенки элементов трубопровода, но в их паспортах имеется достоверная информация об имевших место разрушениях. В расчете следует учитывать лишь те отказы, которые связаны с износом трубопровода и возникшей течью. Необходимо располагать данными по скорости общей коррозии, а число элементов должно быть не меньше необходимого значения по РД 50-690-89.

Данный метод может быть использован в дополнение к традиционному расчету, изложенному в предыдущем разделе. При этом в формулу (6.11) следует подставлять верхнюю оценку средней скорости коррозии. После проведения двух расчетов в качестве действительного значения остаточного ресурса следует принимать минимальную из полученных оценок. Результаты расчетов по обоим методам становятся вполне сопоставимыми, если они выполнены по линейной модели и скорость износа стенки в обоих случаях принималась постоянной. Линейная модель износа достаточно широко используется на практике при расчете ресурса трубопроводов.

Достоинством предлагаемого метода оценки остаточного ресурса является то, что рассеивание параметров износа определяется по относительному числу отказов. Физическая природа этих отказов не имеет значения, поэтому метод может быть распространен и на другие типы разрушения.

Пример расчета

Исходные данные:

Длина трубопровода равна 2000 м, а среднее расстояние между элементами трубопровода равно 10 м. Время эксплуатации трубопровода 12 лет. За время эксплуатации трубопровода было 5 отказов. Средний допустимый относительный износ $[\delta] = 0,374$, верхнее интервальное значение относительного износа $\delta_{cp} = 0,2067$.

Требуется рассчитать остаточный ресурс трубопровода с вероятностью прогноза 95%.

Расчет

Точечная оценка вероятности безотказной работы на момент диагностирования

$$P(\tau_d) = 1 - \alpha = 1 - \frac{r+1}{z} = 1 - \frac{6}{200} = 0,97$$

Условную вероятность безотказной работы равна 0,95, т.е. величина $0,01\gamma = 0,95$.

Тогда

$$0,01\gamma(1 - \alpha) = 0,95 * 0,97 = 0,922$$

Квантили нормального распределения, соответствующие вероятностям 0,97 и 0,922 из таблицы 6.1

$$U_{1-\alpha} = 1,88$$

$$U_{\gamma(1-\alpha)} = 1,42$$

остаточный ресурс

$$\tau_{ост} = \tau_d \frac{\frac{[\delta] - \delta_{cp}}{[\delta]} - \delta_{cp}}{\frac{U_{1-\alpha}}{U_{\gamma(1-\alpha)}} - 1} = 12 \frac{\frac{0,374 - 0,2067}{0,374} - 0,2067}{1,88/1,42 - 1} = 1,4 \text{ года}$$

Остаточный ресурс трубопровода при вероятности прогноза 95% равен 1,4 года.

Приложение 7 (справочное)

Методика расчета НДС трубопроводов

1. Расчёт НДС проводится с учётом:

- давления внутри трубопровода в зависимости от типа транспортируемой среды;
- изгиба трубопровода;
- веса грунта, либо ветровой, снеговой и гололедной нагрузок на трубопровод;
- вмятин на стенке трубопровода;
- расчетной толщины стенки трубопровода.

2. Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы нормативные ссылки на следующие документы:

СНиП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия.

СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов.

СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.

3. Термины и определения

В настоящем документе применены термины и определения:

3.1 граничные условия: совокупность статических силовых факторов на границе конечно-элементной модели или ее составляющих.

3.2 кольцевые напряжения: напряжения, действующие в окружном направлении.

3.3 главные срединные напряжения в кольцевом направлении: максимальные напряжения в трубопроводе, действующие в кольцевом направлении в срединной (равноудаленной от внутренней и наружной поверхностей стенки трубопровода) плоскости с учетом дефектов геометрии конструкции.

3.4 главные фибровые (поверхностные) напряжения в кольцевом направлении: максимальные напряжения, действующие в кольцевом направлении на поверхности трубопровода с учетом дефектов геометрии конструкции.

3.5 продольные напряжения: напряжения, действующие в направлении образующей стенки трубопровода.

3.6 опорные линии: линии, использующиеся для построения объемной модели конструкции.

3.7 опорные точки: точки, использующиеся для построения объемной модели конструкции.

3.8 тип конечного элемента: совокупность свойств элемента, определяющих: возможность его применения для выполнения определенных видов КЭ-расчета, характерную форму элемента, порядок аппроксимирующей функции, геометрические характеристики.

4. Обозначения и сокращения

В настоящем документе применяются следующие сокращения и обозначения:

КЭ - конечно-элементная (-ый);

НДС - напряженно-деформированное состояние;

ОТС - оценка технического состояния;

D - внешний диаметр трубопровода;

D_{вн} - внутренний диаметр трубопровода;

v_{lq} - нормативная нагрузка от веса жидкой транспортируемой среды на единицу длины трубопровода;

γ_{lq} - коэффициент надежности по нагрузке от веса жидкой транспортируемой среды;

γ_p - удельный вес транспортируемого жидкой среды;

v_g - нормативная нагрузка от веса газообразной транспортируемой среды на единицу длины трубопровода;

γ_g - коэффициент надежности по нагрузке от веса газообразной транспортируемой среды;

g - ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

P_n - рабочее (нормативное) давление транспортируемой газообразной среды;
 R_g - газовая постоянная;
 z - коэффициент сжимаемости газа;
 T_t - температура транспортируемой газообразной среды, К;
 P_s - внешнее давление на трубопровод от веса грунта;
 γ_s – коэффициент надежности по нагрузке от внешнего давления;
 ρ_s - средняя плотность грунта на уровне заложения трубопровода;
 H - координата верхней точки заложения подземного трубопровода;
 x – вертикальная координата расчётной точки;
 w - внешняя нормативная ветровая нагрузка на единицу длины надземного трубопровода, действующая перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости;
 γ_w – коэффициент надежности по ветровой нагрузке;
 w_{st} - статическая составляющая ветровой нагрузки, определяемая согласно СНиП 2.01.07-85;
 w_{dyn} - динамическая составляющая ветровой нагрузки, определяемая согласно СНиП 2.01.07-85 как для сооружения с равномерно распределенной массой и постоянной жесткостью;
 t_{ins} - толщина изоляции трубопровода;
 v_{sn} - внешняя нормативная снеговая нагрузка на единицу длины горизонтальной проекции надземного трубопровода;
 γ_{sn} – коэффициент надежности по снеговой нагрузке;
 s - вес снегового покрова принимаемый по СНиП 2.01.07-85;
 v_i - гололедная нормативная нагрузка на единицу длины надземного трубопровода;
 γ_i – коэффициент надежности по гололедной нагрузке;
 $t_{лед}$ - толщина слоя льда;
 $\gamma_{лед}$ - объемный вес гололеда принимаемый по СНиП 2.01.07-85.
 E - модуль упругости, МПа;
 μ - коэффициент Пуассона;
 $\rho_{ст}$ - плотность стали;
 t_i - расчетная фактическая толщина трубы, м;
 R - допустимое напряжение, принимаемое согласно СНиП 2.04.12;
 σ_e - эквивалентные напряжения по Мизесу;
 σ_θ, σ_z - кольцевые и продольные напряжения в зоне дефекта.

5. Исходные данные

а) Для выполнения расчета необходимы следующие данные, устанавливаемые согласно паспортным данным на трубопровод и результатам технической диагностики:

- вариант расположения трубопровода (наземное или подземное исполнение);
- плотность транспортируемого продукта (ρ);
- $\beta\sigma\tau\pi\nu\epsilon\epsilon \delta\beta\lambda\epsilon\nu\theta\epsilon$;
- внешние нагрузки (глубина залегания и тип грунта для подземных трубопроводов, ветровая, снеговая и гололедная нагрузки для наземных трубопроводов);
- данные о металле конструкций трубопровода;
- результаты геодезии и нивелирования;

б) Для создания модели материала необходимо задать модуль упругости E , коэффициент Пуассона ν , характерные точки диаграммы растяжения и плотность материала ρ_{cm} .

в) Модель материала (стали) трубопровода принимается как для упругопластического материала в результате аппроксимации диаграммы растяжения стали мультилинейной зависимостью.

г) Коэффициенты надежности по нагрузке принимаются в соответствии с таблицей 7.2.

Таблица 7.2

Нагрузки и воздействия		Способ прокладки трубопроводов		Коэффициент надежности по нагрузке
		подземный	надземный	
вид	характеристика			
Постоянные	Собственный вес трубопровода, арматуры и устройств	+	+	1,1 (0,95)
	Вес изоляции	+	+	1,2
	Вес давления грунта (засыпки, насыпи)	+	-	1,2 (0,8)
	Предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю, предварительная растяжка компенсаторов и др.) и гидростатическое давление воды	+	+	1,0
Временные длительные	Внутреннее давление транспортируемой среды:			
	- газообразной	+	+	1,1
	- жидкой	+	+	1,15
	Вес транспортируемой среды:			
	- газообразной	+	+	1,1 (1,0)
	- жидкой	+	+	1,0 (0,95)
	Температурный перепад металла стенок трубопровода	+	+	1,1
Неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (осадки, пучения и др.)	+	+	1,5	
Кратковременные	Снеговая	-	+	1,4
	Гололедная	-	+	1,3
	Ветровая	-	+	1,2
	Транспортирование отдельных секций, сооружение трубопроводов, испытание и пропуск очистных устройств	+	+	1,0
Особые	Сейсмические воздействия	+	+	1,0
	Нарушения технологического процесса, временные неисправности или поломки оборудования	+	+	1,0
	Неравномерные деформации грунта, сопровождающиеся изменением его структуры (селевые потоки и оползни; деформации земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах; деформации просадочных грунтов при замачивании или вечномерзлых при оттаивании и др.)	+	+	1,0

Примечания:

1. Знак "+" означает, что нагрузки и воздействия следует учитывать, знак "-" - не учитывать.

2. Значения коэффициентов надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься в тех случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы трубопровода.

3. Когда по условиям испытания или эксплуатации в трубопроводах, транспортирующих газообразные среды, возможно полное или частичное заполнение внутренней полости их водой или конденсатом, а в трубопроводах, транспортирующих

жидкие среды - попадание воздуха или опорожнение их, необходимо учитывать изменение нагрузки от веса среды.

6. Расчеты конструкций трубопровода

6.1 Общие положения.

6.1.1 Расчет конструкций трубопровода с учетом фактической геометрии заключается в определении напряженно-деформированного состояния (НДС) конструкций и сравнении рассчитанных значений с допускаемыми. НДС определяется с учетом фактически измеренного при диагностике геометрического положения трубопровода.

6.1.2 Для определения НДС трубопровода используется статический прочностной анализ.

6.1.3 Расчет НДС трубопровода осуществляется с использованием компьютерного моделирования методом конечных элементов (далее – КЭ).

6.2 Последовательность проведения расчета.

6.2.1 Расчёты НДС трубопровода проводятся в следующей последовательности:

6.2.1.1 Создание математической модели конструкции (разделы 5.3, 6.3):

- 1) построение геометрической модели конструкций (раздел 6.3.1).
- 2) задание типа конечного элемента (раздел 6.3.2).
- 3) создание модели материала (раздел 5.3).
- 4) построение конечно-элементной модели (раздел 6.3.3).
- 5) приложение нагрузок на конструкции (разделы 6.3.4, 6.3.5).

6.2.1.2 Численное решение системы уравнений, описывающих модель конструкции (раздел 6.4).

6.2.1.3 Оценка точности результатов расчета (раздел 6.5).

6.2.1.4. Определение работоспособности рассчитываемой конструкции (раздел 6.6).

6.2.1.5 Предоставление данных для выполнения расчета срока и условий безопасной эксплуатации основного металла трубопровода с дефектами (раздел 7).

6.2.2 Особенности построения математических моделей и численного решения системы уравнений, описывающих математическую модель конструкции, определяются применяемым программным комплексом. Рекомендуется использовать универсальный КЭ программный комплекс ANSYS.

6.3 Создание математической модели трубопровода с учетом реальной геометрии.

6.3.1 Построение геометрической модели трубопровода.

Модель представляет собой протяженный трубопровод.

В модели учитывается:

- толщина элементов трубопровода (t_i), измеренная в шурфах;
- дефекты геометрии трубопровода на основе измерений в шурфах;
- реальная геометрия трубопровода на основе геодезических измерений.

t_i –определяется как наименьшее из значений толщин трубы для каждого элемента трубопровода, измеренной в шурфах.

6.3.2 Задание типа и параметров конечного элемента.

Типы конечных элементов, используемые для создания конечно-элементной модели, указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Наименование элементов конструкции	Тип конечного элемента	Задаваемые параметры
Элемент трубопровода	Элемент типа «труба»	Толщина элемента, диаметр, радиус закругления элемента трубопровода

6.3.3 Построение конечно-элементной модели трубопровода.

В таблице 7.4 приведены максимальные допустимые размеры конечных элементов.

Таблица 7.4.

Элемент конструкции	Максимальные размеры конечных элементов, м
Стенка трубопровода	0,2

6.3.4 Приложение нагрузок к модели трубопровода подземного исполнения.

К модели трубопровода подземного исполнения прикладываются следующие нагрузки:

- нагрузки от веса конструкций, транспортируемого продукта и изоляции (при наличии);
- ограничения на степени свобод (закрепление модели);
- предварительное напряжение трубопровода от изгиба;
- неравномерные деформации грунта путем приложения перемещений к конструкции;
- внутреннее давление транспортируемого продукта;
- внешнее давление от веса грунта.

Нагрузки, прилагаемые к модели трубопровода подземного исполнения, приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5

Наименование конструкции	Нагрузка	Порядок приложения	№ формул, табл.
элемент трубопровода	Нагрузка от веса конструкций и изоляции (при наличии)	Ускорение свободного падения прикладывается на все элементы конструкции, $g = 9.81 \text{ м/с}^2$.	
	Закрепление модели	Граничные условия прикладываются на узлы нижней кромки модели трубопровода. Запрещаются перемещения по всем направлениям за исключением областей неравномерной деформации грунта, поворот разрешен.	
	Предварительное напряжение от изгиба и неравномерных деформациях грунта	Перемещения прикладываются к предварительно напряженным и перемещенным участкам модели трубопровода.	
	Внутреннее давление	Нагрузка определяется гидравлическим расчетом и прикладывается на все элементы модели трубопровода.	
	Нагрузка от веса транспортируемой среды	Нагрузка прикладывается на все элементы модели.	6.1а 6.1б
	Внешнее давление от веса грунта	Нагрузка прикладывается на все элементы модели.	6.2

Нормативную нагрузку от веса жидкой транспортируемой среды на единицу длины трубопровода v_{lq} следует определять по формуле:

$$v_{lq} = \frac{\pi}{4} \gamma_{lq} \cdot \gamma_n \cdot D_{вн}^2. \quad (7.1а)$$

Нормативную нагрузку от веса газообразной транспортируемой среды на единицу длины трубопровода v_g следует определять по формуле:

$$v_g = \frac{\pi}{4} \gamma_g \cdot \frac{g \cdot P_n}{R_g \cdot z \cdot T_t} \cdot D_{вн}^2. \quad (7.1б)$$

Внешнее давление на трубопровод от веса грунта рассчитывается по формуле:

$$P_s = \gamma_s \cdot \rho_s \cdot g \cdot (H + D_{вн} - x). \quad (7.2)$$

Сейсмические воздействия на подземные трубопроводы надлежит принимать

согласно СНиП II-7-81.

6.3.5 Приложение нагрузок к модели трубопровода надземного исполнения.

К модели трубопровода надземного исполнения прикладываются следующие нагрузки:

- нагрузки от веса конструкций, транспортируемого продукта и изоляции (при наличии);
- ограничения на степени свобод (закрепление модели);
- предварительное напряжение трубопровода от изгиба;
- неравномерные деформации грунта путем приложения перемещений к конструкции;
- внутреннее давление от транспортируемого продукта;
- внешняя ветровая, снеговая и гололедная нагрузки.

Нагрузки, прилагаемые к модели трубопровода надземного исполнения, приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6.

Наименование конструкции	Нагрузка	Порядок приложения	№ формул, табл.
элемент трубопровода	Нагрузка от веса конструкций и изоляции (при наличии)	Ускорение свободного падения прикладывается на все элементы конструкции, $g = 9.81 \text{ м/с}^2$.	
	Закрепление модели	Граничные условия прикладываются на узлы нижней кромки модели трубопровода. Запрещаются перемещения по всем направлениям за исключением областей неравномерной деформации грунта, поворот разрешен.	
	Предварительное напряжение от изгиба и неравномерных деформациях грунта	Перемещения прикладываются к предварительно напряженным и перемещенным участкам модели трубопровода.	
	Внутреннее давление	Нагрузка определяется гидравлическим расчетом в соответствии с ВСН 51-3-85 и прикладывается на все элементы модели трубопровода.	
	Нагрузка от веса транспортируемой среды	Нагрузка прикладывается на все элементы модели.	6.1а 6.1б
	Внешняя ветровая нагрузка	Нагрузка прикладывается на все элементы модели со стороны ветровой нагрузки.	6.3а
	Внешняя снеговая нагрузка	Нагрузка прикладывается на все элементы модели.	6.3б
	Внешняя гололедная нагрузка	Нагрузка прикладывается на все элементы модели.	6.3в

Нормативную нагрузку от веса жидкой или газообразной транспортируемой среды на единицу длины трубопровода следует определять по формулам 6.1 (а, б) раздела 6.3.4.

Внешняя нормативная ветровая нагрузка на единицу длины надземного трубопровода w , действующая перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости, определяется по формуле:

$$w = \gamma_w \cdot (w_{st} + w_{dyn}) \cdot (D + 2t_{ins}). \quad (7.3a)$$

Внешняя нормативная снеговая нагрузка на единицу длины горизонтальной проекции надземного трубопровода v_{sn} определяется по формуле:

$$v_{sn} = 0,4 \cdot \gamma_{sn} \cdot s \cdot (D + 2t_{ins}). \quad (7.3б)$$

Гололедная нормативная нагрузка на единицу длины надземного трубопровода v_i определяется по формуле:

$$v_i = 1,9 \cdot \gamma_i \cdot t_{лед} \cdot \gamma_{лед} \cdot (D + 2t_{ins}). \quad (7.3в)$$

Сейсмические воздействия на надземные трубопроводы надлежит принимать согласно СНиП II-7-81.

6.4 Численное решение системы уравнений, описывающих модель конструкции.

Численное решение системы уравнений, описывающих конечно-элементную модель, выполняется в порядке, определенном для применяемого программного комплекса. В результате численного решения системы уравнений в каждом узле модели определяются:

σ_e - эквивалентные напряжения по Мизесу.

σ_θ , σ_z - кольцевые и продольные напряжения в зоне дефекта.

6.5 Оценка точности результатов расчета.

Оценка точности результатов расчета выполняется в 2 этапа:

- вычисление погрешности расчета потенциальной энергии деформации модели;
- вычисление погрешности между результатами расчета по элементам и результатами расчета по узлам - для элементов, имеющих максимальные напряжения на конструкции.

Оценка точности расчета выполняется методами, предусмотренными расчетным программным комплексом.

Ошибка потенциальной энергии деформации модели должна составлять не более 10%.

Относительная погрешность между результатами расчета по элементам (перемещениями, напряжениями) и результатами расчета, усредненными по узлам, должна составлять не более 10%.

При превышении любой ошибки расчета допустимых значений необходимо уменьшить шаг КЭ сетки и выполнить перерасчет.

6.6 Критерий оценки работоспособности конструкций трубопровода

Работоспособность конструкций трубопровода по результатам расчета их НДС определяется по критериям, приведенным в таблице 7.7

Если напряжения в конструкциях трубопровода не превышают допустимые значения, то по результатам расчета на прочность его эксплуатация допускается при проектных параметрах.

Если напряжения в конструкциях трубопровода превышают допустимые значения, то для продолжения эксплуатации трубопровода требуется снижение параметров нагружения конструкций, при которых напряжения не превышают допустимых значений, или вывод трубопровода в ремонт.

При выводе трубопровода в ремонт для обеспечения проектных нагрузок элементы конструкций трубопровода, в которых по результатам расчета НДС обнаружено превышение допустимых напряжений, подлежат замене.

При невыполнении критериев, приведенных в таблице 7.7, должна быть определена нагрузка на конструкции, при которой допускается эксплуатация трубопровода.

Таблица 7.7

Конструкция	Элемент модели	Критерий работоспособности
конструкции трубопровода	труба	Эквивалентные напряжения по Мизесу не должны превышать допустимое напряжение, принимаемое согласно СП 34-116-97: $\sigma_e \leq R \quad (6.4)$

7. Оформление результатов расчета

7.1 Для выполнения расчетов срока и условий безопасной эксплуатации основного металла и сварных соединений конструкций трубопровода с дефектами определяются главные напряжения в кольцевом (σ_θ) и продольном (σ_z) направлении в стенке

трубопровода в зоне дефекта.

7.2 Результаты расчета должны оформляться по форме, приведенной в пунктах 7.3-7.5.

7.3 В результате проведения расчета НДС конструкций трубопровода, определены значения максимальных напряжений в конструкциях трубопровода, представленные в таблице 7.8.

Таблица 7.8

Наименование конструкции, километр трубы	Остаточная толщина конструкции, мм	Максимальные напряжения в конструкции по результатам расчета НДС, МПа		Допустимое значение напряжений, (МПа)
		Проектное давление	Гидроиспытания	

7.4 Выводы по результатам расчета:

- Максимальные напряжения в конструкциях трубопровода, определенные в результате расчета НДС, превышают (не превышают) допустимые с учетом коэффициентов запаса.
- Эксплуатация допускается (не допускается).
- Срок эксплуатации - _____.
- Ограничения по эксплуатации - _____.

7.5 Результаты расчета НДС стенки трубопровода для выполнения расчета срока эксплуатации стенки трубопровода с дефектами металла должны быть оформлены согласно таблице 7.9. Указываются максимальные из напряжений, определенных для проектного давления и гидроиспытаний.

Таблица 7.9

№ п/п	Исходные данные							Проектная и действительная толщина стенки, мм
	Наименование конструкции (элемента)	Номер дефекта в дефектной ведомости	Наименование дефекта	Параметры дефекта	Расположение дефекта	Напряжения, действующие в зоне дефекта, МПа		
						Кольцевые (σ_{θ})	Продольные (σ_z)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

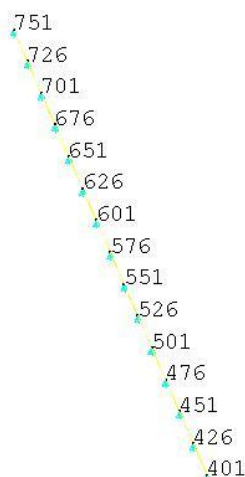
8 Пример расчета НДС трубопровода

В качестве примера расчета НДС был взят элемент трубопровода длиной $L = 150$ м, диаметром $D = 500$ мм, толщиной $t = 10$ мм.

К данному элементу трубопровода приложены перемещения в вертикальной плоскости в соответствии с таблицей 7.10, моделирующие процесс неравномерной деформации грунта - пучение. Узлы конечно-элементной модели, к которым приложены перемещения, взяты с шагом 5 м и представлены на рисунке 7.1.

Таблица 7.10.

№ узла КЭ модели	Перемещение трубопровода, м
1	0,0000
26	0,0202
51	0,0750
76	0,1535
101	0,2479
126	0,3529
151	0,4646
176	0,5799
201	0,6963



226	0,8116
251	0,9231
276	1,0280
301	1,1222
326	1,2003
351	1,2546
376	1,2756
401	1,2576
426	1,2056
451	1,1291
476	1,0360
501	0,9318
526	0,8207
551	0,7056
576	0,5892
601	0,4737
626	0,3616
651	0,2560
676	0,1605
701	0,0805
726	0,0235
751	0,0000

Рисунок 7.1. Нумерация узлов модели, к которым прикладываются перемещения.

Результаты в виде перемещений трубопровода под действием нагрузки и эквивалентные напряжения, возникающие в модели, представлены на рисунке 7.1. Результаты расчета перемещений отображены с увеличением в 5 раз, фактические перемещения и напряжения указаны на шкалах.

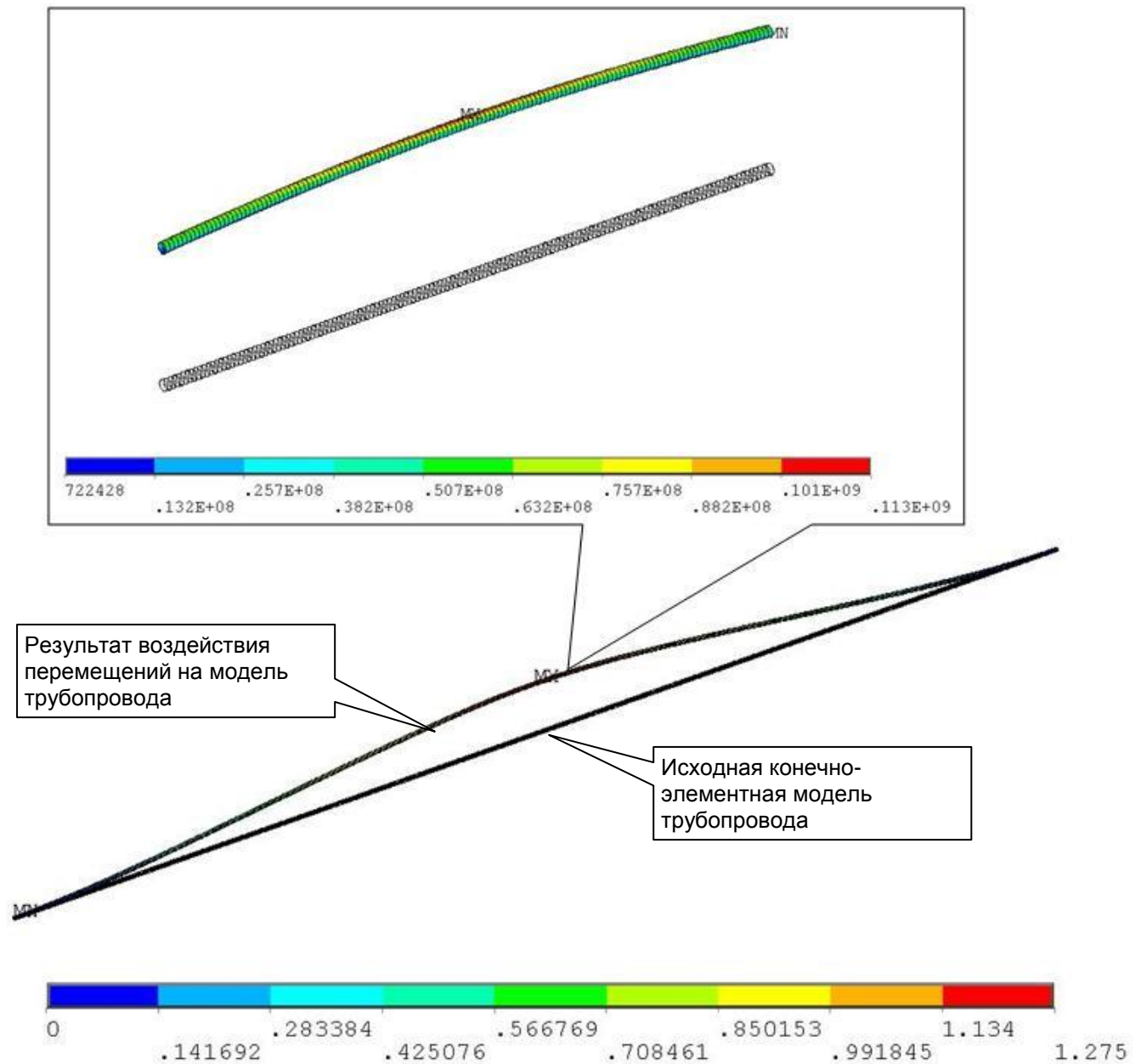


Рисунок 7.2. Перемещения трубопровода под действием нагрузки (снизу) и эквивалентные напряжения (сверху), возникающие в модели

Максимальное перемещение трубопровода составляет 1275 мм, при этом максимальные эквивалентные напряжения в модели составляют 113 МПа.

Приложение 8 (справочное)

Расчетные схемы для дефектов типа потеря металла коррозионного происхождения

Для расчета на прочность и долговечность трубы с коррозионным дефектом потери металла используют расчетные схемы «Бездефектная труба» (п. 3) и «Объемный дефект» (п. 4) с общими правилами упруго-пластических расчетов параметров напряженно-деформированного состояния (п. 1) и коэффициентов концентрации напряжений и деформаций (п. 2).

1 Расчет параметров напряженно-деформированного состояния

1.1 Компоненты напряжений σ_z , σ_θ , σ_r и деформаций ε_z , ε_θ , ε_r обозначаются в цилиндрической системе координат: индекс «z» относится к продольным, « θ » – к кольцевым и «r» – к радиальным компонентам.

1.2 Интенсивности напряжений σ_i и деформаций ε_i определяются по формулам:

$$\sigma_i = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_\theta)^2},$$

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{(\varepsilon_\theta - \varepsilon_z)^2 + (\varepsilon_z - \varepsilon_r)^2 + (\varepsilon_r - \varepsilon_\theta)^2}.$$
(8.1)

1.3 Связь между интенсивностями напряжений и деформаций принята в виде степенной диаграммы деформирования:

$$\left(\frac{\sigma_i}{\sigma_T} \right) = \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_T} \right) \quad \text{при} \quad \sigma_i \leq \sigma_T \quad (\varepsilon_i \leq \varepsilon_T),$$

$$\left(\frac{\sigma_i}{\sigma_T} \right) = \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_T} \right)^m \quad \text{при} \quad \sigma_i \geq \sigma_T \quad (\varepsilon_i \geq \varepsilon_T),$$
(8.2)

где σ_T – предел текучести, $\varepsilon_T = \sigma_T / 3\mu$ – интенсивность деформаций, соответствующая пределу текучести, $\mu = E / 2(1 + \nu)$ – модуль сдвига, E – модуль упругости, ν – коэффициент Пуассона, m – коэффициент деформационного упрочнения.

1.4 Компоненты деформаций и напряжений рассчитываются по формулам:

$$\varepsilon_\theta = \sigma_\theta \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_z + \sigma_r) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right),$$

$$\varepsilon_z = \sigma_z \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_r + \sigma_\theta) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right),$$

$$\varepsilon_r = \sigma_r \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_\theta + \sigma_z) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right),$$
(8.3a)

$$\sigma_\theta = \varepsilon_\theta \left(k + \frac{4}{3}\mu_p \right) + (\varepsilon_z + \varepsilon_r) \left(k - \frac{2}{3}\mu_p \right),$$

$$\sigma_z = \varepsilon_z \left(k + \frac{4}{3}\mu_p \right) + (\varepsilon_r + \varepsilon_\theta) \left(k - \frac{2}{3}\mu_p \right),$$

$$\sigma_r = \varepsilon_r \left(k + \frac{4}{3}\mu_p \right) + (\varepsilon_\theta + \varepsilon_z) \left(k - \frac{2}{3}\mu_p \right),$$
(8.3b)

где $k = E / 3(1 - 2\nu)$ – модуль объемного расширения, μ_p – упруго-пластический модуль сдвига:

$$\mu_p = \frac{\sigma_i}{3\varepsilon_i}. \quad (8.4)$$

Упруго-пластический модуль сдвига μ_p определяется по формулам

$$\begin{aligned} \mu_p &= \mu && \text{при } \sigma_i \leq \sigma_T \ (\varepsilon_i \leq \varepsilon_T), \\ \mu_p &= \mu \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_T} \right)^{m-1} = \mu \left(\frac{\sigma_i}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} && \text{при } \sigma_i \geq \sigma_T \ (\varepsilon_i \geq \varepsilon_T). \end{aligned} \quad (8.5)$$

1.5 В расчетах также используется:

- среднее напряжение σ_0 :

$$\sigma_0 = \frac{\sigma_\theta + \sigma_z + \sigma_r}{3}, \quad (8.6)$$

- объемная деформация ε_0 :

$$\varepsilon_0 = \frac{\varepsilon_\theta + \varepsilon_z + \varepsilon_r}{3}, \quad \varepsilon_0 = \frac{\sigma_0}{3k}, \quad (8.7)$$

- наибольшая деформация удлинения ε_1 :

$$\varepsilon_1 = \max(\varepsilon_\theta, \varepsilon_z, \varepsilon_r), \quad (8.8)$$

- угол подобия девиатора деформаций φ_ε :

$$\varphi_\varepsilon = \arccos \left(\frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_0}{\varepsilon_i} \right). \quad (8.9)$$

2 Расчет коэффициентов концентрации напряжений и деформаций в зоне «дефекта»

2.1 Вне зоны влияния «дефекта» напряжения в стенке трубы описываются номинальными значениями $\sigma_{кц}$ и $\sigma_{пр}$, рассчитываемыми без учета дефекта.

2.2 В области, содержащей «дефект», повышение напряжений и деформаций относительно номинальных значений оценивается коэффициентами концентрации напряжений α_σ и деформаций α_ε :

$$\alpha_\sigma = \sigma_i / \sigma_{i\text{ном}}, \quad (8.10a)$$

$$\alpha_\varepsilon = \varepsilon_i / \varepsilon_{i\text{ном}}, \quad (8.10б)$$

где σ_i и ε_i – интенсивности местных напряжений и деформаций в зоне «дефекта» (в нетто-сечении); $\sigma_{i\text{ном}}$ и $\varepsilon_{i\text{ном}}$ – интенсивности номинальных напряжений и деформаций в трубе вне зоны влияния «дефекта».

2.3 Коэффициенты концентрации напряжений и деформаций рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned} \alpha_\sigma &= \alpha_e && \text{при } \sigma_{i\text{ном}} \leq \sigma_T, \quad \sigma_i \leq \sigma_T \\ \alpha_\varepsilon &= \alpha_e \end{aligned} \quad (8.11a)$$

$$\alpha_{\sigma} = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} \quad \text{при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \quad \sigma_i \geq \sigma_T \quad (8.11б)$$

$$\alpha_{\varepsilon} = \alpha_e^{\frac{2}{1+m}} \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{1-m}{1+m}}$$

$$\alpha_{\sigma} = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \quad \text{при } \sigma_{i \text{ ном}} \geq \sigma_T, \quad \sigma_i \geq \sigma_T \quad (8.11в)$$

$$\alpha_{\varepsilon} = \alpha_e^{\frac{2}{1+m}}$$

8.2.4 Упругий коэффициент концентрации α_e рассчитывается по формуле:

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{ie}}{\sigma_{ie \text{ ном}}} = \frac{\varepsilon_{ie}}{\varepsilon_{ie \text{ ном}}}, \quad (8.12)$$

где σ_{ie} и ε_{ie} – интенсивности упругих (условно-упругих) местных напряжений и деформаций в зоне «дефекта» (в нетто-сечении); $\sigma_{ie \text{ ном}}$ и $\varepsilon_{ie \text{ ном}}$ – интенсивности номинальных упругих (условно-упругих) напряжений и деформаций в трубе вне зоны влияния «дефекта».

3 Расчетная схема «Бездефектная труба»

3.1 Рассматривается труба с внутренним диаметром D и толщиной стенки δ (рис. 8.1).

3.2 Номинальные деформации $\varepsilon_{\theta \text{ ном}}$, $\varepsilon_{z \text{ ном}}$, $\varepsilon_{r \text{ ном}}$ рассчитываются по формулам (3а) с учетом того, что $\sigma_{r \text{ ном}} = 0$:

$$\varepsilon_{\theta \text{ ном}} = \sigma_{\theta \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + \sigma_{z \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right),$$

$$\varepsilon_{z \text{ ном}} = \sigma_{z \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + \sigma_{\theta \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \quad (8.13)$$

$$\varepsilon_{r \text{ ном}} = (\sigma_{\theta} + \sigma_z) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right),$$

где

$$\mu_p = \mu \quad \text{при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T,$$

$$\mu_p = \mu \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \quad \text{при } \sigma_{i \text{ ном}} \geq \sigma_T, \quad (8.14)$$

$$\sigma_{i \text{ ном}} = \sqrt{\sigma_{\theta \text{ ном}}^2 + \sigma_{z \text{ ном}}^2} - \sigma_{\theta \text{ ном}} \sigma_{z \text{ ном}}.$$

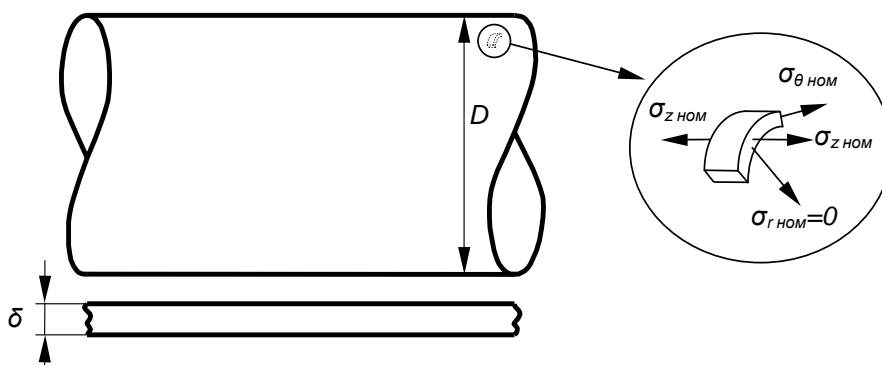


Рисунок. 8.1 Бездефектная труба

3.3 Расчеты проводятся для скорректированных с учетом деформирования размеров трубы δ_* и D_* :

$$\delta_* = \delta \exp(\varepsilon_{r \text{ ном}}), \quad D_* = D \exp(\varepsilon_{\theta \text{ ном}}). \quad (8.15)$$

3.4 Номинальные напряжения $\sigma_{\theta \text{ ном}}$, $\sigma_{z \text{ ном}}$ рассчитываются по формулам:

$$\sigma_{\theta \text{ ном}} = \frac{pD_*}{2\delta_*}, \quad \sigma_{z \text{ ном}} = c_{\text{пр}} \sigma_{\theta \text{ ном}}, \quad (8.16)$$

где $c_{\text{пр}} = \sigma_{\text{пр}} / \sigma_{\text{кц}}$ (значения $\sigma_{\text{пр}}$ и $\sigma_{\text{кц}}$ определены в п. 3.5).

3.5 В стенке трубы (вне зоны дефекта) действуют кольцевые $\sigma_{\text{кц}}$ и продольные $\sigma_{\text{пр}}$ напряжения, постоянные по толщине стенки. Радиальное напряжение, действующее по толщине стенки трубы, принимается равным нулю.

Напряжение $\sigma_{\text{кц}}$ рассчитывается по значению внутреннего давления: $\sigma_{\text{кц}} = \frac{pD}{2\delta}$,

где D – внутренний диаметр трубы: $D = D_n - 2\delta$.

Напряжение $\sigma_{\text{пр}}$ рассчитывается по значению напряжения $\sigma_{\text{кц}}$ в соответствии с таблицей 8.1

Таблица 8.1. Определение продольных напряжений $\sigma_{\text{пр}}$

Условия нагружения	$\sigma_{\text{пр}}$
при расположении дефекта на расстоянии менее $10D_n$ от границ гофра, при угловом положении центра дефекта относительно центра гофра в диапазоне $120 \dots 240$ градусов	$\sigma_{\text{пр}} = \sigma_{02}$
на участках упругого изгиба нефтепровода радиусом $R_{\text{изг}}$	$\sigma_{\text{пр}} = \nu_{\text{пр}} \sigma_{\text{кц}} + ED_n / (2R_{\text{изг}})$
на участках упругого изгиба, для которых не определен радиус $R_{\text{изг}}$	$\sigma_{\text{пр}} = \nu_{\text{пр}} \sigma_{\text{кц}} + E/2000$
в остальных случаях	$\sigma_{\text{пр}} = \nu_{\text{пр}} \sigma_{\text{кц}}$

Величина радиуса упругого изгиба $R_{\text{изг}}$ представляется в техническом задании на диагностику.

Значения коэффициента степени «защемления» участка $\nu_{\text{пр}}$:

$\nu_{\text{пр}} = 0.5$ для «свободного» участка (на участках водных переходов, в поймах рек, в болотах, слабонесущих грунтах и т.п.);

$\nu_{\text{пр}} = 0.4$ для «среднезащемленного» (в песчаных грунтах);

$\nu_{\text{пр}} = 0.3$ для «защемленного» (в плотных грунтах – глина, суглинок).

3.6 Система нелинейных алгебраических уравнений (8.13)-(8.16) для трубы с размерами D , δ , связывающая компоненты номинальных напряжений $\sigma_{\theta \text{ ном}}$, $\sigma_{z \text{ ном}}$ и деформаций $\varepsilon_{\theta \text{ ном}}$, $\varepsilon_{z \text{ ном}}$, $\varepsilon_{r \text{ ном}}$ с давлением p , решается численными методами с

использованием ЭВМ.

3.7 Результаты расчетов по схеме «Бездефектная труба» для трубы с размерами D, δ : номинальные деформации $\varepsilon_{\theta \text{ ном}}, \varepsilon_{z \text{ ном}}, \varepsilon_r \text{ ном}$ и номинальные напряжения $\sigma_{\theta \text{ ном}}, \sigma_{z \text{ ном}}$ в зависимости от давления p .

4 Расчетная схема «Объемный дефект»

4.1 Рассматривается объемный дефект в виде выемки длиной вдоль оси трубы L , шириной в кольцевом направлении W , глубиной H (рис. 8.2).

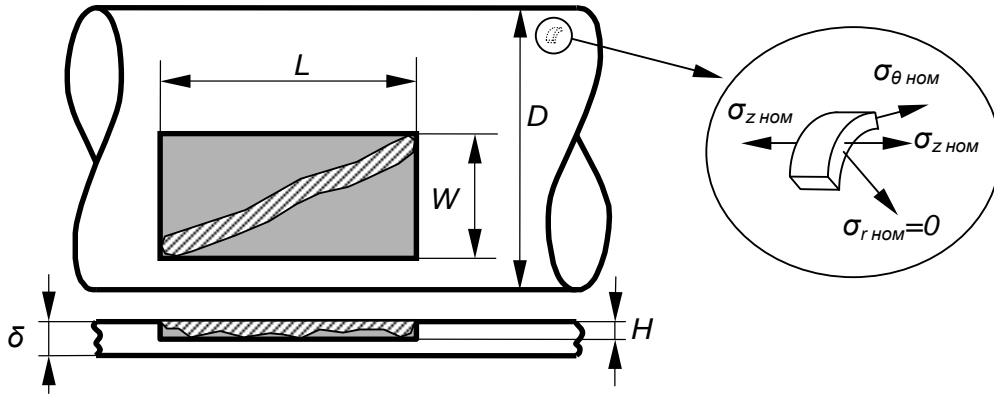


Рисунок 8.2. Объемный дефект

4.2 По расчетной схеме «Бездефектная труба» (п. 3) определяются номинальные напряжения $\sigma_{\theta \text{ ном}}$ и $\sigma_{z \text{ ном}}$, интенсивность номинальных напряжений $\sigma_{i \text{ ном}}$, номинальные деформации $\varepsilon_{\theta \text{ ном}}, \varepsilon_{z \text{ ном}}, \varepsilon_r \text{ ном}$.

Условно-упругие компоненты $\sigma_{\theta e \text{ нетто}}, \sigma_{ze \text{ нетто}}$ и интенсивность $\sigma_{ie \text{ нетто}}$ местных напряжений в ослабленном сечении (нетто-напряжения) определяются на основе обобщений численных расчетов по формулам в предположении $\sigma_{re \text{ нетто}} = 0$:

$$\sigma_{\theta e \text{ нетто}} = \sigma_{\theta \text{ ном}} \left\{ \frac{1 + \eta \alpha_0}{2\eta} + \frac{1 - \eta \alpha_0}{2\eta} \operatorname{th} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (\hat{L} + \eta\pi - \pi) \right] \right\},$$

$$\sigma_{ze \text{ нетто}} = \sigma_{z \text{ ном}} \left\{ \frac{\pi\eta + 2(1 - \eta)\sin\beta_*}{\eta[\pi - \beta_*(1 - \eta)]} + \frac{(\alpha_0 - 1)(\pi - \beta_*)}{\pi} \right\}, \quad (8.17)$$

$$\sigma_{ie \text{ нетто}} = \sqrt{\sigma_{\theta e \text{ нетто}}^2 + \sigma_{ze \text{ нетто}}^2 - \sigma_{\theta e \text{ нетто}} \sigma_{ze \text{ нетто}}},$$

где

$$\eta = \frac{\delta_{\text{нетто}*}}{\delta_*}, \quad \alpha_0 = 3 - 2^{\frac{3\eta-1}{2\eta}}, \quad \hat{L} = \frac{L_*}{\sqrt{0.5D_*\delta_{\text{осг}*}}}, \quad \beta_* = \frac{W_*}{D_*}, \quad (8.18)$$

4.3 Размеры трубы и объемного дефекта корректируются с учетом деформирования:

$$\delta_* = \delta \exp(\varepsilon_{r \text{ ном}}), \quad \delta_{\text{нетто}*} = (\delta - H) \exp(\varepsilon_{r \text{ нетто}}), \quad L_* = L \exp(\varepsilon_{z \text{ нетто}}), \quad (8.19)$$

$$D_* = D \exp(\varepsilon_{\theta \text{ ном}}) + \frac{W}{\pi} \exp(\varepsilon_{\theta \text{ нетто}} - \varepsilon_{\theta \text{ ном}}), \quad W_* = W \exp(\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}).$$

4.4 Рассчитывается упругий коэффициент концентрации α_e , характеризующий

повышение напряжений в нетто-сечении за счет уменьшения толщины стенки:

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{ie \text{ нетто}}}{\sigma_{i \text{ ном}}} \quad (8.20)$$

Рассчитывается коэффициент концентрации α_σ :

$$\alpha_\sigma = \alpha_e \quad \text{при} \quad \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \quad \sigma_{ie \text{ нетто}} \leq \sigma_T$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e^{1+m} \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} \quad \text{при} \quad \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \quad \sigma_{ie \text{ нетто}} \geq \sigma_T \quad (8.21)$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e^{1+m} \quad \text{при} \quad \sigma_{i \text{ ном}} \geq \sigma_T, \quad \sigma_{ie \text{ нетто}} \geq \sigma_T$$

4.5 Рассчитываются упруго-пластические компоненты местных напряжений σ_θ нетто, σ_z нетто, σ_r нетто:

$$\sigma_{\theta \text{ нетто}} = \sigma_{\theta \text{ ном}} \left(\frac{1-\gamma}{2} \alpha_\sigma + \frac{1+\gamma}{2} \alpha_e \right),$$

$$\sigma_{z \text{ нетто}} = \sigma_{z \text{ ном}} \alpha_e, \quad (8.22)$$

$$\sigma_{r \text{ нетто}} = 0,$$

где параметр γ определен на основе обобщений численных расчетов

$$\gamma = \text{th} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} \left(\frac{L_*}{\sqrt{0.5 D_* \delta_*}} - \pi \right) \right]. \quad (8.23)$$

4.6 Упруго-пластические компоненты местных деформаций ε_θ нетто, ε_z нетто, ε_r нетто рассчитываются по формулам (Н.3а) с учетом того, что σ_r нетто = 0:

$$\varepsilon_{\theta \text{ нетто}} = \sigma_{\theta \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + \sigma_{z \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right),$$

$$\varepsilon_{z \text{ нетто}} = \sigma_{z \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + \sigma_{\theta \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \quad (8.24)$$

$$\varepsilon_{r \text{ нетто}} = (\sigma_{\theta \text{ нетто}} + \sigma_{z \text{ нетто}}) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right),$$

где

$$\mu_p = \mu \quad \text{при} \quad \sigma_{i \text{ нетто}} \leq \sigma_T,$$

$$\mu_p = \mu \left(\frac{\sigma_{i \text{ нетто}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \quad \text{при} \quad \sigma_{i \text{ нетто}} \geq \sigma_T, \quad (8.25)$$

$$\sigma_{i \text{ нетто}} = \sqrt{\sigma_{\theta \text{ нетто}}^2 + \sigma_{z \text{ нетто}}^2 - \sigma_{\theta \text{ нетто}} \sigma_{z \text{ нетто}}}.$$

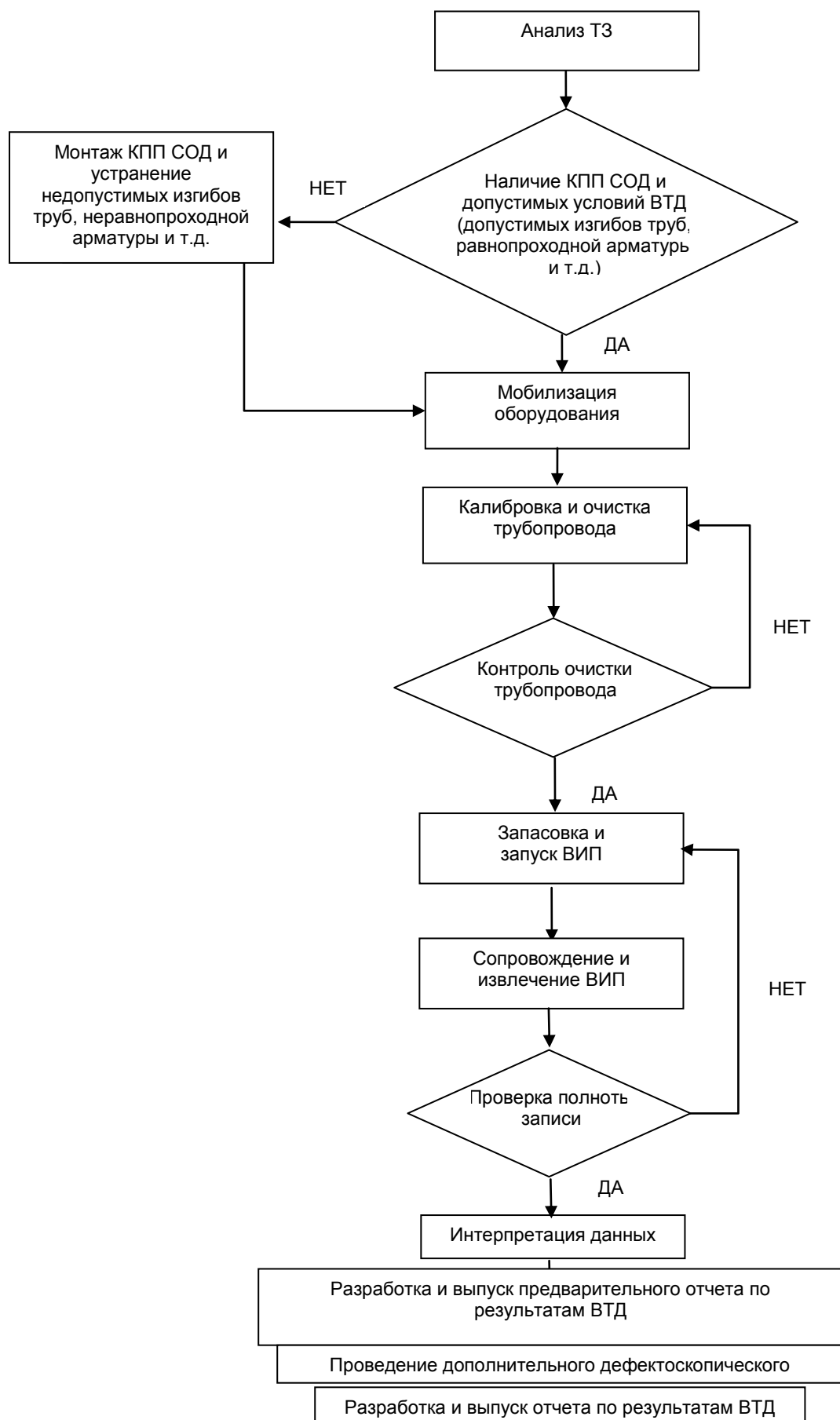
Значения ε_θ нетто, ε_z нетто, ε_r нетто используются для корректировки размеров трубы и дефекта в уравнении (8.19).

4.7 Система нелинейных алгебраических уравнений (8.13)-(8.16), (8.17)-(8.25) для трубы с размерами D , δ , связывающая компоненты местных напряжений σ_{θ} нетто, σ_z нетто и деформаций ε_{θ} нетто, ε_z нетто, ε_r нетто с давлением p и размерами дефекта L , W , H , решается численными методами с использованием ЭВМ.

4.8 Результаты расчетов по схеме «Объемный дефект» для трубы с размерами D , δ : местные деформации ε_{θ} нетто, ε_z нетто, ε_r нетто и напряжения σ_{θ} нетто, σ_z нетто в нетто-сечении, ослабленном дефектом, в зависимости от давления p и размеров дефекта L , W , H .

Приложение 9 (справочное)

Алгоритм выполнения работ по внутритрубной диагностике промышленного трубопровода



Приложение 10 (обязательное)**Методика определения срока и условий безопасной эксплуатации основного металла и сварных соединений труб с дефектами****1 Общие положения**

Настоящее приложение содержит расчетные методики определения срока эксплуатации трубопровода с дефектами по данным внутритрубной дефектоскопии и ДДК.

2 Нормативные ссылки

МР 125-02-95 «Правила составления расчётных схем и определение параметров нагруженности элементов конструкций с выявленными дефектами». НПО ЦНИИТМАШ. Москва, 1995 г.

3 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

аномалия: Дефект сварного стыка, для которого по данным ВИП не удалось однозначно установить тип.

вырыв (задир): Механическое локальное повреждение поверхности металла с уменьшением толщины стенки трубы, вызванное механическим воздействием.

глубина дефекта (Н): Наибольший размер дефекта в направлении толщины стенки трубы.

глубина залегания дефекта h: Минимальное расстояние от поверхности (внешней или внутренней) трубы до края дефекта.

дефект: Каждое отдельное несоответствие параметров (характеристик) трубопровода или его элемента требованиям нормативно-технической документации.

длина дефекта: Расстояние между наиболее удаленными точками дефекта.

долговечность: Способность конструкции сохранять работоспособное состояние в течение определенного времени.

непровар: Отсутствие сплошной металлической связи между свариваемыми поверхностями основного металла, возникшее вследствие отсутствия их расплавления.

несплавление: Разрыв между кромкой стыка и металлом шва или между поверхностями валиков сварного шва.

несплошность плоскостного типа: Трещина, непровар, несплавление – дефект в виде несплошности металла по сварному шву, классифицированный по данным ВИП как «несплошность плоскостного типа».

оценка технического состояния: Комплекс мероприятий, включающий техническую диагностику и определение срока безопасной эксплуатации элементов трубопровода с дефектами и трубопровода в целом.

подрез: Углубление на поверхности околшовной зоны по линии сплавления сварного шва с основным металлом.

потеря металла: Локальное уменьшение толщины металла элемента, вызванное коррозией, механическим повреждением или дефектом сварного шва.

пора: Полость округлой формы в сварном шве, заполненная газом.

прочность: Способность конструкции сопротивляться разрушению при воздействии нагрузок – характеризуется значениями нагрузок, приводящих к разрушению при заданной схеме нагружения.

расслоение (расслоение с выходом на поверхность): Внутреннее или выходящее на поверхность нарушение сплошности металла листовой конструкции в продольном и поперечном направлении, разделяющее металл на слои.

риска: Механическое повреждение поверхности металла с уменьшением толщины

стенки в виде узкого вытянутого углубления, образованное перемещавшимся по поверхности твердым телом.

смещение кромок: Несовпадение расположения одноименных поверхностей свариваемых (сваренных) деталей в стыковых сварных соединениях.

срок безопасной эксплуатации трубопровода: Срок эксплуатации трубопровода (в годах) на допустимых параметрах, установленных по результатам ОТС.

утяжина: Углубление на поверхности шва.

шлаковое включение: Полость в металле сварного шва, заполненная шлаком.

экспертная организация: Организация, проводящая оценку технического состояния трубопровода.

4 Термины и определения

В настоящем Приложении применяются следующие сокращения и обозначения:

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ОТС – оценка технического состояния;

D – внешний диаметр трубопровода;

r – внешний радиус трубопровода;

δ – толщина листа стенки вне зоны дефекта, мм;

L – длина дефекта, мм;

W – ширина дефекта, мм;

H – глубина дефекта, мм;

h – глубина залегания подповерхностного дефекта;

h_{\min} – глубина залегания середины дефекта от поверхности;

ΔH – поправка на глубину дефекта;

ρ – характерный размер металла, определяющий чувствительность материала к концентрации напряжений, мм;

$H_{\text{повр}}$ – глубина слоя металла на поверхности конструкции, поврежденного при механическом воздействии, мм. При расчете учитывается как поверхностная трещина глубиной $H_{\text{повр}}$;

γ – коэффициент, отражающий влияние толщины стенки и размеров дефекта на уровень локальных напряжений;

E – модуль упругости, МПа;

μ – упругий модуль сдвига, МПа;

ν – коэффициент Пуассона;

k – упругий модуль объемного расширения, МПа;

σ_{02} – условный предел текучести, МПа;

σ_B – предел прочности, МПа;

ψ – относительное сужение в шейке после разрыва образца;

m – коэффициент деформационного упрочнения;

σ_T – расчетный предел текучести, МПа;

ϵ_T – интенсивность деформаций, соответствующая расчетному пределу текучести;

Икорр – скорость роста коррозионного дефекта, мм/год;

σ_θ , σ_z , σ_r – кольцевые, продольные, радиальные напряжения;

α_e , α_σ , α_ϵ – упругий коэффициент концентрации напряжений, упруго-пластические коэффициенты концентрации напряжений и деформаций;

(ϵ)_e – упругие (условно-упругие) значения ($\sigma_{\theta e}$, σ_{ze} , σ_{re} и др.);

(ϵ)_{ном} – номинальные значения, рассчитанные для трубопровода вне зоны влияния дефекта ($\epsilon_{\theta \text{ ном}}$,

$\varepsilon_{z \text{ ном}}$, $\varepsilon_{r \text{ ном}}$ и др.);

$()_{\text{нетто}}$ – значения, рассчитанные для нетто-сечения стенки трубопровода, ослабленного дефектом ($\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{z \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{r \text{ нетто}}$ и др.);

$K_{V \text{ корр}}$ – коэффициент запаса по скорости роста коррозионного дефекта;

h_{min} – глубина залегания середины дефекта от поверхности;

$k_{\text{пр}}$ – коэффициент запаса по прочности;

T_i – срок безопасной эксплуатации элемента, конструкции с дефектом номер i .

$T_{L \text{ раб}}$ – срок между вводом в эксплуатацию данной конструкции (после строительства, ремонта) и технической диагностики.

$\delta 0$ – минимальная толщина конструкции трубопровода, определенная при диагностике;

t_{\square} – проектная толщина конструкции трубопровода.

5 Исходные данные

5.1 Исходными данными для определения срока и условий безопасной эксплуатации основного металла и сварных соединений трубопровода с дефектами являются:

5.1.1 Свойства металла согласно таблице 10.1.

Таблица 10.1. Механические характеристики стали

Характеристика			
E , МПа	2.06×10^5		
ν	0.28		
μ , МПа	80469		
k , МПа	156061		
	Марка стали		
	Ст.2, Ст.4, Ст.10, Ст.20, ВСтЗсп4, ВСтЗсп2, 20Г	09Г2С, 10Г2С (МК), 10Г2СД, 14ГС, 14ХГС, 14ГН, 15ГН, 15Г2С, 16ГН, 18Г2, 19Г, 19ГС, 19ГФ	17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 17Г2СФ, 16Г2У, 15ГСТЮ
σ_{02} , МПа	280	372	410
$\sigma_{\text{в}}$, МПа	400	537	578
ψ	0.50	0.48	0.54
m	0.130	0.137	0.132
σ_{T} , МПа	242	327	366
ε_{0u}	-0.5	-0.5	-0.5
ε_{iu}	0.130	0.137	0.132
ε_{0c}	0.0015	0.0022	0.0022
ε_{ic}	1.279	1.194	1.465
ρ , мм	0.25	0.17	0.21
n_N	1.9	1.9	2.0
$H_{\text{повр}}$, мм	0.25	0.17	0.21
$k_{\text{пр}}$	1.98	1.98	1.98
$K_{V \text{ корр}}$	1.9	1.9	1.9

5.1.2 Эксплуатационные данные на трубопровод:

- внешний диаметр трубопровода;
- проектная толщина стенки трубопровода;
- марка стали, из которой построен трубопровод.

5.1.3 Скорость коррозии конструкций трубопровода, определяемая с учетом применяемого защитного антикоррозионного покрытия и используемой системы ЭХЗ по формуле:

$$V_{\text{корр}} = \frac{t - \delta_0}{T_{i_раб}},$$

где

δ_0 – минимальная толщина конструкции, определенная при диагностике;

t – проектная толщина конструкции;

$T_{i_раб}$ – срок между вводом в эксплуатацию данной конструкции (после строительства, ремонта методом замены) и технической диагностикой.

5.1.4 Параметры дефектов металла и сварных соединений, выявленных при технической диагностике, в том числе:

- длина дефекта L ;
- ширина дефекта W ;
- глубина дефекта H ;
- глубина залегания подповерхностного дефекта h .

Для дефектов, обнаруженных по результатам ВИК, определяется длина, глубина и ширина дефекта.

Для дефектов, обнаруженных по результатам ВТД и ДДК, определяется длина, глубина дефекта и глубина залегания подповерхностного дефекта, ширина принимается равной 0.

При отсутствии данных об ориентации дефекта принимается, что дефект расположен так, чтобы его наибольший габаритный размер был перпендикулярен направлению действия максимальных растягивающих напряжений.

Дефекты, у которых не определены длина, глубина, ширина (по результатам ВИК) не подлежат расчету.

Для учета погрешностей используемых методов и средств дефектоскопии глубина дефектов, зафиксированная при обследовании, должна быть увеличена на значение погрешности измерений приборов.

5.1.5 Напряжения в конструкциях трубопровода в зоне расположения дефектов, рассчитываются согласно разделу 10 и приложению 7 настоящего документа (M-01.06.06-04).

6 Порядок выполнения расчета

6.1. Определение срока и условий безопасной эксплуатации основного металла и сварных соединений конструкций трубопровода с дефектами выполняется в следующем порядке в соответствии с таблицей 10.2.

Таблица 10.2 – Порядок определения срока и условий безопасной эксплуатации

Тип дефекта	Последовательность определения срока и условий безопасной эксплуатации
Дефект типа «потеря металла»	<p>Расчет предельной глубины дефекта выполняется в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - рассчитываются номинальные напряжения в зоне дефекта в соответствии с разделом 10 и Приложением 7 настоящего документа; - рассчитываются номинальные деформации в зоне дефекта в соответствии с п.9.1; - рассчитываются местные напряжения и деформации в соответствии с п.9.2. <p>Расчет на прочность и долговечность по п. 7 при скорости роста дефекта в глубину $V_{\text{корр}}$, определяемой по п.5.1.3.</p>

Дефект типа расслоение в основном металле или примыкающее к сварному шву	Расчет номинальных напряжений в зоне дефекта в соответствии с разделом 10 и Приложением 7 настоящего документа. Расчет номинальных деформаций в зоне дефекта в соответствии с п.9.1; Расчет местных напряжений и деформаций в соответствии с 9.2. Расчет локальных напряжений и деформаций в соответствии с 9.4. Расчет на прочность и долговечность по п. 7 при скорости роста дефекта в глубину $V_{корр}$, определяемой по п. 5.1.3.
Дефект сварного шва: несплошность плоскостного типа, непровар, несплавление, подрез	Расчет проводится для дефекта «трещина». Расчет номинальных напряжений в зоне дефекта в соответствии с разделом 10 и Приложением 7 настоящего документа. Расчет номинальных деформаций в зоне дефекта в соответствии с п.9.1; Расчет местных напряжений и деформаций в соответствии с п. 9.2. Расчет локальных напряжений и деформаций в соответствии с п. 9.3. Расчет на прочность и долговечность по п. 7 при скорости роста дефекта в глубину $V_{корр}$, определяемой по п. 5.1.3.
Смещение кромок сварного шва	Расчет проводится для поверхностной трещины с расчетной начальной глубиной равной нулю при толщине листа $\delta - H$. Расчет номинальных напряжений в зоне дефекта в соответствии с разделом 10 и Приложением 7 настоящего документа. Расчет номинальных деформаций в зоне дефекта в соответствии с п.9.1; Расчет местных напряжений и деформаций в соответствии с п. 9.2. Расчет локальных напряжений и деформаций в соответствии с п. 9.3. Расчет на прочность и долговечность по п. 7 при скорости роста дефекта в глубину $V_{корр}$, определяемой по п. 5.1.3.
Пора, шлаковое включение, утяжина	Расчет проводится для подповерхностной (поверхностной) трещины с расчетной начальной глубиной равной нулю при толщине листа $\delta - H$. Расчет номинальных напряжений в зоне дефекта в соответствии с разделом 10 и Приложением 7 настоящего документа. Расчет номинальных деформаций в зоне дефекта в соответствии с п.9.1; Расчет местных напряжений и деформаций в соответствии с п. 9.2. Расчет локальных напряжений и деформаций в соответствии с п. 9.3. Расчет на прочность и долговечность по п. 7 при скорости роста дефекта в глубину $V_{корр}$, определяемой по п. 5.1.3.
Механическое повреждение типа «риска», «задир», «вырыв», «аномалия»	Расчет проводится для поверхностной трещины с расчетной начальной глубиной равной $H_{повр}$ при толщине листа $\delta - H$. Расчет номинальных напряжений в зоне дефекта в соответствии с разделом 10 и Приложением 7 настоящего документа. Расчет номинальных деформаций в зоне дефекта в соответствии с п.9.1; Расчет местных напряжений и деформаций в соответствии с п. 9.2. Расчет локальных напряжений и деформаций в соответствии с п. 9.3. Расчет на прочность и долговечность по п. 7 при скорости роста дефекта в глубину $V_{корр}$, определяемой по п. 5.1.3.

7 Расчет на прочность и долговечность

7.1 Условием обеспечения прочности конструкции трубопровода с дефектом является выполнение двух следующих неравенств.

7.1.1 Предельная прочность:

$$\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon) = \frac{\varepsilon_i \cos \varphi_\varepsilon}{\varepsilon_{iu}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0u}} \leq 1. \quad (10.1)$$

10.7.1.2 Предельная пластичность:

$$\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0) = \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{ic}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0c}} \leq 1. \quad (10.2)$$

7.1.3 Коэффициенты ε_{iu} , ε_{0u} , ε_{ic} , ε_{0c} являются механическими характеристиками металла и принимаются в соответствии с таблицей 10.1.

7.1.4 Значения параметров ε_i (интенсивность деформаций), ε_0 (объемная деформация), ε_1 (максимальная деформация), φ_ε (угол подобия девиатора деформаций) определяются по компонентам местных и локальных деформаций, определенных в соответствии с п.9.

Местные деформации:

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{(\varepsilon_{\theta_{\text{нетто}}} - \varepsilon_{z_{\text{нетто}}})^2 + (\varepsilon_{z_{\text{нетто}}} - \varepsilon_{r_{\text{нетто}}})^2 + (\varepsilon_{r_{\text{нетто}}} - \varepsilon_{\theta_{\text{нетто}}})^2},$$

$$\varepsilon_0 = \frac{\varepsilon_{\theta_{\text{нетто}}} + \varepsilon_{z_{\text{нетто}}} + \varepsilon_{r_{\text{нетто}}}}{3}, \quad (10.3)$$

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_{\theta_{\text{нетто}}},$$

$$\varphi_\varepsilon = \arccos \frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_0}{\varepsilon_i}.$$

Локальные деформации:

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{(\varepsilon_{11} - \varepsilon_{22})^2 + (\varepsilon_{22} - \varepsilon_{33})^2 + (\varepsilon_{33} - \varepsilon_{11})^2 + 6\varepsilon_{32}^2},$$

$$\varepsilon_0 = \frac{\varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33}}{3}, \quad (10.4)$$

$$\varphi_\varepsilon = \arccos \frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_0}{\varepsilon_i}.$$

ε_1 – максимальный из корней уравнения:

$$\varepsilon_1^3 - (\varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33})\varepsilon_1^2 + (\varepsilon_{11}\varepsilon_{22} + \varepsilon_{22}\varepsilon_{33} + \varepsilon_{33}\varepsilon_{11} - \varepsilon_{12}^2 - \varepsilon_{32}^2 - \varepsilon_{31}^2)\varepsilon_1 - (\varepsilon_{11}\varepsilon_{22}\varepsilon_{33} + 2\varepsilon_{12}\varepsilon_{32}\varepsilon_{31} - \varepsilon_{11}\varepsilon_{23}^2 - \varepsilon_{22}\varepsilon_{31}^2 - \varepsilon_{33}\varepsilon_{12}^2) = 0$$

7.2 Расчет на долговечность проводится с учетом увеличения глубины дефекта в зависимости от времени.

7.2.1 Долговечность при наличии коррозионного дефекта потери металла определяется увеличением его глубины со скоростью $V_{\text{корр}}$, рассчитываемой в соответствии с п. 5.1.3. Также должна определяться долговечность при условии устранения дефектов по скорости $V_{\text{корр}}$, рассчитываемой в соответствии с п. 5.1.3.

7.2.2 Долговечность при наличии усталостной трещины определяется:

- для подповерхностных дефектов (до момента их выхода на поверхность): снижением толщины металла стенки в зоне дефекта вследствие общей коррозии $V_{\text{общ_корр}}$.

- для поверхностных дефектов: ростом глубины дефекта со скоростью коррозии $V_{\text{корр}}$.

7.3 Расчет на прочность заключается в определении минимального напряжения σ_f , при котором для местных или локальных деформаций выполняется любое из равенств (7.1), (7.2). Предельное напряжение $\sigma_{\text{пред}}$ определяется из условия:

$$\sigma_{\text{пред}} = \frac{\sigma_f(L, W, H, h_{\text{min}})}{k_{\text{пр}}}, \quad (10.6)$$

где $k_{\text{пр}}$ – коэффициент запаса по прочности.

При условии, что $\sigma_{\text{пред}} < \sigma_{\text{раб}}$ проводится пересчет давления.

7.4 Расчет на долговечность при заданном рабочем напряжении $\sigma_{\text{раб}}$, определенном в зависимости от давления, заключается в определении срока эксплуатации в годах t до выполнения условия и проводится по соотношению:

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sigma_f(L, W, H + \Delta H, h_{\text{min}})}{k_{\text{пр}}}, \quad (10.7)$$

$$N, T_i = \frac{\int_H^{H+\Delta H} \frac{dh}{V(L, W, h, h_{\text{min}}, \sigma_{\text{раб}})}}{k_v},$$

где $k_{\text{пр}}$ и k_v определяются согласно таблице 10.1.

ΔH определяется из условия

$$\sigma_f(L, W, H + \Delta H, h_{\text{min}}) = k_{\text{пр}} \cdot \sigma_{\text{раб}},$$

но не более, чем δ -Н.

Скорость коррозии $V(L, W, h, h_{\text{min}}, \sigma_{\text{раб}})$ принимается постоянной и определяется по п.5.1.3.

8 Оформление результатов расчета

8.1 Результаты расчета оформляются в соответствии с Приложением 11..

9. Методика определения напряжений и деформаций в зоне дефекта

9.1 Номинальные напряжения и деформации в зоне расположения дефекта определяются следующим образом.

9.1.1 Упругие напряжения (σ_z и σ_θ) определяются для фактической геометрии и размеров трубопровода на основании расчета напряжений в соответствии с разделом 10 и Приложением 7 настоящего документа.

При расчете номинальные напряжения в зоне расположения дефектов принимаются равными наибольшему из σ_z и σ_θ

$$\sigma_{\text{раб}} = \sigma_{z \text{ ном}} = \sigma_{\theta \text{ ном}} = \max \{ \sigma_\theta, \sigma_z \}$$

9.1.2 Интенсивность номинальных напряжений σ_i ном рассчитывается по формуле

$$\sigma_{i \text{ ном}} = \sqrt{\sigma_{\theta \text{ ном}}^2 + \sigma_{z \text{ ном}}^2 - \sigma_{\theta \text{ ном}} \sigma_{z \text{ ном}}}. \quad (10.9.1)$$

9.1.3 Расчет номинальных упругих деформаций ε_θ ном, ε_z ном, ε_r ном в зоне дефекта выполняется по формулам:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{\theta \text{ ном}} &= \sigma_{\theta \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu} \right) + \sigma_{z \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu} \right), \\ \varepsilon_{z \text{ ном}} &= \sigma_{z \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu} \right) + \sigma_{\theta \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu} \right), \\ \varepsilon_{r \text{ ном}} &= (\sigma_{\theta \text{ ном}} + \sigma_{z \text{ ном}}) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu} \right), \end{aligned} \quad (10.9.2)$$

где k – упругий модуль объемного расширения; μ – упругий модуль сдвига – определяемые согласно таблице 10.1.

Интенсивность номинальных упругих деформаций $\varepsilon_{i \text{ ном}}$ рассчитывается по формуле

$$\varepsilon_{i \text{ ном}} = \sigma_{i \text{ ном}} / 3\mu. \quad (10.9.3)$$

9.2 Местные напряжения и деформации в сечении, ослабленном дефектом, определяются из решения системы нелинейных уравнений.

9.2.1 Условно-упругие компоненты $\sigma_{\theta \text{ нетто}}$, $\sigma_{ze \text{ нетто}}$ ($\sigma_{re \text{ нетто}} = 0$) и интенсивность $\sigma_{ie \text{ нетто}}$ местных напряжений в ослабленном сечении (нетто-напряжения) рассчитываются по формулам:

$$\sigma_{\theta \text{ нетто}} = \sigma_{\theta \text{ ном}} \left\{ \frac{1 + \eta\alpha_0}{2\eta} + \frac{1 - \eta\alpha_0}{2\eta} \operatorname{th} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (\hat{L} + \eta\pi - \pi) \right] \right\},$$

$$\sigma_{ze \text{ нетто}} = \sigma_{z \text{ ном}} \left\{ \frac{\pi\eta + 2(1 - \eta)\sin \beta_*}{\eta[\pi - \beta_*(1 - \eta)]} + \frac{(\alpha_0 - 1)(\pi - \beta_*)}{\pi} \right\}, \quad (10.9.4)$$

$$\sigma_{ie \text{ нетто}} = \sqrt{\sigma_{\theta \text{ нетто}}^2 + \sigma_{ze \text{ нетто}}^2 - \sigma_{\theta \text{ нетто}} \sigma_{ze \text{ нетто}}},$$

где α_0 , η , \hat{L} , β_* – геометрические параметры дефекта и трубопровода.

9.2.2 Параметры α_0 , η , \hat{L} , β_* , $\delta_{\text{нетто}}$ рассчитываются по формулам (все размеры в мм):

$$\eta = \frac{\delta_{\text{нетто}}}{\delta}, \quad \alpha_0 = 3 - 2^{\frac{3\eta-1}{2\eta}}, \quad \hat{L} = \frac{\pi \cdot L}{24\delta_{\text{нетто}}}, \quad \beta_* = \frac{W}{D}, \quad (10.9.5)$$

$$\delta_{\text{нетто}} = \delta - H. \quad (10.9.6)$$

9.2.3 Упругий α_e и упруго-пластический α_σ коэффициенты концентрации, характеризующие повышение напряжений в нетто-сечении за счет уменьшения толщины стенки, рассчитываются по формулам:

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{ie \text{ нетто}}}{\sigma_{i \text{ ном}}}, \quad (10.9.7)$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e \quad \text{при} \quad \sigma_{ie \text{ нетто}} \leq \sigma_T,$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e^{1+m} \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} \quad \text{при} \quad \sigma_{ie \text{ нетто}} \geq \sigma_T. \quad (10.9.8)$$

9.2.4 Упруго-пластические компоненты местных напряжений $\sigma_{\theta \text{ нетто}}$, $\sigma_{z \text{ нетто}}$, $\sigma_r \text{ нетто}$ рассчитываются по формулам:

$$\sigma_{\theta \text{ нетто}} = \frac{\sigma_{\theta \text{ нетто}}}{\alpha_e} \left(\frac{1 - \gamma}{2} \alpha_\sigma + \frac{1 + \gamma}{2} \alpha_e \right),$$

$$\sigma_{z \text{ нетто}} = \sigma_{ze \text{ нетто}} \quad (10.9.9)$$

где

$$\gamma = \operatorname{th} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} \left(\frac{\pi \cdot L}{24\delta} - \pi \right) \right]. \quad (10.9.10)$$

9.2.5 Упруго-пластические компоненты местных деформаций $\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{z \text{ нетто}}$, $\varepsilon_r \text{ нетто}$ рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned}
\varepsilon_{\theta \text{ нетто}} &= \sigma_{\theta \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + \sigma_{z \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\
\varepsilon_{z \text{ нетто}} &= \sigma_{z \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + \sigma_{\theta \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\
\varepsilon_{r \text{ нетто}} &= (\sigma_{\theta \text{ нетто}} + \sigma_{z \text{ нетто}}) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right),
\end{aligned} \tag{10.9.11}$$

где

$$\begin{aligned}
\mu_p &= \mu \quad \text{при} \quad \sigma_{i \text{ нетто}} \leq \sigma_T, \\
\mu_p &= \mu \left(\frac{\sigma_{i \text{ нетто}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \quad \text{при} \quad \sigma_{i \text{ нетто}} \geq \sigma_T,
\end{aligned} \tag{10.9.12}$$

$$\sigma_{i \text{ нетто}} = \sqrt{\sigma_{\theta \text{ нетто}}^2 + \sigma_{z \text{ нетто}}^2 - \sigma_{\theta \text{ нетто}} \sigma_{z \text{ нетто}}}.$$

9.2.6 Система нелинейных алгебраических уравнений, определенных в п.п. 9.2.1 – 9.2.5, решается численными методами с использованием ЭВМ.

9.3 Локальные напряжения и деформации у вершины трещины определяются следующим образом.

9.3.1 Расчеты локальных напряжений и деформаций проводятся в локальной декартовой системе координат с началом в вершине трещины. Координатная ось 1 лежит в плоскости трещины и перпендикулярна ее фронту, ось 2 – перпендикулярна плоскости трещины, ось 3 направлена вдоль фронта трещины.

9.3.2 Должны быть определены компоненты номинальных и местных напряжений в локальной системе координат.

$$\begin{aligned}
\sigma_{22 \text{ ном}} &= \sigma_{z \text{ ном}} \sin^2 \beta + \sigma_{\theta \text{ ном}} \cos^2 \beta, \\
\sigma_{32 \text{ ном}} &= (\sigma_{z \text{ ном}} - \sigma_{\theta \text{ ном}}) \sin \beta \cos \beta.
\end{aligned} \tag{10.9.13}$$

$$\begin{aligned}
\sigma_{33 \text{ нетто}} &= \sigma_{z \text{ нетто}} \cos^2 \beta + \sigma_{\theta \text{ нетто}} \sin^2 \beta, \\
\sigma_{22 \text{ нетто}} &= \sigma_{z \text{ нетто}} \sin^2 \beta + \sigma_{\theta \text{ нетто}} \cos^2 \beta, \\
\sigma_{32 \text{ нетто}} &= (\sigma_{z \text{ нетто}} - \sigma_{\theta \text{ нетто}}) \sin \beta \cos \beta.
\end{aligned} \tag{10.9.14}$$

Угол $\beta = \arctg\left(\frac{W}{L}\right)$, при $\beta = 0^\circ$ трещина ориентирована в продольном направлении,

при $\beta = 90^\circ$ – в кольцевом направлении.

9.3.3 Значения номинальных напряжений $\sigma_{22 \text{ ном}}$ и $\sigma_{32 \text{ ном}}$ ($\sigma_{ij \text{ ном}}$) приводятся к сечению, ослабленному трещиной, и далее в формулах в качестве номинальных напряжений используются максимальные значения:

$$\sigma_{ij \text{ ном}}^* = \max \left(\sigma_{ij \text{ ном}}, \sigma_{ij \text{ нетто}} \frac{\delta - H}{\delta} \right). \tag{10.9.15}$$

9.3.4 Условно-упругие компоненты локальных напряжений σ_{ije} , рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned}\sigma_{22e} &= 1.15 \sigma_{22\text{НОМ}}^* \left(Y \sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1 \right) + \sigma_{22\text{нетто}}, \\ \sigma_{33e} &= 2\nu \sigma_{22\text{НОМ}}^* \left(Y \sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1 \right) + \sigma_{33\text{нетто}}, \\ \sigma_{11e} &= 0.85 \sigma_{22\text{НОМ}}^* \left(Y \sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1 \right), \\ \sigma_{32e} &= \sigma_{32\text{НОМ}}^* \left(Y \sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1 \right) + \sigma_{32\text{нетто}}.\end{aligned}\tag{10.9.16}$$

$$\sigma_{ie} = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{(\sigma_{11e} - \sigma_{22e})^2 + (\sigma_{22e} - \sigma_{33e})^2 + (\sigma_{33e} - \sigma_{11e})^2 + 6\sigma_{32e}^2}$$

Если в формулах (10.16)

$$\left(Y \sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1 \right) < 0,\tag{10.9.17}$$

то принимается:

$$\sigma_{ije} = \sigma_{ij\text{ нетто}}.\tag{10.9.18}$$

Значение Y определяется по Методическим рекомендациям МР 125-02-95[1]:

- для поверхностной трещины:

$$Y = \frac{1.128 - 0.463 \left(\frac{2H}{L_{\text{тр}}} \right)}{\left[1 - \left(0.89 - 0.57 \sqrt{\frac{2H}{L_{\text{тр}}}} \right)^3 \left(\frac{H}{\delta} \right)^{1.5} \right]^{3.25}},\tag{10.9.19}$$

- для подповерхностной трещины:

$$Y = \frac{1.0 - 0.37 \left(\frac{H}{L_{\text{тр}}} \right)}{\left[1 - \left(1 - 0.4 \frac{H}{L_{\text{тр}}} - \left(0.5 - \frac{h_{\text{min}}}{\delta} \right)^2 \right) \left(\frac{H}{2h_{\text{min}}} \right)^{1.8} \right]^{0.54}},\tag{10.9.20}$$

где $h_{\text{min}} = (h + H/2)$ - глубина залегания середины дефекта от поверхности.

Протяженность трещины $L_{\text{тр}}$:

$$L_{\text{тр}} = \sqrt{L^2 + W^2}.\tag{10.9.21}$$

9.3.5 Упругий α_e и упруго-пластический α_σ коэффициенты концентрации напряжений рассчитываются по формулам:

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{ie}}{\sigma_{i\text{нетто}}}, \quad (10.9.22)$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e \quad \text{при} \quad \sigma_{i\text{нетто}} \leq \sigma_T, \quad \sigma_{ie} \leq \sigma_T$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \left(\frac{\sigma_{i\text{нетто}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} \quad \text{при} \quad \sigma_{i\text{нетто}} \leq \sigma_T, \quad \sigma_{ie} \geq \sigma_T \quad (10.9.23)$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \quad \text{при} \quad \sigma_{i\text{нетто}} \geq \sigma_T, \quad \sigma_{ie} \geq \sigma_T$$

9.3.6 Упруго-пластические компоненты локальных напряжений σ_{ij} рассчитываются по формулам:

$$\sigma_{22} = \sigma_{22e} \left(\frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e} \right), \quad \sigma_{33} = \sigma_{33e} \left(\frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e} \right), \quad \sigma_{11} = \sigma_{11e} \left(\frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e} \right), \quad \sigma_{32} = \sigma_{32e} \left(\frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e} \right). \quad (10.9.24)$$

9.3.7 Упруго-пластические компоненты локальных деформаций ε_{ij} рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{11} &= \sigma_{11} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_{22} + \sigma_{33}) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\ \varepsilon_{22} &= \sigma_{22} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_{33} + \sigma_{11}) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\ \varepsilon_{33} &= \sigma_{33} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_{11} + \sigma_{22}) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\ \varepsilon_{32} &= \frac{\sigma_{32}}{2\mu_p}, \end{aligned} \quad (10.9.25)$$

Остальные компоненты упруго-пластических деформаций равны

0.

где

$$\mu_p = \mu \quad \text{при} \quad \sigma_i \leq \sigma_T,$$

$$\mu_p = \mu \left(\frac{\sigma_i}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \quad \text{при} \quad \sigma_i \geq \sigma_T, \quad (10.9.26)$$

$$\sigma_i = \sigma_{i\text{нетто}} \alpha_\sigma.$$

9.3.8 Если для подповерхностной трещины глубиной $H_{пп} = H$ выполняется условие $h_{\min} < 0.1\delta + H_{пп}/2$, то расчет ведется для поверхностной трещины глубиной $H = h_{\min} + H_{пп}/2$.

9.4 Локальные напряжения и деформации у вершины расслоения определяются следующим образом.

9.4.1 Расчеты локальных напряжений и деформаций проводятся в локальной декартовой системе координат с началом в вершине расслоения. Координатная ось 1 лежит в плоскости расслоения и перпендикулярна его фронту, ось 2 – перпендикулярна плоскости расслоения, ось 3 направлена вдоль фронта расслоения.

9.4.2 Должны быть определены компоненты номинальных и местных напряжений в локальной системе координат.

$$\begin{aligned}
\sigma_{33\text{НОМ}} &= \sigma_{z\text{НОМ}}, \\
\sigma_{22\text{НОМ}} &= \sigma_{\theta\text{НОМ}} \sin^2 \beta, \\
\sigma_{11\text{НОМ}} &= \sigma_{\theta\text{НОМ}} \cos^2 \beta \\
\sigma_{12\text{НОМ}} &= \sigma_{\theta\text{НОМ}} \sin \beta \cos \beta + \tau_{\text{ШОВ}}.
\end{aligned}
\tag{10.9.27}$$

$$\begin{aligned}
\sigma_{33\text{НЕТТО}} &= \sigma_{z\text{НЕТТО}}, \\
\sigma_{22\text{НЕТТО}} &= \sigma_{\theta\text{НЕТТО}} \sin^2 \beta, \\
\sigma_{11\text{НЕТТО}} &= \sigma_{\theta\text{НЕТТО}} \cos^2 \beta.
\end{aligned}
\tag{10.9.28}$$

$$\sigma_{12\text{НЕТТО}} = \sigma_{12\text{НОМ}} \frac{\delta}{\delta - H}.$$

Примыкание расслоения к сварному шву учитывается добавлением в напряжения $\sigma_{12\text{НОМ}}$, нагружающие расслоение, касательных напряжений $\tau_{\text{ШОВ}}$. Касательные напряжения от наличия шва $\tau_{\text{ШОВ}}$ определяются по формуле:

$$\tau_{\text{ШОВ}} = 0.0143\sigma_{\text{В}}. \tag{10.9.29}$$

Угол $\beta = \arctg\left(\frac{H}{W}\right)$, при $\beta = 0^\circ$ расслоение расположено в плоскости листа.

Протяженность расслоения: $L_p = \sqrt{W^2 + H^2}$.

9.4.3 Значения номинальных напряжений $\sigma_{22\text{НОМ}}$ и $\sigma_{12\text{НОМ}}$ ($\sigma_{ij\text{НОМ}}$) приводятся к сечению, ослабленному расслоением:

$$\sigma_{ij\text{НОМ}}^* = \max\left(\sigma_{ij\text{НОМ}}, \sigma_{ij\text{НЕТТО}} \frac{\delta - H}{\delta}\right). \tag{10.9.30}$$

Рассчитывается эффективное значение напряжения $\sigma_{22\text{НОМ}}^{\text{eff}}$:

при $\sigma_{22\text{НОМ}}^* / \sigma_{12\text{НОМ}}^* \geq 0.466$,

$$\sigma_{22\text{НОМ}}^{\text{eff}} = \frac{\left(2\sigma_{22\text{НОМ}}^* + 6\sqrt{(\sigma_{22\text{НОМ}}^*)^2 + 8(\sigma_{12\text{НОМ}}^*)^2}\right)}{8} \cdot \left(\frac{(\sigma_{22\text{НОМ}}^*)^2 + 12(\sigma_{12\text{НОМ}}^*)^2 + \sigma_{22\text{НОМ}}^* \sqrt{(\sigma_{22\text{НОМ}}^*)^2 + 8(\sigma_{12\text{НОМ}}^*)^2}}{2(\sigma_{22\text{НОМ}}^*)^2 + 18(\sigma_{12\text{НОМ}}^*)^2}\right)^{3/2},
\tag{10.9.31}$$

при $\sigma_{22\text{НОМ}}^* / \sigma_{12\text{НОМ}}^* < 0.466$

$$\sigma_{22\text{НОМ}}^{\text{eff}} = \sigma_{12\text{НОМ}}^* / 0.7,$$

9.4.4 Условно-упругие компоненты локальных напряжений σ_{ije} , рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned}
\sigma_{22e} &= 1.15 \sigma_{22\text{НОМ}}^{\text{eff}} \left(Y \sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1\right) + \sigma_{22\text{НЕТТО}}, \\
\sigma_{33e} &= 2\nu \sigma_{22\text{НОМ}}^{\text{eff}} \left(Y \sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1\right) + \sigma_{33\text{НЕТТО}}, \\
\sigma_{11e} &= 0.85 \sigma_{22\text{НОМ}}^{\text{eff}} \left(Y \sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1\right) + \sigma_{11\text{НЕТТО}}.
\end{aligned}
\tag{10.9.32}$$

$$\sigma_{ie} = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{(\sigma_{11e} - \sigma_{22e})^2 + (\sigma_{22e} - \sigma_{33e})^2 + (\sigma_{33e} - \sigma_{11e})^2}$$

Если в формулах

$$\left(Y \sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1 \right) < 0, \quad (10.9.33)$$

то принимается:

$$\sigma_{ije} = \sigma_{ij \text{ нетто}}. \quad (10.9.34)$$

Значение Y определяется по Методическим рекомендациям МР 125-02-95 [1]:

- для расслоения, не выходящего на поверхность

$$Y = \frac{1.0 - 0.37 \left(\frac{L_p}{L} \right)}{\left[1 - \left(1 - 0.4 \frac{L_p}{L} - \left(0.5 - \frac{h_{\min}}{\delta} \right)^2 \right) \left(\frac{H}{2h_{\min}} \right)^{1.8} \right]^{0.54}}, \quad (10.9.35)$$

где $h_{\min} = (h + H/2)$.

- для расслоения, выходящего на поверхность

$$Y = \frac{1.128 - 0.463 \left(\frac{2L_p}{L} \right)}{\left[1 - \left(0.89 - 0.57 \sqrt{\frac{2L_p}{L}} \right)^3 \left(\frac{H}{\delta} \right)^{1.5} \right]^{3.25}}. \quad (10.9.36)$$

9.4.5 Упругий α_e и упруго-пластический α_σ коэффициенты концентрации напряжений рассчитываются по формулам:

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{ie}}{\sigma_{i \text{ нетто}}}, \quad (10.9.37)$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e \quad \text{при} \quad \sigma_{i \text{ нетто}} \leq \sigma_T, \quad \sigma_{ie} \leq \sigma_T$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \left(\frac{\sigma_{i \text{ нетто}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} \quad \text{при} \quad \sigma_{i \text{ нетто}} \leq \sigma_T, \quad \sigma_{ie} \geq \sigma_T \quad (10.9.38)$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \quad \text{при} \quad \sigma_{i \text{ нетто}} \geq \sigma_T, \quad \sigma_{ie} \geq \sigma_T$$

9.4.6 Упруго-пластические компоненты локальных напряжений σ_{ij} рассчитываются по формулам:

$$\sigma_{22} = \sigma_{22e} \left(\frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e} \right), \quad \sigma_{33} = \sigma_{33e} \left(\frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e} \right), \quad \sigma_{11} = \sigma_{11e} \left(\frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e} \right). \quad (10.9.39)$$

9.4.7 Упруго-пластические компоненты локальных деформаций ε_{ij} рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned}
 \varepsilon_{11} &= \sigma_{11} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_{22} + \sigma_{33}) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\
 \varepsilon_{22} &= \sigma_{22} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_{33} + \sigma_{11}) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\
 \varepsilon_{33} &= \sigma_{33} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_{11} + \sigma_{22}) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right),
 \end{aligned}
 \tag{10.9.40}$$

Остальные компоненты упруго-пластических деформаций равны 0.

где

$$\mu_p = \mu \quad \text{при} \quad \sigma_i \leq \sigma_T,$$

$$\mu_p = \mu \left(\frac{\sigma_i}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \quad \text{при} \quad \sigma_i \geq \sigma_T, \tag{10.9.41}$$

$$\sigma_i = \sigma_{i \text{ нетто}} \alpha_\sigma.$$

9.4.8 Если для расслоения, не выходящего на поверхность, глубиной $H_p = H$ выполняется условие $h \min < 0.1\delta + H_p/2$, то расчет ведется для расслоения с выходом на поверхность глубиной $H = h \min + H_p/2$.

Приложение 11 (обязательное)
Форма представления результатов расчёта сроков безопасной
эксплуатации трубопровода

Таблица 13.1

№ п/п	Исходные данные								Расчетные данные	
	Наименование конструкции (элемента)	Номер дефекта в дефектной ведомости	Наименование дефекта	Параметры дефекта	Расположение дефекта	Кольцевые напряжения (σ_θ), действующие в зоне дефекта, МПа	Продольные напряжения (σ_z), действующие в зоне дефекта, МПа	Толщина стенки, мм проект/действительная	Требуется ограничение давления (если да, то допустимый уровень давления)	Срок эксплуатации, лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

**Приложение 12 (справочное)
Рекомендуемое содержание и форма договора по ВТД**

ДОГОВОР №

От "___" _____ 201_ года

**о выполнении работ по внутритрубной диагностике
промышленного трубопровода**

_____, именуемое в дальнейшем
(наименование Заказчика)

"ЗАКАЗЧИК", в лице _____,
(должность, фамилия, имя, отчество руководителя)

действующего на основании _____, с одной стороны, и
_____, именуемое в дальнейшем

(наименование Подрядной организации)

"ПОДРЯДЧИК", в лице _____,
(должность, фамилия, имя, отчество руководителя)

действующего на основании _____, с другой стороны, совместно именуемые
в дальнейшем «Стороны», заключили настоящий договор (далее по тексту «Договор») о
нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА.

"ЗАКАЗЧИК" поручает, а "ПОДРЯДЧИК" выполняет работы по внутритрубной
диагностике _____ по _____ объекту
« _____ »

(наименование объекта)

(инв. № _____), диаметром _____ мм, протяженностью _____ км, для нужд
_____, (далее «Работы»).

(наименование владельца)

Объем, содержание и сроки проведения Работ определяются Техническим заданием
(Приложение 1) и Календарным планом (Приложение 2), являющимися неотъемлемыми
частями настоящего Договора.

2. СТОИМОСТЬ И ОБЪЕМ РАБОТ ПО ДОГОВОРУ.

2.1. Сумма настоящего договора определяется Протоколом согласования договорной
цены (Приложение3), являющимся неотъемлемой частью настоящего договора, является
твердой на весь срок действия договора, если стороны в период исполнения договорных
условий письменно не примут решения об изменении первоначальной цены и составляет:

(_____),

(сумма прописью)

в _____ том _____ числе _____ НДС _____ 18%
(_____).

(сумма прописью)

2.2. Оплата выполненных работ производится Заказчиком в течение ____ (____) дней с момента получения акта выполненных работ, аттестационных документов, и счета – фактуры в оригинале. Счет - фактура должна быть оформлена в соответствии с требованиями ст. 169 Налогового кодекса РФ. При этом полномочия лиц, подписавших счет-фактуру, должны быть удостоверены соответствующим документом (приказом или доверенностью), копия которого должна быть приложена к выставленному счету-фактуре.

Неисполнение Подрядчиком обязательств, установленных для него настоящим пунктом, считается просрочкой кредитора.

2.3. Стоимость Договора не учитывает следующие позиции, которые должны быть обеспечены Заказчиком за свой счет:

а) подготовка трубопровода и камер пуска /приема для проведения инспекции;

б) все местные транспортные расходы по мобилизации персонала и оборудования от базы до точки запуска в трубопровод, во время проведения обследования и после его окончания;

в) совместная работа Заказчика и Подрядчика по запасовке и выемке из камеры снарядов на месте выполнения Работ;

г) утилизация отходов, извлеченных из трубопровода в результате работ по очистке, калибровке и обследованию трубопровода;

д) соответствующее грузоподъемное оборудование (вес снаряда плюс поддон) в точке мобилизации и в период выполнения работ в полевых условиях.

2.4.Дополнительные прогоны снаряда, необходимость в которых возникла по вине одной из Сторон, проводятся за счёт Стороны, по вине которой возникла эта необходимость. При этом Подрядчик должен получить компенсацию за дополнительные прогоны снаряда, которые произошли не по вине Подрядчика, на основании заключенного Сторонами дополнительного соглашения.

3. СРОКИ ДЕЙСТВИЯ ДОГОВОРА И ВЫПОЛНЕНИЕ ЭТАПОВ РАБОТ.

3.1. НАЧАЛО действия договора: с момента заключения Договора Сторонами.

3.2. ОКОНЧАНИЕ действия договора: __.__. 201__ года.

3.3. Конкретные даты выполнения этапов Работ по настоящему Договору согласовываются "ЗАКАЗЧИКОМ" и "ПОДРЯДЧИКОМ" в оперативном порядке. Начало полевых работ в течение месяца после подписания Договора, точная дата начала Работ определяется по письму- приглашению Заказчика, которое должно быть выслано не менее чем за 10 (Десять) дней до начала Работ и быть письменно подтверждено «ПОДРЯДЧИКОМ».

4. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА СТОРОН

4.1. Для выполнения работ по настоящему Договору Подрядчик в счет стоимости, предусмотренной пунктом 2.1. обязан:

4.1.1. Разработать и согласовать с Заказчиком Программу проведения работ при диагностировании промыслового трубопровода.

4.1.2. Обеспечить своевременную доставку оборудования для внутритрубного диагностирования к месту проведения работ, а также установку магнитных или наземных маркеров ВМ 6 и очистку внутритрубных снарядов после их пропуски.

4.1.3. Обеспечить страховку персонала Подрядчика, их проживание, питание,

автотранспортное обслуживание и средствами связи, в т.ч. спутниковой, при проведении работ по настоящему Договору.

4.1.4. Организовать страхование ответственности за нанесение ущерба третьим лицам при проведении внутритрубной диагностики трубопроводов на сумму _____ (_____)

прописью

4.1.5. Выполнить диагностические работы в соответствии с «Техническим заданием» (Приложение 1).

4.1.6. По результатам диагностических работ предоставить Заказчику отчетную документацию согласно «Техническому заданию» (Приложение 1) по всем дефектам больше 10% потери металла стенки трубопровода с указанием длины, ширины, глубины и подробным ручным анализом наиболее тяжелых дефектов для каждого участка, а также графическим изображением сигналов, цветным C-Scan и серым рельефным графиком для каждого заявленного дефекта на бумажном носителе и в электронном виде (Программное обеспечение для трубопроводов).

4.1.7. Поставить Заказчику отчетные материалы по проведенным работам согласно настоящему Договору в ___ экземплярах на бумажном носителе и в ___ электронных копиях с программной оболочкой, позволяющей Заказчику читать и пользоваться предоставленными электронными материалами.

4.1.8. Оказать Заказчику помощь (если потребуется) при проведении контрольных шурфовок в виде выноса на местность координат участков трубопроводов с наиболее характерными из зарегистрированных дефектов по каждому трубопроводу, подлежащему диагностированию согласно ТЗ.

4.1.9. В случае застревания внутритрубного снаряда в полости трубопровода определить место застревания.

4.1.10. На основании результатов профилометрии трубопровода, выдать Заказчику в течение 3 рабочих дней экспресс-отчет с указанием точек имеющих уменьшенное проходное сечение на заранее согласованном уровне, а также таблицу с указанием точек-ориентиров.

4.1.11. На основании результатов внутритрубного диагностирования, экспертизы проектной, эксплуатационно-технической и прочей документации на трубопровод, выдать Заказчику в течение 20 рабочих дней «Предварительное заключение» с указанием дефектов, не допускающих дальнейшую эксплуатацию трубопровода.

4.1.12. Окончательное Заключение внутритрубного обследования промышленного трубопровода, оформленное согласно правилам ПБ 03-246-98, выдать Заказчику в течении 45 рабочих дней, а также разработать рекомендации по дальнейшей эксплуатации трубопроводов.

4.1.13. При обнаружении непригодности трубопроводов к проведению диагностирования, а также выяснения невозможности или нецелесообразности дальнейшего проведения работ немедленно предупредить представителя Заказчика и до получения указаний приостановить работу. В этом случае стороны должны в пятидневный срок рассмотреть вопрос о целесообразности и направлениях дальнейшего продолжения работы.

4.1.14. Контролировать прохождение внутритрубных приборов от камер пуска до камер приема.

4.1.15. В случае обнаружения упущений в работе или некачественно выполненных работ Подрядчиком, Подрядчик обязан устранить упущения в согласованный с Заказчиком срок без увеличения стоимости работ.

4.1.16. Обеспечить сохранность оборудования на период проведения работ на объекте, кроме времени нахождения поршней и диагностического снаряда внутри камер пуска-приема и трубопровода.

4.1.17. Информировать Заказчика о местонахождении поршней и диагностического снаряда во время прохождения их внутри трубы.

4.1.18. При возникновении нештатных ситуаций во время проведения полевых работ на объекте по пропуску внутритрубных приборов оперативно информировать Заказчика.

4.2. Для выполнения работ по настоящему Договору Заказчик обязан:

4.2.1. В соответствии со сроками, указанными в «Плане – графике диагностирования» (Приложение 2), выполнить в полном объеме, в соответствии с нормативно-технической документацией и с учетом специфики выполнения Подрядчиком работ, подготовку объектов к диагностированию.

4.2.2. Предоставить информацию по камерам приема и запуска по формам, прилагаемым к «Техническому заданию» (Приложение 1).

4.2.3. Обеспечить контроль ситуации на трубопроводе в течение всего времени проведения пропуска внутритрубных снарядов, и скоростные режимы (в рамках технических характеристик соответствующих снарядов) Подрядчика, не допускать незапланированных остановок и изменений скоростей потока продукта в трубе во время пропуска. Подрядчик не несет ответственности за несоблюдение скоростного режима, которое может привести к ухудшению или частичной потере данных.

4.2.4. Устранить за свой счет препятствия (в случае их наличия), мешающие пропуску внутритрубных снарядов (инородные предметы в полости трубопровода, неисправные задвижки, не соответствующие спецификации на внутритрубные снаряды углы поворота трубопровода и т.д.).

4.2.5. В случае неготовности объекта к диагностированию, сообщить Подрядчику по указанным в договоре реквизитам не позднее, чем за 30 рабочих дней до предполагаемой даты начала работ по согласованному «Плану - графику диагностирования» (Приложение 2).

4.2.6. Произвести запасовку и пуск, пропуск, прием и выемку очистных поршней и инспекционных снарядов под руководством представителя Подрядчика.

4.2.7. Обеспечить работы на камерах приема-пуска в процессе проведения внутритрубного обследования грузоподъемными механизмами для выполнения погрузки-разгрузки оборудования Подрядчика, а также необходимым количеством вспомогательного персонала из числа лиц, обученных и допущенных к работам на камерах приема-пуска и линейных задвижках.

4.2.8. Осуществить вывоз и утилизацию любого типа загрязнений, извлеченных из трубопровода в результате пропуска внутритрубных снарядов.

4.2.9. Обеспечить полное открытие линейных задвижек на обследуемом участке трубопровода на все время пропуска инспекционных снарядов, а также принять меры для исключения ситуации, когда какая-либо линейная задвижка во время пропуска может быть прикрыта самопроизвольно, действиями персонала Сторон или посторонних лиц.

4.2.10. Обеспечить контроль боковых потоков, в т.ч. на предмет выброса загрязнений в трубопровод в период проведения обследования. На все время пропуска очистных поршней и инспекционных снарядов должны быть полностью закрыты задвижки на резервных нитках.

4.2.11. Информировать Подрядчика об изменении локальных нормативных актов Заказчика по промышленной, экологической безопасности и охране труда, имеющих отношение к выполнению Подрядчиком работ по Договору, и направлять ему копию этих изменений.

5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

5.1. Ответственность Подрядчика:

5.1.1. За техническую исправность внутритрубного оборудования, а также за неправильные действия своего персонала, приведшие к ситуации, когда представленные данные оказались неверными или недостаточными. В этом случае дополнительные работы осуществляются за счет средств Подрядчика до полного выполнения условий настоящего Договора.

5.1.2. За неверно обработанные и интерпретированные данные в предоставленном Заказчику отчете.

5.1.3. За халатные или преднамеренные действия своего персонала, приведшие к финансовым потерям Заказчика. Подрядчик покрывает эти расходы в размере, установленном в договорном или судебном порядке.

5.1.4. За несоблюдение правил техники безопасности при выполнении всех работ на трубопроводе своими работниками.

5.2. Ответственность Заказчика:

5.2.1. За несоблюдение правил техники безопасности при выполнении работ на трубопроводе своими работниками, а также за все действия своего персонала по запасовке, пуску, сопровождению снаряда. Персонал, задействованный в перечисленных выше работах, должен постоянно находиться под контролем и руководством ответственного Представителя Заказчика;

5.2.2. За случаи порчи и хищения имущества Подрядчика, произошедшие на охраняемой территории Заказчика и сданные ему на временное хранение в установленном порядке, если они не связаны с действиями персонала Подрядчика и доказана вина Заказчика, стоимость утраченного в результате этих случаев имущества Подрядчика возмещается Заказчиком;

5.2.3. За выполнение условий диагностических работ (соответствие режима перекачки продукта заданному, исправность линейных крановых узлов, камер запуска или приема). При невыполнении этих условий и получении некачественных данных Подрядчик не несет ответственности за качество предоставляемой информации по результатам обследования.

5.3. Совместная ответственность Сторон:

5.3.1. Каждый случай повреждения, отказа внутритрубного снаряда, застревания его в трубопроводе, а также простоя бригады Подрядчика, расследуется Сторонами и оформляется двусторонним актом, подписанном полномочными представителями Сторон. Возмещение затрат производится виновной Стороной.

5.3.2. За неисполнение или ненадлежащее исполнение взятых на себя обязательств, Стороны несут ответственность в порядке определенном законодательством и настоящим Договором.

5.3.3. За нарушение Подрядчиком сроков выполнения Работ Заказчик вправе взыскать с него неустойку в размере 0,1% (Ноль один процент) от стоимости объема невыполненных работ, за каждый день просрочки, но не более 10% (Десяти процентов) от стоимости Работ в целом по Договору.

5.3.4. За задержку платежей Подрядчик имеет право предъявить Заказчику неустойку в размере, определяемом в соответствии с правилами, установленными ст. 395 ГК РФ, но не более 10% (Десяти процентов) от стоимости Работ в целом по Договору.

5.3.5. Стороны вправе не предъявлять друг другу штрафные санкции, за нарушение договорных обязательств. Учет указанных сумм производится при условии предъявления

претензии и признания их другой Стороной, либо на основании решения суда вступившего в законную силу.

6. ПОРЯДОК РАЗРЕШЕНИЯ СПОРОВ.

6.1. Все споры по настоящему Договору решаются путем переговоров с обязательным соблюдением досудебного урегулирования путем предъявления претензий. В случае не достижения согласия между сторонами, спор решается в Арбитражном суде.

7. СРОКИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ.

7.1. Все виды Работ выполняются в строгом соответствии с разработанным и утвержденным Заказчиком планом-графиком обследования трубопроводов.

7.2. В исключительных случаях, в связи с производственной необходимостью, по согласованию сторон допускаются отклонения от утвержденного план-графика.

7.3. Экспресс анализ по диагностическому обследованию участка трубопровода предоставляется Заказчику в течение 3 (трех) суток после прогонов внутритрубных приборов-дефектоскопов.

7.4. Предварительное заключение с указанием дефектов, не допускающих дальнейшую эксплуатацию трубопровода, на основании результатов внутритрубного диагностирования, экспертизы проектной, эксплуатационно-технической и прочей документации на трубопровод предоставляется Заказчику в течение 20 рабочих дней

7.5. Полная обработка результатов внутритрубной дефектоскопии, после их поступления с места производства работ, производится на базе Подрядчика и выдается Заказчику в виде окончательного отчета в течение 45 (сорока пяти) рабочих дней после поступления данных обследования на базу Подрядчика.

8. СОБСТВЕННОСТЬ И КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ ИНФОРМАЦИИ.

8.1. Оборудование и соответствующая документация к нему, поступившее к Заказчику от Подрядчика в связи с проведением работ по данному договору, являются собственностью Подрядчика. Заказчик обязуется сохранять конфиденциальность относительно любой информации об оборудовании Подрядчика.

8.2. Заказчик является собственником подготовленных Подрядчиком материалов. Подрядчик обязуется не передавать информацию по результатам Работ сторонним организациям без письменного разрешения Заказчика. Подрядчик передает Заказчику ___ экземпляра окончательного отчета на бумажном носителе, ___ экземпляра отчета на электронном носителе информации (лазерный диск).

8.3. Обязательства по конфиденциальности информации распространяются и на привлекаемых третьих лиц. Обязательства по конфиденциальности, наложенные настоящим договором, не распространяются на общедоступную информацию. Обязательства по конфиденциальности информации остаются в силе после прекращения действия настоящего договора.

9. ФОРС-МАЖОР.

9.1. Стороны освобождаются от своих обязательств по настоящему Договору полностью или частично в связи с наступлением форс-мажорных обстоятельств

(пожаров, наводнений, землетрясений и иных явлений природы или других обстоятельств, которые стороны не могли предвидеть и предотвратить). О наступлении и окончании обстоятельств непреодолимой силы Стороны обязаны незамедлительно уведомить друг друга, в противном случае они лишаются права ссылаться на них как на основание для освобождения от ответственности и приостановления договорных обязательств. В случае длительного действия форс-мажорных обстоятельств (более 30 дней подряд) Стороны вправе расторгнуть договор, письменно предупредив друг друга в течение 10 (Десять) дней.

9.2. Аварии на трубопроводах Заказчика или на соседних с ними трубопроводах, препятствующие пропуску диагностических снарядов Подрядчика, считаются форс-мажорными обстоятельствами при условии представления Заказчиком подтверждающих документов.

10. УСЛОВИЯ РАСТОРЖЕНИЯ И ПРОДЛЕНИЯ ДОГОВОРА.

10.1. Настоящий договор в случае нарушения участвующими Сторонами своих обязательств по договору может быть расторгнут по соглашению Сторон.

10.2. В случае возникновения у Подрядчика непредвиденных обстоятельств, не позволяющих продолжать выполнение Договора в оговоренные календарным планом сроки, работы переносятся на другой, согласованный с Заказчиком, срок. При этом Подрядчик обязан в течение 1 (Одной) рабочей недели письменно известить Заказчика о переносе сроков работы и предложить новые сроки.

10.3. В случае прерывания Договора по инициативе Заказчика, последний утверждает представленный Подрядчиком Акт на фактически произведенные объемы работ. При этом Заказчик обязан в течение 1 (Одной) рабочей недели письменно известить Подрядчика о прекращении Договора и обосновать его цель.

10.4. В случае необходимости продления сроков Договора, Стороны письменно подтверждают пролонгацию с указанием новых сроков. При этом стоимость Работ определяется тарифами, действующими при вновь назначенных сроках. В случае изменения объемов Работ сумма Договора корректируется дополнительным соглашением.

11. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА СТОРОН:

Заказчик:

ИНН

КПП

Юридический адрес:

Почтовый адрес:

Тел

Факс

Банковские реквизиты:

Наименование банка

Р/С

к/с

БИК

ОКВЭД

ОКПО

ОГРН

Подрядчик:

ИНН

КПП

Юридический адрес:

Почтовый адрес:

Тел

Факс

Банковские реквизиты:

Наименование банка

р/с

к/с

БИК

ОКВЭД

ОКПО

ОГРН

Приложения к договору:

- 1.Типовое техническое задание
- 2.Календарный план-график проведения работ
3. Протокол согласования договорной цены
- 4.Требования Заказчика в области экологической безопасности к Подрядчику.
- 5.Требования Заказчика в области охраны труда и промышленной безопасности к Подрядчику.

«ЗАКАЗЧИК»

«ПОДРЯДЧИК»

Должность руководителя Должность руководителя

Наименование организации Наименование организации

_____ Ф.И.О.

_____ Ф.И.О.

МП

МП

Утверждаю

Должность руководителя Заказчика

Наименование организации

_____ Ф.И.О.

" ____ " _____ 201_ г.

Утверждаю

Должность руководителя Подрядчика

Наименование организации

_____ Ф.И.О.

" ____ " _____ 201_ г.

**Календарный план-график проведения внутритрубной диагностики промышленного трубопровода
Наименование трубопровода, протяженность км, диаметр мм**

Наименование работ	Календарные дни																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Подготовка оборудования																								
Транспортировка оборудования на место работ																								
Разгрузка, подготовка к работам.																								
Пропуск скребка-калибра (очистн. с кал. пласт.)																								
Пропуск очистного скребка.																								
Пропуск профилемера.																								
Пропуск очистных скребков, магнито-щеточных очистных скребков																								
Пропуск внутритрубного дефектоскопа																								
Анализ данных, выпуск предварительного отчета по результатам проведения ВТД																								
Выполнение ДДК																								
Анализ данных, выпуск заключительного отчета по результатам проведения ВТД																								

Должность представителя Заказчика _____ Ф.И.О. Должность представителя Подрядчика _____ Ф.И.О.
(подпись) (подпись)

Приложение №3
К ДОГОВОРУ № от “___” 201_ года.

**ПРОТОКОЛ
согласования договорной цены
на производство работ по внутритрубной диагностике промышленного
трубопровода (наименование трубопровода)**

Мы, _____, Заказчик, в лице _____,
(должность, фамилия, имя, отчество руководителя)

и _____, Подрядчик, в лице _____,
(должность, фамилия, имя, отчество руководителя)

удостоверяем, что сторонами достигнуто соглашение о величине договорной цены на производство работ по внутритрубной диагностике по объекту «_____»,

(наименование объекта)
участок «_____» км (инв. № _____), диаметром _____ мм, протяженностью _____ км, для нужд _____ на сумму:

(владелец объекта)

(_____),

(сумма прописью)
в том числе НДС 18% _____
(_____).

(сумма прописью)

«ЗАКАЗЧИК»	«ПОДРЯДЧИК»
Должность руководителя	Должность руководителя
Наименование организации	Наименование организации
_____ Ф.И.О.	_____ Ф.И.О.

МП _____ МП _____

Библиография

- [1] Федеральный Закон № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов
- [2] Федеральный Закон № 184-ФЗ от 27.12.02 г. О техническом регулировании
- [3] Федеральный Закон №7-ФЗ от 10.01.2002 г. Об охране окружающей среды
- [4] Постановление Правительства Российской Федерации N 1540 от 25.12.1998 О применении технических устройств на опасных производственных объектах
- [5] ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
- [6] ПБ 03-246-98 Правила проведения экспертизы промышленной безопасности
- [7] ПБ 03-372-00 Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля
- [8] ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля
- [9] ПБ 03-593-03 Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов
- [10] ПУЭ Правила устройства электроустановок. Издание 7
- [11] ПТЭ и ПТБ Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей
- [12] ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации
- [13] Приказ Минприроды России №195 от 30.06.2009 «Порядок продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах»
- [14] РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов
- [15] РД 03-298-99 с Изменением №1 Положение о порядке утверждения заключений экспертизы промышленной безопасности
- [16] РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа рисков опасных производственных объектов
- [17] РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю
- [18] РД 03-12-2005 Положение о порядке разработки руководящих документов Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
- [19] РД 03-299-99 Требования к акустико-эмиссионной аппаратуре, используемой для контроля опасных производственных объектов
- [20] РД 102-008-2002 Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом
- [21] РД 50-690-89. Надежность в технике. Методы оценки показателей надёжности по экспериментальным данным
- [22] РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах
- [23] РД-13-02-2006 Порядок осуществления экспертизы промышленной безопасности планов локализации и ликвидации аварийных ситуаций на взрывоопасных, пожароопасных и химически опасных производственных объектах и требования к оформлению заключения данной экспертизы
- [24] РД 09-536-03 Методические указания о порядке разработки плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС) на химико-технологических объектах

- [25] РД 39-30-1060-84 Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов
- [26] ГОСТ 8.207-76 Государственная система обеспечения единства измерений. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения
- [27] ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
- [28] ГОСТ 18442-80* Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования
- [29] ГОСТ 20415-82 Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения
- [30] ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод
- [31] ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
- [32] ГОСТ ИСО 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
- [33] ГОСТ 27.002-89. Надёжность в технике. Термины и определения.
- [34] ГОСТ 27.310-95 Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения
- [35] ГОСТ 26266-90 Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые. Общие технические требования
- [36] ГОСТ 28702-90 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые контактные. Общие технические требования
- [37] ГОСТ 2.501-88* Единая система конструкторской документации. Правила учета и хранения
- [38] ГОСТ 7122-81 Швы сварные и металл наплавленный. Методы отбора проб для определения химического состава
- [39] ГОСТ 7565-81* Чугун, сталь и сплавы. Методы отбора проб для определения химического состава
- [40] ГОСТ 6996-91 Сварные соединения. Методы определения механических свойств
- [41] ГОСТ 23049-84 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Основные параметры и общие технические требования
- [42] ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Методы измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия
- [43] ГОСТ 12.1.004-91* Система стандартов по безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
- [44] ГОСТ 12.1.010-83 Система стандартов по безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования
- [45] ГОСТ 12.1.013-78 Система стандартов по безопасности труда. Строительство. Электробезопасность. Общие требования
- [46] ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов по безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
- [47] ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов по безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
- [48] ГОСТ 12.3.002-75 Система стандартов по безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности
- [49] ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов по безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
- [50] ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху

- рабочей зоны
- [51] ГОСТ12.1.011 -78* Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний
 - [52] ГОСТ12.1.001 Ультразвук. Общие требования безопасности
 - [53] ГОСТ Р 51330.5-99 (МЭК 60079-4-75) Электрооборудование взрывозащищенное, Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения
 - [54] ГОСТ Р 51330.9-99 (МЭК 60079-10-95) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон
 - [55] ГОСТ Р 51330.11-99 (МЭК 60079-12-78) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам
 - [56] ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (КОД IP)
 - [57] ГОСТ 19903-74 Прокат листовой горячекатаный. Сортамент
 - [58] СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1
 - [59] СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений
 - [60] СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия
 - [61] ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приёмка работ
 - [62] ОСТ153-39.4-010-2002 Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений, Минэнерго России.
 - [63] ГОСТ 7512-82* Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
 - [64] ГОСТ 20426-82 Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные Область применения
 - [65] ГОСТ 23055-78* Контроль неразрушающий. Сварка металла плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля
 - [66] ГОСТ 2601-84 Сварка металлов. Термины и определения основных понятий
 - [67] ГОСТ 27.310-95 Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения
 - [68] ГОСТ 3242-79 Соединения сварные. Методы контроля качества