



**Закрытое Акционерное Общество
Каспийский Трубопроводный Консорциум**

Согласовано:
с Госгортехнадзором России
Письмом №10-03/480 от 15.04.2004

с Агентством по Чрезвычайным
Ситуациям Республики
Казахстан,

письмом № 7/949-1254 от
27.06.2004

ВРД КТК

4 5. 07. 2004

Утверждено:

**Первый заместитель
генерального директора по
эксплуатации**

С.В. Гнатченко

« 5 » апреля 2004 г.

**ПОЛОЖЕНИЕ ПО ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКЕ
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА КТК**

Москва 2004

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения	5
2. Подготовка участка нефтепровода к пропуску внутритрубных дефектоскопов	7
2.1. Основные требования к конструктивному исполнению нефтепровода	7
2.2. Калибровка диагностируемого участка	7
2.3. Очистка внутренней полости и стенок нефтепровода	8
2.4. Режимы и скорости перекачки нефти	9
2.5. Требования к расстановке и организации стационарных маркерных пунктов	9
2.6. Оценка контролепригодности участка нефтепровода	11
3. Проведение внутритрубной дефектоскопии	12
3.1. Особенности и дефекты, выявляемые при внутритрубной дефектоскопии	12
3.2. Комплекс снарядов для внутритрубной дефектоскопии. Основные требования	12
3.3. Порядок подготовки и проведения работ по внутритрубной дефектоскопии	15
3.4. Документирование работ по внутритрубной дефектоскопии	18
3.5. Основные требования к Исполнителю диагностических работ	20
4. Результаты внутритрубной дефектоскопии	22
4.1. Основные требования к структуре, объемам и формам представления информации	22
4.2. Общая информация об обследовании	23
4.3. Данные о работе снаряда-дефектоскопа	23
4.4. Реперные точки, элементы обустройства и конструктивные особенности	24
4.5. Трубный журнал	25
4.6. Таблица результатов дефектоскопии	26
4.7. Листы детализации, сертификаты	27
4.8. Масштабная схема	28
4.9. Статистическое представление результатов дефектоскопии	28
4.10. Результаты оценки опасности выявленных дефектов	29
4.11. Рекомендации по проведению ремонтных работ и следующего диагностического обследования	29
4.12. База данных по результатам внутритрубной диагностики	30
4.13. Основные положения по порядку анализа технического отчета по внутритрубной диагностике	31

5. Дополнительный дефектоскопический контроль	33
5.1 Показания к проведению дополнительного дефектоскопического контроля	33
5.2 Идентификация, уточнение местоположения и параметров дефектов	34
5.3 Документирование результатов	36
6. Оценка опасности выявленных дефектов и технического состояния участка нефтепровода	37
6.1 Основные принципы проведения расчетов, нормирования дефектов, оценки технического состояния	37
6.2 Основные требования к структуре и представлению результатов оценки опасности выявленных дефектов	39
7. Мониторинг технического состояния нефтепровода	41
7.1. Основные положения системы безопасной эксплуатации нефтепровода	41
7.2. Понятие о мониторинге технического состояния	42
7.3. Периодичность диагностирования участков нефтепровода внутритрубными дефектоскопами	44
8. Основные требования техники безопасности при проведении диагностических работ	48
Приложение 1. Основные термины и определения	50
Приложение 2. Опросный лист	54
Приложение 3. Показатели выявляемости и погрешности определения размеров снарядов-дефектоскопов	64
Приложение 4. Образцы документов, оформляемых при планировании и производстве диагностических работ	73
Приложение 5. Отчет по диагностическому обследованию	99
Приложение 6. Форма акта о проведении дополнительного дефектоскопического контроля	102
Приложение 7. Методики и документы, применяемые для оценки допустимости несовершенств	106
Приложение 8. Образцы таблиц исходных данных для проведения расчетов на прочность	110
Приложение 9. Схема и результаты расчетов периодичности диагностирования нефтепровода КТК	115

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий документ распространяется на магистральный нефтепровод КТК (МН) и регламентирует состав, организацию, проведение работ и представление результатов по внутритрубной диагностике линейной части МН.

1.2. Задачей диагностики нефтепровода является получение информации о наличии, параметрах и степени опасности дефектов, которая позволяет принимать решения о возможности и режимах дальнейшей эксплуатации и/или необходимости ремонта МН с точной локализацией мест проведения ремонтов.

1.3. Внутритрубная дефектоскопия (как составная часть внутритрубной диагностики), использующая снаряды-дефектоскопы высокого разрешения, обеспечивает выявление, идентификацию различных видов особенностей, повреждений и дефектов и определение их характерных размеров.

1.4. Условия дальнейшей эксплуатации участка МН вырабатываются по результатам оценки допустимости и ранжирования по степени опасности выявленных дефектов, определения приоритетов ремонтных работ и периодичности диагностических обследований.

1.5. Настоящий документ применительно к внутритрубной диагностике МН определяет основные обязанности и ответственность организации, эксплуатирующей участок МН (далее по тексту Заказчик диагностических работ, или Заказчик), и организации, выполняющей диагностические работы на линейной части МН (далее по тексту Исполнитель диагностических работ, или Исполнитель), и устанавливает:

1.5.1. основные условия контролепригодности нефтепровода, выполнение которых необходимо для проведения внутритрубной дефектоскопии и получения качественных результатов (раздел 2);

1.5.2. требования к техническим возможностям и характеристикам снарядов-дефектоскопов, необходимые для надежного выявления, однозначной идентификации и достоверного определения размеров дефектов; состав и порядок проведения работ по внутритрубной дефектоскопии (раздел 3);

1.5.3. основные требования к структуре, объемам и формам представления результатов внутритрубной дефектоскопии (раздел 4);

1.5.4. основные положения по проведению дополнительного дефектоскопического контроля для получения уточненной информации о выявленных особенностях и представлению его результатов (раздел 5);

1.5.5. основные положения по оценке опасности и ранжированию выявленных дефектов, требования к отчетным материалам, описывающим техническое состояние участка МН по результатам внутритрубной диагностики (раздел 6);

1.5.6. положения по определению периодичности внутритрубных диагностических обследований участков МН, диагностическому мониторингу и информационно-аналитическому сопровождению эксплуатации МН (раздел 7);

1.5.7. основные требования техники безопасности при проведении диагностических работ на линейной части МН (раздел 8).

1.6. Список основных терминов и определений, используемых в настоящем документе, приведен в Приложении 1.

2. ПОДГОТОВКА УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА К ПРОПУСКУ ВНУТРИТРУБНЫХ ДЕФЕКТОСКОПОВ

Настоящий раздел определяет основные требования к конструктивному исполнению МН и установленному на нем оборудованию, регистрируемому минимальному проходному сечению трубопровода, показателям очистки внутренней полости и стенок участка трубопровода, режимам перекачки нефти, организации маркерных пунктов, выполнение которых необходимо для обеспечения пропуска приборов-дефектоскопов и получения качественных результатов внутритрубной дефектоскопии.

Работы по подготовке участка нефтепровода к пропуску приборов-дефектоскопов выполняет Заказчик.

2.1. Основные требования к конструктивному исполнению нефтепровода

2.1.1. Линейная часть нефтепровода в пределах диагностируемого участка должна иметь постоянный внутренний диаметр.

2.1.2. Запорная и предохранительная арматура должна быть равнопроходной с линейной частью без выступающих внутрь нефтепровода узлов или деталей и иметь исправную и отрегулированную сигнализацию открытого и закрытого положения задвижек.

2.1.3. Минимальный радиус изгиба нефтепровода из условия прохождения внутритрубных приборов должен составлять не менее пяти его диаметров.

2.1.4. Узлы ответвлений от основного нефтепровода (диаметр ответвлений свыше 0,3 диаметра основного трубопровода) должны быть оборудованы устройствами, исключающими возможность попадания внутритрубного прибора в такое ответвление.

2.1.5. Участки нефтепровода (включая лупинги и резервные нитки подводных переходов) должны быть оборудованы стационарными камерами пуска-приема внутритрубных приборов или узлами для подсоединения мобильных камер пуска-приема.

Камеры пуска-приема оснащаются сигнальными приборами, регистрирующими проходимость внутритрубных приборов, измерительными манометрами, электроприводом управления крановыми узлами.

Камеры пуска-приема должны устанавливаться на площадках с твердым покрытием, размеры которых обеспечивают выполнение технологических операций при запасовке и извлечении внутритрубных приборов.

2.2. Калибровка диагностируемого участка

2.2.1. Минимальное проходное сечение, необходимое для пропуска прибора-дефектоскопа, указывается в его технической спецификации (техническом паспорте).

2.2.2. Для предупреждения застревания и повреждения снаряда-дефектоскопа минимальное проходное сечение диагностируемого участка МН определяется путем пропуска внутритрубных снарядов: калибра и профилемера.

2.2.3. Снаряд-калибр, выполненный на базе очистного скребка, снабженный набором мерных дисков различного диаметра, осуществляет предварительный контроль проходного сечения участка МН. Оценка минимального проходного сечения производится по наличию или отсутствию изгиба пластин конкретного мерного диска. Как правило, на калибре устанавливаются диски диаметром 70 % и 85 % от наружного диаметра нефтепровода.

2.2.4. При отсутствии признаков повреждения 70%-мерного диска снаряда-калибра осуществляется пропуск профилемера, обеспечивающего выявление сужений проходного сечения, определение их размеров и местоположения вдоль участка трубопровода.

2.2.5. Перед пропуском магнитных или ультразвуковых снарядов-дефектоскопов все сужения менее 85% от наружного диаметра должны быть устранены вырезкой. Необходимость вырезки участков, на которых проходное сечение составляет более 85 % от наружного диаметра, устанавливается Исполнителем и согласовывается с Заказчиком.

2.3. Очистка внутренней полости и стенок нефтепровода

2.3.1. С целью получения качественных данных внутритрубной дефектоскопии перед пропуском по участку МН снарядов-дефектоскопов необходимо провести очистку внутренней полости и стенок труб от песка, строительного мусора, маломерных металлических элементов (огарков электродов), грунта, камней, парафино-смолистых отложений.

2.3.2. Очистка осуществляется пропуском снарядов-скребков. Предварительная очистка участка осуществляется Заказчиком. При необходимости, обеспечение (подтверждение) готовности участка нефтепровода к проведению внутритрубной дефектоскопии осуществляется путем контрольных пропусков очистных снарядов Исполнителя.

2.3.3. Требования к качеству очистки внутренней полости и стенок приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Показатели степени очистки участка МН, необходимые для получения качественных результатов внутритрубной дефектоскопии

Тип прибора-дефектоскопа	Парафин или грунт		Металл
	Взвешенный, л на 100 км (не более)	Твердый, л на 100 км (не более)	Количество электродов, шт. на 10 км (не более) / шт. (не более) при длине участка свыше 150 км
Ультразвуковой	5	0,5	1 / 15
Магнитный	10	0,5	1 / 15
Профилемер	20	1	1 / 15

2.4. Режимы и скорости перекачки нефти

2.4.1. Скорости пропуска внутритрубных приборов должны выбираться согласно техническим характеристикам применяемого диагностического оборудования. Скорости пропуска для приборов различных типов приведены в таблице 2.

Таблица 2.2. Диапазон скоростей пропуска внутритрубных приборов по нефтепроводу

№ п/п	Тип прибора	Скорости пропуска, м/с		
		Минимум	Максимум	Оптимум
1	Скребок-калибр	0,2	до 10,0	2
2	Очистной скребок	0,2	до 10,0	2
3	Магнитный скребок	0,5	4,0	2
4	Прибор-шаблон	0,5	4,0	2
5	Профилемер	0,2	3,0	2
6	Магнитный дефектоскоп	0,5	4,0	2
7	Ультразвуковой дефектоскоп	0,25	1,0-2,0	1

2.4.2. При проведении внутритрубной дефектоскопии не допускается изменение направления перекачки нефти.

2.4.3. Ответственность за обеспечение необходимых режимов перекачки нефти лежит на Заказчике.

2.5. Требования к расстановке и организации стационарных маркерных пунктов

2.5.1. Маркерный пункт – заранее выбранная точка на поверхности земли над осью трубопровода, предназначенная для установки маркерных устройств (маркеров), обеспечивающих привязку к местности данных внутритрубной дефектоскопии. Точка маркерного пункта имеет характерную особенность или отметку, позволяющую отыскать ее на местности в длительный период времени.

2.5.2. Стационарные маркерные пункты должны располагаться по трассе нефтепровода с интервалами в 1,5-2 км вблизи других стационарных ориентиров: задвижек

или вантузов соседних трубопроводов, нумерованных столбов линий телефонной или слаботочной ЛЭП, в местах изменения рельефа местности, вблизи пересечения с дорогами, лесополосами и т.д.

2.5.3. При выборе мест расположения стационарных маркерных пунктов необходимо выполнение следующих требований:

2.5.3.1. маркерный пункт должен находиться над осью нефтепровода;

2.5.3.2. в точке установки маркера нефтепровод должен залегать не глубже 1,5 м от поверхности земли (необходимая глубина может быть обеспечена шурфовкой);

2.5.3.3. в маркерном пункте нефтепровод не должен быть заключен в защитный кожух;

2.5.3.4. маркерный пункт должен быть зафиксирован установкой надежного столбика (репера) или табличкой на стационарной опоре;

2.5.3.5. маркерный пункт не должен располагаться вблизи высоковольтной линии электропередач;

2.5.3.6. маркерный пункт не должен располагаться вблизи мест, подверженных сильному шуму или постоянной вибрации;

2.5.3.7. для определения положения переходов нефтепровода через железнодорожные или автомобильные дороги маркерные пункты должны располагаться на расстоянии 25 – 100 м от середины соответствующего перехода;

2.5.3.8. маркерные пункты должны фиксировать подводные переходы с обоих берегов с привязкой к урезам;

2.5.3.9. если участок нефтепровода обслуживается двумя эксплуатирующими организациями (подразделениями), то отдельный маркерный пункт должен располагаться на границе раздела территорий, с целью определения принадлежности выявленных дефектов соответствующей организации.

2.5.4. Выбор и обустройство стационарных маркерных пунктов производится Заказчиком.

2.5.5. Местоположение стационарных маркерных пунктов должно быть зафиксировано на картографических документах Заказчика и отражено в ГИС. Маркерные пункты желательно запозиционировать с помощью системы глобального позиционирования GPS.

2.6. Оценка контролепригодности участка нефтепровода

2.6.1. Для оценки контролепригодности участка нефтепровода Заказчик предоставляет Исполнителю сведения о трубопроводе в виде заполненного опросного листа (Приложение 2) с необходимыми чертежами и схемами.

2.6.2. Разделы опросного листа заполняется Заказчиком по формам Приложения 2 на основании проектной, исполнительной и эксплуатационной документации.

2.6.3. Опросный лист содержит общую информацию об инспектируемом участке (диаметр трубопровода, протяженность участка, сортамент труб, транспортируемый продукт), данные об элементах обустройства (минимальное проходное сечение арматуры, наличие затворов, радиусы отводов), описание камер пуска и приема, дополнительные сведения, необходимые Исполнителю для оценки возможности проведения, организации и выполнения диагностических работ на участке МН.

2.6.4. Сведения о диагностируемом участке МН, предоставляемые Заказчиком Исполнителю, должны учитывать проводимые ремонты, подключения, другие изменения в конструктивном исполнении и условиях эксплуатации, которые могут оказать влияние на контролепригодность участка МН и качество внутритрубной дефектоскопии.

3. ПРОВЕДЕНИЕ ВНУТРИТРУБНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ

Настоящий раздел содержит основные требования к исполнению и техническим характеристикам приборов-дефектоскопов, применяемых для внутритрубной инспекции магистральных нефтепроводов, а также к Исполнителю диагностических работ; определяет основные обязанности Заказчика и Исполнителя при проведении работ; устанавливает правила документирования диагностических работ на участке МН.

3.1. Особенности и дефекты, выявляемые при внутритрубной диагностике

3.1.1. Выявляемые при внутритрубной диагностике магистральных трубопроводов особенности можно разделить на следующие группы.

3.1.1.1. Особенности геометрии и формы, приводящие к изменению (уменьшению) поперечного сечения трубы (вмятины, гофры, продольные складки, овальность).

3.1.1.2. Особенности металла, приводящие к регистрируемому уменьшению толщины стенки трубы (коррозионные, эрозионные, механические потери металла, расслоения, включения).

3.1.1.3. Особенности с выраженной окружной ориентацией (вытянутые узкие зоны потери металла, нарушения формы и дефекты кольцевых сварных швов, трещиноподобные эксплуатационные дефекты, направленные вглубь металла);

3.1.1.4. Особенности с выраженной продольной ориентацией (вытянутые узкие зоны потери металла, нарушения формы и дефекты продольных сварных швов, трещиноподобные эксплуатационные дефекты, направленные вглубь металла).

3.1.2. При своем пропуске приборы-дефектоскопы также фиксируют сварные швы труб, конструктивные особенности и элементы обустройства трубопровода (изменение номинальной толщины стенки, отводы, тройники, краны, технологические заварки, зоны ремонта и т.п.).

3.1.3. Применяемое диагностическое оборудование и технологии дефектоскопии должны обеспечивать надежное выявление и идентификацию особенностей и дефектов (а также их комбинаций), снижающих прочность и ресурс линейной части МН.

3.2. Комплекс приборов для внутритрубной дефектоскопии. Основные требования

3.2.1. Внутритрубные приборы-дефектоскопы предназначены для выявления, идентификации, определения геометрических параметров и местоположения особенностей, дефектов металла, нарушений геометрии трубопровода.

3.2.2. Применяются следующие основные типы внутритрубных приборов-дефектоскопов.

3.2.2.1. *Профилемер*. Предназначен для выявления и измерения параметров нарушений формы поперечного сечения трубы (овальность, вмятины, гофры), фиксации усиления кольцевых сварных швов, измерения радиусов и углов поворота криволинейных элементов (колена, отводы), радиусов кривизны оси трубопровода на трассе.

3.2.2.2. *Магнитный снаряд-дефектоскоп с продольным намагничиванием*. Предназначен для выявления дефектов потери металла, дефектов и несовершенств кольцевых и спиральных сварных швов, нарушений формы поперечного сечения, фиксации конструктивных особенностей и элементов обустройства трубопровода (запорная арматура, отводы, тройники, пригрузки, защитные патроны на переходах, аноды и пр.), обнаружения металлических предметов вблизи трубопровода.

3.2.2.3. *Магнитный снаряд-дефектоскоп с поперечным намагничиванием*. Предназначен (специализирован) для выявления дефектов, ориентированных в продольном (вдоль оси трубы) направлении (стресс-коррозионные трещины и колонии трещин, усталостные трещины, технологические дефекты и аномалии продольных швов, дефекты потери металла, вытянутые вдоль оси трубы).

3.2.2.4. *Ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с радиальным вводом ультразвуковых волн*. Предназначен для измерения толщины стенки трубы и выявления дефектов, приводящих к регистрируемому изменению толщины стенки (потери металла на наружной и внутренней поверхностях, расслоения, включения, объемные несплошности, сварные швы и заварки), фиксирует нарушения и конструктивные изменения формы поперечного сечения.

3.2.2.5. *Ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с наклонным вводом ультразвуковых волн*. Предназначен (специализирован) для выявления дефектов, ориентированных в продольном (вдоль оси трубы) направлении (стресс-коррозионные трещины и колонии трещин, усталостные трещины, технологические дефекты и аномалии продольных швов, дефекты потери металла, вытянутые вдоль оси трубы).

3.2.3. Для обеспечения выявления дефектов различных типов, влияющих на безопасность МН, необходимо применять последовательный пропуск снарядов-дефектоскопов различного назначения, например: (1) профилемера для выявления нарушений формы; (2) ультразвукового снаряда с радиальным вводом волн для выявления коррозионных дефектов потери металла; (3) магнитного снаряда с продольным намагничиванием для контроля состояния кольцевых сварных швов.

3.2.4. Разрешающая способность снарядов-дефектоскопов, применяемые методики интерпретации диагностических данных должны обеспечивать возможность классификации основной массы выявленных дефектов и их ранжирования по степени опасности без шурфовок и дополнительного дефектоскопического контроля.

3.2.5. Снаряд-дефектоскоп должен быть выполнен во взрывобезопасном исполнении, иметь сертификат взрывозащищенности и разрешение на применение.

3.2.6. Снаряд-дефектоскоп должен обеспечивать контроль состояния металла стенки трубы по всему периметру.

3.2.7. Ультразвуковые и магнитные снаряды-дефектоскопы должны обеспечивать идентификацию (классификацию) дефектов металла по их расположению в стенке трубы: внутрискладчатое, на наружной или на внутренней поверхностях стенки.

3.2.8. Снаряд-дефектоскоп должен быть снабжен одометрическим устройством для измерения пути, пройденного снарядом по трубопроводу.

3.2.9. Снаряд-дефектоскоп должен иметь автономное питание, обеспечивающее работоспособность его систем на всей протяженности инспектируемого участка, срок гарантированной работы снаряда-дефектоскопа должен превышать 150 часов.

3.2.10. Снаряд-дефектоскоп должен иметь встроенную систему внутренней диагностики, позволяющую производить тестирование систем и оборудования перед пропуском снаряда.

3.2.11. В состав оборудования снаряда-дефектоскопа должно входить устройство, регистрирующее прохождение снарядом маркерных пунктов.

3.2.12. Снаряд-дефектоскоп должен быть оборудован устройством, обеспечивающим контроль и локализацию местоположения снаряда в трубе.

3.2.13. В паспортной информации на снаряд-дефектоскоп, предоставляемой Исполнителем, должны быть указаны следующие технические данные:

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

3.2.13. В паспортной информации на снаряд-дефектоскоп, предоставляемой Исполнителем, должны быть указаны следующие сведения и характеристики:

- выявляемые и идентифицируемые особенности и дефекты трубопровода (табличные формы и пояснения к ним представлены в Приложении 3);
- возможности определения местоположения кольцевых, продольных и спиральных сварных швов трубопровода;
- показатели выявляемости и погрешности определения размеров дефектов различных типов (табличные формы и пояснения к ним представлены в Приложении 3);
- погрешности определения положения особенностей и дефектов трубопровода по длине трассы (относительно кольцевого шва, относительно маркера) и по угловой координате в трубе;
- погрешность одометрической системы.

3.3. Порядок подготовки и проведения работ по внутритрубной дефектоскопии

3.3.1. Внутритрубная диагностика участка трубопровода представляет собой последовательность технологических операций, в которую входят подготовительные мероприятия, собственно пропуск внутритрубных снарядов-дефектоскопов, расшифровка полученных данных, анализ и оценка результатов внутритрубной дефектоскопии с выдачей отчета установленной формы и содержания.

3.3.2. Заказчик назначает ответственных исполнителей для участия в диагностических работах. Ответственным за проведение диагностических работ на участке нефтепровода является уполномоченный представитель Заказчика.

3.3.3. Предварительная готовность участка нефтепровода к пропуску снарядов-дефектоскопов обеспечивается проверкой исправности камер пуска-приема, запорной арматуры, проведением очистки внутренней полости и стенок трубопровода (см. п. 2.3), созданием необходимых запасов нефти для обеспечения режимов перекачки и необходимых скоростей пропуска снарядов (см. п. 2.4).

3.3.4. По прибытии на место проведения диагностики персонал Исполнителя должен совместно с персоналом Заказчика выполнить следующие работы.

3.3.4.1. Определить необходимое количество и места расстановки маркерных пунктов (см. п. 2.5). Маркерные устройства (маркеры) должны устанавливаться, как правило, в тех местах, где они устанавливались во время предыдущей внутритрубной диагностики .

3.3.4.2. Определить схему связи персонала, сопровождающего внутритрубные снаряды по участку МН, с диспетчером, операторами камер пуска и приема.

3.3.4.3. Определить действия, предпринимаемые при возникновении нештатных ситуаций во время пропуска снарядов.

3.3.4.4. Осуществить (в случае необходимости) контрольный пропуск очистных и технологических снарядов Исполнителя для принятия решения о готовности участка к пропуску снаряда-дефектоскопа или о продолжении очистки.

3.3.5. Заказчик согласовывает с Исполнителем скорость потока продукта во время пропуска снаряда-дефектоскопа, на основании которой и с учетом утвержденных планов расстановки маркерных пунктов производит расчет и оформление Графика прохождения снаряда по нефтепроводу.

3.3.6. Ответственный представитель Исполнителя перед началом работ проводит обучение персонала Заказчика методам запасовки и выемки снарядов, методам работы с применяемыми локаторными и маркерными системами. Обучение и проверка знаний должны быть оформлены протоколом.

3.3.7. Ответственный исполнитель Заказчика перед началом работ проводит инструктаж персонала Исполнителя по технике безопасности. Инструктаж и проверка знаний должны быть оформлены протоколом.

3.3.8. Персонал Заказчика должен:

- определить и реализовать меры по обеспечению заданной постоянной скорости движения снаряда-дефектоскопа при его пропуске;
- обеспечить полное открытие линейных задвижек и закрытие задвижек боковых отводов, лупингов и резервных линий нефтепровода, их блокировку от несанкционированного закрытия/открытия во время пропуска снарядов;
- обеспечить выполнение требований по технике безопасности.

3.3.9. Общая последовательность работ, выполняемых при внутритрубной диагностике участка МН, заключается в следующих технологических этапах.

3.3.9.1. Предварительное определение минимального проходного сечения трубопровода путем пропуска снаряда-калибра.

3.3.9.2. Предварительная очистка полости и стенок трубопровода очистными снарядами-скребками. Необходимость повторных пропусков очистных снарядов определяется по объему загрязнений и металлических предметов, поступивших вместе с очистным снарядом в камеру приема.

3.3.9.3. Пропуск снаряда-профилемера для получения полной информации о внутренней геометрии трубопровода на всем его протяжении.

3.3.9.4. В случае необходимости производится устранение дефектов геометрии трубы для обеспечения возможности пропуска ультразвуковых или магнитных снарядов-

дефектоскопов. Результаты работ должны быть подтверждены последующим пропуском снаряда-калибра с мерным диском, определяющим необходимое проходное сечение.

3.3.9.5. Окончательная подготовка трубопровода перед операцией ультразвуковой или магнитной дефектоскопии путем пропуска очистных и технологических снарядов Исполнителя (при необходимости).

3.3.9.6. Пропуск инспекционного ультразвукового или магнитного снаряда-дефектоскопа.

3.3.10. Пропуск каждого снаряда по трубопроводу состоит в выполнении следующих основных операций:

- заправка снаряда в камеру пуска;
- запуск снаряда;
- сопровождение снаряда по трассе;
- прием снаряда в камеру приема;
- извлечение снаряда из камеры приема.

3.3.11. Все операции по заправке, запуску, приему и извлечению снаряда выполняет персонал Заказчика под наблюдением персонала Исполнителя. Порядок действий по заправке, пуску, приему и извлечению снаряда определяется соответствующими технологическими Инструкциями (технологиями проведения работ) Исполнителя.

3.3.12. Сопровождение снаряда при его движении по трассе осуществляет персонал Заказчика совместно с персоналом Исполнителя.

3.3.12.1 При проведении внутритрубной диагностики необходимо отслеживать (сопровождать) внутритрубные снаряды:

- очистные скребки - по прохождению нефтепроводной арматуры;
- профилемер через 5-7 км по прохождению маркерных пунктов;
- другие снаряды-дефектоскопы через 1,5-2 км по прохождению маркерных пунктов.

3.3.12.2. Заказчик выделяет необходимое количество групп сопровождения снарядов по трассе и обеспечивает их мобильной радиосвязью. Исполнитель обеспечивает эти группы необходимым оборудованием (локаторными приемниками, маркерными передатчиками, акустическим локаторами и пр.) и запасом автономного питания для этого оборудования, проводит обучение по работе с оборудованием.

3.3.12.3. Порядок действий персонала на маркерных пунктах и работы с приборами сопровождения определяется соответствующими технологическими Инструкциями Исполнителя. Группы сопровождения с локаторными приемниками и маркерными передатчиками должны прибывать на маркерные пункты не позднее, чем за 20 минут до предполагаемого прохождения снаряда.

3.3.13. После пропуска снаряда-дефектоскопа Исполнитель на месте проведения работ проводит экспресс-анализ полученных данных для оценки их полноты и качества.

3.3.14. После пропуска снаряда-дефектоскопа Исполнитель передает Заказчику экспресс-отчет, подтверждающий полноту и качество полученных данных и содержащий список наиболее значимых дефектов (аномалий) с указанием их местоположения по участку нефтепровода. Заказчик определяет необходимость срочного дополнительного дефектоскопического обследования. Исполнитель устанавливает точное местоположение дефектов (аномалий), назначенных к обследованию.

3.3.15. Исполнитель проводит обработку полученной диагностической информации, выполняет оценку опасности выявленных дефектов. Результаты передаются Заказчику в виде отчета по внутритрубной диагностике.

3.3.16. Сроки предоставления, структура, содержание и объем отчета по внутритрубной диагностике устанавливаются положениями договора на проведение диагностических работ, заключенным между Заказчиком и Исполнителем. Основные требования к отчетным материалам приведены в разделе 4.

3.4. Документирование работ по внутритрубной дефектоскопии

3.4.1. Все работы, выполняемые на участке МН при подготовке и проведении внутритрубной диагностики, подлежат обязательному документированию путем заполнения типовых форм документов (Приложение 4).

3.4.2. Ответственными за документирование работ являются уполномоченные представители Заказчика и Исполнителя.

3.4.3. Общая структура документов и последовательность их заполнения приведены в Таблице 3.1.

3.4.3.1. Перед заключением договора на проведение диагностических работ Заказчиком заполняется Опросный лист (Приложение 2).

3.4.3.2. После заключения договора на проведение диагностических работ, исходя из условий проведения диагностики и возможностей применяемого оборудования, Заказчиком и Исполнителем составляется и согласовывается Календарный график проведения диагностического обследования нефтепровода (Приложение 4.1).

3.4.3.3. По результатам предварительной очистки полости участка нефтепровода Заказчик составляет Акт по результатам очистки внутренней полости участка нефтепровода (Приложение 4.2).

3.4.3.4. Пропуск очистных скребков и других технологических снарядов Исполнителя оформляется документами, определяющими готовность снарядов и результаты их пропуска (Приложения 4.3-4.6).

3.4.3.5. При подготовке пропуска снаряда-дефектоскопа заполняются документы, описывающие конструктивные особенности и элементы обустройства участка нефтепровода (Приложения 4.7-4.10).

3.4.3.5. При пропуске снаряда-дефектоскопа заполняются документы, определяющие готовность оборудования и нефтепровода к пропуску снаряда и фиксирующие результаты пропуска (Приложения 4.11-4.16).

Таблица 3.1. Документирование работ по внутритрубной дефектоскопии

Документ	Сторона, готовящая и подписывающая документ	Образец формы
<i>Перед заключением договора на проведение работ</i>		
Опросный лист	Заказчик	Приложение 2
<i>Перед проведением диагностических работ</i>		
Календарный график проведения диагностического обследования нефтепровода	Заказчик и Исполнитель	Приложение 4.1
<i>По результатам предварительной очистки, проведенной Заказчиком</i>		
Акт по результатам очистки внутренней полости участка нефтепровода Заказчиком	Заказчик	Приложение 4.2
<i>При пропуске (в случае необходимости) очистных скребков Исполнителя</i>		
Акт готовности очистного скребка к пропуску по нефтепроводу (с приложениями)	Исполнитель	Приложение 4.3
Акт приёма очистного скребка	Заказчик и Исполнитель	Приложение 4.4
Акт о дополнительных мерах по подготовке участка нефтепровода	Заказчик и Исполнитель	Приложение 4.5
Акт оценки качества очистки внутренней полости участка нефтепровода	Заказчик и Исполнитель	Приложение 4.6
<i>При подготовке пропуска снаряда-дефектоскопа</i>		
Список задвижек и вентузов на трассе нефтепровода	Заказчик	Приложение 4.7
Список переходов нефтепровода через автомобильные и железные дороги	Заказчик	Приложение 4.8
Список переходов нефтепровода через реки, каналы и водоемы	Заказчик	Приложение 4.9
План расстановки маркерных пунктов на трассе	Заказчик и Исполнитель	Приложение 4.10
<i>При пропуске снаряда-дефектоскопа</i>		
Акт готовности дефектоскопа к пропуску	Исполнитель	Приложение 4.11
Акт готовности нефтепровода к пропуску дефектоскопа	Заказчик и Исполнитель	Приложение 4.12

График прохождения дефектоскопа по трассе нефтепровода	Заказчик	Приложение 4.13
Акт приёма дефектоскопа	Заказчик	Приложение 4.14
Акт по результатам пропуска дефектоскопа	Заказчик и Исполнитель	Приложение 4.15
Акт о пропуске маркерных пунктов	Заказчик и Исполнитель	Приложение 4.16

3.5. Основные требования к Исполнителю диагностических работ

3.5.1. Работы по внутритрубной диагностике должны выполняться специализированной организацией (Исполнитель), надлежащим образом уполномоченной (обладающей лицензией) на проведение комплекса диагностических работ на участке нефтепровода.

3.5.2. Оборудование и технологии Исполнителя, применяемые при внутритрубной диагностике, обработке диагностической информации и ее оценке, должны соответствовать регламентирующим стандартам и нормативам, а также признанной практике проведения таких работ.

3.5.3. При проведении диагностических работ Исполнитель должен использовать технически исправное и отрегулированное оборудование, обеспечить квалифицированное проведение работ.

3.5.4. Организация, выполняющая работы по внутритрубной дефектокопии, должна иметь:

- лицензию на проведение контроля неразрушающими методами объектов трубопроводного транспорта нефти, согласно нормативным положениям надзорных органов, действующим на месте проведения работ;
- разрешения на проведение работ, согласно законодательным и нормативным положениям, действующим на месте проведения внутритрубной дефектоскопии;
- сертификаты взрывозащищенности внутритрубных снарядов;
- снаряды-дефектоскопы для выявления особенностей и дефектов трубопровода;
- очистные и технологические снаряды для подготовки трубопровода к пропуску снарядов-дефектоскопов (специальные очистные скребки, снаряд-шаблон и т.п.);
- оборудование для тестирования и технического обслуживания инспекционных снарядов;
- оборудование для транспортировки, запасовки и выемки инспекционных снарядов;
- оборудование для сопровождения по трассе и обнаружения местоположения инспекционных снарядов в трубопроводе;
- маркерные системы для привязки данных дефектоскопии к трассе трубопровода;

- компьютерное оборудование и программное обеспечение для обработки, оценки качества и анализа данных внутритрубной дефектоскопии;
- достаточное количество квалифицированного персонала для проведения диагностических работ, обслуживания и ремонта диагностического оборудования;
- протоколы квалификационной комиссии Исполнителя о допуске персонала Исполнителя к проведению диагностических работ;
- инструкции и технологии выполнения работ по внутритрубной дефектоскопии магистральных нефтепроводов;
- программы обучения персонала Заказчика, выполняющего операции запасовки, сопровождения по трассе и выемки внутритрубных снарядов.

3.5.5. Во время проведения работ Исполнитель должен соблюдать правила и рекомендации Заказчика по безопасному проведению работ.

3.5.6. Исполнитель несет ответственность за неправильные действия своего персонала, приведшие к ситуации, когда данные диагностических работ оказались неверными или недостаточными.

3.5.7. Дополнительные требования к Исполнителю, его персоналу, применяемому оборудованию и технологиям определяются условиями договора на проведение диагностических работ, заключенным между Заказчиком и Исполнителем.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ВНУТРИТРУБНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ

Настоящий раздел определяет основные требования к отчетным материалам по внутритрубной диагностике, выпускаемым Исполнителем, содержит рекомендации по составу и формам представления отчетной информации.

4.1. Основные требования к структуре, объемам и формам представления информации

4.1.1. По результатам пропуска по участку МН снарядов-дефектоскопов, обработки данных и оценки выявленных дефектов Исполнитель выпускает технический отчет (отчеты) по внутритрубной диагностике. Отчет передается Заказчику в твердой копии (на бумаге) и в виде электронной версии (готовой для печати) в виде защищенного от изменения файла (например, в формате pdf). Условия поставки отчета по внутритрубной диагностике определяются положениями договора на проведение диагностических работ, заключенным между Заказчиком и Исполнителем.

4.1.2. Результаты, приведенные в отчете, должны адекватно описывать техническое состояние диагностируемого участка, обеспечивать надлежащее описание труб и элементов обустройства, содержать необходимый объем информации для фиксации местоположения выявленных особенностей на местности, определять характеристики выявленных особенностей, допустимое рабочее давление для каждого дефекта, необходимость, виды и сроки проведения ремонтно-восстановительных работ.

4.1.3. Структура данных в отчете (отчетах) по внутритрубной диагностике должна обеспечивать возможность «синхронизации» диагностических данных, полученных снарядами-дефектоскопами на участке МН, для соответствующих трубных секций и выявленных особенностей.

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

4.1.4. Типовой технический отчет по внутритрубной диагностике должен содержать следующую информацию.

4.1.4.1. Общая информация об обследовании.

4.1.4.2. Данные о работе снаряда-дефектоскопа.

4.1.4.3. Данные о реперных точках, элементах обустройства и конструктивных особенностях диагностируемого участка.

4.1.4.4. Трубный журнал.

4.1.4.5. Таблица результатов дефектоскопии.

4.1.4.6. Листы детализации.

4.1.4.7. Масштабная схема.

4.1.4.8. Статистическое представление результатов дефектоскопии.

4.1.4.9. Результаты оценки опасности выявленных дефектов и технического состояния диагностируемого участка МН.

4.1.4.10. Рекомендации по срокам и объемам ремонтных работ.

4.1.4.11. Рекомендации по срокам и технологиям следующего диагностического обследования.

4.1.4.12. Приложением к отчету (отчетам) является база данных по результатам внутритрубной диагностики (если это оговорено договором на проведение диагностических работ).

4.2. Общая информация об обследовании

Общая информации об обследовании, приводимая в отчете, включает в себя следующие подразделы.

4.2.1. Данные о Заказчике и Исполнителе работ.

4.2.2. Основные сведения и технические данные по диагностируемому участку МН.

4.2.3. Состав использованного диагностического оборудования.

4.2.4. Краткое описание внутритрубного диагностического обследования и порядка выполнения работ.

4.2.5. Описания нормативных документов, методов и средств, использованных при обработке результатов дефектоскопии и оценке опасности выявленных дефектов.

4.2.6. Обобщенные результаты внутритрубного обследования.

4.2.7. Список персонала Исполнителя, проводившего обработку и анализ диагностической информации, подготовку отчета.

4.3. Данные о работе прибора-дефектоскопа

4.3.1. В отчет должны быть включены данные, описывающие условия проведения внутритрубной дефектоскопии.

4.3.2. Для прибора-дефектоскопа в отчете указываются основные технические характеристики, параметры выявляемости и определения размеров для дефектов различных типов в соответствии с п. 3.2.2 и Приложением 3.

4.3.3. В отчете фиксируются основные результаты пропуски прибора с приложением соответствующих актов по п. 3.4, оценивается качество и полнота собранной диагностической информации.

4.3.4. В отчете приводятся следующие данные по скоростному режиму пропуски снаряда-дефектоскопа.

4.3.4.1. Требования к скоростям пропуски, необходимые для получения качественной диагностической информации.

4.3.4.2. График скорости движения снаряда-дефектоскопа по трассе диагностируемого участка.

4.3.4.3. Основные параметры зарегистрированного скоростного режима, определяющие качество внутритрубной дефектоскопии:

- зарегистрированная минимальная скорость, м/с;
- зарегистрированная максимальная скорость, м/с;
- средняя скорость движения, м/с.

4.3.4.4. Результаты сопоставления зарегистрированных и необходимых параметров скоростного режима, оценка выполнения требований по обеспечению качества дефектоскопии.

4.4. Реперные точки, элементы обустройства и конструктивные особенности

4.4.1. Реперные точки – точки на трассе нефтепровода, местоположение которых четко определено, и которые используются для привязки данных дефектоскопии на местности. Реперами служат установленные маркеры, а также «естественные» маркеры – линейные краны, тройники и т.п.

4.4.2. Список реперных точек организуется в виде Таблицы реперных точек с указанием следующей информации.

4.4.2.1. Порядковый (ссылочный) номер реперной точки.

4.4.2.2. Условное обозначение реперной точки (маркера, крана, тройника и т.п).

4.4.2.3. Расстояние от начала диагностируемого участка (по показаниям одометра), м.

4.4.2.4. Расстояние до следующей по направлению перекачки продукта реперной точки, м.

4.4.2.5. Описание реперной точки по данным, предоставленным Заказчиком.

4.4.2.6. Пикетная отметка, км – местонахождение реперной точки на трассовой карте.

4.4.3. Сведения о выявленных элементах обустройства и конструктивных особенностях организуется в виде Таблицы особенностей трассы с указанием следующей информации.

4.4.3.1. Порядковый (ссылочный) номер элемента обустройства или конструктивной особенности.

4.4.3.2. 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.

4.4.3.3. Расстояние от начала диагностируемого участка до характерной точки (начало, середина и т.п.) элемента или особенности (по показаниям одометра), м.

4.4.3.4. Пикетная отметка, км – местонахождение элемента или особенности на трассовой карте.

4.4.3.5. Дополнительные сведения – описание элемента или особенности, включая данные, предоставленные Заказчиком.

4.4.4. Элементы обустройства и конструктивные особенности трубопровода могут использоваться как дополнительные ориентиры для привязки и поиска дефектов на местности.

4.4.5. Выявленные при проведении инспекции крутые повороты (изгибы) оси нефтепровода (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.

4.4.5.1. Порядковый (ссылочный) номер зарегистрированного поворота.

4.4.5.2. Расстояние (по показаниям одометра) от начала диагностируемого участка до начала участка поворота (изгиба), м.

4.4.5.3. Радиус кривизны оси трубопровода в горизонтальной плоскости (плане), м.

4.4.5.4. Угол поворота в плане, град. – угол между проекциями прилегающих к участку поворота прямолинейных участков на горизонтальную плоскость (план).

4.4.5.5. Радиус кривизны оси трубопровода в вертикальной плоскости (профиле), м.

4.4.5.6. Угол поворота в профиле, град. – угол между проекциями прилегающих к участку поворота прямолинейных участков на вертикальную плоскость (профиль).

4.5. Трубный журнал

4.5.1. Трубный журнал содержит перечень труб и других трубных элементов (отводы, краны, тройники и т.п.) с указанием размеров, зарегистрированных при внутритрубной инспекции. Трубный журнал организуется в табличной форме, в которой для каждой трубы (трубного элемента) указывается следующая информация.

4.5.1.1. Порядковый (ссылочный) номер трубы (элемента).

4.5.1.2. Тип трубы (прямошовная, спиралешовная, бесшовная).

4.5.1.3. Координата начала трубного элемента по направлению перекачки продукта, указанная как расстояние соответствующего кольцевого шва от начала диагностируемого участка (по показаниям одометра), м.

4.5.1.4. Длина трубы (элемента), м – оценка длины трубного элемента (расстояние между соседними кольцевыми швами) по результатам внутритрубной инспекции.

4.5.1.5. Толщина стенки, мм – оценка толщины стенки трубы по результатам внутритрубной инспекции.

4.5.1.6. Ориентация продольных сварных швов (в градусах), если применяемое оборудование позволяет это сделать.

4.5.1.7. Ориентация спиральных сварных швов в начале и окончании спиралешовной трубы (в градусах), если применяемое оборудование позволяет это сделать.

4.6. Таблица результатов дефектоскопии

4.6.1. Таблица результатов дефектоскопии содержит перечень всех выявленных дефектов с указанием их идентификации, расположения и размеров; перечень соответствующих выявленным дефектам труб с указанием их местоположения на трассе и привязки к реперным точкам. При организации 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).

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

4.6.2.1. Номер поврежденной трубы в соответствии с Трубным журналом (п. 4.5.1.1).

4.6.2.2. Координата начала трубы в соответствии с Трубным журналом (п. 4.5.1.2).

4.6.2.3. Привязка к ближайшим реперным точкам. Указываются номера предыдущей и следующей (по направлению перекачки продукта) реперных точек в соответствии с Таблицей реперных точек (п. 4.4.2.1), а также расстояния (в метрах) от предыдущей реперной точки до начала трубы и от начала трубы до следующей реперной точки.

4.6.2.4. Информация о выявленном дефекте:

- 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 (см. п. 4.7);
- показатели степени опасности дефекта (см. раздел 7);
- допустимое рабочее давление;
- рекомендации по срокам и методам проведения ремонта.

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

4.7. Листы детализации, сертификаты

4.7.1. Лист детализации (сертификат) – подробное описание выявленного дефекта и раскладки труб с привлечением средств визуализации изображений.

4.7.2. На листе детализации может быть представлена следующая информация.

4.7.2.1. Схема расположения трубы с дефектом с указанием расстояний от начала диагностируемого участка, от и до (по направлению перекачки продукта) ближайших реперных точек, элементов обустройства, конструктивных особенностей трубопровода. Для реперных точек, элементов обустройства, конструктивных особенностей указывают их номера из соответствующих Таблиц (см. пп. 4.4.2.1, 4.4.3.1).

4.7.2.2. Расположение и размеры соседних и близкорасположенных труб. Для труб указывают их номера по Трубному журналу (см. п. 4.5.1.1).

4.7.2.3. Для всех труб указывают угловую ориентацию продольных (спиральных в начале и конце трубы) швов при пересечении с кольцевыми стыками.

4.7.2.4. Развертка трубы (труб) с представлением топографии дефекта, основанном на интерпретации данных дефектоскопии (по возможности, в виде, пригодном для использования в расчетах остаточной прочности трубы в месте дефекта).

4.7.2.5. Таблица выявленных дефектов с указанием ссылочного номера (номеров), местоположения и размеров дефектов.

4.7.2.6. Примечания, содержащие дополнительную информацию по дефектам, не вошедшую в Таблицу результатов дефектоскопии.

4.7.2.7. Комментарии и рекомендации по поиску поврежденных труб и дефектов на трассе.

4.8. Масштабная схема

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

4.8.2. Для труб (трубных элементов) указывают их номера в соответствии с Трубным журналом (см. п. 4.5.1.1).

4.8.3. Для реперных точек указывают их обозначения (номера по п. 4.4.2.1) и расстояния от начала диагностируемого участка из Таблицы реперных точек.

4.8.4. Элементы обустройства и конструктивные особенности трубопровода изображаются в масштабе с использованием условных обозначений, на схеме указываются их номера из Таблицы особенностей трассы по п. 4.4.3.1.

4.8.5. 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).

4.9. Статистическое представление результатов дефектоскопии

4.9.1. Статистическое представление обобщает результаты дефектоскопии участка МН.

4.9.2. Обобщенные результаты инспекции включают в себя:

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

4.9.3. 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 МН;
- диаграммы распределения дефектов по трассе в координатах «глубина дефекта (% от толщины стенки или мм) – координата по трассе участка МН (м)»;
- диаграммы распределения дефектов по трассе нефтепровода в координатах «угловое положение дефекта (градусы) – координата по трассе участка МН (м)»;

4.9.4. Дополнительные рекомендации по статистическому представлению результатов дефектоскопии приведены в Приложении 5.

4.10. Результаты оценки опасности выявленных дефектов

4.10.1. Условия дальнейшей эксплуатации участка МН вырабатываются на основе результатов оценки опасности выявленных дефектов и анализа технического состояния, в соответствии с требованиями документов и методик, действующих в КТК и согласованных в установленном порядке с надзорными органами.

4.10.2. Требования к основным методическим принципам, используемым для оценки опасности дефектов, их ранжирования и определения безопасного рабочего давления, к представлению результатов прочностного анализа приведены в разделе 6.

4.10.3. Применяемые Исполнителем методы и методики оценки опасности дефектов, структура, объем и форма представления результатов расчетов на прочность и ресурс должны быть определены в договоре на проведение диагностических работ, заключенным между Заказчиком и Исполнителем.

4.11. Рекомендации по проведению ремонтных работ и следующего диагностического обследования

4.11.1. Рекомендации по срокам и объемам проведения ремонтных работ должны основываться на результатах оценки прочности и остаточного ресурса с учетом текущего состояния трубопровода, прогноза скорости роста дефектов, оценки риска.

4.11.2. Дефекты, назначаемые к ремонту по результатам диагностики, должны быть разделены по категориям на дефекты первоочередного ремонта и дефекты, подлежащие ремонту.

4.11.2.1. Дефект первоочередного ремонта (ПОР) – дефект, представляющий повышенную опасность для целостности МН. К дефектам категории ПОР должны быть отнесены дефекты, для которых разрушающее давление, рассчитанное по соответствующей методике, ниже «гарантированного» безопасного давления, определенного по той же методике.

4.11.2.2. Дефект, подлежащий ремонту (ДПР) – дефект, снижающий прочность трубы. К дефектам категории ДПР должны быть отнесены дефекты, для которых разрушающее давление, рассчитанное по соответствующей методике, ниже предельного давления, определенного по той же методике для неповрежденной трубы.

4.11.3. Если безопасное рабочее давление, установленное расчетом для участка с дефектом, ниже рабочего (нормативного) давления, то до проведения ремонта необходимо снизить эксплуатационное давление до безопасного уровня или вывести поврежденный участок из эксплуатации.

4.11.4. Информация по рекомендуемым срокам и объемам ремонтных работ должна быть представлена для дефектов ПОР и ДПР в табличном виде, а также в виде распределения зон ремонта дефектов ПОР и ДПР по трассе участка МН.

4.11.5. Заказчик должен иметь процедуры оценки результатов дефектоскопии и принятия решений о проведении ремонтов для следующих аномальных случаев:

4.11.5.1. Сравнением выявлено изменение данных.

4.11.5.2. Механические повреждения на верхней части трубы.

4.11.5.3. Аномалии с резким изменением сигнала.

4.11.5.4. Аномалии вытянутые в продольном направлении.

4.11.5.5. Аномалии большой площади.

4.11.5.6. Аномалии вблизи защитных патронов, на переходах, вблизи пересечений с другими трубопроводами, в зонах с нарушениями катодной защиты.

4.11.6. Отчет должен (если это предусмотрено договором на проведение диагностических работ) содержать рекомендации по проведению ремонтов, например:

- очередность вывода выявленных дефектов в ремонт;
- рекомендации по применению ремонтных технологий;
- предложения по оптимизации (организации) проведения ремонтов по срокам, объемам, местоположению участков ремонта.

4.11.7. Положения по определению периодичности внутритрубных диагностических обследований приведены в разделе 7.

4.12. База данных по результатам внутритрубной диагностики

4.12.1. Приложением к отчету (если это предусмотрено договором на проведение диагностических работ, заключенным между Заказчиком и Исполнителем) является электронная база данных (с сервисной программой) по результатам внутритрубной диагностики, которая содержит структурированную и связанную цифровую информацию по проведенной внутритрубной дефектоскопии и результатам оценки опасности выявленных дефектов.

4.12.2. Основные функции сервисной программы, осуществляющей взаимодействие с базой данных, заключаются в следующем:

- автоматический выбор необходимой информации с помощью механизмов фильтров и индексов;
- позиционирование на выявленных дефектах и особенностях;
- осуществление привязки дефектов и особенностей к реперным точкам;
- автоматизированная генерация листов детализации (сертификатов);

- внесение информации о проведенных ремонтах;
- добавление по командам пользователя полей и дополнительных данных в таблицу результатов инспекции (потенциал ЭХЗ, высотный профиль, данные об изоляционном покрытии и т.п.);
- просмотр, визуализация, вывод на печать информации по диагностическому обследованию;
- генерация отчетов в форме, задаваемой пользователем;
- экспорт базы данных в MS Excel;
- «выгрузка» информации в цифровой форме для пополнения баз данных Заказчика;
- чтение исходных необработанных данных диагностики, записанных в непрерывной области жесткого диска ЭВМ;
- возможность сопоставления данных с результатами предыдущих инспекций;
- возможность занесения данных внутритрубной диагностики в ГИС Заказчика

4.12.3. Исполнитель предоставляет необходимые Руководства по работе с базой и сервисной программой, в случае необходимости проводит обучение специалистов Заказчика.

4.12.4. Дополнительные функциональные возможности базы данных и сервисной программы, форматы выгрузки данных определяются в рамках договора на проведение диагностических работ.

4.12.5. Исполнитель проводит согласование структуры и информации передаваемой базы данных с результатами (отчетами, базами данных) предыдущих внутритрубных диагностических обследований для обеспечения анализа накапливаемой информации в терминах совмещенных трубных секций и дефектов.

4.13. Основные положения по порядку анализа технического отчета по внутритрубной диагностике

4.13.1. Заказчик после получения технического отчета по внутритрубной диагностике осуществляет его анализ.

4.13.2. В срок, не превышающий 10 суток после получения отчета, в паспорта и профили участка МН вносятся не указанные ранее в документации и выявленные при внутритрубной инспекции отводы, тройники, вантузы, сварные присоединения. Профили МН должны быть переутверждены Заказчиком. В срок, не превышающий 12 суток после получения отчета, должны быть утверждены графики по вскрытию и обустройству указанных конструктивных особенностей колодцами, коверами, знаками и пр. и представлены в Головную организацию МН.

4.13.3. При наличии в отчете дефектов, требующих снижения давления в МН, Заказчик выполняет следующие мероприятия.

4.13.3.1. В срок, не превышающий 10 часов после получения отчета, проводит корректировку технологических режимов МН в соответствии с установленными в отчете по диагностике уровнями допускаемого давления, сообщает об этом в Головную организацию МН и представляет на утверждение новый технологический режим работы МН.

4.13.3.2. В срок, не превышающий 4 суток после получения отчета, разрабатывает план мероприятий и план-график устранения (ремонта) дефектов, требующих снижения давления, и представляет их на утверждение в Головную организацию МН.

4.13.4. При наличии в отчете дефектов, подлежащих ремонту, но не требующих снижения давления, Заказчик разрабатывает планы-графики проведения ремонтных работ, принимая во внимание рекомендации отчета. В первую очередь должны быть устранены дефекты на подводных и воздушных переходах через водоемы и реки (в русловой и пойменной частях), на переходах через автомобильные и железные дороги, вблизи населенных пунктов.

4.13.5. Проведение выборочных ремонтов по результатам внутритрубной диагностики оформляется соответствующими актами. Акты об устранении (ремонте) дефектов хранятся в составе исполнительной документации на их ремонт.

5. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДЕФЕКТОСКОПИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

Настоящий раздел содержит основные требования к дополнительному дефектоскопическому контролю (осмотру), проводимому по результатам внутритрубной дефектоскопии, определяет состав и формы представления его результатов, необходимых для получения уточненных оценок прочности труб с дефектами.

Порядок выполнения работ, требования техники безопасности при подготовке участка нефтепровода к дополнительному дефектоскопическому контролю и при его проведении определяются соответствующими нормативными документами и инструкциями.

5.1. Показания к проведению дополнительного дефектоскопического контроля

5.1.1. Дефектоскопический контроль поврежденного места на трубопроводе может проводиться в следующих случаях.

5.1.1.1. Условиями договора на проведение диагностических работ предусмотрен осмотр определенного количества мест на нефтепроводе, на которых по результатам экспресс-анализа данных внутритрубной дефектоскопии (п. 3.3.14) выявлены наиболее существенные дефекты (аномалии).

5.1.1.2. Результаты внутритрубной дефектоскопии не могут быть однозначно интерпретированы. Для адекватной оценки опасности выявленной аномалии (особенности) необходимо однозначно идентифицировать особенность, определить тип дефекта и его размеры.

5.1.1.3. Уточнение данных внутритрубной дефектоскопии необходимо для определения природы (причин) выявленных повреждений.

5.1.1.4. Выявлено значимое изменение данных внутритрубной дефектоскопии (по сравнению с результатами предыдущего обследования).

5.1.1.5. Необходима уточненная оценка опасности выявленных дефектов для принятия решения о целесообразности, сроках и методах проведения ремонта или очередного обследования.

5.1.1.6. Заказчик определяет иные показания к проведению дефектоскопического контроля, исходя из задачи обеспечения безопасной эксплуатации нефтепровода.

5.1.2. Дополнительный дефектоскопический контроль является неотъемлемой частью процедуры проведения выборочного ремонта. Его результаты используются для уточненной оценки прочности поврежденной зоны, для определения метода и параметров ремонта, обеспечивающих восстановление несущей способности участка с дефектом.

5.1.3. При проведении дефектоскопического контроля проверяется и оценивается соответствие данных внутритрубной дефектоскопии результатам контроля.

5.2. Идентификация, уточнение местоположения и параметров дефектов

5.2.1. Местоположение дефекта на участке МН определяется по данным внутритрубной дефектоскопии, описывающим привязку дефектов на местности. Данные, приводимые в отчете по внутритрубной диагностике (см. пп. 4.4-4.8), должны обеспечивать достоверное определение местоположения (локализацию) выявленных дефектов на местности.

5.2.2. Дополнительными признаками локализации дефекта на нефтепроводе являются следующие факторы.

5.2.2.1. Совпадение с точностью не ниже $\pm 15^\circ$ углового положения продольных (спиральных) швов на кольцевых стыках дефектной трубной секции и смежных с ней трубных секций с данными внутритрубной инспекции. При наличии схожих мест примыкания продольных (спиральных) швов к кольцевым сварным швам производится определение ближайшего кольцевого сварного шва, исключающее ложное определение местоположения дефекта.

5.2.2.2. Совпадение с точностью не ниже $\pm 0,25$ метра длин дефектной трубной секции и смежных с ней трубных секций с данными внутритрубной инспекции.

5.2.3. Перед проведением дополнительного дефектоскопического контроля выполняется очистка дефектной зоны от изоляции. Положение и размеры зоны очистки определяются по положению, размерам и ориентации дефектной зоны, указанным в листе детализации (п. 4.7).

5.2.3.1. Для дефектов металла стенки трубы и продольных/спиральных сварных швов размеры зоны очистки должны быть увеличены (с каждой стороны дефектной зоны) не менее чем на 250 мм в продольном направлении (вдоль оси нефтепровода) и не менее чем на 150 мм в окружном направлении.

5.2.3.2. Для дефектов кольцевого сварного шва размеры зоны очистки в продольном направлении (с каждой стороны кольцевого сварного шва) должны составлять не менее 150 мм. Размеры зоны очистки в окружном направлении должны быть увеличены (с каждой стороны дефектной зоны) не менее чем на 150 мм.

5.2.4. Если после вскрытия изоляции обнаруживаются наружные дефекты, то их очищают от грязи, продуктов коррозии и т.п. Не рекомендуется проводить очистку наружных дефектов потери металла глубиной 80% и более от толщины стенки. Степень очистки должна обеспечивать выполнение необходимых обмеров, измерений, контрольных операций.

5.2.5. При идентификации дефекта визуально и с применением средств ручной дефектоскопии определяется тип дефекта (коррозия, механическое повреждение и т.п.) и проводится описание его особенностей.

5.2.6. Уточненная привязка дефектов по местоположению на трубе производится относительно сварных швов с учетом направления перекачки продукта:

- измеряется расстояние (вдоль оси трубы) относительно выбранного кольцевого шва с точностью ± 5 мм; при указании расстояния знак «+» соответствует расположению привязываемой точки за кольцевым швом, знак «-» соответствует расположению привязываемой точки перед кольцевым швом;
- измеряется расстояние (в окружном направлении) относительно продольного шва или верхней образующей трубы с точностью ± 5 мм; при указании расстояния используется правило правого винта: знак «+» соответствует направлению по часовой стрелке, знак «-» соответствует направлению против часовой стрелки.

5.2.7. При контроле должны быть измерены размеры дефекта:

- длина – расстояние между наиболее удаленными в продольном направлении (вдоль оси трубы) точками дефекта, точность измерений не ниже ± 5 мм;
- ширина – расстояние между наиболее удаленными в окружном направлении точками дефекта, точность измерений не ниже ± 5 мм;
- глубина (высота) – наибольший размер дефекта в направлении толщины стенки, точность измерений $\pm 0,1$ мм;
- профиль дефекта – глубина дефекта с шагом 10-25 мм вдоль линии между наиболее удаленными в продольном направлении (вдоль оси трубы) точками дефекта, точность измерений $\pm 0,1$ мм.

5.2.8. Для дефекта, расположенного в толще металла (внутренний дефект), должна быть измерена глубина залегания дефекта – расстояние в радиальном направлении от наружной поверхности стенки трубы до центра дефекта. Точность измерений $\pm 0,1$ мм.

5.2.9. Вне зоны дефекта (по его периметру с шагом 100...500 мм) измеряют толщину стенки трубы. Точность измерений $\pm 0,1$ мм.

5.2.10. Для группы дефектов измеряют расстояние между смежными дефектами, т.е. минимальный размер перемычки бездефектного металла трубы.

5.2.11. Для сочетания дефектов типа питтинговой коррозии на фоне общей коррозии отдельно измеряется максимальная глубина общей коррозии, глубина, длина и ширина наиболее крупных питтингов с их привязкой.

5.2.12. Сварные швы аномального исполнения, с повреждениями или дефектами проходят контроль для выявления трещин.

5.2.13. Дефекты механической потери металла (царапины, задиры и т.п.) проходят контроль для выявления трещин.

5.2.14. Дефекты формы поперечного сечения трубы (вмятины, гофры) проходят контроль для выявления трещин и повреждений потери металла.

5.2.15. Измеряемые параметры геометрии и привязки дефектов последовательно заносятся в таблицу результатов инструментального контроля.

5.2.16. Все выявленные при контроле дефекты последовательно нумеруются, границы обнаруженных дефектов на трубе обводятся масляной краской.

5.2.17. Для проведения дефектоскопического контроля используются штангенциркуль, рулетка, ультразвуковые толщиномер и дефектоскоп, иное контрольно-измерительное оборудование, надлежащим образом поверенные и обеспечивающие необходимую точность измерений.

5.3. Документирование результатов

5.3.1. По результатам проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефекта (дефектной зоны) заполняется акт (Приложение 6).

5.3.2. К акту прикладываются таблицы результатов контроля, схемы и чертежи, описывающие привязку дефектов, их размеры и относительное расположение. Для локальных дефектов с максимальным габаритным размером до 50 мм составляется схема дефекта на развертке трубы с указанием глубины, длины и ширины дефекта. Для более протяженных дефектов дополнительно составляется топографическая схема на развертке трубы с измерением глубины дефекта по сетке с шагом, зависящим от размеров дефекта, например, 25×25 мм, но не более 50 мм.

5.3.3. Все случаи групп и сочетаний дефектов должны быть отмечены и надлежащим образом описаны (документированы).

5.3.4. Дополнительные требования к составу и формам представления результатов дефектоскопического контроля устанавливаются на основе положений нормативно-методических документов, определяющих порядок оценки опасности дефектов и проведения ремонтных работ.

6. ОЦЕНКА ОПАСНОСТИ ВЫЯВЛЕННЫХ ДЕФЕКТОВ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

Настоящий раздел содержит основные требования к методическому обеспечению и проведению расчетов на прочность и остаточный ресурс по результатам внутритрубной инспекции.

Раздел определяет принципы оценки допустимости дефектов и их ранжирования по степени опасности, а также основные требования к применяемым для этих целей методикам расчетов.

Раздел содержит рекомендации по составу и формам представления в отчете по внутритрубной диагностике результатов расчетов на прочность и ресурс, результатов оценки опасности дефектов.

6.1. Основные принципы проведения расчетов, нормирования дефектов, оценки технического состояния

6.1.1. Оценки опасности выявленных дефектов и технического состояния диагностируемого участка МН должны проводиться в соответствии с требованиями документов и методик, действующих в КТК и согласованных в установленном порядке с надзорными органами.

6.1.2. Результаты расчетов должны давать оценку параметров технического состояния диагностируемого участка МН, служить основанием для выбора режимов дальнейшей эксплуатации, планирования ремонтных работ и диагностических мероприятий.

6.1.3. Принимая во внимание разнообразие особенностей и дефектов, выявляемых при внутритрубной инспекции (см пп. 3.1.1 – 3.1.2), для адекватной оценки технического состояния участка МН могут использоваться несколько методик (в пределах их применимости). Информация по «общепризнанным» методикам для расчетов на прочность трубопроводов с дефектами приведена в Приложении 7.

6.1.4. Методика расчета на прочность должна реализовывать оценку прочности поврежденных элементов трубопровода и осуществлять нормирование (ранжирование) дефектов по степени опасности на основе расчетных коэффициентов запаса.

В качестве основной характеристики прочности элемента трубопровода с дефектом должно использоваться предельное (разрушающее) давление.

6.1.5. В качестве базового должен использоваться расчетный коэффициент запаса по давлению, представляющий собой отношение разрушающего давления, рассчитанного для дефектного трубного элемента, к рабочему нормативному (эксплуатационному) давлению.

6.1.6. Используемые предельные допустимые значения коэффициентов запаса должны быть согласованы с требованиями нормативных документов, в соответствии с которыми осуществлялось проектирование и строительство участка МН.

6.1.7. В процессе эксплуатации прочность элемента трубопровода может снижаться из-за накопления повреждений, образования и развития дефектов.

6.1.8. Оценка опасности дефектов с учетом их развития проводится на основании расчетов прогнозируемого ресурса (ресурсных показателей). Положения методики, реализующей расчет прогнозируемого ресурса, должны адекватно описывать и учитывать механизмы накопления повреждений, развития дефектов в металле МН.

6.1.9. На основании расчетов ресурсных показателей методика должна обеспечивать классификацию дефектов на категории опасности по остаточному ресурсу.

6.1.10. В состав методик расчетов на прочность и ресурс должны входить следующие описания и правила:

- описание области применения методики;
- описание исходных данных, необходимых для расчетов;
- правила схематизации рассчитываемого участка трубопровода и действующих на него нагрузок;
- правила схематизации дефектов, групп и сочетаний дефектов;
- правила учета погрешностей при измерениях и определении размеров;
- описание предельных состояний, рассматриваемых при определении предельных (разрушающих) нагрузок (давлений);
- правила учета накопления повреждений и развития дефектов.

6.1.11. Положения методики (методик) должны обеспечивать расчет

- предельных (разрушающих) давлений для «бездефектной» трубы и поврежденных трубных элементов;
- коэффициентов запаса по давлению;
- размеров дефектов, которые при заданном рабочем давлении могут быть отнесены к дефектам, не требующим ремонта, и к дефектам, подлежащим ремонту (по категориям ПОР и ДПР);
- безопасных давлений эксплуатации поврежденных трубных элементов;
- остаточного ресурса поврежденных трубных элементов.

6.1.12. Расчеты по методике могут быть реализованы в виде программного комплекса, принятого к использованию в КТК. Программный комплекс должен обеспечивать проведение расчетов в автоматизированном (пакетном) режиме (по данным внутритрубной

диагностики) и в ручном режиме (по данным дополнительного дефектоскопического контроля).

6.1.13. Для оценки допустимости выявленных дефектов могут использоваться положения нормативных документов, определяющих требования к геометрии труб, состоянию металла труб и сварных соединений на этапах проектирования и строительства участка нефтепровода. Список таких документов с указанием регламентируемых параметров дефектов приведен в Приложении 7.

6.2. Основные требования к структуре и представлению результатов оценки опасности выявленных дефектов

6.2.1. Заказчик предоставляет Исполнителю исходные данные для проведения расчетов на прочность и оценки опасности дефектов. Табличная структура этих данных и комментарии к ним приведены в Приложении 8. По запросу Исполнителя Заказчиком могут быть представлены дополнительные данные в согласованной форме, которые необходимы для получения адекватных оценок прочности и опасности дефектов. Все предоставленные и использованные в расчетах данные должны быть включены в отчет по внутритрубной диагностике.

6.2.2. В отчет по внутритрубной диагностике должны быть включены результаты оценки опасности дефектов с учетом их возможного развития (для коррозионных, стресс-коррозионных повреждений, усталостных трещин, сварных швов аномального исполнения и т.п.).

6.2.3. Результаты расчетов могут быть представлены в отчете по внутритрубной диагностике в виде Таблицы опасности дефектов, в которой указывают следующую основную информацию.

6.2.3.1 Номер дефекта в соответствии с Таблицей результатов дефектоскопии (см. пп. 4.6.2.4 и 4.6.3).

6.2.3.2. Размеры дефекта – оценка наибольших размеров дефекта вдоль оси трубы (длина, мм), по окружности трубы (ширина, мм), в направлении толщины стенки (глубина, высота, мм или % от толщины стенки).

6.2.3.3. Толщина стенки трубы по Трубному журналу (см. п. 4.5.1.5), мм

6.2.3.4. Максимальное безопасное рабочее давление – безопасный уровень рабочего давления, определенный для трубы с дефектом по соответствующей методике.

6.2.3.5. Коэффициент безопасного давления (аналог ERF или “Estimated Repair Factor”) – расчетный коэффициент, равный отношению рабочего давления к безопасному рабочему давлению, определенного расчетом по соответствующей методике.

6.2.3.6. Основные ресурсные показатели: время до перехода дефекта в категорию ДПР; время до перехода дефекта в категорию ПОР.

6.2.3.7. Другие показатели степени опасности дефекта.

6.2.4. В отчет по внутритрубной диагностике должны быть включены обобщающие материалы, описывающие техническое состояние участка МН.

6.2.4.1. Распределение по длине диагностируемого участка значений коэффициента безопасного давления, рассчитанного для бездефектных труб и труб с выявленными дефектами.

6.2.4.2. Результаты расчетов ресурсных показателей с учетом возможного развития дефектов, включая распределения ресурсных показателей по длине диагностируемого участка.

6.2.4.3. Распределения объемов ремонтных работ (для дефектов категорий ПОР и ДПР) по длине диагностируемого участка.

6.2.4.4. Очередность (приоритетность) вывода дефектов в ремонт с учетом их развития при эксплуатации.

6.2.5. Дополнительные рекомендации по представлению результатов расчетов в отчете по внутритрубной диагностике приведены в Приложении 5.

7. МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА

Настоящий раздел содержит основные требования к проведению мониторинга технического состояния участков МН, положения и рекомендации по определению периодичности проведения внутритрубной диагностики.

7.1. Основные положения системы безопасной эксплуатации МН

7.1.1. Работоспособность и безопасность эксплуатации МН обеспечивается путем реализации следующих взаимосвязанных мероприятий:

- внутритрубная дефектоскопия, использующая снаряды-дефектоскопы высокого разрешения, для выявления и идентификации различных видов особенностей, повреждений, дефектов металла, для определения их характерных размеров;
- оценки допустимости выявленных при внутритрубной диагностике повреждений и дефектов, ранжирование их по степени опасности, определение приоритетов ремонтных работ и периодичности диагностических обследований;
- выборочные ремонты, проводимые на основе данных внутритрубной диагностики и результатов прогнозирования остаточного ресурса, обеспечивающие полное восстановление несущей способности поврежденных участков.

7.1.2. Дефекты должны быть выявлены средствами внутритрубной диагностики и устранены до того, как получат опасное развитие.

7.1.3. На основании отчетов по внутритрубной диагностике разрабатываются программы дополнительного дефектоскопического контроля и выборочного ремонта, включающие определение дефектных участков, подлежащих ремонту; назначение сроков и методов ремонта участков с дефектами.

7.1.4. По результатам дополнительного дефектоскопического контроля расчетом на прочность и ресурс уточняются опасность дефекта, необходимость и методы ремонта дефектных участков, корректируется программа ремонта.

7.1.5. Ремонт проводится с использованием эффективных технологий, по возможности без вывода нефтепровода из эксплуатации.

7.1.6. Периодичность проведения внутритрубной диагностики определяется на основе результатов прогнозирования параметров технического состояния участка МН с учетом кинетики зарождения и развития дефектов и реализуемой программы ремонтов.

7.2. Понятие о мониторинге технического состояния

7.2.1. Мониторинг является комплексной системой диагностического обслуживания и оценки технического состояния магистрального трубопровода на протяжении всего срока эксплуатации.

7.2.2. Мониторинг, основанный на результатах внутритрубной диагностики высокого разрешения, позволяет проследить изменение определяющих параметров технического состояния трубопровода, осуществлять выбор и реализацию эффективной стратегии ремонта, и, в конечном счете, позволяет управлять ресурсом МН.

7.2.3. Основная задача мониторинга – оценка и прогнозирование динамики технического состояния с целью обеспечения надежной и безопасной эксплуатации нефтепровода.

7.2.4. Целями мониторинга технического состояния являются:

- накопление и согласованная обработка результатов периодических инспекций (в том числе, выполненных различными типами дефектоскопов и различными организациями-Исполнителями), дополнительных дефектоскопических контролей, ремонтных мероприятий (выборочный ремонт дефектов, замена участка, ремонт трубы с заменой изоляции и т.п.);
- прогнозирование изменения технического состояния нефтепровода на основе моделирования возникновения и развития дефектов, оценки их опасности по результатам периодически проводимых внутритрубных инспекций;
- разработка рекомендаций по режимам эксплуатации и планам выборочного и капитального ремонтов;
- поддержка системы принятия решений;
- обоснованное определение периодичности внутритрубного диагностирования.

7.2.5. Данные внутритрубной диагностики и результаты их обработки пополняют комплекс баз данных обеспечения мониторинга технического состояния. В этот комплекс могут входить следующие информационные составляющие.

7.2.5.1. База данных по элементам нефтепровода. Формируется на основе данных, полученных при строительстве, а также результатов предпусковой внутритрубной инспекции. Содержит исчерпывающее описание трубных блоков, сварных соединений, элементов обустройства нефтепровода.

7.2.5.2. База данных по расположению и конфигурации нефтепровода. Формируется и пополняется на основе данных внутритрубных инспекций, результатов GPS-привязки, цифровых карт местности. Содержит информацию о пространственном расположении и конфигурации трубопровода. Используется для описания трассы, позиционирования с

помощью GPS-координат, совмещения данных внутритрубной инспекции с картографической информацией.

7.2.5.3. База данных по нагруженности трубопровода. Формируется на основе данных внутритрубной диагностики о конфигурации трубопровода и результатов расчетного анализа. Содержит результаты расчетных оценок нагрузок на трубопровод. Используется для мониторинга напряженно-деформированного состояния, определения эксплуатационных режимов нагружения металла участков МН.

7.2.5.4. База данных по механическим свойствам. Формируется на основе программы экспериментальных исследований, начиная с этапа строительства трубопровода. Накапливаемые в базе свойства и характеристики материалов и сварных соединений определяются с учетом реальной нагруженности трубопровода, коррозионного воздействия окружающей среды, иных повреждающих факторов эксплуатации.

7.2.5.5. База данных по состоянию металла трубопровода. Формируется на основе данных об особенностях геометрии, дефектах и повреждениях металла труб и сварных соединений, имевших место отказах. Содержит информацию об исходной «дефектности» металла, выявленной в ходе строительства трубопровода и предпусковых испытаний, результаты внутритрубных обследований, дополнительных дефектометрических контролей, ремонтов.

7.2.6. Система принятия решений, основанная на мониторинге, должна включать в себя оценку работоспособности участка, оценку его ресурса, заключение о выводе дефектного участка в ремонт или условиях его эксплуатации, о периодичности обследования. Такими решениями могут быть:

- немедленная остановка эксплуатации для проведения ремонтно-восстановительных работ;
- продолжение эксплуатации с ограничениями по технологическим параметрам и/или с ведением дополнительных осмотров, мероприятий неразрушающего контроля и технической диагностики с периодичностью, обеспечивающей безопасную эксплуатацию;
- продолжение эксплуатации без ограничений до очередного диагностического обследования, планово-предупредительного или капитального ремонта.

7.3. Периодичность диагностирования участков нефтепровода КТК внутритрубными дефектоскопами

7.3.1. Внутритрубная диагностика должна выполняться на протяжении всего жизненного цикла нефтепровода с определенной периодичностью.

7.3.2. Периодичность проведения внутритрубной диагностики должна определяться на основе оценки показателей риска. В качестве приоритетных по срокам диагностических работ должны назначаться участки нефтепровода с наиболее высокими значениями показателей риска: участки, обладающие высокими вероятностями аварий и/или приводящие к наиболее значительным потерям и затратам при возникновении аварий.

7.3.3. При отсутствии специализированной методики расчетов показателей риска в терминах вероятностей отказов и оценок последствий периодичность внутритрубной диагностики участков МН определяется с соответствии с положениями настоящего раздела.

7.3.4. Срок проведения очередного диагностического обследования назначается для каждого типа внутритрубного прибора-дефектоскопа с учетом реализуемой программы ремонтных работ.

7.3.5. В соответствии с положениями данного раздела дефекты, выявляемые при внутритрубной диагностике, подразделяются на следующие категории, согласованные с принятой в СНиП 2.05.06-85* системой категорий участков трубопроводов и «риском» реализации отказа на поврежденной трубе (рис. П9.1, Приложение 9).

7.3.5.1. Дефекты, не требующие ремонта (незначительный риск) – дефекты для которых расчетное разрушающее (предельное) давление не ниже проектного разрушающего давления p_b , вызывающего в неповрежденной стенке трубы кольцевое напряжение, равное нормативному временному сопротивлению σ_b (R_1^H по СНиП 2.05.06-85*). Наличие таких дефектов не снижает прочность трубы.

7.3.5.2. Дефекты категории ДПР, подлежащие ремонту (приемлемый риск) – дефекты, для которых расчетное разрушающее (предельное) давление не ниже гарантированного заводами-изготовителями давления гидроиспытания p_r , вызывающего в неповрежденной стенке трубы кольцевое напряжение, равное 95 % от нормативного предела текучести σ_{02} (R_2^H по СНиП 2.05.06-85*). Наличие таких дефектов снижает прочность трубы.

7.3.5.3. Дефекты категории ПОР, подлежащие первоочередному ремонту (недопустимый риск) – дефекты, для которых расчетное разрушающее (предельное) давление ниже давления гидроиспытания p_r . Дефекты категории ПОР представляют повышенную опасность для целостности МН.

7.3.6. К моменту проведения следующего диагностического обследования в обязательном порядке (в соответствии со схемой на рис. П9.1 Приложения 9) должны быть

отремонтированы дефекты, попадающие к категорию ПОР в течение периода до следующего диагностического обследования. Срок ремонта определяется в соответствии с положениями расчетной методики (методик) оценки прочности и ресурса с учетом скоростей роста дефектов.

7.3.7. Периодичность проведения внутритрубной диагностики зависит от принятых максимальных скоростей развития дефектов и от показателей выявляемости использованного снаряда-дефектоскопа.

7.3.8. Исходными данными для определения максимальных скоростей роста развития дефектов являются:

- данные экспериментов по определению остаточного ресурса труб с дефектами, проводимых в условиях аналогичных (марка трубной стали, завод-изготовитель, тип трубы, номинальные размеры, характеристики повторно статических и циклических нагрузок, окружающая агрессивная среда) реальным условиям эксплуатации;
- данные эксплуатации, представляющие собой статистически обработанные результаты обследований (внутритрубных, в шурфах и т.п.) ряда участков трубопровода и измерений размеров дефектов;
- иные данные (литературные и др.), позволяющие получить обоснованные адекватные оценки максимальных скоростей роста дефектов.

7.3.9. Принятые для расчетов максимальные скорости должны иметь вероятностное обоснование. Рекомендуется в качестве максимальной скорости v_{\max} принимать значение, соответствующее уровню 95 % вероятности.

7.3.10. В случае, если имеются результаты повторных обследований, то для i -го дефекта его скорость роста в глубину v_i может быть определена по следующей формуле

$$v_i = \frac{\delta}{\Delta t} \left(d_2 - d_1 + \sqrt{2} \Delta_d \frac{z_{(95)}}{z_{(1+P_0/2)}} \right),$$

где δ – номинальная толщина стенки; Δt – время между обследованиями; d_1 и d_2 – относительные глубины дефекта по результатам обследований; $z_{(95)}$ – 95 % квантиль нормального распределения; $z_{(1+P_0/2)}$ – квантиль нормального распределения, соответствующий доверительной вероятности P_0 определения относительной глубины дефекта с погрешностью Δ_d .

7.3.11. Определение периодичности диагностирования для выявления дефектов коррозионной потери металла (магнитный снаряд-дефектоскоп с продольным намагничиванием, ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с радиальным вводом ультразвуковых волн).

7.3.11.1. Исходными данными для расчетов являются максимальная скорость коррозии $v_{\max_корр}$ и специфицированная Исполнителем наименьшая глубина коррозионного дефекта $\Delta_{корр}$ (относительно толщины стенки), выявляемого с вероятностью не ниже 90% (см. Приложение 3).

7.3.11.2. При отсутствии обоснованных экспериментальных данных и/или данных эксплуатации для расчета периодичности диагностики МН рекомендуется использовать значение скорости $v_{\max_корр} = 0,62$ мм/год, основанное на результатах статистической обработки данных повторных внутритрубных инспекций участков магистральных нефтепроводов ультразвуковыми дефектоскопами с радиальным вводом ультразвуковых волн.

7.3.11.3. Для трубы с номинальной толщиной стенки δ (мм) из стали с нормативным временным сопротивлением σ_b и нормативным пределом текучести σ_{02} срок следующего диагностического обследования $t_{\text{диагн}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{диагн}} = \frac{\delta}{v_{\max_корр}} \left(1 - 0,825 \frac{\sigma_{02}}{\sigma_b} - \Delta_{корр} \right).$$

7.3.11.4. В качестве срока диагностического обследования для всего участка трубопровода выбирается наименьшее из значений $t_{\text{диагн}}$ (в годах).

7.3.12. Определение периодичности диагностирования для выявления трещиноподобных дефектов (магнитный снаряд-дефектоскоп с продольным намагничиванием, ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с наклонным вводом ультразвуковых волн).

7.3.12.1. Расчет основан на прогнозируемой цикличности нагружения внутренним давлением с размахом равным нормативному рабочему давлению по СНиП 2.05.06-85* с периодичностью 1 цикл нагружения в сутки; на экспериментальных данных по скоростям роста усталостных трещин в сварных соединениях трубных сталей; специфицированной Исполнителем наименьшей глубине трещиноподобного дефекта Δ_{crack} (относительно толщины стенки), выявляемого с вероятностью не ниже 90% (см. Приложение 3).

7.3.12.2. Для трубы с номинальной толщиной стенки δ (мм) из стали с нормативным временным сопротивлением σ_b и нормативным пределом текучести σ_{02} срок следующего диагностического обследования $t_{\text{диагн}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{диагн}} = \frac{\delta}{1 \text{ мм/ГОД}} \left((1 - \Delta_{\text{crack}})^4 - \left(0,825 \frac{\sigma_{02}}{\sigma_b} \right)^4 \right).$$

7.3.12.3. В качестве срока диагностического обследования для всего участка трубопровода выбирается наименьшее из значений $t_{\text{диагн}}$ (в годах).

7.3.13. Результаты расчетов значений $t_{\text{диагн}}$ для участков МН приведены в Приложении 9.

7.3.14. Промежуток времени до следующего диагностического обследования $t_{\text{диагн}}$ снарядом-дефектоскопом, предназначенным для измерения (оценки) размеров дефектов определенного типа, не должен превышать минимального срока ремонта для дефекта ПОР данного типа, выполнение которого невозможно или нецелесообразно.

7.3.15. Расчеты показывают возможность обоснования междиagnostических интервалов, не превышающих 5-6 лет. Дальнейшее обоснованное увеличение периода между обследованиями ограничено возможностью возникновения в межинспекционный период новых дефектов с неизвестными скоростями развития.

7.3.16. При наличии достаточного объема диагностических данных рекомендуется проводить уточненное планирование работ по внутритрубной диагностике и ремонтов в соответствии с п. 7.3.3.

8. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ РАБОТ

Настоящий раздел содержит положения, определяющие основные требования по технике безопасности на месте проведения внутритрубной инспекции.

8.1. До начала работ Заказчик должен письменно подтвердить готовность участка нефтепровода к безопасному проведению диагностических работ.

8.2. При проведении диагностических работ подлежат обязательному выполнению все требования Правил безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, Правил пожарной безопасности, действующих на территории выполнения работ, правил техники безопасности, действующих в организации, эксплуатирующей участок нефтепровода.

8.3. Персонал Заказчика, привлекаемый к проведению диагностических работ, должен пройти внеочередной инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности, ознакомиться с целями, задачами и особенностями предстоящих диагностических работ на участке нефтепровода, с порядком действий и обязанностями при возможном возникновении во время проведения работ нештатных и аварийных ситуаций. Инструктаж оформляется документально в установленном порядке.

8.4. Перед началом диагностических работ ответственный представитель Заказчика должен провести инструктаж персонала Исполнителя по технике безопасности и пожарной безопасности, ознакомить с действующими инструкциями, знание которых необходимо при выполнении диагностических работ. Инструктаж оформляется документально в установленном порядке.

8.5. Перед началом диагностических работ Исполнитель согласовывает с Заказчиком действия, предпринимаемые при возникновении нештатных ситуаций во время пропуски снарядов Исполнителя. При выполнении операций приема инспекционных снарядов, получивших повреждения, которые могли привести к нарушению условий взрывозащищенности, должны быть приняты специальные меры безопасности, обеспечивающие взрывобезопасность работ.

8.6. Все работы, связанные с запасовкой, пуском, приемом и извлечением внутритрубных снарядов Исполнителя, производятся работниками Заказчика под наблюдением специалистов Исполнителя.

8.7. Ответственный представитель Исполнителя перед началом работ проводит обучение персонала Заказчика методам запасовки и выемки снарядов, методам работы с применяемыми локаторными и маркерными системами. Обучение и проверка знаний должны быть оформлены протоколом.

8.8. При проведении диагностических работ запрещается проведение на данном участке нефтепровода других работ, не связанных непосредственно с пропуском внутритрубных инспекционных снарядов.

8.9. Персонал, не задействованный в работах по запасовке или приему снарядов, должен находиться вне зоны проведения работ.

8.10. При проведении операций запасовки и выемки снарядов следует принять меры по предупреждению накапливания статического электричества на снарядах и запасочных лотках путем заземления. Заземление выполняется подключением кабеля заземления между камерой пуска-приема и лотком с надежной фиксацией зажимов кабеля на участках металла, свободных от защитного покрытия. Операции подключения и отключения кабеля заземления должны выполняться только при закрытой крышке камеры пуска-приема.

8.11. При проведении операций запасовки и приема внутритрубных снарядов необходимо обеспечить наличие на площадках камер пуска-приема пожарных автомобилей.

8.12. Во время проведения работ на площадках камер пуска-приема персонал должен быть экипирован в соответствующую действующим нормативам спецодежду, обувь, перчатки и каски.

8.13. При проведении операций по подъему внутритрубных инспекционных снарядов необходимо соблюдать требования инструкций по безопасному ведению работ для крановщиков и стропальщиков, применять только штатные траверсы и стропы, предназначенные для этих снарядов.

8.14. Перед запасовкой очистных скребков и магнитных снарядов-дефектоскопов, имеющих металлические щетки, для предотвращения искрообразования при запасовке необходимо начальную часть (по длине не менее 500 мм) внутренней поверхности расширенной части камеры смазать толстым слоем синтетического солидола.

8.15. При проведении работ с магнитными скребками и магнитными снарядами-дефектоскопами, создающими сильное магнитное поле, необходимо соблюдать меры предосторожности (запрещается подходить к магнитам снарядов ближе 4 м):

- лицам, использующим кардиостимуляторы или аналогичные приборы;
- лицам с электронными программируемыми приборами и тестирующим оборудованием, кварцевыми и механическими часами, магнитными карточками и т.п.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ОБЩИЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

КТК – Каспийский Трубопроводный Консорциум

МН – магистральный нефтепровод КТК

Техническое состояние участка МН – совокупность количественных показателей и характеристик (параметров технического состояния), описывающих трубопровод как эксплуатируемый технический объект, определяющих условия его безопасной эксплуатации

Заказчик – предприятие, управляющее эксплуатацией МН и отдельных его участков, являющееся заказчиком диагностических работ

Исполнитель – специализированное предприятие, надлежащим образом уполномоченное на проведение комплекса работ по внутритрубной диагностике/инспекции на линейной части МН

Внутритрубная диагностика – комплекс работ по оценке технического состояния (параметров технического состояния) линейной части МН, охватывающий получение информации о дефектах и особенностях с использованием внутритрубных инспекционных снарядов, оценку опасности выявленных дефектов, определение безопасных режимов эксплуатации трубопровода или необходимости его ремонта

Внутритрубная дефектоскопия (инспекция, обследование) – выявление и оценка параметров дефектов в трубопроводе путем пропуска по трубопроводу снаряда-дефектоскопа

Диагностируемый участок – участок нефтепровода, на котором проводятся работы по внутритрубной диагностике

Контролепригодность – свойство участка трубопровода, характеризующее возможность проведения на этом участке внутритрубной диагностики

Периодичность внутритрубной инспекции – временной интервал между двумя последовательными внутритрубными инспекциями одним типом внутритрубного инспекционного снаряда

Внутритрубный снаряд – устройство, перемещаемое внутри трубы потоком перекачиваемого продукта, выполняющее специальные технологические или диагностические операции

Снаряд-калибр – внутритрубный снаряд, предназначенный для предварительного определения минимального проходного сечения трубопровода

Очистной снаряд (скребок) – внутритрубный снаряд, предназначенный для проведения очистки внутренней полости и стенок трубопровода от отложений, загрязнений, посторонних предметов

Внутритрубный инспекционный снаряд (ВИС) – внутритрубный снаряд, используемый для проведения внутритрубной инспекции (профилемер, ультразвуковые и магнитные снаряды-дефектоскопы)

Снаряд-дефектоскоп – внутритрубный снаряд, предназначенный для выявления дефектов и несовершенств, определения их параметров

Профилемер – внутритрубный снаряд, предназначенный для измерения внутреннего проходного сечения и радиусов поворотов трубы

Магнитный снаряд-дефектоскоп – снаряд-дефектоскоп, принцип работы которого основан на регистрации рассеяния магнитного потока на нерегулярностях стенки трубы

Ультразвуковой снаряд-дефектоскоп – снаряд-дефектоскоп, принцип работы которого основан на регистрации ультразвуковых волн, отраженных от нерегулярностей стенки трубы

Камера пуска-приема – комплект устанавливаемого на трубопроводе оборудования, предназначенного для ввода в трубопровод и приема из трубопровода внутритрубного снаряда

Аномалия – индикация, зарегистрированная снарядом-дефектоскопом и требующая дальнейшего анализа

Особенность – аномалия, допускающая однозначную идентификацию (отнесение к определенному типу) и определение характерных параметров (размеров)

Повреждение – особенность, возникшая в результате нерегламентированных воздействий на металл при транспортировке труб, строительстве трубопровода, эксплуатации, ремонте или несанкционированном доступе

Нарушение – особенность, представляющая собой отклонение размеров или показателей формы от регламентируемых значений

Потеря металла – повреждение поверхности трубы, приводящее к измеряемому уменьшению толщины стенки

Трещина – разрыв, разделение металла по некоторой поверхности

Вмятина – нарушение формы сечения трубы вследствие воздействия на наружную поверхность трубопровода локальной нагрузки

Гофра – нарушение формы сечения трубы вследствие продольной потери устойчивости стенки трубы

Дефект – потенциально опасная особенность, требующая для оценки своей опасности расчета на прочность по соответствующей методике; в настоящем документе может употребляться в обобщенном смысле для обозначения произвольного несовершенства формы, повреждения металла и т.п.

Параметры дефекта – геометрические размеры дефекта, используемые для расчетов на прочность дефектного участка трубопровода

Дефектный участок – участок нефтепровода, содержащий дефекты (дефект)

ГИС – географическая информационная система

GPS – система глобального позиционирования, применяемая для высокоточного определения положения объекта на местности по геодезическим координатам через космический спутник

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

PIPELINE INSPECTION SURVEY
ОБСЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕПРОВОДА

Questionnaire
ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

Project:
Проект: Трубопровод КТК

Section Name:
Название участка: _____

Please complete attached questionnaire as accurate as possible.
Просьба заполнить опросный лист как можно точнее

**1. GENERAL INFORMATION
ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ**

Pipeline Owner/Владелец нефтепровода: _____

Pipeline Operator/Оператор нефтепровода: _____

Address/Адрес: _____

Telephone No./Телефон: _____

Contact Name/Контактное лицо: _____

Pipeline Name or Ref. No.:
Название нефтепровода или № для ссылки: _____

Pipeline Size (nominal Outside Diameter): _____ Length of Line:
Диаметр (номинальный наружный диаметр): _____ Длина участка: _____

	Launcher Камера пуска	onshore на суше	offshore на воде	Receiver Камера приема	onshore на суше	offshore на воде
Location/Место						
Region/Область						
Country/Страна						

**2. DETAILS OF PIPELINE AT TIME OF INSPECTION
СВЕДЕНИЯ О НЕФТЕПРОВОДЕ К МОМЕНТУ ОБСЛЕДОВАНИЯ**

Date of Pipeline Construction Дата ввода в эксплуатацию	Pipeline Design Pressure, MPa Проектное давление, МПа	Pipeline MAOP, MPa Максимальное допустимое рабочее давление, МПа

SMYS (Specified minimum yield strength), MPa Минимальный предел текучести, МПа	SMTS (Specified minimum tensile strength), MPa Минимальный предел прочности при растяжении, МПа

Operation Conditions / Рабочие условия

Type of Medium / Продукт:

	Liquid / Жидкий			
	Min Мин.	Normal Норм.	Max Макс.	Unit Ед. измерения
Operation Temperature Рабочая температура				°C
Operation Pressure Рабочее давление				MPa МПа
Flow rate during Survey Скорость потока				m/s м/с
Speed at Launcher Скорость у камеры пуска				
Speed at Receiver Скорость у камеры приема				
Wax Content Содержание парафина				
CO ₂ Content Содержание CO ₂				
H ₂ S Content Содержание H ₂ S				
Other Прочее				

Inspection Requirements / Требования по инспектированию

Special Personnel Protection

Equipment required

Yes

No

Specify

Необходимы средства

защиты для персонала

Да

Нет

Указать _____

Safety Training required

Yes

No

Specify

Необходим инструктаж по

технике безопасности

Да

Нет

Указать _____

Pipeline Wall Thickness, Construction & Grade / Толщина стенки, тип трубы и марка стали

Please specify the range of pipeline wall thicknesses present in the pipeline section (trap to trap). Where possible, specify the nominal wall thickness of line pipe employed and the actual length in miles or kilometers for each nominal value.

Пожалуйста укажите диапазон толщины стенки труб по всей длине участка нефтепровода (от камеры до камеры). По возможности укажите номинальную толщину стенки линейной трубы и фактическую длину участка в милях или километрах для каждого номинального значения.

Nominal Wall Thickness Номинальная толщина стенки	Length Seam Welded, ERW Welded Длина продольношовного участка, участка сварки сопротивлением	Length Spiral Welded Длина спиральношовного участка	Length Seamless Длина бесшовного участка	Material Материал
Total Section Length Общая длина участка				

Backing rings at joints Yes No
Наличие подкладных колец на стыках Да Нет

Backing rings thickness _____ mm
Толщина подкладных колец _____ мм

Length of pipe with backing rings _____ km
Длина участка с подкладными кольцами _____ км

Smallest known ID reduction _____ Largest known ID _____
Наименьший известный _____ Наибольший известный _____
внутренний диаметр _____ внутренний диаметр _____

3. DETAILS OF PIPELINE FITTINGS/ПОДРОБНОСТИ О ФИТИНГАХ НЕФТЕПРОВОДА

3.1 Bends (only smallest radii are required for each kind of type) Колена (для каждого типа указать только наименьший радиус)

Type Тип колена	Quantity Кол-во	Minimum bend radius Минимальный радиус, например, 1.5D, 3D, 5D и т.д.	Angle Угол	Minimum nominal bore Минимальный номинальный диаметр
hot bend заводское				
mitred bend сегментное				
field bend монтажное				
others другие				

3.2 Tees, Branches, Offtakes etc.
Тройники, Патрубки, Отводы и др.

Type (e.g. welded stopple, etc.) Тип (например, заглушка и т.д.)	Quantity Кол-во	O'clock position Положение по циферблату часов	Angle to Pipeline Угол к трубопроводу	Diameter of Offtake Диаметр отвода	Minimum ID of Tee(s) Минимальный диаметр тройника	Are pig bars fitted? Установлены ли решетки?
						Yes/Да <input type="checkbox"/> No/Нет <input type="checkbox"/>
						Yes/Да <input type="checkbox"/> No/Нет <input type="checkbox"/>
						Yes/Да <input type="checkbox"/> No/Нет <input type="checkbox"/>
						Yes/Да <input type="checkbox"/> No/Нет <input type="checkbox"/>
						Yes/Да <input type="checkbox"/> No/Нет <input type="checkbox"/>

Can Side Flows be Controlled? Yes No
 Контролируются ли боковые потоки Да Нет

Min. Distance between Adjacent Tees & other Fittings, Valves, etc.: _____
 Миним. расстояние между соседними тройниками и др. фитингами, кранами и т.д.

Are Sacrificial Anodes Present: Yes No if «yes», how are they attached:
 Имеются ли протекторные аноды: Да Нет если «да», то как они крепятся:
 welded on plate pin brazed CAD-welded other
 приварены к плите припаяны CAD-сварка другое _____

Type of internal Coating: _____ thickness _____
 Тип внутренней изоляции _____ толщина _____

External Coating _____ thickness _____
 Наружная изоляция _____ толщина _____

3.3 Block Valves (supply drawings with questionnaire wherever possible)
Краны (по возможности, приложите к опросному листу чертежи)

Type (Gate, Ball, etc.) Тип (задвижка, шаровой и т.д.)	Model Number Номер модели	Minim. Nominal Bore Минимальное проходное сечение

In case of wedge gate valves, length of wedge cavity inside the valves
 Для клиновых задвижек указать длину клиновой полости внутри них _____

3.4 Check Valves (supply drawings with questionnaire wherever possible)

Обратные клапаны (по возможности, приложите к опросному листу чертежи)

Minim. Nominal Bore Минимальное проходное сечение	Can Check Valves be locked open during survey? Могут ли обратные клапаны быть зафиксированы в открытом положении во время обследования?
	Yes/Да <input type="checkbox"/> No/Нет <input type="checkbox"/>
	Yes/Да <input type="checkbox"/> No/Нет <input type="checkbox"/>

Any know problems with valves in the past? Yes No if «yes», please describe the problem:
 Были ли проблемы с клапанами в прошлом? Да Нет Если «да», то в чем они заключались:

4. DETAILS OF PIPELINE RECORDS AND HISTORY СВЕДЕНИЯ О НЕФТЕПРОВОДЕ И ЕГО ПРОШЛОМ

Is Pipeline Currently Operational? Yes <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Эксплуатируется ли нефтепровод в настоящее время? Да <input type="checkbox"/> Нет <input type="checkbox"/>	Are Weld Record Books available? Yes <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Имеются ли сварочные журналы? Да <input type="checkbox"/> Нет <input type="checkbox"/>
Date of Last Inspection by tool / Дата последнего обследования снарядом: profile / профилирующим – ultrasonic / ультразвуковым – magnetic / магнитным –	Previous Inspection Co / Какой фирмой проводилось обследование
Are Cleaning Pigs Run on a Regular Basis? Yes <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Очистка нефтепровода проводится регулярно? Да <input type="checkbox"/> Нет <input type="checkbox"/>	If «yes», how often? Если «да», то как часто?
Type of Cleaning Pigs Used: Тип очистных снарядов:	Type and amount of debris recovered during last cleaning Тип и количество извлеченной грязи при последней очистке трубопровода
Is there any know damages? Известны ли какие-либо повреждения?	If «yes», please describe: Если «да», какие:

5. LOCATION DETAILS / СВЕДЕНИЯ ОБ ОРИЕНТИРАХ

Can as-built drawings be made available? Yes No
Могут ли быть представлены чертежи как построено? Да Нет

For marking purposes:
Will locations be accessible even during adverse weather conditions: Yes No

Для работы с маркерами:
Будут ли доступны места установки маркеров, в том числе при неблагоприятных погодных условиях? Да Нет

Will these locations be close to heavily traveled roads? Yes No
Находятся ли вблизи крупные авто- и ж/д магистрали? Да Нет

Are these marker locations properly marked? Yes No
Обозначены ли места установки маркеров? Да Нет

Can the following fittings be identified as reference for location of reported features during repair program?

Могут ли перечисленные ниже фитинги служить ориентирами для локализации места заявленных в отчете аномалий при ремонтных работах?

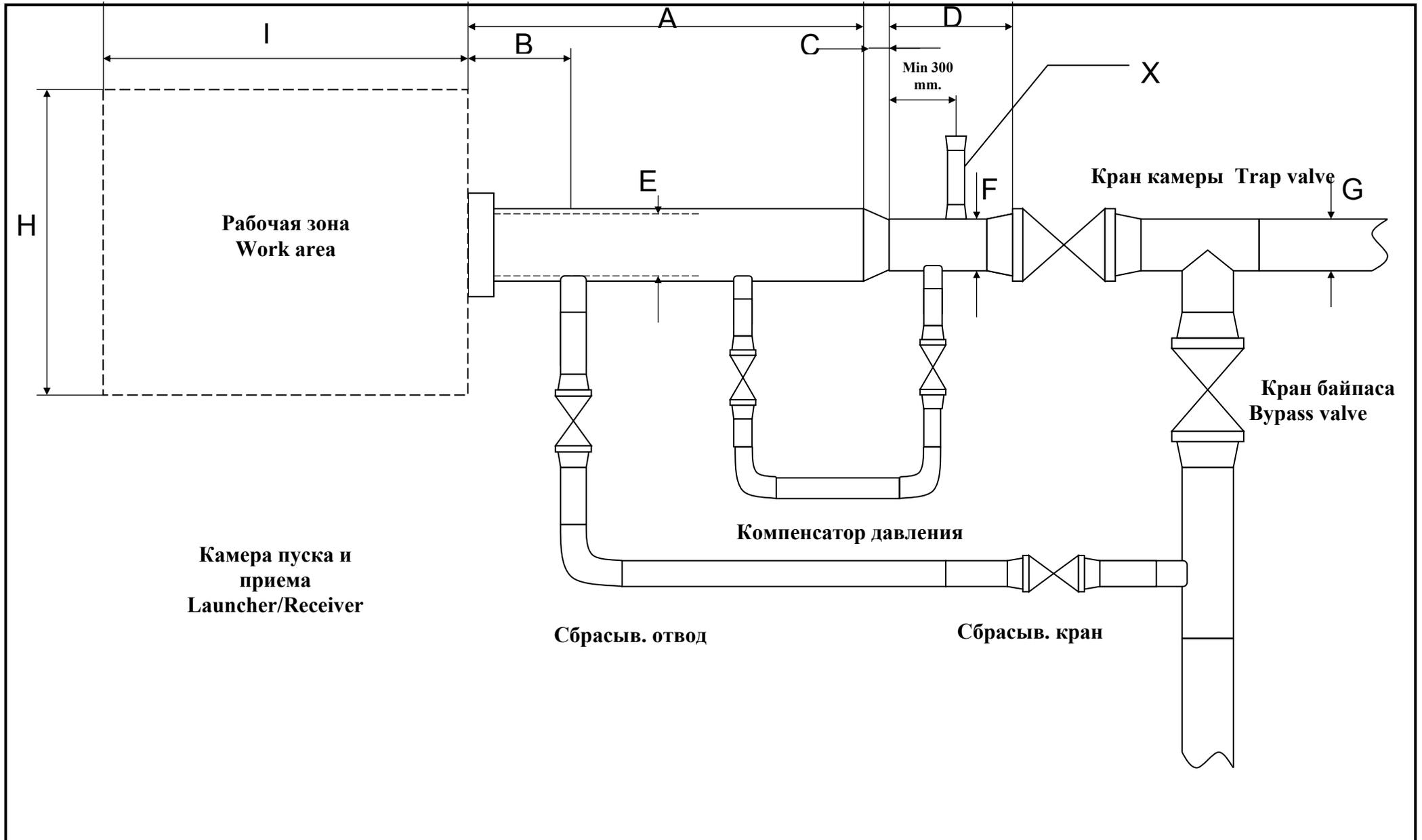
Line valves Yes No Anodes Yes No Marker magnets Yes No
Линейные краны Да Нет Аноды Да Нет Маркерные магниты Да Нет

Bends Yes No Flanges Yes No Sleeves/casings Yes No
Колена Да Нет Фланцы Да Нет Муфты/Кожухи Да Нет

Wt changes Yes No Offtakes Yes No CP connections Yes No
Изменение толщ. стенки Да Нет Отводы Да Нет Точки катодной Да Нет
защиты

Girth Welds Yes No Others:
Кольцевые швы Да Нет Другое: _____

6. DETAILS OF LAUNCHING & RECEIVING TRAPS
СВЕДЕНИЯ О КАМЕРАХ ПУСКА И ПРИЕМА



X – 6 inch Branch at 12:00 o'clock position (preferable) for MFL tool installation. Only for sizes up to 20 inch.

X – Патрубок 6 дюймов в положении 12:00 (предпочтительно) для запасовки магнитного снаряда-дефектоскопа. Только для диаметров до 20 дюймов.

Please enter the following launching & receiving trap dimensions:

Занесите размеры камер пуска и приема в таблицу:

TRAP DIMENSIONS/РАЗМЕРЫ КАМЕРЫ

	LAUNCHER (mm) КАМЕРА ПУСКА (мм)	RECEIVER (mm) КАМЕРА ПРИЕМА (мм)
A		
B		
C		
D		
E		
F		
G		
H		
I		

For items E-H please state minimum internal diameter

Для размеров E-H укажите минимальный внутренний диаметр

	LAUNCHER КАМЕРА ПУСКА		RECEIVER КАМЕРА ПРИЕМА	
Reduce Type: Переходник	concentric <input type="checkbox"/>	eccentric <input type="checkbox"/>	concentric <input type="checkbox"/>	eccentric <input type="checkbox"/>
Trap Construction Конструкция камеры	Welded <input type="checkbox"/>	Flanged <input type="checkbox"/>	Welded <input type="checkbox"/>	Flanged <input type="checkbox"/>
Angle and Direction of Trap if not Horizontal Угол и направление негоризонтальн. камер				
Height Trap Centerline above Access Area Высота камеры от земли по центр.оси				
Closure Type: Тип затвора камеры:				
Internal Tray inside Barrel Внутренний лоток внутри камеры	Yes <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Yes <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Crane access to Launcher/Receiver Подъезд к камерам для подъемного крана	Да <input type="checkbox"/>	Нет <input type="checkbox"/>	Да <input type="checkbox"/>	Нет <input type="checkbox"/>
Shutdown valve existing Имеется ли аварийный кран	Yes <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Yes <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
	Да <input type="checkbox"/>	Нет <input type="checkbox"/>	Да <input type="checkbox"/>	Нет <input type="checkbox"/>

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ПОКАЗАТЕЛИ ВЫЯВЛЯЕМОСТИ И ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЗМЕРОВ СНАРЯДОВ-ДЕФЕКТОСКОПОВ

Показатели выявляемости и погрешностей определения размеров дефектов (комментарий в соответствии с положениями Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines. Version 2.1. November, 1998. Shell International Exploration and Production B.V., EPT-OM)

ПЗ.1. Возможности снарядов-дефектоскопов по выявлению особенностей в трубопроводе описываются следующими вероятностными характеристиками.

ПЗ.1.1. POI (Probability of Identification, вероятность идентификации) – вероятность того, что особенность трубопровода будет выявлена снарядом-дефектоскопом и правильно идентифицирована (т.е. отнесена к тому или иному типу: коррозия, трещина и т.п.). Значение POI > 90% означает, что снаряд-дефектоскоп предназначен для выявления особенностей (дефектов) данного типа.

ПЗ.1.2. POD (Probability of Detection, вероятность обнаружения) – вероятность того, что особенность, относящаяся к определенному классу (виду) и имеющая заданные размеры, будет выявлена снарядом-дефектоскопом.

ПЗ.2. Исполнитель в паспортной информации на снаряд дефектоскоп должен для каждого класса особенностей, выявляемых данным снарядом-дефектоскопом, привести соответствующие значения POD.

ПЗ.2.1. Значение POD должно быть указано для особенности (дефекта) с определенными характерными размерами. Для потерь металла, рассматриваемые классы повреждений и соответствующие характерные размеры, для которых должны быть специфицированы значения POD, приведены в таблице ПЗ.1 и на рис. ПЗ.1.

ПЗ.2.2. Исполнитель может указать сочетание размеров особенности (дефекта), для которых величина POD принимает заданное значение (обычно 90%).

ПЗ.3. Возможности снарядов-дефектоскопов по определению размеров особенностей (дефектов) описываются погрешностями определения размеров (Sizing Accuracy), которые специфицируются в миллиметрах или в % от толщины стенки, для заданного уровня доверительной вероятности (достоверности).

ПЗ.3.1. Выражение «погрешность ± 5 мм при доверительной вероятности 90%» означает, что в 90 случаях из 100 погрешность составит не более ± 5 мм.

ПЗ.3.2. Значения погрешностей и уровней доверительной вероятности используются для определения расчетных поправок к зафиксированным при дефектоскопии размерам при оценке опасности дефектов.

ПЗ.4. Ориентировочные (справочные) значения показателей выявляемости и погрешностей определения размеров дефектов для снарядов-дефектоскопов высокого разрешения приведены ниже в соответствующих таблицах ПЗ.2-ПЗ.13.

Таблица ПЗ.1. Диапазоны размеров для особенностей 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

Примечания:

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 δ < 10 мм, A = δ, если δ > 10 мм, где δ – номинальная толщина стенки трубы.

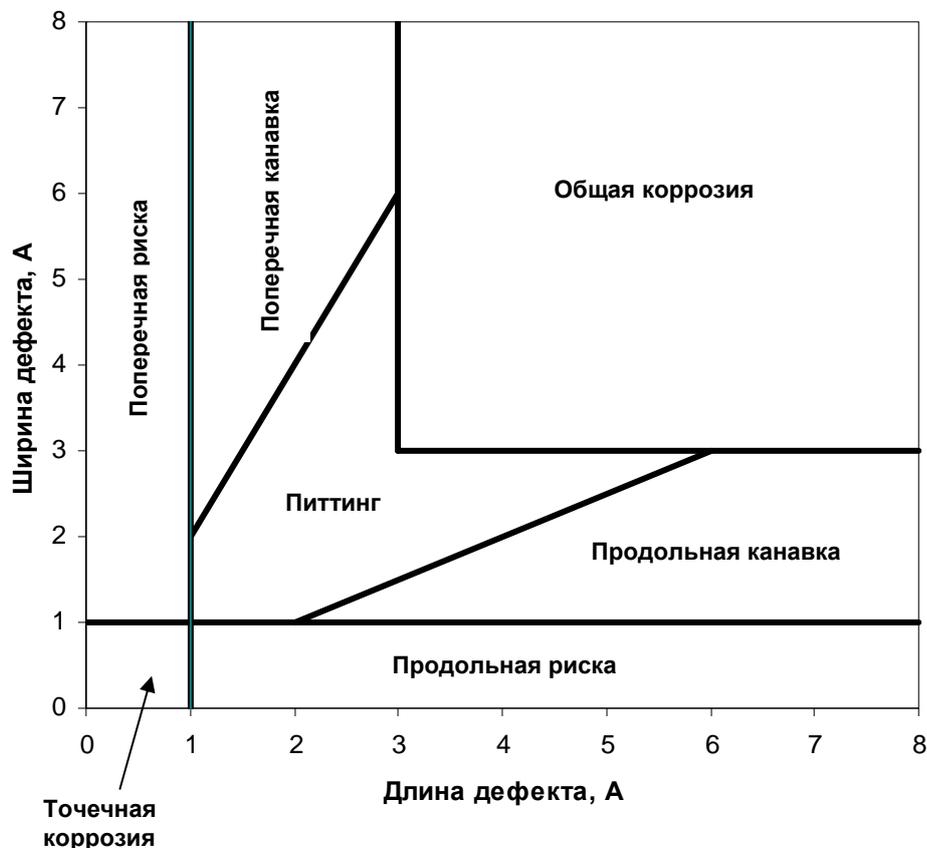


Рис. ПЗ.1. Графическое представление классификации потерь металла по их размерам.

Профилемер

Таблица ПЗ.2. Идентификация особенностей

Особенность	Да POI > 90%	Нет POI < 50%	Возможно 50% ≤ POI ≤ 90%
Идентификация внешней/внутренней особенности		X	
Потеря металла		X	
Потеря металла производственного происхождения		X	
Внутристенная особенность		X	
Зашлифовка		X	
Задир, риска, царапина		X	
Вмятина, гофра, сужение	X		
Поворот нефтепровода	X		
Расслоение		X	
Продольная трещина		X	
Поперечная трещина		X	
Защитный кожух		X	
Ремонтная муфта		X	
Фитинги	X		
Задвижки	X		
Тройники	X		

Примечание: профилемер предназначен для выявления дефектов формы поперечного сечения и сужений трубопровода.

Таблица ПЗ.3. 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%	± 0.5% от D_n

Примечание: D_n – номинальный диаметр нефтепровода

Магнитный снаряд-дефектоскоп с продольным намагничиванием

Таблица ПЗ.4. Идентификация особенностей

Особенность	Да POI > 90%	Нет POI < 50%	Возможно 50% ≤ POI ≤ 90%
Идентификация внешней/внутренней особенности	X		
Потеря металла	X		
Потеря металла производственного происхождения	X		
Внутристенная 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		

Примечание: снаряд-дефектоскоп предназначен для выявления дефектов потери металла и особенностей кольцевых сварных швов.

Таблица ПЗ.5. Показатели выявляемости и погрешности определения размеров дефектов потери металла

Параметр	Общая коррозия	Питтинговая коррозия	Продольная канавка	Поперечная канавка
Глубина дефекта при POD = 90%	$(0.05-0.1)\delta$	$(0.08-0.2)\delta$	$(0.2-0.4)\delta$	0.1δ
Погрешность измерения глубины с достоверностью 80%	$\pm 0.1\delta$	$\pm 0.2\delta$	$\pm 0.2\delta$	$\pm 0.1\delta$
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

Примечание: δ – номинальная толщина стенки трубы

Таблица ПЗ.6. Параметры выявляемости и погрешности определения размеров дефектов потери металла на кольцевом сварном шве и в зоне термического влияния (± 25 мм от сварного шва)

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%	$\pm 0.2\delta$	$\pm 0.4\delta$	$\pm 0.4\delta$	$\pm 0.2\delta$
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

Примечание: δ – номинальная толщина стенки трубы

Таблица ПЗ.7. Параметры выявляемости особенностей и погрешности определения размеров трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах

Параметр	Особенность (подрез, наплыв, смещение кромок и т.д.)	Трещиноподобная несплошность (непровар, трещина, несплавление)
Глубина при POD=90%	--	0.3δ
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

Примечание: δ – номинальная толщина стенки трубы

Магнитный снаряд-дефектоскоп с поперечным намагничиванием

Таблица П 3.8. Идентификация особенностей

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		
Внутристенная 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		

Примечание: снаряд-дефектоскоп предназначен для выявления узких (вытянутых в продольном направлении) дефектов потери металла, продольных трещиноподобных дефектов (включая стресс-коррозию), особенностей продольных сварных швов.

Таблица П 3.9. Показатели выявляемости и погрешности определения размеров продольных трещиноподобных дефектов

Параметр	Металл трубы	Металл шва и зоны термического влияния
Глубина дефекта при POD = 90%	0.2δ	0.25δ
Погрешность измерения глубины с достоверностью 80%	$\pm 0.15\delta$	$\pm 0.2\delta$
Погрешность измерения длины с достоверностью 80%	± 20 мм	± 25 мм

Примечание: δ – номинальная толщина стенки трубы

Ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с радиальным вводом ультразвуковых волн

Таблица ПЗ.10. Идентификация особенностей

Особенность	Да POI > 90%	Нет POI < 50%	Возможно 50% ≤ POI ≤ 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		

Примечание: снаряд-дефектоскоп предназначен для выявления потерь металла, расслоений, других внутрискладных особенностей.

Таблица ПЗ.11. Показатели выявляемости и погрешности определения размеров дефектов потери металла

	Общая коррозия	Питтинговая коррозия	Продольная канавка	Поперечная канавка
Глубина дефекта при POD = 90%	1.0 mm	1.5 mm	1.0 mm	1.5 mm
Погрешность измерения глубины с достоверностью 80%	±0.5 mm	±1.0 mm	±0.5 mm	±0.5 mm
Погрешность измерения ширины с достоверностью 80%	±8.0 mm	±8.0 mm	±8.0 mm	±8.0 mm
Погрешность измерения длины с достоверностью 80%	±6.0 mm	±6.0 mm	±6.0 mm	±6.0 mm

Ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с наклонным вводом ультразвуковых волн

Таблица ПЗ.12. Идентификация особенностей

Особенность	Да POI > 90%	Нет POI < 50%	Возможно 50% ≤ POI ≤ 90%
Идентификация внешней/внутренней особенности	X		
Потеря металла			X (общая коррозия)
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		

Примечание: снаряд-дефектоскоп предназначен, в первую очередь, для выявления продольных трещин, включая трещины стресс-коррозии; выявляются внутрискладные дефекты и повреждения общей коррозии.

Таблица ПЗ.13. Показатели выявляемости и погрешности определения размеров продольных трещиноподобных дефектов

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

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

ОБРАЗЦЫ ДОКУМЕНТОВ, ОФОРМЛЯЕМЫХ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ И ПРОИЗВОДСТВЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ РАБОТ

4.1.

Календарный график проведения диагностического обследования нефтепровода

Договор №: _____

Лист: 1

Заказчик: _____

Всего листов:

Нефтепровод: _____

Участок: _____

Диаметр: _____

Дата начала: _____

Тип дефектоскопа: _____

№ дефектоскопа: _____

Вид работ \ месяц																								

Представители
Исполнителя

Представители
Заказчика

Дата: _____

Дата: _____

Вид работ \ месяц																										

Представители
Исполнителя

Представители
Заказчика

Дата: _____

Дата: _____

4.2

А К Т
по результатам очистки внутренней полости участка нефтепровода Заказчиком

Договор №: _____

Заказчик: _____

Нефтепровод: _____

Участок: _____

Мы, нижеподписавшиеся представители Заказчика, информируем представителей Исполнителя о том, что на вышеуказанном участке нефтепровода Заказчиком проводились очистные работы.

Результаты очистки следующие:

№ ОС	Дата		Время			Количество примесей	Повреждения
	п/п запуск	приём	приёма	закрытия входной задвижки	выемки		
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							

Вывод:

Результат последней очистки

соответствует

не соответствует

нормам по очистке внутренней полости магистральных нефтепроводов.

Представители Заказчика

Дата :

АКТ

готовности очистного скребка Исполнителя к пропуску по нефтепроводу

Договор №: _____
 Заказчик: _____
 Нефтепровод: _____
 Участок: _____
 Тип скребка: _____ № скребка: _____
 № прогона: _____

Мы, нижеподписавшиеся представители Исполнителя, информируем представителей Заказчика о том, что очистной скребок Исполнителя готов к пропуску на данном участке нефтепровода, а именно:

- скребок собран в соответствии с эксплуатационной документацией;
- установленные на скребке диски: новые, имеют допустимый износ;
- манжеты: новые, имеют допустимый износ;
- щетки: новые, имеют допустимый износ;
- собирающие магниты и щетки очищены от посторонних металлических предметов и грязи;
- наличие трансмиттера: есть нет.
- организационные мероприятия на период прогона согласованы с представителями Заказчика.

Внимание! Установка трансмиттера обязательна:

- на второй скребок при пропуске скребков парой;
- на последний скребок перед пропуском дефектоскопа.

Приложение к акту: на _____ листе (ах).

Представители Исполнителя

Дата: _____

Ознакомлены: Представители Заказчика:

Дата: _____

ПРИЛОЖЕНИЕ
к акту готовности стандартного очистного скребка

Договор №: _____

Длина участка (км.): _____, № прогона скребка: _____

Регистрация износа дисков скребка до прогона:

№ п/п	Тип диска	Состояние диска	Износ кромки диска (%)		
			0	до 25	до 50
1	ведущий				
2	чистящий				
3	чистящий				
4	чистящий				
5	чистящий				
6	ведущий				

Регистрация износа дисков скребка после прогона:

№ п/п	Тип диска	Износ кромки диска (%)				Вывод о возможности дальнейшего использования
		до 25	до 50	до 75	100	
1	ведущий					
2	чистящий					
3	чистящий					
4	чистящий					
5	чистящий					
6	ведущий					

Примечание: процент износа кромки диска при первой и последующих оценках определяется от номинальной её толщины (образующей цилиндрической поверхности диска).

Регистрация износа манжет скребка:

№ п/п	Остаточная толщина до прогона, мм	Состояние манжеты до прогона	Остаточная толщина после прогона, мм	Вывод о возможности дальнейшего использования
1				
2				

Примечание: остаточная толщина изнашиваемой цилиндрической части манжеты – не менее 10 мм.

Дата: _____

Представители Исполнителя _____

ПРИЛОЖЕНИЕ
к акту готовности специального очистного скребка

Договор №: _____

Длина участка (км.): _____, № прогона скребка: _____

Регистрация износа дисков скребка до прогона:

№ п/п	Тип диска	Состояние диска	Износ кромки диска (%)		
			0	до 25	до 50
1	ведущий				
2	чистящий				
3	чистящий				
4	ведущий				
5	чистящий				

Регистрация износа дисков скребка после прогона

№ п/п	Тип диска	Износ кромки диска (%)				Вывод о возможности дальнейшего использования
		до 25	до 50	до 75	100	
1	ведущий					
2	чистящий					
3	чистящий					
4	ведущий					
5	чистящий					

Примечание: процент износа кромки диска при первой и последующих оценках определяется от номинальной её толщины (образующей цилиндрической поверхности диска).

Регистрация износа щеток:

№ п/п	Состояние щеточного диска (высота щеток в мм)		Вывод о возможности дальнейшего использования
	До прогона	После прогона	
1			
2			

Регистрация износа манжет скребка:

№ п/п	Остаточная толщина до прогона, мм	Состояние манжеты до прогона	Остаточная толщина после прогона, мм	Вывод о возможности дальнейшего использования
1				
2				

Примечание: остаточная толщина изнашиваемой цилиндрической части манжеты не менее 10 мм.

Дата: _____

Представители Исполнителя _____

ПРИЛОЖЕНИЕ
к акту готовности магнитного очистного скребка

Договор №: _____

Длина участка (км.): _____, № прогона скребка: _____

Регистрация износа дисков скребка до прогона:

№ п/п	Тип диска	Состояние диска	Износ кромки диска (%)		
			0	до 25	до 50
1	ведущий				
2	чистящий				
3	чистящий				
4	ведущий				
5	чистящий				
6	чистящий				
7	ведущий				

Регистрация износа дисков скребка после прогона

№ п/п	Тип диска	Износ кромки диска (%)				Вывод о возможности дальнейшего использования
		до 25	до 50	до 75	100	
1	ведущий					
2	чистящий					
3	чистящий					
4	ведущий					
5	чистящий					
6	чистящий					
7	ведущий					

Примечание: процент износа кромки диска при первой и последующих оценках определяется от номинальной её толщины (образующей цилиндрической поверхности диска).

Регистрация износа щеток:

№ п/п	Состояние щеточного диска (высота щеток в мм)		Вывод о возможности дальнейшего использования
	До прогона	После прогона	
1			
2			

Регистрация износа манжет скребка:

№ п/п	Остаточная толщина до прогона, мм	Состояние манжеты до прогона	Остаточная толщина после прогона, мм	Вывод о возможности дальнейшего использования
1				
2				

Примечание: остаточная толщина изнашиваемой цилиндрической части манжеты - не менее 10 мм.

Дата: _____

Представители Исполнителя _____

4.4

**АКТ
приёма очистного скребка**

Лист: 1 из 2

Договор №: _____
Заказчик: _____
Нефтепровод: _____
Участок: _____
Тип скребка: _____ № скребка: _____
№ прогона: _____

Мы, нижеподписавшиеся представители Заказчика и представители Исполнителя составили настоящий акт о том, что на вышеуказанном участке был произведён пропуск скребка для очистки нефтепровода. Приём скребка производился в присутствии обеих сторон и показал следующее:

Дата приёма: _____ Время приёма: _____
Дата выемки: _____ Время выемки: _____

Наличие посторонних звуков при входе в приёмную камеру: нет есть

Посторонние звуки: _____

Нарушения при приёме и выемке скребка: нет есть

Нарушения: _____

Время нахождения ОС в приемной камере с открытой задвижкой: кол-во час. _____

Температура: нефти _____ °С окружающей среды _____ °С

Количество примесей (литров) _____, консистенция _____
взвешенный/твердый

Посторонние предметы, принесённые скребком: нет есть

Посторонние предметы: _____

Состояние скребка:

1. Механические повреждения корпуса: нет есть

2. Повреждения трансмиттера: нет есть

3. Повреждения дисков и манжет: нет есть

4. Повреждения металлических щеток: нет есть

Выводы:

Качество очистки участка: _____

удовлетворяет / не удовлетворяет условиям пропуски дефектоскопа.

Очередной прогон скребка **не нужен / нужен** (не нужное - зачеркнуть).

Представители
Исполнителя

Представители
Заказчика

Дата: _____

Дата: _____

АКТ
о дополнительных мерах по подготовке участка нефтепровода

Договор №: _____
 Заказчик: _____
 Нефтепровод: _____
 Участок: _____

Мы, нижеподписавшиеся представители Заказчика и представители Исполнителя, составили настоящий акт о том, что на вышеуказанном участке была произведена очистка магистрального нефтепровода. Приём последней пары очистных скребков производился в присутствии обеих сторон и показал следующее:

	Количество		
	взвешенной смеси (л)	твёрдой смеси (л)	посторонних предметов (шт.)
1-й скребок			
2-й скребок			

Вывод: результаты очистки **соответствуют / не соответствуют** (не нужно зачеркнуть) нормам по очистке внутренней полости магистральных нефтепроводов.

Решение: _____
 (при пропуске дополнительных скребков указать,

_____ по результату пропуска какого скребка в присутствии Исполнителя будет оценена готовность участка)

Представители Исполнителя

Представители Заказчика

Дата: _____

Дата: _____

АКТ
оценки качества очистки внутренней полости участка нефтепровода

Договор №: _____
 Заказчик: _____
 Нефтепровод: _____
 Участок: _____

Мы, нижеподписавшиеся представители Заказчика и представители Исполнителя, составили настоящий акт о том, что:

1. Результаты очистки внутренней полости участка нефтепровода:

Количество взвешенной смеси (л) _____

Количество твёрдой смеси (л) _____

Посторонние предметы _____

2. Исходя из этих результатов при пропуске _____ ВОЗМОЖНЫ
(указать тип дефектоскопа)
 потеря информации и увеличение погрешности в определении расстояния и привязке дефектов из-за недостаточной степени очистки.

3. На основании вышеизложенного, Заказчик не предъявит претензий к Исполнителю в случае потери информации и увеличения погрешностей данных прогона из-за недостаточной очистки.

Представители
Исполнителя

Представители
Заказчика

Дата: _____

Дата: _____

АКТ
готовности дефектоскопа к пропуску

Договор №: _____
Заказчик: _____
Нефтепровод: _____
Участок: _____
Тип дефектоскопа: _____ № дефектоскопа: _____
№ прогона: _____
Бригадир: _____

Мы, нижеподписавшиеся представители Исполнителя, информируем представителей Заказчика о том, что вышеуказанный дефектоскоп готов к пропуску на данном участке нефтепровода, а именно:

- дефектоскоп собран и отрегулирован в соответствии с инструкцией по эксплуатации;
- установленные на дефектоскоп манжеты и полозы носителя датчиков имеют допустимый износ;
- точки слежения за прохождением дефектоскопа определены и согласованы с представителями Заказчика;
- организационные мероприятия на период прогона согласованы с представителями Заказчика.

Представители
Исполнителя

Дата: _____

АКТ
готовности нефтепровода к пропуску дефектоскопа

Договор №: _____
 Заказчик: _____
 Нефтепровод: _____
 Участок: _____
 Тип дефектоскопа: _____ № дефектоскопа: _____
 № прогона: _____

Мы, нижеподписавшиеся представители Заказчика, информируем представителей Исполнителя о том, что вышеуказанный участок нефтепровода готов к пропуску дефектоскопа, а именно:

- дата приёма последнего очистного скребка: _____
 - тип скребка: _____
 - количество поступивших примесей: _____
 - нефтепровод данного участка имеет проходное сечение не менее 85% D_n (наружного диаметра);
 - пусковая и приёмная камеры подготовлены к пропуску дефектоскопа;
 - операторы насосных станций предупреждены о предстоящем пропуске;
 - линейные задвижки полностью открыты, задвижки лупинговых отводов полностью закрыты, предусмотрена блокировка от случайного закрытия/открытия их во время пропуска;
 - места расстановки маркерных пунктов определены и согласованы с представителями Исполнителя, расстояние между ними достаточно для привязки любого участка нефтепровода в случае поиска дефекта;
 - организационные мероприятия на период прогона согласованы с представителями Исполнителя;
 - предполагаемая скорость движения дефектоскопа: _____.
- (резкие изменения скорости и остановки дефектоскопа могут привести к некачественным данным либо к полной потере информации)

ПРОПУСК дефектоскопа по данному участку нефтепровода **РАЗРЕШЕН:**

Дата: _____

Представители
Заказчика:

Запуск дефектоскопа произведен в присутствии представителей Исполнителя без нарушений.

Представители
Исполнителя

Дата запуска: _____

Время запуска: _____

АКТ
приёма дефектоскопа

Договор №: _____ Лист: _____
 Заказчик: _____ Листов: _____
 Нефтепровод: _____
 Участок: _____
 Тип дефектоскопа: _____ № дефектоскопа: _____
 № прогона: _____

Мы, нижеподписавшиеся представители Заказчика и представители Исполнителя составили настоящий акт о том, что на вышеуказанном участке нефтепровода был произведён пропуск дефектоскопа. Приём дефектоскопа производился в присутствии обеих сторон и показал следующее:

Дата приёма: _____ Время приёма: _____

Дата закрытия задвижки приемной камеры: _____ Время закрытия: _____

Дата выемки: _____ Время выемки: _____

Наличие посторонних звуков при входе в приёмную камеру: нет есть

Посторонние звуки: _____

Посторонние предметы, принесённые дефектоскопом: нет есть

Посторонние предметы: _____

Нарушения при приёме и выемке дефектоскопа: нет есть

Нарушения: _____

Количество примесей, литров: _____

Состояние дефектоскопа:

1. Механические повреждения корпуса: нет есть

Повреждения: _____

2. Повреждения одометрической системы:

нет есть

Повреждения: _____

3. Повреждения соединительных кабелей:

нет есть

Повреждения: _____

4. Повреждения датчиков и их втулок:

нет есть

Повреждения: _____

5. Повреждения кабелей датчиков:

нет есть

Повреждения: _____

6. Датчики, закрытые примесями:

нет есть

Номера датчиков: _____

7. Повреждения полозов носителя датчиков:

нет есть

Повреждения: _____

8. Повреждения манжет:

нет есть

Повреждения: _____

Примечания: _____

Представители
Исполнителя

Представители
Заказчика

Дата: _____

Дата: _____

АКТ
по результатам пропуска дефектоскопа

Договор №: _____
 Заказчик: _____
 Нефтепровод: _____
 Участок: _____
 Тип дефектоскопа: _____ № дефектоскопа: _____
 № прогона: _____
 Бригадир: _____

Запуск Дата: _____ Время: _____
 Приём Дата: _____ Время: _____
 Извлечение Дата: _____ Время: _____

Расстояние, измеренное одометрической системой, м.: _____

Данные получены на дистанции с: _____ по: _____

Количество файлов с потерей данных: _____

Средняя скорость прохождения дефектоскопа: _____

График скорости прилагается: да нет

Наличие отклонений от заданного режима перекачки: нет есть

Наличие незапланированных остановок дефектоскопа: нет есть

Средняя потеря сигнала за прогон: _____ %

График потери сигнала по каждой группе прилагается: да нет

Маркерный лист прокомментирован и распечатан: да нет

Количество пропущенных маркерных пунктов: _____

Акт о пропуске маркерных пунктов прилагается: да нет

Результат оценки инспекционных данных:

удовлетворительно пониженное качество неудовлетворительно

Представители
Исполнителя

Представители
Заказчика

Дата:

**АКТ
о пропуске маркерных пунктов**

Лист: _____ листов: _____

Договор №: _____
 Заказчик: _____
 Нефтепровод: _____
 Участок: _____
 Тип дефектоскопа: _____ № дефектоскопа: _____
 № прогона: _____

Мы, нижеподписавшиеся представители Заказчика и представители Исполнителя составили настоящий акт о том, что во время прогона дефектоскопа, который проводился с _____ по _____ 20__ г., были пропущены следующие маркерные пункты:

№ маркера	Км трассы	Причина пропуска

Представители
Исполнителя

Представители
Заказчика

Дата: _____

Дата: _____

4.17

**АКТ
простоя бригады**

Мы, нижеподписавшиеся представители Исполнителя и представители Заказчика составили настоящий акт в том, что при проведении диагностических работ по договору №

_____ нефтепровода _____, участка

_____ в период с _____ по _____ не

производились работы по причине _____

_____ , что привело к простоем оборудования Исполнителя, и как следствие к увеличению сроков выполнения работ на _____ дня(ей).

Затраты, связанные с простоем должны быть возмещены по ставке в соответствии с договором на производство диагностических работ.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ОТЧЕТ ПО ДИАГНОСТИЧЕСКОМУ ОБСЛЕДОВАНИЮ

Рекомендации по представлению результатов диагностики (комментарий в соответствии с положениями Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines. Version 2.1. November, 1998. Shell International Exploration and Production B.V., EPT-OM)

П5.1. Отчет по внутритрубной диагностике должен включать обобщающие данные по дефектам потери металла:

- общее количество выявленных дефектов потери металла;
- количество дефектов потери металла, расположенных на наружной поверхности трубы;
- количество дефектов потери металла, расположенных на внутренней поверхности трубы.

П5.2. Отчет по внутритрубной диагностике должен включать обобщающие данные по классифицированным дефектам потери металла (см. Приложение 3):

- количество дефектов общей коррозии;
- количество дефектов питтинговой коррозии;
- количество дефектов, классифицированных как продольные и окружные канавки.

П5.3. Отчет по внутритрубной диагностике должен включать данные (гистограмма) по количеству дефектов, глубины которых находятся в следующих диапазонах (δ - толщина стенки):

- от 0 до 9 % δ ;
- от 10 до 19 % δ ;
- от 20 до 29 % δ ;
- от 30 до 39 % δ ;
- от 40 до 49 % δ ;
- от 50 до 59 % δ ;
- от 60 до 69 % δ ;
- от 70 до 79 % δ ;
- от 80 до 89 % δ ;
- от 90 до 100 % δ .

П5.4. Отчет по внутритрубной диагностике должен включать данные по количеству дефектов, для которых расчетный коэффициент безопасного давления или ERF (см. п. 6.2.2.5) находится в следующих пределах:

- $0.6 \leq \text{ERF} < 0.8$;
- $0.8 \leq \text{ERF} < 0.9$;
- $0.9 \leq \text{ERF} < 1.0$;

- $ERF \geq 1.0$.

П5.5. Отчет по внутритрубной диагностике должен включать графики распределений по трассе нефтепровода следующих количественных показателей, рассчитанных для участков длиной 500 м:

- количество дефектов потери металла;
- количество дефектов потери металла с глубиной свыше 0.4δ;
- количество дефектов потери металла с глубиной свыше 0.6δ;
- количество дефектов с $ERF > 0.8$;
- количество дефектов с $ERF > 1.0$.

П5.6. Отчет по внутритрубной диагностике должен включать следующие материалы по дефектам потери металла:

- диаграмма предельных размеров (Sentenced Plot) в координатах длина-глубина дефекта, на которую нанесены выявленные дефекты и кривая, соответствующая условию $ERF = 1.0$;
- график, описывающий угловую (по периметру трубы, в градусах) ориентацию дефектов по трассе нефтепровода;
- график, описывающий угловую (по периметру трубы, в градусах) ориентацию дефектов, расположенных на внешней поверхности трубы, по трассе нефтепровода;
- график, описывающий угловую (по периметру трубы, в градусах) ориентацию дефектов, расположенных на внутренней поверхности трубы, по трассе нефтепровода;
- для дефектов с $ERF > 0.8$ – профиль «русла» дефектов для проведения расчетов остаточной прочности.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

**ФОРМА АКТА О ПРОВЕДЕНИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО
ДЕФЕКТОСКОПИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ**

Акт
о проведении дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК)
дефекта № _____, отчет № _____

ЗАО _____ **КТК-Р** _____ Местоположение, м _____ (дистанция по ВИС)
 Регион _____ Тип трубы _____ (прямош., спирал., бесшовная)
 Нефтепровод _____ **Тенгиз-Новороссийск** _____ Тип шва _____ (для дефектов поп. швов– РДС, п/авт.)
 Участок (км-км) _____ Диаметр, мм. _____

1. Методы контроля : _____ Метод НК (нормативный документ)
 (в том числе на наличие дополнительных дефектов)

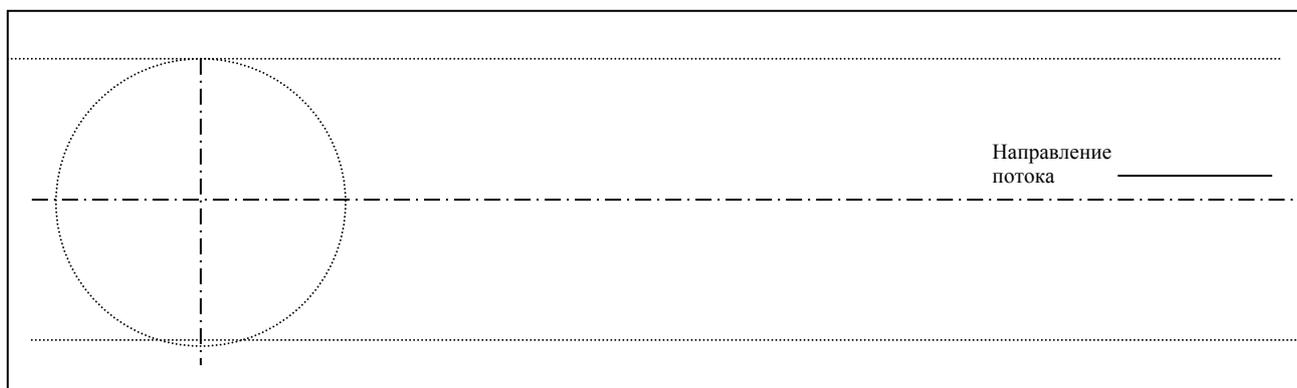
2. Идентификация дефекта, обнаруженного ВИС:

Параметры дефекта	Результаты по ВИС (по сертификату)	Результаты по ДДК
Описание дефекта		
Тип (нар., вн., ст.)		
Длина, мм		
Ширина, мм		
Глубина, мм		
Угловое положение, град.		
Толщина стенки, мм.		
Категория дефекта, показания к ремонту		

3. Параметры дефектов, выявленных при ДДК дефектной зоны и не обнаруженных ВИС:

Наименование дефекта			
Тип (нар., вн., ст.)			
Длина, мм			
Ширина, мм			
Глубина, мм			
Угловое положение, град.			
Толщина стенки, мм.			
Категория дефекта, показания к ремонту			

4. Схема расположения всех выявленных дефектов в зоне контроля:



На схему расположения дефекта нанести сетку для выявления «профиля русла».

5. Измерение овальности трубы нефтепровода в дефектной зоне:

Максим. диаметр, мм	Миним. диаметр, мм	Величина овальности, $(D_{\max}-D_{\min})/D_{\text{ном}}\times 100\%$

6. Приборы и инструменты, применяемые при контроле:

Наименование	Зав. №	Поверен до	Наименование	Зав. №	Поверен до

ДДК провел: _____ Специалист НК _____
 (Фамилия, должность, место работы, подпись)

Удостоверение № _____ от _____ Срок действия до _____

Выдано _____
 (организация, выдавшая удостоверение)

«__» _____ 200__ г.

Проведенный ДДК дефекта № _____ соответствует требованиям НТД

Ответственный за производство работ (Представитель организации, производящей ДДК)

_____ Должность _____ Ф.И.О _____ подпись _____
 «__» _____ 200__ г.

Решение представителя региона

о методе ремонта дефекта № _____, принятое по результатам ДДК:

_____ Должность

_____ Ф.И.О

_____ Подпись

«__» _____ 200__ г.

Пояснения по заполнению акта ДДК

Номер дефекта – ссылочный номер дефекта, указывают в соответствии с результатами инспекции (см. пп. 4.6, 4.7)

Пункт 1

Указываются методы контроля и нормативные документы, в соответствии с которыми осуществлялся контроль.

Пункты 2, 3

Данные в таблицы заносятся согласно настоящему Положению (см. пп. 5.2.6-5.2.12) в зависимости от вида дефектов. Категория дефекта может быть определена по таблице 4.2 РД 153-39.4-067-00.

Пункт 4

На схеме всех выявленных дефектов в зоне контроля выполняется эскиз дефектов с указанием их параметров и местоположения относительно продольных и поперечных швов (см. пп. 5.2.6-5.2.11).

Пункт 5

Овальность трубы нефтепровода в дефектной зоне измерять только для дефектов геометрии при разности глубин дефектов по результатам внутритрубной диагностики и по ДДК более 1 % от номинального диаметра трубопровода.

Пункт 6

При ультразвуковом контроле указывать наименование прибора, параметры используемых ультразвуковых преобразователей (частота, угол ввода), параметры используемых стандартных образцов (параметры зарубки или условную чувствительность). Акт подписывают:

- специалист, проводящий ДДК;
- ответственный за производство работ (представитель Подрядчика по ремонту), подтверждающий местоположение дефекта на трубопроводе;
- представитель Региона с указанием назначенного метода ремонта дефекта.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

**МЕТОДИКИ И ДОКУМЕНТЫ,
ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ДОПУСТИМОСТИ ДЕФЕКТОВ**

В таблице П7.1 приведены основные документы, которые применяются для расчетов на прочность трубопроводов с дефектами и могут быть использованы для оценки опасности дефектов, выявленных при диагностике нефтепровода КТК (см. п. 6.1.3).

Таблица П7.1. Методики и документы, применяемые для расчетов на прочность трубопроводов с дефектами

Документ	Область применения (типы дефектов)
Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. ASME B31G-1991.	Поверхностные дефекты коррозионной потери металла, развитые в продольном направлении (вдоль оси трубы).
Kiefner J. Vieth P. A modified criterion for evaluating the strength of corroded pipe. Final Report for Project PR 3-805 to the Pipeline Supervisory Committee of the American Gas Association. 1989. Rosenfield M., Kiefner J. Proposed fitness for purpose Appendix to the ASME B31 Code for pressure piping section B31.8, Gas Transmission and Distribution Systems. Final Report to the American Society of Mechanical Engineers. "Kiefner and Associates, Inc.", USA, 1995.	Поверхностные дефекты коррозионной потери металла, развитые в продольном направлении.
Corroded Pipelines. Recommended Practice RP-F101. DNV, 1999	Поверхностные дефекты коррозионной потери металла, приводящие к продольному разрыву трубы.
BS 7910. Guide on methods for assessing the acceptability of flaws in fusion welded structures. 1999.	Трещиноподобные и иные дефекты в продольных, кольцевых и спиральных швах.
Fitness-For-Service. API Recommended Practice 579. 2001.	Трещиноподобные дефекты, царапины произвольной ориентации, технологические дефекты проката и сварки
Assessment of the Integrity of Structures Containing Defects. R/H/R6-Revision 3. Nuclear Electric, 1996	Поверхностные и сквозные трещиноподобные дефекты произвольной ориентации.
Инструкция по оценке работоспособности и отбраковке труб с вмятинами и гофрами. ВРД 39-1.10-063-2002. Москва, 2002	Вмятины и гофры без дополнительных концентраторов напряжений.
Методика определения опасности повреждений стенки трубопроводов по данным обследования магнитными дефектоскопами, ультразвуковыми дефектоскопами и профилемерами. ТД 011.284-01. ЗАО «Нефтегазкомплектсервис». Москва, 2001.	Поверхностные произвольной ориентации повреждения потери металла и трещиноподобные дефекты; расслоения; вмятины; вмятина с дополнительным концентратором напряжений (риска, сварной шов)

В таблице П7.2 собраны основные положения нормативных документов, действовавших на этапах проектирования и строительства нефтепровода КТК, определяющих показания к ремонтам (см. п. 6.1.13).

Таблица П7.2. Положения нормативных документов, определяющих показания к ремонтам на на этапах проектирования и строительства участка нефтепровода

Описание дефекта	Дефекты, подлежащие ремонту	Источник
Дефект геометрии	Глубиной равной или более 3,5% от диаметра трубы	СНиП III-42-80 (п.4.2)
	Дефект геометрии в комбинации с риской, задиром, трещиной, потерей металла.	СНиП 2.05.06-85* (п.13.5) СНиП III-42-80 (п.4.2)
	Глубиной более 1% от диаметра трубы	СНиП 2.05.06-85* (п.13.5) СНиП III-42-80 (п.4.2)
Потеря металла (внешняя и внутренняя)	Глубиной равной или более 20 % от толщины стенки трубы.	ВСН 012-88 (п.4.5.): среднее превышение минусовых допусков по ГОСТ 8731-87 - ГОСТ 8734-87, ГОСТ 20295-85 и др. на изготовление труб с учетом возможностей дефектоскопов)
Риска, царапина, задира	Глубиной равной или более 0,2 мм	ВСН 012-88 (п.4.5)
Трещина по телу трубы или в сварном шве	Все дефекты	СНиП III-42-80 (п.4.32)
Расслоение с выходом на поверхность	Все дефекты	ВСН 012-88 (п.4.5)
Аномалия поперечного шва	Суммарной длиной по окружности равной или более $1/6\pi D_H$	СНиП III-42-80 (п.4.32) ВСН 012-88 (п. 5.90)
	Прочие аномалии с размерами, превышающими допустимые значения по СНиП III-42-80 и ВСН 012-88: - суммарная протяженность допустимых по глубине внутренних дефектов более 50 мм на любые 300 мм шва	СНиП III-42-80 (п.4.32) ВСН 012-88 (п. 5.90)
Несплошность плоскостного типа поперечного шва	Суммарной длиной по окружности равной или более $1/6\pi D_H$	СНиП III-42-80 (п.4.32) ВСН 012-88 (п. 5.90)
	С размерами, превышающими допустимые значения по СНиП III-42-80 и ВСН 012-88: - глубина более 1 мм или - глубина более 10% от толщины стенки или - суммарная протяженность допустимых по глубине внутренних дефектов более 50 мм на любые 300 мм шва.	СНиП III-42-80 (п.4.32) ВСН 012-88 (п. 5.90)

Описание дефекта	Дефекты, подлежащие ремонту	Источник
Смещение поперечного шва	С размерами, превышающими допустимые значения по СНиП III-42-80 и ВСН 012-88: - глубина более 4 мм или - глубина более 25% от толщины стенки или - протяженность более 300 мм при глубине более 3 мм или 20% от толщины стенки.	СНиП III-42-80 (п.п. 4.4, 4.27) ВСН 012-88 (п.п. 5.90, 5.91.2)
Аномалия продольного (спирального) шва	Все.	ГОСТ 10705-80 ГОСТ 20295-85
Несплошность плоскостного типа продольного (спирального) шва	Все.	ГОСТ 10705-80 ГОСТ 20295-85
Смещение продольного (спирального) шва	Глубиной равной или более 10% толщины стенки трубы	п.13.14. СНиП 2.05.06.-85*
Недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, не соответствующие требованиям СНиП 2.05.06-85*	Тройники полевого изготовления длиной менее 2D _{отв} . Сварные секторные отводы длиной менее 0.15D, переходники. Плоские и другие заглушки и днища. Патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам. Заплаты вварные и накладные всех видов и размеров. Накладные элементы из труб ("корыта"), приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не регламентированные нормативными документами.	СНиП 2.05.06-85*

Использованные в таблице П7.2 документы

СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.

СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.

ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть 1.

ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия.

ГОСТ 20295-85. Трубы стальные электросварные для магистральных газонефтепроводов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

ОБРАЗЦЫ ТАБЛИЦ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТОВ НА ПРОЧНОСТЬ

Таблица 1. Общее описание нефтепровода

Название нефтепровода	
Название участка	
Длина участка, км	
Номинальный диаметр трубы	
Максимальное рабочее давление Р (МАОП)	
Год окончания строительства	
Адрес для получения дополнительной информации	
Телефон для получения дополнительной информации	

Таблица 2. Категории участков и проектное давление в соответствии с проектом

Начало участка, м	Конец участка, м	Категория участка (см. проект и табл. 3 СНиП 2.05.06.-85*)	Проектное давление, МПа (кг/см ²)

Примечание:

При отсутствии данных, Исполнителем для проведения расчетов на прочность принимается первая категория нефтепровода.

Таблица 3. Исполнительная раскладка труб согласно трассовке

Начало участка, м	Конец участка, м	Номинальная толщина стенки, мм	Марка стали

Примечание:

При отсутствии точных данных Заказчиком может быть представлена приближенная раскладка труб.

Таблица 4. Характеристики материалов труб

Марка стали	Завод-изготовитель труб. ТУ на трубы	Механические характеристики				Коэффициент надежности по материалу (см. табл. 9 СНиП 2.05.06-85*)
		Предел прочности, МПа (кг/мм ²)	Предел текучести, МПа (кг/мм ²)	Относительное удлинение при разрыве, %	Ударная вязкость по Шарпи КСV, Дж/см ² (кг × м/см ²)	

Примечание:

Значения механических характеристик устанавливаются равными минимальным гарантированным значениям по ТУ на трубы.

Таблица 5. Данные по наличию упругого изгиба нефтепровода

Начало участка, м	Конец участка, м	Радиус упругого изгиба нефтепровода (м) по проекту

Примечание:

Расчеты возможны при отсутствии данных.

Таблица 6. Данные по грунтам

Начало участка, м	Конец участка, м	Состояние грунта (воздушные или водные переходы, болото, песок, твердый грунт) по проекту

Примечание:

Расчеты возможны при отсутствии данных.

Таблица 7. Данные о расположении НПС

Дистанция, м	Название НПС

Таблица 8. Данные о режимах работы каждой НПС в течение года

Дата	Время	Давление на приеме НПС, МПа (кг/см²)	Давление на выкиде НПС, МПа (кг/см²)

Таблица 9. Сравнительные данные об объемах перекачки нефтепровода

Годы	Объемы перекачки по отношению к проектному объему перекачки, %

Примечание:

Данные таблиц 7-9 нужны для расчета сроков ремонта дефектов.

Требования к исходным данным

1. Таблицы исходных данных должны быть заполнены эксплуатирующей нефтепровод организацией и переданы Исполнителю до начала проведения расчетов на прочность.
2. Нулевая точка отсчета дистанции в таблицах 2, 3, 5-7 должна соответствовать пусковой камере на данном участке инспекции.
3. К исходным данным должны быть приложены сертификаты (или их копии) марок сталей труб, указанных в таблице 4.

**Организация, заполнившая
"Таблицы исходных данных для проведения расчетов на
прочность нефтепровода с дефектами "**

Должность
" ____ " _____ 200__ г.

Фамилия И. О.

подпись

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

СХЕМА И РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПЕРИОДИЧНОСТИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ НЕФТЕПРОВОДА КТК

Положения СНиП 2.05.06-85* определяют толщину стенки трубопровода в зависимости категории участка (т.е. от условий эксплуатации участка трубопровода и последствий отказа). Для трубопровода с заданными номинальными размерами и нормативными значениями предела текучести и предела прочности в соответствии со СНиП 2.05.06-85* рассчитываются:

- проектное разрушающее давление p_v , вызывающее в стенке трубы кольцевое напряжение, равное нормативному временному сопротивлению;
- гарантированное заводом-изготовителем давление гидроиспытания (p_r), вызывающее в стенке трубы кольцевое напряжение, равное 95 % от нормативного предела текучести;
- рабочее (нормативное) давление (p_n), при котором обеспечивается заданный (проектный) режим эксплуатации трубопровода.

Для дефекта стенки трубы расчетом определяется предельное (разрушающее) давление. Величина этого давления уменьшается со временем вследствие подраста дефекта. Сопоставление предельного давления, рассчитанного при заданной скорости роста дефекта, с «проектными» значениями p_v и p_r определяет уровень опасности дефекта (риск отказа поврежденного участка) в зависимости от времени, прошедшего после диагностики (рис. П9.1).

Дефекты, для которых расчетное предельное (разрушающее) давление превышает p_v , отнесены к зоне незначительного риска. Такие дефекты не снижают прочность трубы относительно проектного уровня.

Дефекты, для которых расчетное предельное (разрушающее) давление ниже p_v , но выше p_r , отнесены к зоне приемлемого риска. Прочность трубы с таким дефектом не ниже уровня, гарантируемого заводом-изготовителем по результатам гидроиспытаний, однако ниже прочности бездефектной трубы.

Дефекты, для которых расчетное предельное (разрушающее) давление ниже p_r , отнесены к зоне недопустимого риска.

Момент перехода дефекта в зону недопустимого риска определяет максимально возможный срок для его ремонта. В случае невозможности или нецелесообразности выполнения ремонта необходимо провести повторную диагностику или дополнительный дефектоскопический контроль для уточнения размеров дефекта и, возможно, расчета на прочность.

В случае, когда все дефекты, попадающие в зону недопустимого риска, своевременно ремонтируются, периодичность внутритрубной диагностики определяется, исходя из

предположения о существовании в трубопроводе дефекта, не выявленного при последнем обследовании.

Размер (относительная глубина) невыявленного дефекта определяется величинами Δ_{corr} для коррозионного дефекта потери металла и Δ_{crack} для трещиноподобного дефекта, которые должны быть заявлены (специфицированы) Исполнителем.

Для дефекта потери металла и трещиноподобного дефекта, расположенных в стенке трубы номинальной толщины δ , с соответствующими начальными размерами (глубиной) $\delta\Delta_{\text{corr}}$ и $\delta\Delta_{\text{crack}}$ проводится расчет на прочность и ресурс при принятой максимальной скорости роста v_{max} . Момент перехода дефекта в зону недопустимого риска определяет срок очередного диагностического обследования $t_{\text{диагн}}$, проводимым соответствующим снарядом-дефектоскопом.

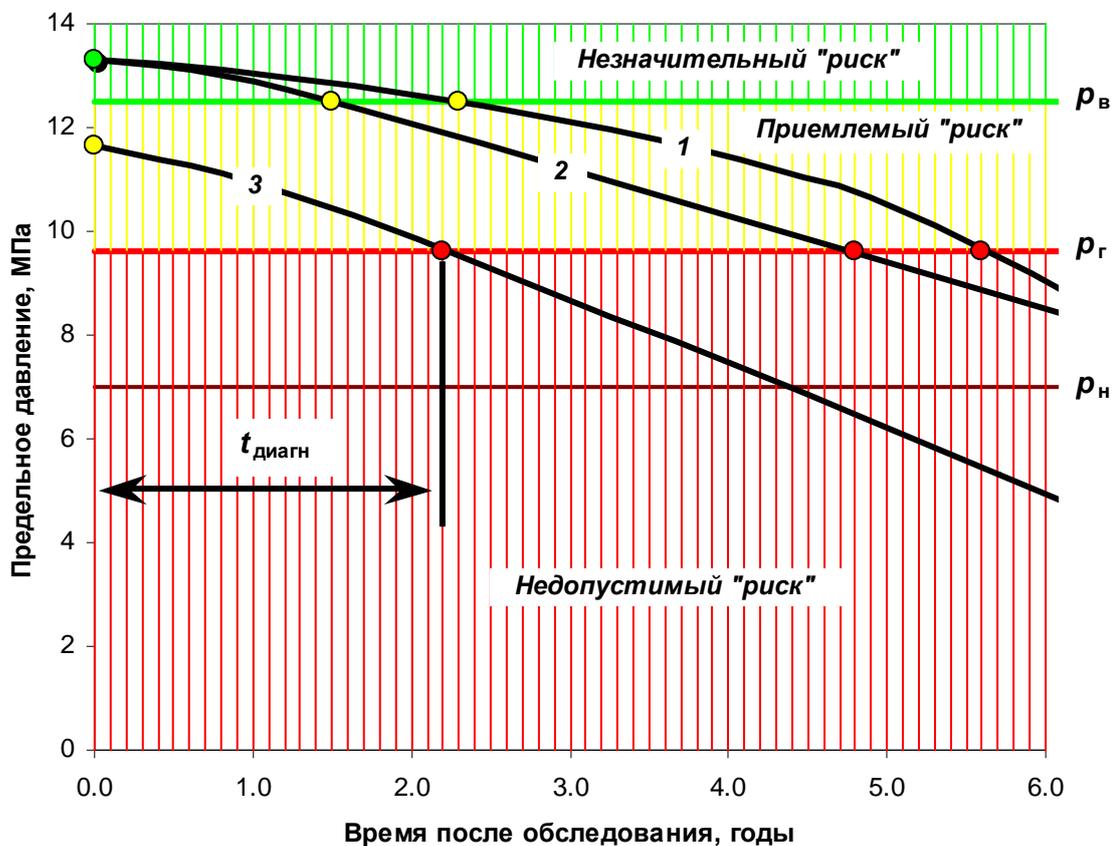


Рис. П9.1. Схема оценки опасности дефектов и определения периодичности внутритрубных инспекций. Приведены результаты для дефектов коррозионной потери металла со следующими начальными размерами: (1) длина 60 мм, ширина 60 мм, глубина 50 % от толщины стенки; (2) длина 600 мм, ширина 60 мм, глубина 5 % от толщины стенки; (3) длина 200 мм, ширина 60 мм, глубина 40 % от толщины стенки.

Значения $t_{\text{диагн}}$ для участков МН, рассчитанные в соответствии с положениями п. 7.3.11.3 ($v_{\text{max_corr}} = 0,62$ мм/год) и п. 7.3.12.2 приведены в таблице.

Расчетные значения $t_{\text{диагн}}$ (в годах) для выявления дефектов коррозионной потери металла и трещиноподобных усталостных дефектов

Участок	D, мм	δ_{min} , мм	Сталь	Коррозионные дефекты потери металла ¹⁾		Трещиноподобные дефекты ²⁾	
				Δ_{corr}		Δ_{crack}	
				0,05	0,1	0,05	0,1
Тенгиз – КП116	1020	9,5	X65	3,9	3,1	5,5	4,0
КП116 – Атырау	720	6,9	X65	2,8	2,3	4,0	2,9
Атырау – НПС «Астраханская»	1020	9,0	X65	3,7	3,0	5,2	3,8
НПС «Астраханская» – НПС «Комсомольская»	1020	9,0	X65	3,7	3,0	5,2	3,8
НПС «Комсомольская» – НПС «Ипатово»	1016	10,6	X65	4,3	3,5	6,1	4,5
НПС «Ипатово» – НПС «Кропоткин»	1016	10,6	X65	4,3	3,5	6,1	4,5
НПС «Кропоткин» – РПМТ	1067	10,7	X70	4,2	3,4	6,1	4,4

Примечание:

1) Периодичность инспекций магнитным снарядом-дефектоскопом с продольным намагничиванием, ультразвуковым снарядом-дефектоскопом с радиальным вводом ультразвуковых волн.

2) Периодичность инспекций магнитным снарядом-дефектоскопом с продольным намагничиванием, ультразвуковым снарядом-дефектоскопом с наклонным вводом ультразвуковых волн.

Использованные обозначения:

D – номинальный диаметр

δ_{min} – минимальная номинальная толщина стенки трубы на участке

Δ_{corr} – наименьшая глубина коррозионного дефекта, выявляемого с вероятностью не ниже 90%

Δ_{crack} – наименьшая глубина трещиноподобного дефекта, выявляемого с вероятностью не ниже 90%