
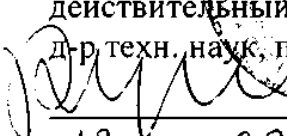




ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
Иркутский научно-исследовательский и конструкторский институт
химического и нефтяного машиностроения
ОАО «ИркутскНИИХиммаш»

СОГЛАСОВАНО
Заместитель руководителя Иркутского
межрегионального управления
по технологическому и
экологическому надзору


Е.А. Сериков
«13» 02 2007 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор,
действительный член РИА,
д-р техн. наук, профессор

А.М. Кузнецов
«13» 02 2007 г.

МЕТОДИКА
проведения экспертизы промышленной безопасности
технологических трубопроводов, работающих
под давлением до 10 МПа

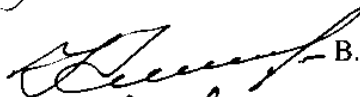
СТО 03-00220227-2007

Зам. генерального директора
по научной работе, канд. техн. наук



В.В. Самсонов

Заведующий отделом № 8,
руководитель темы,
канд. техн. наук



В.В. Климов

Зам. заведующего отделом № 8
ответственный исполнитель



Г.Ю. Рожемберская

Иркутск, 2007

<u>ВВЕДЕНИЕ</u>	3
<u>1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ</u>	5
<u>2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ</u>	7
<u>3. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ</u>	9
<u>4. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ РАБОТ ПО ПРОДЛЕНИЮ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ (ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЮ)</u>	11
<u>5. ВИЗУАЛЬНЫЙ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ (ВИК)</u>	14
<u>6. ИЗМЕРЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНОК</u>	20
<u>7. ИЗМЕРЕНИЕ ТВЕРДОСТИ МЕТАЛЛА</u>	21
<u>8. ИССЛЕДОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА, МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И СТРУКТУРЫ МЕТАЛЛА</u>	23
<u>9. НЕРАЗРУШАЮЩИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ</u>	26
<u>10. ВИБРАЦИОННАЯ ДИАГНОСТИКА</u>	29
<u>11. ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ, ПЛОТНОСТЬ И ГЕРМЕТИЧНОСТЬ</u>	30
<u>12. РАСЧЕТ ОТБРАКОВОЧНОЙ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА И КОРПУСОВ АРМАТУРЫ</u>	35
<u>13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ</u>	45
<u>14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ</u>	48
<u>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</u>	50
<u>ПРИЛОЖЕНИЯ:</u>	54
<u>Карта исходных данных на 4 листах</u>	54
<u>Программа работ по продлению срока безопасной эксплуатации на 3 листах</u>	56
<u>Акт ревизии и отбраковки трубопроводов и арматуры</u>	58
<u>КРИТЕРИИ ОТБРАКОВКИ ТРУБ И ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА</u>	59
<u>Акт о проведении осмотра наружной поверхности трубопровода</u>	68
<u>Протокол ВИК, РГ, УЗК, МПД, ПВК, УЗТ на 1 листе</u>	69
<u>Схема измерения толщины стенки элементов трубопровода на 1 листе</u>	70
<u>АКТ</u>	
<u>испытания трубопровода на прочность, плотность и герметичность</u>	71
<u>ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ</u>	72
<u>СОГЛАСОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ</u>	
<u>для завершения процесса экспертизы промышленной безопасности</u>	73

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая «Методика проведения экспертизы промышленной безопасности технологических трубопроводов, работающих под давлением до 10 МПа» (далее Методика) разработана в соответствии с утвержденными постановлениями Госгортехнадзора России РД 03-484-02 «Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах» и РД 09-102-95 «Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России» [1,2] взамен Методики определения остаточного ресурса эксплуатации технологических и межцеховых трубопроводов давлением до 10 МПа (100 кгс/см²), согласованной Управлением по надзору в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности Госгортехнадзора России 8.04.97г.

Методика предусматривает порядок организации и проведения экспертизы промышленной безопасности и определения возможности продления срока безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, работающих под давлением до 10 МПа.

Настоящая Методика разработана с учетом выхода новых нормативных документов, связанных с обеспечением промышленной безопасности технологических трубопроводов, а также обобщения многолетнего практического опыта работы, накопленного специалистами ОАО «ИркутскНИИхиммаш».

Экспертизу промышленной безопасности (ЭПБ) технологических трубопроводов целесообразно совмещать с проведением плановых освидетельствований, ревизий и ремонтов в сроки, установленные согласно действующей нормативной технической документации (НТД).

Экспертиза промышленной безопасности технологических трубопроводов включает в себя следующие этапы [1]:

-техническое диагностирование (анализ технической документации; разработка программы технического диагностирования; испытание трубопроводов, в т.ч. неразрушающий контроль в требуемом НТД объеме; расчеты на прочность; расчет отбраковочной толщины стенки труб и деталей трубопровода; расчет остаточного ресурса эксплуатации);

-анализ результатов технического диагностирования и определение возможности продления срока безопасной эксплуатации;

-оформление заключения ЭПБ с указанием возможного срока дальнейшей безопасной эксплуатации трубопровода.

Экспертизу промышленной безопасности трубопроводов проводит специализированная организация, имеющая лицензию Ростехнадзора на данный вид работы. К ЭПБ могут привлекаться технические службы предприятия-владельца трубопровода, имеющие соответствующие разрешения. Специализированная организация проводит оценку технического состояния и оформляет заключение экспертизы промышленной безопасности с определением возможности продления срока дальнейшей эксплуатации на установленных параметрах или с ограничением параметров, определения необходимости ремонта или вывода трубопровода из эксплуатации.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Методика распространяется на технологические трубопроводы, предназначенные для транспортировки газообразных, парообразных и жидких сред в диапазоне от остаточного давления (вакуума) 0,001 МПа (0,01 кгс/см) до условного давления 10 МПа (100 кгс/см²) и рабочих температур от минус 196°С до плюс 700 °С и эксплуатирующихся на опасных производственных объектах.

1.2 Требования к технологическим трубопроводам установлены ПБ 03-585-03 [3].

1.3 Экспертизу промышленной безопасности трубопроводов проводят в случае:

- отсутствия паспорта на трубопровод;
- выработки расчетного срока эксплуатации, установленного проектом;
- отсутствия в технической документации срока службы трубопровода, если он находился в эксплуатации более 20 лет;
- окончания разрешенного срока безопасной эксплуатации по результатам предыдущей экспертизы;
- воздействия факторов, превышающих расчетные параметры (давление, температура, внешние силовые нагрузки и др.), в результате аварий и нарушения регламентированного режима работы (инцидентов), которые могут привести к структурным изменениям, пластической деформации металла, снижающим его физико-механические и пластические свойства;
- требования органов Ростехнадзора;
- сомнения эксплуатирующей организации в дальнейшей безопасной эксплуатации трубопровода.

1.4 Методика не распространяется на трубопроводы пара и горячей воды, экспертиза которых должна осуществляться согласно ПБ 10-573-03 [4].

1.5 Порядок проведения ЭПБ установлен требованиями ПБ 03-246-98

[5]. Работы по экспертизе промышленной безопасности выполняют специалисты, обученные и аттестованные согласно требованиям РД 09-539-03 [6].

1.6 Выявленные во время технического диагностирования неисправности или дефекты устраняют до проведения гидравлических испытаний трубопроводов соответствующие службы организации, эксплуатирующей трубопровод. Устранение неисправностей или дефектов контролируют работники организации-владельца, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода [7,8].

1.7 В случае необходимости проведения корректирующих мероприятий представитель экспертной организации (эксперт) подготавливает и согласовывает с организацией-владельцем план мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации трубопровода на продлеваемый период [1], который утверждает экспертная организация и прилагает к заключению ЭПБ (приложение 9).

1.8 При необходимости, для завершения процесса ЭПБ представитель экспертной организации (эксперт) составляет и согласовывает с организацией-владельцем трубопровода план мероприятий [5], реализацию которого контролирует эксперт, проводящий экспертизу, документируя выполнение мероприятий отметкой в формуляре (приложение 10).

2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

2.1 Подготовку трубопровода к техническому диагностированию проводят службы организации, которой принадлежит контролируемый трубопровод.

2.2 Для проведения технического диагностирования трубопроводы должны быть остановлены, охлаждены, освобождены от транспортируемого продукта, промыты (вода, масло, химические реагенты, другие допустимые вещества) или продуты (воздух, пар, инертные газы) в соответствии с указаниями проекта, отглушены заглушками от всех действующих установок, трубопроводов и других коммуникаций и подготовлены к безопасному ведению работ согласно требованиям действующей НТД [9].

2.3 При необходимости должны быть сооружены леса или другие вспомогательные приспособления.

2.4 Выбранные специалистами участки трубопровода освобождают (при необходимости) от тепловой изоляции, обмуровки и защитного покрытия в местах измерения толщины стенок и твердости, контроля сварных соединений неразрушающими методами, а также в местах явного нарушения целостности вышеуказанных покрытий.

2.5 Для обеспечения доступа к внутренней поверхности трубопровода должна быть демонтирована арматура, разобраны фланцевые соединения или вырезаны участки трубопровода в местах, выбранных специалистами, проводящими экспертизу.

2.6 Поверхности контролируемых сварных швов и околошовных зон зачищают от ржавчины, окалины, масла, шлака, брызг расплавленного металла, продуктов коррозии и других загрязнений до чистого металла шириной не менее чем по 50 мм в обе стороны от шва. Шероховатость поверхности для проведения контроля сварных швов неразрушающими методами зависит от метода контроля и должна быть не более:

Rz 20 - при капиллярном контроле;

Rz 63 - при магнитопорошковом контроле;

Rz 40 - при ультразвуковом контроле.

Для других методов неразрушающего контроля шероховатость поверхности не регламентируется и устанавливается производственно-технологической или производственно-конструкторской документацией [12].

2.7 В местах проведения толщинометрии стенок и измерения твердости металла на поверхности труб и деталей трубопровода зачищают до металлического блеска площадки диаметром не менее 15 мм. Шероховатость поверхности при этом должна быть не более Rz 40.

3. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Анализу подлежит вся техническая документация на трубопровод, которая в общем случае включает в себя:

- паспорт со схемой трубопровода;
 - акт приемки трубопровода в эксплуатацию;
 - сертификаты соответствия;
 - акты периодического наружного осмотра;
 - акты испытаний трубопровода на прочность, плотность и герметичность;
 - акты проведения ревизии, ремонта и испытания арматуры;
 - эксплуатационный журнал трубопровода;
 - журнал установки/снятия заглушек;
 - журнал термической обработки сварных соединений;
 - заключение о качестве сварных стыков;
 - предписания инспекторов технадзора России, относящиеся к техническому состоянию трубопровода;
 - акты расследования аварий и инцидентов, произошедших при эксплуатации трубопровода;
 - заключения ранее проводимых экспертиз промышленной безопасности;
 - сведения о выполнении предписаний, направленных на обеспечение безопасности;
- документы, подтверждающие сроки эксплуатации трубопровода. При анализе технической документации уточняются следующие данные:
- наличие паспорта и правильность его заполнения;
 - сведения об изготовлении, монтаже, дате ввода в эксплуатацию;
- анализ конструктивных особенностей, основных параметров и материалов труб и деталей трубопровода (размеры, марка, химический состав, механические свойства и пр.);

- сведения о нарушениях условий эксплуатации;
- данные о причине, месте, характере и объеме ремонтных работ;
- сведения о проводившихся ранее ревизиях и обследованиях трубопровода, об устранении замечаний по ним.

При отсутствии необходимых сведений в документации на трубопровод допускается использовать информацию, полученную опросом инженерного и обслуживающего персонала.

Результаты анализа технической документации отражают в соответствующем разделе заключения ЭПБ.

По результатам анализа технической документации составляют карту исходных данных (приложение 1).

4. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ РАБОТ ПО ПРОДЛЕНИЮ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ (ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЮ)

4.1 На основании анализа технической документации и осмотра наружной поверхности трубопровода разрабатывают и согласовывают с заказчиком Программу работ по проведению ЭПБ (приложение 2).

Техническое диагностирование трубопроводной арматуры проводят одновременно с диагностированием трубопровода. Сроки проведения технического диагностирования трубопроводной арматуры устанавливают в соответствии с графиком, разработанным техническим руководством предприятия-владельца трубопровода [10].

4.2 Программа должна включать следующие виды работ:

- визуальный и измерительный контроль;
- измерение толщины стенок труб и деталей трубопровода;
- измерение твердости основного и наплавленного металла (при необходимости);
- контроль неразрушающими методами, выбранными в зависимости от конфигурации и длины трубопровода, параметров его эксплуатации, срока службы, технических возможностей метода контроля, наличия необходимых приборов и оборудования;
- исследование химического состава, механических свойств и структуры металла с указанием мест вырезки, определение объема и методов исследования (при необходимости);
- испытание на прочность, плотность и, при необходимости, на герметичность;
- расчеты на прочность, расчет отбраковочной толщины стенки труб и деталей трубопровода;
- расчет остаточного ресурса эксплуатации трубопровода.

К Программе работ прилагают схему диагностируемого трубопровода, на которой указаны:

- место расположения трубопровода;

- регистрационный номер;
- краткая техническая характеристика;
- категория;
- материал;
- трассировка трубопровода с указанием мест расположения опор, запорной арматуры, точек проведения контроля и его видов.

4.3 В процессе выполнения технического диагностирования допускается корректировка Программы работ [6].

4.4 Техническое состояние трубопроводов оценивают по результатам комплексного обследования контрольных участков общей длиной не менее 20 м, выбранных по результатам осмотра наружной поверхности.

При длине трубопровода менее 20 м, данный трубопровод принимают за один контрольный участок.

При длине внутриустановочных трубопроводов до 100 м и межцеховых до 1000 м назначают не менее двух участков. При длине внутриустановочных трубопроводов свыше 100 м и межцеховых свыше 1000 м дополнительно назначают не менее одного участка на каждые следующие 100 и 1000 м, соответственно.

В случае, если участки трубопровода выполнены из разных материалов, контрольные участки выбирают для каждой марки материала по принципу, указанному выше.

4.5 Для диагностирования следует выбирать участки трубопровода, работающие в наиболее тяжелых условиях, которые могут являться концентраторами напряжений (отводы, тройники, места сужения трубопровода, врезки, участки трубопровода перед арматурой и после нее, места, где возможно скопление влаги, продуктов, вызывающих коррозию, застойные зоны, дренажи) и где вероятнее

всего происходит износ вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. Необходимо также учитывать результаты предыдущих ревизий, ремонтов и визуального контроля.

4.6 На контрольных участках проводят визуальный контроль наружной и, при возможности, внутренней поверхности трубопровода, а также все виды контроля, предусмотренные Программой работ. При этом определяют количество сварных швов, подлежащих контролю неразрушающими методами. Для этого выбираются наихудшие по результатам визуального контроля сварные швы. Число сварных швов, предназначенных для контроля, должно быть не ниже, чем приведенное в таблице 1.

Таблица 1 - Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом в % от общего числа сваренных соединений

Условия изготовления стыков	Категория трубопроводов					
	І при температуре эксплуатации ниже минус 70°С	І	ІІ	ІІІ	ІV	V
Сварные соединения трубопроводов из однородных сталей	50	10	5	2	1	1
Сварные соединения трубопроводов из разнородных сталей	50	50	50	50	50	5
Сварные соединения трубопроводов, входящих в блоки І категории взрывоопасности	50	50	5	2	1	—

4.7 Количество мест проведения толщинометрии и число точек замера на каждом участке определяют специалисты, проводящие ЭПБ, в соответствии с разделом 6 настоящей Методики.

4.8 Необходимость измерения твердости металла устанавливают специалисты, проводящие ЭПБ, в соответствии с разделом 7 настоящей Методики.

5. ВИЗУАЛЬНЫЙ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ (ВИК)

5.1 Осмотр наружной поверхности трубопровода

5.1.1 Осмотр наружной поверхности трубопровода в объеме 100% проводят невооруженным глазом в соответствии с РД 03-606-03 [12].

5.1.2 При осмотре наружной поверхности должно быть проверено:

- соответствие трассировки трубопровода паспортной схеме:

на схеме трубопровода должны быть указаны сварные швы, дренажи, воздушники, опоры и подвески и выполнена их привязка к геометрии трассы. Расположение сварных швов в труднодоступных местах (местах, требующих для доступа возведения специальных лесов и т.п.) указывают ориентировочно с учетом строительной длины прямых труб и наличия фасонных элементов;

- состояние изоляции:

проверяют наличие (отсутствие) изоляции, сквозные повреждения в изоляции, бугристость, выявляют участки интенсивного намокания изоляции от внешних источников и пр.;

- состояние покрытия:

проверяют наличие (отсутствие) покрытия, повреждение покрытия, наличие трещин, следов коррозии в покрытии;

- состояние сварных швов:

на участках трубопровода, не имеющих изоляции, проверяют отсутствие (наличие) следов коррозии, а также следов пропуска продукта;

- состояние фланцевых и муфтовых соединений, крепежа и устройств для установки приборов:

проверяют отсутствие (наличие) перекоса фланцевых соединений, плотность фланцевых соединений по наличию следов пропуска продукта, характерного шума выходящего газа, дымки газа или обмерзания места пропуска продукта, комплектность крепежных деталей и т.д.;

- состояние опор:

проверяют плотность прилегания основания неподвижной опоры к

поверхности крепления, неподвижность хомутов труб и деталей трубопровода относительно неподвижной опоры, отсутствие (наличие) обрыва подвесок, разрушения или деформации пружин подвесок, деформации опор самого трубопровода при пересечении дорог, проездов и других преград, повреждений крепежа и резьбы и т.д.;

- состояние компенсирующих устройств:

проверяют отсутствие (наличие) изменений геометрической формы;

- состояние дренажных устройств:

проверяют наличие теплоизоляции на дренажных устройствах и дренажных трубопроводах, расположенных вне помещений; наличие заглушек, установленных на запорной арматуре дренажных устройств периодического действия; видимое изменение геометрической формы элементов;

- состояние арматуры и ее уплотнений:

проверяют отсутствие (наличие) изменений геометрической формы корпуса и деталей, следы коррозии, поверхностные повреждения на корпусе, комплектность крепежных деталей фланцевых соединений;

- состояние сварных тройниковых соединений, гибов, отводов, секторных колен, переходов:

проверяют отсутствие (наличие) изменений геометрической формы, поверхностных повреждений - в первую очередь в растянутой части гибов; продольные, поперечные сварные швы и места их пересечения на секторных коленах; сварные швы по всему их периметру на тройниках и врезках; зоны сопряжения конической поверхности с цилиндрическими поверхностями на переходах; продольные сварные швы при наличии сварных переходов;

- изменение геометрической формы трубопровода: проверяют на отсутствие (наличие) провисания, прогибов и других отклонений от первоначального расположения, заземлений трубопровода в местах его прохода через стенки зданий, площадки, вблизи колонн и ферм несущих металлоконструкций;

-изменение положения реперов для измерения остаточной деформации (если предусмотрено проектом);

-вибрационное состояние трубопровода и фундаментов под опоры и эстакады для этого трубопровода тактильным способом (на ощупь).

5.1.3 Необходимо особое внимание уделять участкам трубопровода, работающим в особо сложных условиях (отводы, тройники, врезки, участки трубопровода перед арматурой и после нее, места, где возможно скопление влаги, продуктов, вызывающих коррозию, тупиковые и временно неработающие участки), где наиболее вероятен максимальный износ вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин.

5.1.4 При необходимости, перед проведением осмотра частично удаляют защитное покрытие и теплоизоляцию трубопровода. Необходимость и объем демонтажа защитного покрытия и тепловой изоляции при проведении наружного осмотра определяют специалисты, проводящие ЭПБ. При этом защитное покрытие и изоляция подлежат обязательному удалению в местах, где имеются явные признаки нарушения их целостности.

5.1.5 В случае обнаружения недопустимых дефектов оформляют Акт ревизии и отбраковки (приложение 3). Критерии отбраковки труб и деталей трубопровода по результатам осмотра наружной поверхности приведены в приложении 4.

По результатам осмотра наружной поверхности выбирают контрольные участки для проведения технического диагностирования и составляют Акт, который прикладывают к заключению ЭПБ (приложение 5).

5.2 Визуальный и измерительный контроль выбранных участков трубопровода

5.2.1 Визуальный и измерительный контроль проводят в соответствии с [12] с использованием визуально-оптических приборов до 20-кратного увеличения (лупы, эндоскопы и др.), мерительных инструментов (линейки, угольники, штангенциркули, щупы, калибры и т.д.), прошедших метрологическую поверку и погрешность измерений которых не превышает величин, указанных в таблице 2. При необходимости для проведения ВИК применяют источник местного освещения напряжением 12В.

Таблица 2 - Погрешность измерений при измерительном контроле

Диапазон измеряемой величины, мм	Погрешность измерений*, мм
До 0,5 включительно	0,1
Свыше 0,5 до 1,0 вкл.	0,2
» 1,0 » 1,5 »	0,3
» 1,5 » 2,5 »	0,4
» 2,5 » 4,0 »	0,5
» 4,0 » 6,0 »	0,6
» 6,0 » 10,0 »	0,8
» 10,0	1,0

Примечание: *Если в рабочих чертежах не предусмотрены другие требования.

5.2.2 Визуальный контроль наружной поверхности проводят после осмотра наружной поверхности и выбора участков для проведения технического диагностирования (пп. 4.3, 4.4 Методики) с целью определения количества сварных соединений (п. 4.5 Методики) и проведения их контроля неразрушающими методами.

5.2.3 Визуальный контроль назначенных для исследования сварных швов выполняют с целью выявления механических повреждений, трещин всех видов и направлений, непроваров, наплывов, грубой чешуйчатости, подрезов, западаний между валиками, неполного заполнения разделки кромок, пор, включений, свищей, прожогов, усадочных раковин и т.д.

Контролируется вся поверхность сварного шва.

5.2.4 Визуальный контроль внутренней поверхности трубопровода проводят в местах разборки фланцевых соединений, демонтажа арматуры и в местах вырезки образцов.

5.2.5 Визуальному контролю внутренней поверхности подлежат участки трубопровода, где вероятнее всего происходит максимальный износ: застойные зоны, места скопления влаги и продуктов, вызывающих коррозию, участки изменения направления движения потоков, зоны входных и выходных штуцеров. Визуальный контроль внутренней поверхности проводят, если в результате визуального контроля наружной поверхности и измерения толщины стенки трубопровода возникли сомнения в его техническом состоянии.

5.2.6 В случае необходимости, для обеспечения надежности результатов контроля, очищают от коррозионных отложений отдельные участки внутренней поверхности трубопровода абразивным инструментом с последующим травлением и проведением контроля магнитопорошковым или цветным методом. Методы диагностирования выбирают специалисты, проводящие ЭПБ. Эти методы должны обеспечить максимальную надежность выявления дефекта, его характера, геометрии и размеров.

5.2.7 При визуальном контроле внутренней поверхности трубопровода необходимо обратить внимание на выявление следующих дефектов:

- трещин, язв, раковин, надрывов, следов коррозии, видимых деформаций на поверхности основного металла и сварных швов;
- коррозионного растрескивания в местах концентрации напряжений в околошовной зоне сварных швов, в местах скопления продуктов коррозии;
- трещин, разрушений, отслоений, неплотностей в футеровках и защитных покрытиях.

5.2.8 После разборки фланцевого соединения (включая фланцевые соединения арматуры) проверяют отсутствие (наличие) деформации фланцев, состояние сварных швов приварки фланцев, состояние прокладок, сальниковых камер задвижек, клапанов и резьбы корпусных узлов арматуры [10].

На привалочных и уплотнительных поверхностях фланцев не допускаются трещины, забоины, задиры и раковины.

5.2.9 Измерительный контроль обнаруженных дефектов и повреждений выполняют после визуального контроля или одновременно с ним с целью определения соответствия геометрических размеров труб и деталей трубопровода и допустимости повреждений требованиям НТД.

5.2.10 При измерительном контроле определяют:

- размеры механических повреждений;
- размеры деформированных участков, в том числе длину, ширину и глубину вмятин, выпучин, отдулин, гофров;
- овальность цилиндрических элементов, в том числе гибов труб;
- прямолинейность (прогиб) образующей участков трубопровода;
- глубину коррозионных язв и размеры зон коррозионного поражения, включая их глубину.

5.2.11 В случае обнаружения недопустимых дефектов оформляют Акт ревизии и отбраковки (приложение 3). Критерии отбраковки труб и деталей трубопровода по результатам визуального и измерительного контроля - согласно приложению 4.

5.2.12 По результатам визуального и измерительного контроля составляют Протокол (приложение 6), прикладываемый к заключению ЭПБ.

6. ИЗМЕРЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНОК

6.1 Для измерения толщины стенок труб и элементов трубопровода методом ультразвуковой толщинометрии (УЗТ) применять приборы, обеспечивающие погрешность измерения не более $\pm 0,1$ мм.

6.2 Толщину стенок выбранных для диагностирования контрольных участков измеряют в следующем объеме:

- отводы (гибы) - 15% от каждого типоразмера, но не менее 2 отводов каждого типоразмера;
- тройники, врезки - 15%, но не менее 2;
- переходы - 20%, но не менее 2;
- плоские заглушки - 10%, но не менее 2;
- прямые участки — не менее 3 сечений на линию каждого типоразмера;
- корпуса арматуры - в соответствии с графиком ППР по специально разработанной программе.

6.3 Толщину стенки в каждом сечении измеряют не менее чем в 3-4 точках по периметру трубы, а на отводах - не менее чем в 4-6 точках по выпуклой и вогнутой частям.

Рекомендуемое расположение точек измерения толщины стенки на элементах трубопровода и арматуре показано на схеме (приложение 7).

6.4 В случае значительного разброса значений толщины стенки при измерении (например, наличие дефекта) должны проводиться дополнительные измерения для определения минимальной толщины стенки и размеров дефектной зоны.

6.5 Результаты измерения толщины стенок труб и элементов трубопровода оформляют Протоколом (приложение 6), который прикладывают к заключению ЭПБ.

Если измеренное значение толщины стенки оказалось меньше отбраковочной толщины (п. 12.6 настоящей Методики), оформляют Акт ревизии и отбраковки (приложение 3).

7. ИЗМЕРЕНИЕ ТВЕРДОСТИ МЕТАЛЛА

7.1 Измерение твердости металла [33-36] проводят с целью косвенной оценки прочностных характеристик металла и выявления участков с отклонениями прочностных характеристик от нормативных значений.

Твердость металла труб, деталей, сварных швов измеряют:

- на трубопроводах, работающих при высоких температурах;
- на трубопроводах, работающих в водородосодержащих средах;
- в случаях, если коррозионное воздействие среды может вызвать изменение свойств металла;
- на сварных соединениях трубопроводов, изготовленных из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей;
- в случае необходимости идентификации металла (при отсутствии сведений о нем);
- в случае необходимости идентификации импортных сталей.

7.2 Твердость на сварных соединениях наружным диаметром менее 50 мм не измеряют.

7.3 Измерение твердости на основном металле труб и элементов трубопровода рекомендуется совмещать с точками измерения толщины стенок. На сварном соединении измерение твердости проводить по центру шва и в зоне термического влияния.

7.4 Твердость на трубах и элементах трубопроводов необходимо измерять переносными твердомерами.

Для измерения твердости на элементах и участках линий трубопроводов с толщиной стенки менее 10 мм рекомендуется использовать ультразвуковые приборы.

7.5 В каждой точке проводить не менее трех измерений. В случае получения результатов, не соответствующих требованиям стандартов,

проводить не менее двух дополнительных измерений на расстоянии 20-50 мм от точек, показавших неудовлетворительный результат. При подтверждении полученного значения твердости определяют размеры участка или длину шва с отклонениями по твердости. Количество дополнительных измерений и их частоту определяют специалисты, проводящие техническое диагностирование.

7.6 Результаты измерения твердости оформляют Протоколом, в который заносят минимальные, максимальные и средние значения твердости и выводы о соответствии металла требованиям действующей НТД. Протокол прикладывают к заключению ЭПБ.

8. ИССЛЕДОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА, МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И СТРУКТУРЫ МЕТАЛЛА

8.1 Исследование химического состава, механических свойств и структуры основного металла или (и) сварных соединений трубопровода проводят в следующих случаях:

- при отсутствии в технической документации сведений о марке стали элементов и участков трубопровода или использовании при ремонте трубопровода материалов или полуфабрикатов, на которые отсутствуют сертификатные данные;
- при неудовлетворительных результатах измерения твердости основного металла или сварного шва (несоответствие требованиям стандартов);
- с целью оценки изменения физико-механических свойств и структуры металла под влиянием условий длительной эксплуатации;
- для трубопроводов, работающих в водородосодержащих средах, через 100 тысяч часов фактической работы при температуре среды: для углеродистых и кремнемарганцовистых сталей свыше 280°C, для теплоустойчивых хромомолиб-деновых сталей - свыше 350°C; для аустенитных хромоникелевых сталей свыше 600°C;
- при нарушении режима эксплуатации, в результате которого возможны изменения в структуре и свойствах металла, деформации и разрушения элементов трубопровода или появление других недопустимых дефектов;
- при необходимости уточнения характера дефектов, выявленных при контроле неразрушающими методами;
- если трубопровод подвергся воздействию высокой температуры в результате пожара или аварии;
- если исследования предусмотрены действующими производственно-техническими документами (инструкцией по эксплуатации, регламентом и т.п.) или проектом;
- по усмотрению специалистов, проводящих экспертизу.

8.2 Металлографический анализ [43] выполняют путем приготовления

микрошлифа непосредственно на трубопроводе, снятия с него полистирольной реплики и последующего контроля и фотографирования структуры со снятой реплики на оптическом микроскопе при увеличении не менее $\times 100$. Исследование микроструктуры основного металла и сварных соединений можно выполнять на сколах (контроль на графитизацию). Сколы допускается отбирать на элементах трубопровода с толщиной стенки не менее 10 мм. Максимальная глубина выемки от скола не должна превышать (2 - 2,5) мм [44].

Металлографические исследования можно также выполнять путем приготовления микрошлифа на вырезках из трубопровода (п. 8.3 настоящей Методики).

8.3 Исследования химического состава, механических свойств и структуры основного металла проводят на образцах, изготовленных из вырезок металла трубопровода.

При необходимости из трубопровода должна быть сделана одна или более вырезок. Вырезают участок сварного соединения («катушку») включая примыкающие к сварному шву участки основного металла.

8.4 Размеры изготовленных образцов должны обеспечить выполнение полного комплекса исследований физико-механических свойств основного металла и сварного шва и металлографического анализа.

Образцы для исследований изготавливают в соответствии с действующей НТД [30-41,43].

8.5 В случае обнаружения дефектов микроструктуры должно быть выполнено специальное исследование по оценке влияния этих дефектов на работоспособность металла.

8.6 Допускается в качестве образца использовать металл, вырезанный из трубопровода при проведении ремонта на аналогичном по условиям эксплуатации участке.

8.7 Химический состав определяют методами аналитического или

спектрального анализа в соответствии с требованиями действующей НТД [30].

Для контроля состава легированных сталей допускается применять стилоскопирование переносным прибором.

8.8 Механические свойства основного металла и сварных соединений на вырезках определяют по испытаниям образцов в соответствии с требованиями действующей НТД [37-41].

8.9 На основании анализа результатов выполненных исследований составляют Протокол о работоспособности основного металла и металла сварных соединений, который прикладывают к заключению ЭПБ. Микроструктура металла должна быть представлена на фотографиях с описанием ее характерных особенностей.

9. НЕРАЗРУШАЮЩИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

9.1.Неразрушающие методы контроля применяют для определения технического состояния труб, деталей трубопроводов, сварных швов, арматуры с целью выявления дефектов, возникших в процессе эксплуатации трубопровода, а также в каждом отдельном случае, когда возникает сомнение в качестве металла или сварного шва (п. 4.5 настоящей Методики).

9.2.Внутренние дефекты сварных швов выявляют радиографическим (РГ) или ультразвуковым (УЗ) методами контроля.

Сварные швы РГ методом контролируют по ГОСТ 7512-82 [18] и в соответствии с другими отраслевыми стандартами или инструкциями, разработанными специализированными организациями.

Контроль сварных швов УЗ методом проводят по ГОСТ 14782-86 [19] и в соответствии с другими отраслевыми стандартами или инструкциями, разработанными специализированными организациями.

Качество сварных швов по результатам контроля РГ и УЗ методом оценивают согласно требованиям ПБ 03-585-03 [2].

9.3 При невозможности проведения контроля сварных швов РГ или УЗ методом из-за недоступности или неэффективности (например, контроль тройниковых врезок), эти сварные соединения контролируют методом магнитопорошковой (МПД) или цветной (ПВК) дефектоскопии в соответствии с ГОСТ 21105-87 [20] или ГОСТ 18442-80, ОСТ 26-5-99 [21,22]. При этом объем контроля составляет 100% общей длины сварного соединения.

Растянутые зоны отводов и гибов на трубопроводах из углеродистой и кремнемарганцовистой стали с рабочей температурой 400°С и выше, а также на трубопроводах из хромомолибденовой (рабочая температура 500°С и выше) и из высоколегированной аустенитной стали (рабочая температура 550°С и выше) контролируют методом ПВК.

Для выявления дефектов деталей арматуры используют методы МПД и ПВК[10].

9.4Для определения технического состояния труб, деталей трубопроводов, сварных швов применяют акустико-эмиссионный (АЭ) метод контроля, который используется в качестве сопровождающего метода при гидравлических или пневматических испытаниях. АЭ контроль и оценку его результатов выполняют согласно требованиям ПБ 03-593-03 [13].

9.5При выявлении методами неразрушающего контроля дефектных сварных соединений контролируют удвоенное от первоначального объема количество сварных соединений на данном участке трубопровода.

9.6Если при дополнительном контроле хотя бы одно сварное соединение будет признано негодным, контролю следует подвергнуть 100% сварных соединений, выполненных одним сварщиком.

9.7В случае обнаружения недопустимых дефектов оформляют Акт ревизии и отбраковки (приложение 3). Отбраковку труб и деталей трубопровода по результатам неразрушающего контроля проводят согласно приложению 4 к настоящей Методике.

9.8Результаты контроля оформляют Протоколом (приложение 6), который прикладывают к заключению ЭПБ.

10. ВИБРАЦИОННАЯ ДИАГНОСТИКА

При необходимости (по результатам осмотра, п. 5.1.2) измеряют величину амплитуды вибрации с помощью переносных или стационарных виброизмерительных приборов. Измерения проводят аттестованные специалисты эксплуатирующей трубопровод организации или специализированной организации.

Вибрационная диагностика основана на анализе параметров вибрации трубопровода и применяется при диагностировании трубопроводов, колебания которых возбуждаются пульсацией потока технологической среды и/или механическим воздействием от вибрации машинного оборудования, и превышают допустимое значение амплитуды.

Максимально-допустимая амплитуда вибрации технологических трубопроводов составляет 0,2 мм при частоте вибрации не более 40 Гц [2].

Если амплитуда вибрации трубопровода превышает минимально-допустимое значение, то специалисты по вибродиагностике выявляют основные причины повышенной вибрации, оценивают их опасность, разрабатывают рекомендации по снижению уровня вибрации с учетом реального состояния опор. При разработке рекомендаций рассматривают возможность воздействия как на гидрогазодинамическую, так и на механическую систему. Также учитывают вероятность изменения режима работы и технического состояния трубопровода. Разработку рекомендаций по устранению или снижению вибрации трубопроводов осуществляют специализированные организации. Разработку рекомендаций по устранению или снижению вибрации осуществляют специализированные организации [45].

По результатам вибрационной диагностики оформляют Протокол, который прикладывают к Заключению ЭПБ.

11. ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ, ПЛОТНОСТЬ И ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

11.1 Гидравлическое испытание

11.1.1 Испытание на прочность и плотность является завершающей операцией контроля трубопровода, осуществляемой с целью проверки плотности и прочности всех его элементов и оценки пригодности трубопровода к дальнейшей эксплуатации.

11.1.2 Испытание проводят, как правило, водой или иной жидкостью, указанной в проекте, при положительных результатах технического диагностирования и после устранения обнаруженных дефектов в соответствии с [3].

11.1.3 Величину пробного давления устанавливают в зависимости от разрешенных рабочих параметров (давления и температуры). Она должна

составлять не менее $1,25R \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]}$, но не менее 0,2 МПа.

Величину пробного давления при испытании на прочность для трубопроводов, работающих под вакуумом или без избыточного давления, для токсичных и взрывопожароопасных сред принимают равной 0,2 МПа (2,0 кгс/см²).

11.1.4 Трубопровод выдерживают под пробным давлением в течение 10 минут (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего и проводят тщательный осмотр сварных швов и разъемных соединений (испытание на плотность).

По окончании осмотра давление вновь повышают до пробного и выдерживают еще 5 минут, после чего его вновь снижают до рабочего. Трубопровод осматривают вторично.

11.1.5 Обнаруженные при осмотрах дефекты (трещины, свищи, неплотности разъемных соединений, сальников и т.п.) устраняют только после снижения давления до атмосферного.

После устранения дефектов испытание следует повторить.

11.1.6 Допускается одновременное гидравлическое испытание нескольких трубопроводов, смонтированных на общих несущих строительных конструкциях или эстакаде, если это установлено проектом.

11.1.7 Трубопровод считают выдержавшим гидравлическое испытание, если в процессе нагружения не обнаружено:

- падения давления по манометру;
- пропусков испытательной среды (течь, запотевание) в сварных соединениях, на основном металле, в корпусах арматуры, в разъёмных соединениях;
- разрывов в металле;
- видимой деформации.

11.1.8 По результатам гидравлического испытания оформляют Акт, который прикладывают к заключению ЭПБ (приложение 8).

11.2 Пневматическое испытание

11.2.1 Замену гидравлического испытания пневматическим допускают в следующих случаях:

- если несущая строительная конструкция или опоры не рассчитаны на за-
олнение трубопровода водой;
- при температуре окружающего воздуха ниже 0°С и опасности
промерзания отдельных участков трубопровода;
- если применение жидкости (воды) недопустимо по иным причинам;
- при условии контроля этого испытания АЭ методом (только при
положительной температуре окружающего воздуха).

11.2.2 Пневматическое испытание проводят воздухом или инертным газом и только в светлое время суток.

11.2.3 Пробное давление при пневматическом испытании принимают таким же, как и при гидравлическом.

11.2.4 В случае установки на трубопроводе арматуры из серого чугуна

величина давления испытания на прочность должна составлять не более 0,4 МПа (4 кгс/см²).

11.2.5 Пневматическое испытание на прочность в действующих цехах, а также на эстакадах и в каналах, где уложены трубопроводы, находящиеся в эксплуатации, не допускается.

Возможность таких испытаний допускается только в обоснованных случаях безопасными методами.

Пневматическое испытание проводят по документации, согласованной и утвержденной в установленном порядке.

11.2.6 На время проведения пневматических испытаний на прочность устанавливают охраняемую (безопасную) зону. Границы зоны огораживают и обозначают согласно документации на испытания.

Во время подъема давления в трубопроводе и при достижении испытательного давления на прочность пребывание людей в зоне не допускается.

11.2.7 При пневматическом испытании на прочность давление необходимо повышать плавно (скорость 5%Р_у/мин, но не более 0,2 МПа/мин) с периодическим осмотром трубопровода при давлении, равном 0,3 и 0,6 от пробного давления и при рабочем давлении для трубопроводов, работающих при давлении выше 0,2 МПа; при давлении 0,6 от пробного давления и при рабочем давлении для трубопроводов, работающих при давлении до 0,2 МПа.

11.2.8 Осмотр трубопровода допускается проводить после того, как испытательное давление будет снижено до рабочего. Осмотр проводят в установленном порядке специально проинструктированные лица.

Во время осмотра подъем давления не допускается. При осмотре обстукивание трубопровода, находящегося под давлением, не допускается.

Места утечки определяют по звуку просачивающегося воздуха, а также по пузырям при покрытии сварных швов и фланцевых соединений мыльной эмульсией или другими методами течеискания.

Обнаруженные дефекты устраняют при снижении избыточного давления до нуля и отключении компрессора.

11.2.9 При пневматических испытаниях с контролем методом АЭ разрабатывается программа, содержащая мероприятия, исключающие возможность разрушения трубопровода в случае появления критического АЭ сигнала.

Пневматические испытания при контроле АЭ методом проводят только при положительной температуре окружающего воздуха испытательным давлением $(1,05-1,1)P_{\text{раб}}$, но не превышающим пробное давление [2,12]. Нагружение трубопровода проводят ступенями с выдержками давления на уровне $0,5P_{\text{раб}}$; $0,75P_{\text{раб}}$ и т.д., как правило, в течение 10 минут.

11.2.10 Трубопровод считают выдержавшим пневматическое испытание, если при испытании на плотность не обнаружено утечек.

11.2.11 По результатам пневматического испытания оформляют Акт (приложение 8), который прикладывают к заключению ЭПБ.

11.3 Испытание на герметичность

11.3.1 Все трубопроводы групп А, Б(а), Б(б), а также вакуумные, помимо обычных испытаний на прочность и плотность подлежат пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

Необходимость проведения дополнительных испытаний на герметичность остальных трубопроводов устанавливается проектом.

Трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического оборудования, испытывают совместно с этим оборудованием.

11.3.2 Дополнительное испытание на герметичность проводят воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки.

11.3.3 Давление при пневматическом испытании на герметичность равно рабочему, а для вакуумных - 0,1 МПа.

11.3.4 Испытание на герметичность допускается проводить только после выравнивания температур в трубопроводе. Для контроля температуры устанавливают термометры в начале и конце испытываемого участка трубопровода.

11.3.5 Продолжительность дополнительного испытания на герметичность не менее 4 часов.

11.3.6 Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность признают удовлетворительными, если скорость падения давления:

- для трубопроводов группы А и вакуумных не более 0,1% за час;

- для трубопроводов группы Б(а), Б(б) не более 0,2 % за час.

Указанные нормы относятся к трубопроводам внутренним диаметром до 250 мм включительно. Для трубопроводов большего диаметра нормы падения давления умножают на поправочный коэффициент, рассчитываемый по формуле

$$K = \frac{250}{D_{вн}},$$

где $D_{вн}$ - внутренний диаметр испытываемого трубопровода, мм.

11.3.7 Падение давления в трубопроводе во время испытания его на герметичность определяют по формуле

$$\Delta P = 100 \left(1 - \frac{P_{кон} T_{нач}}{P_{нач} T_{кон}} \right),$$

где ΔP - падение давления, % от испытательного давления;

$P_{кон}$, $P_{нач}$ - сумма манометрического и барометрического давления в конце и начале испытания, МПа;

$T_{нач}$, $T_{кон}$ - температура в трубопроводе в начале и конце испытания, К.

Давление и температуру в трубопроводе определяют как среднее арифметическое показаний манометров и термометров, установленных на нем во время испытаний.

11.3.8 После окончания дополнительного испытания на герметичность составляют Акт (приложение 8), который прикладывают к заключению ЭПБ.

12. РАСЧЕТ ОТБРАКОВОЧНОЙ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА И КОРПУСОВ АРМАТУРЫ

12.1 Отбраковочную толщину $S_{отб}$, мм, стенки трубы рассчитывают двумя способами: исходя из прочности трубы в тангенциальном направлении (учитывают внутреннее давление) и прочности трубы в осевом направлении (рассматривают внутреннее давление и изгиб трубы от веса транспортируемой среды, веса трубы и термоизоляции). Величину $S_{отб}$ принимают равной большему из полученных значений.

При определении величины $S_{отб}$ прочих деталей трубопровода учитывают действие только внутреннего давления.

12.2 Расчетную отбраковочную толщину стенки трубы или детали от действия внутреннего давления при температуре транспортируемой среды менее 430°C определяют по одной из формул:

$$S_{отбр} = \alpha \frac{D/2}{0,53m_1(\sigma_{\epsilon} / P) + 1} \quad \text{при значениях} \quad \frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_{\epsilon}} \frac{m_2}{m_1} \geq 0,75; \quad (1)$$

$$S_{отбр} = \alpha \frac{D/2}{0,75m_2(\sigma_{0,2} / P) + 1} \quad \text{при значениях} \quad \frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_{\epsilon}} \frac{m_2}{m_1} < 0,75; \quad (2)$$

где α - коэффициент несущей способности, принимают в зависимости от вида детали:

для труб, переходов и заглушек $\alpha = 1$;

для колен и отводов - по рисунку 1;

для тройниковых соединений - по рисунку 2;

(типы тройниковых соединений показаны на рисунке 3; обозначения размеров - на рисунке 4);

σ_{ϵ} , $\sigma_{0,2}$ - минимальные значения временного сопротивления и предела текучести материала детали при рабочей температуре, МПа;

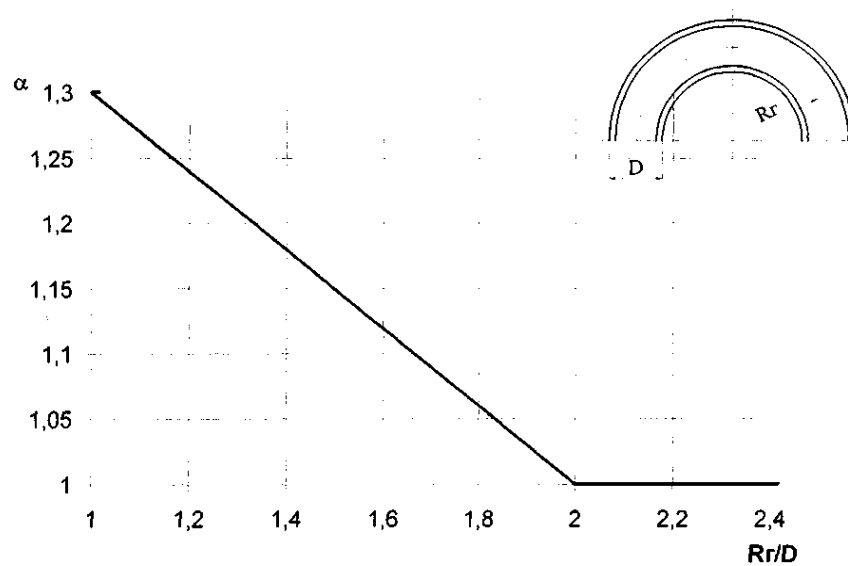
для электросварных труб, сваренных односторонним швом, величины σ_{ϵ} и $\sigma_{0,2}$ необходимо умножить на 0,8;

P - рабочее давление, МПа;

D - наружный диаметр трубы, мм;

m_1, m_2 - коэффициенты, принимаемые по таблицам 3 и 4.

Зависимость коэффициента α от отношения $R\Gamma/D$



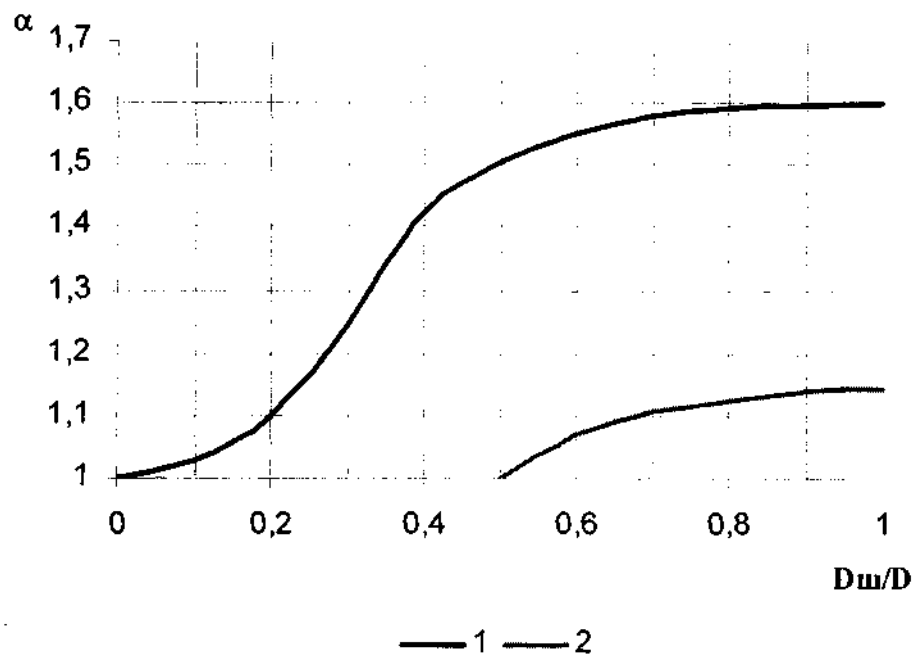
При значениях $R\Gamma/D \geq 2$ коэффициент $\alpha = 1$;

$R\Gamma$ - радиусгиба колена, отвода, мм;

D - наружный диаметр, мм.

Рисунок 1

Зависимость коэффициента α от отношения $Dш/D$
для тройниковых соединений



1 - для основных труб без усиливающих элементов и для ответвлений без усиливающих элементов и с усиленными штуцерами (рисунок 3, типы а,б,в,г,д);

2 - для основных труб, усиленных накладками и с усиленным штуцером, и для ответвлений, усиленных накладками (рисунок 3, типы б,в,г)

Рисунок 2

Таблица 3

Транспортируемая среда	m_1
Токсичные, горючие, взрывоопасные и сжиженные газы	0,60
Инертные газы (азот, воздух и т.п.). Токсичные, взрывоопасные и горючие жидкости	0,75
Инертные жидкости	0,9

Таблица 4

Материал детали	m_2 при температуре среды t , °С			
	от -70 до -40	от -40 до +100	+ 250	+ 430
Углеродистые стали по ГОСТ 380-88	-	1	0,85	0,75*
Углеродистые конструкционные стали марок 10, 15, 20 Низколегированные стали марок 09Г2С, 10Г2С1, 17ГС, 14ХГС, 15Г2С, 10Г2	1	1	0,85	0,45
Легированные стали марок 15Х5, 15Х5М, 08Х13, 12МХ, 12Х18Н10Т, 12Х21Н5Т и др.	1	1	09	0 7

Примечания: 1. Для промежуточных значений температуры коэффициент m_2 определяется линейной интерполяцией.

2.*Значение коэффициента соответствует рабочей температуре 300°С, выше которой стали этой группы применять не рекомендуется.

Типы тройниковых соединений

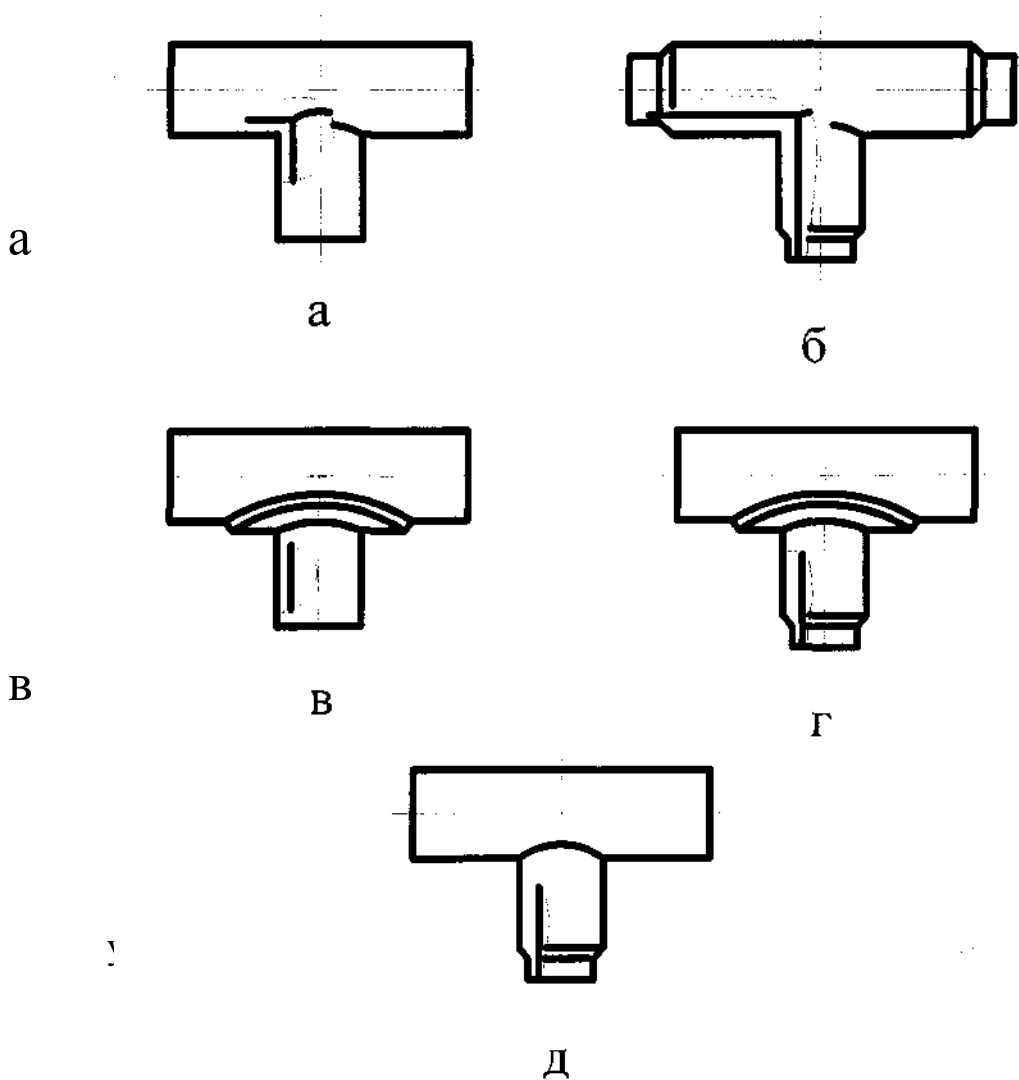


Рисунок 3

Обозначения размеров тройникового соединения

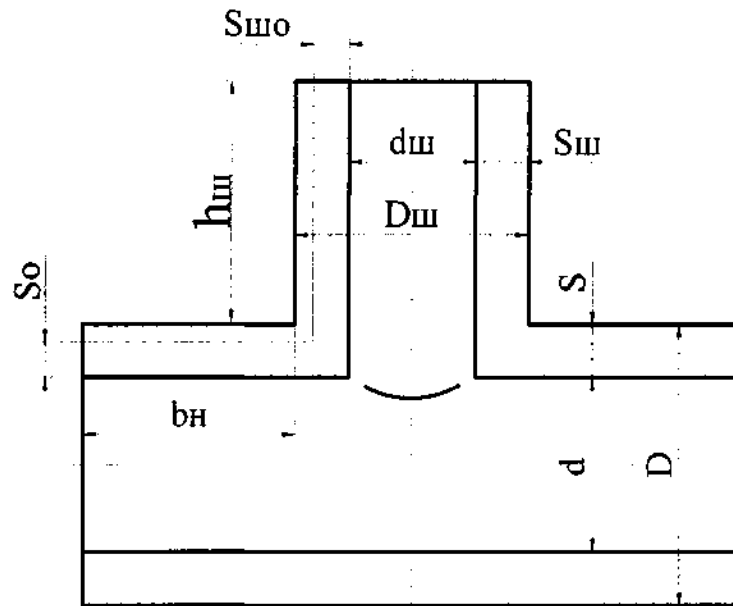


Рисунок 4

12.3 Расчетную отбраковочную толщину стенки трубы $S_{отб}$, мм, исходя из прочности в осевом направлении с учетом внутреннего давления и изгиба трубы от веса транспортируемой среды, веса трубы и термоизоляции, определяют по формуле:

$$S_{отб} = \frac{D + 3,2 \frac{A}{10^3 P}}{2\varphi_{св} \left(2,2 \frac{[\sigma]}{P} - 1 \right) - 3,2 \frac{B}{P}} \quad (3)$$

где P - рабочее давление, МПа;

D - наружный диаметр трубы, мм;

A - величина, Н/м;

B - величина, МПа;

$\varphi_{св}$ - коэффициент прочности поперечного сварного шва;
для сталей, приведенных в таблице 2;

$\varphi_{св} = 0,9$ - если трубы катаные;

$\varphi_{св} = 1$ - если трубы механически обработанные;

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение для материала трубы, МПа.

$$A = \ell^2 \left(\frac{1}{12} \left(\frac{d}{D} \right)^2 \gamma_{cp} + \frac{1}{3} \frac{S_{из}}{D} \gamma_{из} \right); \quad B = \frac{1}{3} \ell^2 \frac{1}{D} \gamma_{mp} 10^{-3},$$

где ℓ - расстояние между опорами трубопровода, м;

D, d - наружный и внутренний диаметры трубы, мм;

$S_{из}$ - толщина термоизоляционного слоя, мм;

$\gamma_{cp}, \gamma_{из}, \gamma_{тр}$ - удельные веса соответственно транспортируемой среды, материалов термоизоляции и трубы, Н/м .

$$[\sigma] = \eta \min \left\{ \frac{\sigma_{\epsilon}}{2,4}; \frac{\sigma_{0,2}}{1,5} \right\}, \quad (4)$$

где η - поправочный коэффициент на литье; вводят при расчете арматуры;

$\eta = 0,8$ - для стальных отливок при 100% контроле;

$\eta = 0,75$ - для остальных отливок;

$\eta = 1$ - для прочих (не литых деталей).

12.4 Величину $S_{отб}$ для трубы принимают равной большему из значений, полученных по формулам (1) и (2) (смотри также п. 12.6).

12.5 Тройники и тройниковые соединения допускается выбраковывать исходя из «принципа компенсации площадей», при этом соединения выбраковывают, если выполняется условие

$$f_{ш} + f_{н} + f_{св} < S_o (d_{ш} - d_o) \quad (5)$$

где $f_{ш}, f_{н}, f_{св}$ - компенсирующие площади штуцера (ответвления), накладки и наплавленного металла сварного шва соответственно, мм²

$S_o (d_{ш} - d_o)$ - площадь, недостающая для прочности соединения, мм².

Порядок расчета (размеры указаны на рисунке 4):

- измеряются фактические диаметры $D, D_{ш}$, толщины стенок основной трубы S , мм, и штуцера $S_{ш}$, мм, высота штуцера $h_{ш}$, мм, и ширина накладки $b_{нф}$, мм;

- рассчитывают минимальную толщину стенки основной трубы S_o , мм, и штуцера $S_{шо}$, мм, по формулам:

$$S_o = \frac{D}{(2[\sigma]/P) + 1}; \quad S_{шо} = \frac{D_{ш}}{(2[\sigma]_{ш}/P) + 1};$$

где $[\sigma]$ и $[\sigma]_{ш}$ - допускаемые напряжения, определяемые по формуле (4), для материалов основной трубы и штуцера соответственно, МПа;

- определяют расчетные значения высоты штуцера $h_{шр}$, мм, и ширины накладки $b_{нр}$, мм, по формулам:

$$h_{шр} = 1,25 \sqrt{(D_{ш} - S_{ш}) S_{шo}}; \quad b_{нр} = \sqrt{(D - S) S_o};$$

- для дальнейшего расчета принимают минимальные значения высоты штуцера $h_{ш}$ и ширины накладки $b_{н}$:

$$h_{ш} = \min \{ h_{шф}; h_{шр} \}; \quad b_{н} = \min \{ b_{нф}; b_{нр} \};$$

- рассчитываются величины, входящие в формулу (5):

$$f_{ш} = 2h_{ш}(S_{ш} - S_o); \quad f_{н} = 2b_{н}(S - S_o); \quad f_{св} \approx \frac{1}{2} S_{ш}^2;$$

$$d_o = \left(\frac{2}{\square} - 1,75 \right) \sqrt{(D - S) S_o}; \quad \square = \frac{D - S_o}{2S_o} \frac{P}{[\sigma]};$$

- проверяют условие (5).

Если условие (5) выполняется, деталь отбраковывают.

12.6 В любом случае отбраковочная толщина стенки трубы или детали должна быть не менее приведенной в таблице 5 ($S_{отб} \geq S_{min}$).

Таблица 5

Наружный диаметр D, мм	≤25	≤57	≤108 (114)	≤219	≤325	≤377	≤426
Минимально допустимая толщина стенки S_{min} , мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

12.7 Расчетную отбраковочную толщину стенки корпуса стальной арматуры $S_{отб}$, мм, определяют по формуле [10]

$$S_{отб} = 1,9 d_y \left(\frac{P}{[\sigma]} \right),$$

где d_y - условный диаметр детали, мм;

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение для материала корпуса, МПа, определяют по формуле (4).

При этом отбраковочная толщина стенки корпуса должна быть не менее минимальной толщины S_{min} , мм, приведенной в таблице 6 или на рисунке 5

$$(S_{отб} \geq S_{min})$$

Таблица 6

Условный диаметр d_y , мм	≤ 80	100	125	150	≥ 200
Минимально допустимая толщина стенки S_{min} , мм	4,0	5,0	5,5	6,0	6,5

Зависимость минимально допустимой толщины стенки корпуса стальной арматуры S_{min} от условного диаметра d_y

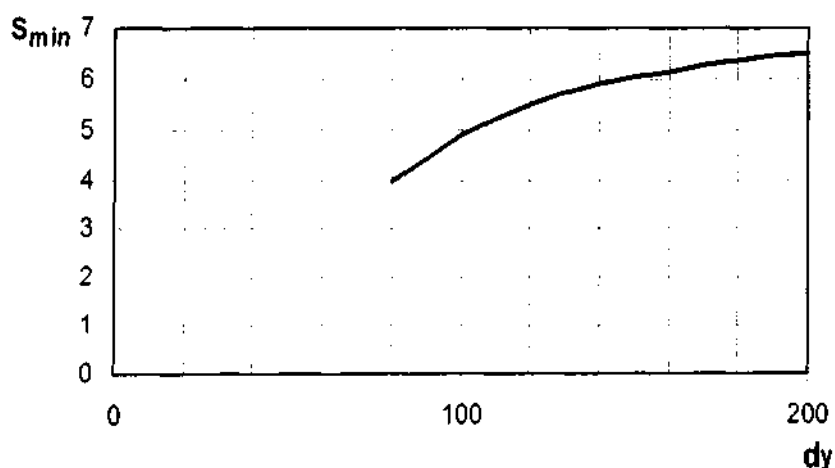


Рисунок 5

Отбраковочную толщину литых изношенных корпусов арматуры с условными проходами от 50 до 500 мм и работающими под давлением от 0,2 до 10 МПа определяют по [10, приложение Н].

12.8 Значения механических свойств материалов принимают по сертификатам на трубы и детали, или по нормативной документации, или по результатам испытания образцов, вырезанных из обследуемых деталей.

Значения допускаемых напряжений рассчитывают по формуле (4) или принимают по таблице 7.

Таблица 7 - Допускаемые напряжения для углеродистых и

низколегированных сталей

Рабочая температура $t, ^\circ\text{C}$	[σ], МПа, для сталей				
	Ст3	10	20, 20К	10Г2	09Г2С, 16ГС, 17ГС, 17Г1С, 10Г2С1
≤ 20	140	130	147	180	183
100	134	125	142	160	160
150	131	122	139	154	154
200	126	118	136	148	148
250	120	112	132	145	145
300	108	100	119	134	134
350	98	88	106	123	123
375	93	82	98	108	116
400	85	77	92	92	105
410	81	75	86	86	104
420	75	72	80	80	92
425	71	—	—	—	—
430	—	68	75	75	86

Примечания: 1. Для промежуточных значений температуры допустимое напряжение определяют линейной интерполяцией.

2. Для стальных отливок приведенное значение умножают на коэффициент η (п. 12.3).

12.9 Для трубопроводов, работающих при температуре выше 400°C из углеродистых сталей и выше 450°C из легированных сталей отбраковочную толщину стенки рассчитывают из условий ползучести по действующей НТД или по специальным методикам, согласованным с технадзором России в установленном порядке.

При циклических нагружениях трубопроводов, когда число циклов не превышает 1000, проверку на циклическую прочность не проводят. При числе циклов более 1000, отбраковочную толщину стенки определяют с учетом малоцикловых нагружений согласно [42].

12.10 Расчет отбраковочной толщины стенки деталей трубопроводов приводят в расчетной записке, прилагаемой к заключению ЭПБ.

13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

13.1 Срок дальнейшей безопасной эксплуатации трубопровода $R_{ост}$ (в годах) определяют на основании расчета остаточного ресурса эксплуатации его деталей по наименьшему из полученных значений.

Если расчетный остаточный ресурс эксплуатации трубопровода $R_{ост}$ превышает 10 лет, то срок безопасной эксплуатации принимают равным не более чем 10 годам.

13.2 Остаточный ресурс рассчитывают только для тех деталей трубопровода, техническое состояние которых по результатам диагностирования оценивается как удовлетворительное.

13.3 За номинальную толщину стенки деталей трубопровода принимают значение, указанное в паспорте трубопровода, в сертификатах соответствия. В случае, если номинальная толщина стенки детали, указанная в паспорте на трубопровод, меньше фактически измеренной, для расчета остаточного ресурса за номинальную толщину стенки детали принимают толщину из ряда типоразмеров на данный сортамент деталей, ближайшую к максимальной измеренной. Фактически расчет проводят как худший вариант для определения остаточного ресурса.

13.4 Для трубопровода (деталей), эксплуатирующегося в условиях статического нагружения и основным повреждающим фактором для которого является коррозия (эрозия), ресурс рассчитывают по формуле:

$$R_{ост} = \frac{(S_{\phi} - S_{отб})}{V} K_1 K_2 \quad (6)$$

где S_{ϕ} - фактическая толщина стенки детали, мм;

$S_{отб}$ - отбраковочная (минимально допустимая) толщина стенки, мм;

определяют в соответствии с разд. 12;

V - скорость коррозии, мм/год;

K_1 - коэффициент, учитывающий отличие средней ожидаемой скорости коррозии от гарантированной скорости коррозии с доверительной вероятностью 0,7-0,95;

K_2 - коэффициент, учитывающий погрешность определения скорости коррозии, рассчитанной по более точным (нелинейным) законам изменения контролируемого параметра;

Значения коэффициентов K_1 и K_2 принимают в пределах $K_1 = 0,5-0,75$; $K_2 = 0,75-1,0$. Большие значения K_1 и K_2 принимают при незначительной фактической скорости коррозии (меньше 0,1 мм/год) и при общей величине коррозии, не превышающей проектную прибавку на коррозию (2-3 мм), меньшие значения - при значительной скорости коррозии и общей величине коррозии, превышающей проектную прибавку на коррозию.

$$V = \frac{J}{T},$$

где J - износ стенки детали за время эксплуатации, мм.

$$J = S - S_{\phi},$$

где S - номинальная толщина стенки детали, мм;

T - время эксплуатации детали, год.

13.5 При наличии двух измерений толщины стенки после проведения очередного технического диагностирования, скорость коррозии определяют по формуле:

$$V = \frac{(S_{\phi 1} - S_{\phi 2})}{(T_2 - T_1)},$$

где $S_{\phi 1}$, $S_{\phi 2}$ - фактическая толщина стенки, определенная при предыдущем и очередном обследованиях соответственно, мм;

T_1 , T_2 - время от момента начала эксплуатации до момента предыдущего и очередного обследования, соответственно, лет.

13.6 Для трубопроводов, работающих в условиях циклических нагрузений или в условиях ползучести остаточный ресурс эксплуатации определяют по методикам, разработанным специализированными организациями.

13.7 Срок дальнейшей эксплуатации трубопроводов, работающих в водородосодержащих средах при парциальном давлении водорода более 2,5 МПа и температурах:

а) для углеродистой и кремнемарганцовистой стали выше 280°C;

б) для теплоустойчивых хромомолибденовых сталей свыше 350°C ;

с) для аустенитных хромоникелевых сталей свыше 600°C

устанавливают в зависимости от состояния металла и общей продолжительности эксплуатации: для трубопроводов, отработавших свыше 100 тысяч часов до 250 тысяч часов не должен превышать восьми лет, для трубопроводов, отработавших более 250 тысяч часов - четырех лет [46,47].

13.8 Расчет остаточного ресурса входит в состав расчетной записки, которая прилагается к заключению ЭПБ.

14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

14.1 Анализ полученных результатов обследования проводят в сопоставлении с исходными техническими параметрами и характеристиками, с учетом требований действующей НТД и особенностями технологического процесса.

14.2 Результатами обследования являются:

- акты наружного осмотра;
- протоколы ВИК;
- протоколы измерения толщины стенок;
- протоколы измерения твердости;
- протоколы контроля сварных швов неразрушающими методами;
- заключения металлографических исследований (при выполнении);
- акты испытания на прочность и плотность;
- акты испытания на герметичность (при выполнении);
- расчеты прочности;
- расчеты остаточного ресурса.

14.3 Результаты обследования являются неотъемлемой частью заключения ЭПБ.

14.4 Заключение ЭПБ о техническом состоянии обследуемого трубопровода выполняют на основе анализа динамики изменений технических параметров и характеристик, расчета прочности обследуемого трубопровода и его напряженно-деформированного состояния. По полученным результатам устанавливают срок дальнейшей безопасной эксплуатации трубопровода.

14.5 Заключение ЭПБ о возможности продления срока безопасной эксплуатации выдают на каждый обследованный трубопровод, регистрируют в органах Ростехнадзора, прикладывают к паспорту трубопровода и оно является его неотъемлемой частью. Протоколы, Акты контроля и Заключения о проведенных исследованиях, а также все виды

расчетов оформляют как приложения к заключению ЭПБ.

14.6 По окончании установленного срока безопасной эксплуатации трубопровода возможность его дальнейшей эксплуатации определяют после проведения новой экспертизы промышленной безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1.РД 03-484-02 Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах. Утв. постановлением ГГТН России от 9.07.2002 № 43.
- 2.РД 09-102-95 Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России. Утв. постановлением ГГТН России от 17.11.95 № 57.
- 3.ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Утв. постановлением ГГТН России от 10.06.2003 № 80.
- 4.ПБ 10-573-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. Утв. постановлением ГГТН России от 11.06.2003 № 90.
- 5.ПБ 03-246-98 (ПБ 03-490(246)-02 от 19.09.2002 № 1) Правила проведения экспертизы промышленной безопасности. Утв. постановлением ГГТН России от 6.11.98 №64.
- 6.РД 09-539-03 Положение о порядке проведения экспертизы промышленной безопасности в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Утв. постановлением ГГТН России от 12.05.2003 № 4524.
- 7.РД 10-289-99 Типовая инструкция для ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов пара и горячей воды. Утв. постановлением ГГТН России от 3.06.99 № 38.
- 8.РД 10-290-99 Типовое положение об ответственном за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Утв. постановлением ГГТН России от 18.06.99 № 41
- 9.РД 09-250-98 (РДИ 09-501(250)-02 от 21.11.2002 № 66) Положение о порядке безопасного проведения ремонтных работ на химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих опасных производственных

объектах. Утв. постановлением ГГТН России от 10.12.98 № 74.

10.РД 0154-10-2002 Техническое диагностирование, эксплуатация и ремонт трубопроводной арматуры на давление до 9,81 МПа (100 кгс/см²). ОАО «Иркут-скНИИхиммаш», 2002.

11. Методика оценки технического состояния разъемных соединений трубопроводов и их подготовка к эксплуатации. Согласована управлением по надзору в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности Госгортехнадзора России 1.04.2004.

12.РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю. Утв. постановлением ГГТН России от 11.06.2003 № 92.

13.ПБ 03-593-03 Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов. Утв. постановлением ГГТН России от 9.06.2003 № 77.

14.ПБ 09-594-03 Правила безопасности при производстве, хранении, транспортировании и применении хлора. Утв. постановлением ГГТН России от 5.06.2003 №48.

15.ПБ 09-596-03 Правила безопасности для производств, использующих неорганические кислоты и щелочи. Утв. постановлением ГГТН России от 22.05.2003 №35.

16.СО 153-34.17.464-2003 Инструкция по продлению срока службы трубопроводов пара и горячей воды II, III и IV категорий. Москва, 2003.

17.РД 03-421-01 Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов. М., Госгортехнадзор России, 2001 г.

18.ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

19.ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

20.ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Магнитопорошковый метод.

- 21.ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
- 22.ОСТ 26-5-99 Контроль неразрушающий. Цветной метод контроля сварных соединений, наплавленного и основного металла.
- 23.ГОСТ 6485-84 Калибры для конической дюймовой резьбы с углом профиля 60°. Типы. Основные размеры и допуски.
- 24.ГОСТ 2533-88 Калибры для трубной цилиндрической резьбы. Допуски.
- 25.ГОСТ 18465-73 Калибры для метрической резьбы от 1 до 68 мм. Исполнительные размеры.
- 26.ГОСТ 18466-73 Калибры для метрической резьбы св. 68 до 200 мм. Исполнительные размеры.
- 27.ГОСТ 23055-78 Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля.
- 28.СТО 00220256-005-2005 Швы стыковых, угловых и тавровых сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика ультразвукового контроля.
- 29.ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 30.ГОСТ 7122-81 Швы сварные и металл наплавленный. Методы отбора проб для определения химического состава.
- 31.ГОСТ 5640-68 Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты.
- 32.ГОСТ 5639-82 Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна.
- 33.ГОСТ 9012-59 Металлы. Метод измерения твердости по Бринеллю.
- 34.ГОСТ 9013-59 Металлы. Метод измерения твердости по Роквеллу.
- 35.ГОСТ 2999-75 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу.

- 36.ГОСТ 22762-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара.
- 37.ГОСТ 6996-66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств.
- 38.ГОСТ 1497-84 Металлы. Методы испытания на растяжение
- 39.ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах.
- 40.ГОСТ 7268-82 Сталь. Метод определения склонности к механическому старению по испытанию на ударный изгиб.
- 41.ГОСТ 14019-2003 Материалы металлические. Метод испытания на изгиб.
- 42.ГОСТ 25859-83 Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках.
- 43.РД 24.200.04-90 Швы сварных соединений. Металлографический метод контроля.
- 44.РД 153-34.0-17.460-99 Восстановительная термическая обработка и контроль графитизации паропроводов из углеродистых сталей, эксплуатируемых при температуре 350-450°С.
- 45.РТМ 38.001-94 Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов.
- 46.Технические указания - регламент по эксплуатации и обследованию оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающих в водородосодержащих средах при повышенных температуре и давлении. Согласовано с Госгортехнадзором России 16.03.1998.
- 47.Разъяснение по обследованию и контролю за трубопроводами, эксплуатирующимися в водородосодержащих средах. Согласовано Управлением Иркутского межрегионального округа Ростехнадзора России 13.01.2005.

УТВЕРЖДАЮ
Начальник цеха
организации владельца
_____ Ф.И.О.
« ____ » _____ 200 ____ г

КАРТА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

1. _____
(наименование трубопровода, обозначение по технологической схеме)

_____ (завод, цех, производство)

2. _____
(назначение трубопровода)

3. Трубопровод смонтирован _____
(наименование монтажной организации)

Трассировка трубопровода приведена на схеме, прилагаемой к Программе работ № _____

4. Регистрационный номер трубопровода _____

5. Год монтажа _____

6. Срок эксплуатации, лет _____

7. Сведения об основных элементах трубопровода _____ приведены в таблице 1

8. Сведения об арматуре _____ приведены в таблице 2

9. Результаты контроля неразрушающими методами сварных соединений трубопровода при монтаже:

10. Техническая характеристика трубопровода

10.1. Давление, МПа (кгс/см²):

рабочее _____

расчетное _____

пробное гидротиспытания (по паспорту) _____

настройки предохранительного клапана _____

10.2. Температура, °С:

рабочая _____

расчетная стенки _____

минимально-допустимая стенки _____

10.3. Среда рабочая: _____

(наименование, состав, коррозионность,

взрывоопасность, пожароопасность, токсичность)

10.4. Категория:

11. Данные по эксплуатации трубопровода

11.1. Число пусков-остановок трубопровода

11.2. Дата последнего гидроиспытания трубопровода

11.3. Данные по простоям (отказам) трубопровода

11.4. Результаты контроля неразрушающими методами в процессе эксплуатации

11.5. Результаты измерения толщины стенок трубопровода в процессе эксплуатации

12. Сведения об эксплуатации, ремонтах и реконструкции

12.1. Сведения об эксплуатации

12.2. Сведения о ремонтах и реконструкции

Дата	Краткое описание проведенного ремонта, реконструкции	Примечание

От _____

экспертная организация

От _____

организация-владелец трубопровода

СОГЛАСОВАНО

Руководитель (Главный механик)
организации-владельца

_____ Ф.И.О.

« _____ » _____ 200 г

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель (Зам. по научной работе)
экспертной организации

_____ Ф.И.О.

« _____ » _____ 200 г

**ПРОГРАММА РАБОТ №
по проведению экспертизы промышленной безопасности**

(наименование объекта, рег. №, линия, цех, объект)

Техническая характеристика трубопровода

Давление рабочее, МПа (кгс/см²)

Температура рабочая, °С

Среда рабочая

Категория

Материал

Общая протяженность, м

Программа работ по продлению срока безопасной эксплуатации трубопровода разработана в соответствии с требованиями следующих нормативно-технических документов:

ПБ 03-246-98; РД 09-539-03; РД 03-484-02; ПБ 03-585-03

1. Анализ технической документации:

2. Визуальный контроль наружной поверхности:

3. Визуальный контроль внутренней поверхности:

4. Измерения линейных размеров:

5. Толщинометрия:

Отбраковочная толщина стенки трубы или детали должна быть не менее приведенной в таблице

Таблица

Наружный диаметр D, мм	≤25	≤57	≤108 (114)	≤219	≤325	≤377	≥426
------------------------	-----	-----	---------------	------	------	------	------

Минимально допустимая толщина стенки S_{\min} , мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

6. Дефектоскопия сварных стыков:

7. Измерение твердости:

8. Металлографические исследования:

9. Исследования физико-механических свойств металла контрольных вырезок:

10. Иные виды контроля:

11. Гидравлические испытания:

12. Оценка фактической нагруженное элементов трубопроводов:

13. Прогнозирование остаточного ресурса:

14. Оценка работоспособности, остаточного ресурса и возможности продления срока безопасной эксплуатации трубопровода:

В процессе работы при необходимости данная программа может быть скорректирована.

Приложение: Пример схемы технологического трубопровода с указанием точек контроля на 1 листе

Подписи специалистов:

УТВЕРЖДАЮ:
Главный механик

«____» _____ 200__ г.

Акт ревизии и отбраковки трубопроводов и арматуры
от «__» _____ 200__ г.

Предприятие _____ Цех № _____ Объект _____ Отделение (стадия, участок) _____

№ п/п	Наименование и назначение трубопровода, характер и место выявленных дефектов	Среда рабочая	Условия работы		Исполнитель	Примечание
			рабочее давление	температура		

Подписи: Начальник цеха _____ (_____)
Нач. сектора обследования _____ (_____)
Мастер-механик ОО и ТК _____ (_____)
Представитель _____ (_____)

КРИТЕРИИ ОТБРАКОВКИ ТРУБ И ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА

1 Отбраковочные признаки труб и деталей трубопровода

1.1 Трубы и детали технологических трубопроводов подлежат отбраковке если:

-толщина стенки труб и деталей трубопровода, рассчитанная согласно разделу 12 Методики, выйдет за пределы отбраковочного размера во время работы до ближайшей очередной ревизии;

-механические свойства материала труб и деталей трубопровода изменились ниже значений, указанных в паспорте трубопровода или НТД;

-при просвечивании сварных швов обнаружены недопустимые дефекты согласно п. 2.3 приложения 4;

-трубопровод не выдержал испытаний на прочность и плотность;

-на поверхности трубопровода были обнаружены трещины, отслоения, деформации (гофры, вмятины, вздутия и т.п.);

-размеры резьбовых соединений вышли из поля допусков, на резьбе имеются срывы витков, трещины, коррозионный износ.

1.2 Минимально-допустимые толщины стенок элементов трубопровода указана в п. 12.6 Методики.

2 Дефекты сварных швов, методы исправления дефектов

2.1 При наружном контроле сварных швов не допускаются дефекты:

-трещины, выходящие на поверхность шва или основного металла в зоне сварки;

-ноздреватость, пористость, грубая чешуйчатость, подрезы глубиной более 0,5 мм;

-наплывы и подрезы в зоне перехода от основного металла к наплавленному;

-прожоги, кратеры;

-неравномерности усиления сварного шва по ширине и высоте, а также его отклонения от оси (перекос).

2.2 Сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям: -форма и размеры шва должны соответствовать ГОСТ 16037-80;

-поверхность шва должна быть мелкочешуйчатой;

-переход наплавленного металла к основному должен быть плавным.

2.3 В сварных швах не допускаются следующие внутренние дефекты:

-трещины всех видов и направлений, в том числе трещины, выявленные при микроисследовании;

-непровары (несплавления), расположенные в сечении сварного соединения;

-свищи;

-поры, шлаковые включения, выявленные РГ-методом, выходящие за пределы норм 3 класса дефектности сварного соединения по ГОСТ 23055-78 или выявленные УЗ-методом по ОСТ 26-2044-83.

2.4 Все забракованные участки швов, выявленные в результате визуального контроля и контроля неразрушающими методами, должны быть удалены или исправлены. Исправлять дефекты сварных швов подчеканкой запрещается.

2.5 Дефектные участки сварного шва исправляют местной выборкой и последующей подваркой (без повторной сварки всего соединения).

2.6 В случае если протяженность дефектного участка шва превышает значения, указанные в таблице 1, то сварной шов должен быть полностью удален, а на его место вварена «катушка» длиной не менее 100 мм для трубопроводов диаметром до 140 мм и 200 мм - для остальных трубопроводов.

2.7 Одно и то же место сварного шва допускается исправлять только один раз.

2.8 Дефектные участки заваривают тем же способом, что и при сварке, с применением тех же присадочных материалов.

2.9 Сварные швы, подвергшиеся ремонту и исправлению, должны быть проверены неразрушающими методами контроля в полном объеме.

2.10 Сведения об исправлении, повторном контроле швов должны быть внесены в техническую документацию на трубопровод и отражены в заключении ЭПБ.

Таблица 1

Глубина выборки, % от номинальной толщины стенки труб или расчетного сечения шва	Суммарная протяженность выборки, % от номинального наружного периметра сварного соединения
Для трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70°C	
15 и менее	Не нормируется
Более 15 до 30 включительно	До 35
Более 30 до 50 включительно	До 20
Более 50	До 15
Для трубопроводов I - IV категории	
25 и менее	Не нормируется
Более 25 до 50 включительно	До 50
Более 50	До 25
Для трубопроводов V категории	
30 и менее	Не нормируется
Более 30 до 50 включительно	До 50
Более 50	До 35

3 Отбраковка крепежных изделий, резьбовых соединений

3.1 Крепежные детали отбраковывают:

- при обнаружении трещин, срыва или коррозионного износа резьбы;
- в случае изгиба болтов и шпилек;
- при остаточных деформациях, приводящих к изменению профиля резьбы;
- в случае износа боковых граней головок болтов и гаек.

3.2 Резьбовые соединения трубопроводов отбраковывают при срыве или коррозионном износе резьбы, а также при прохождении непроходного калибра типа Р-Р по ГОСТ 6485-84, ГОСТ 2533-88, ГОСТ 18465-73, ГОСТ 18466-73.

4 Отбраковка фланцев

Фланцы отбраковывают:

- при неудовлетворительном состоянии уплотнительных поверхностей;
- при наличии трещин, раковин и других дефектов.

5 Отбраковка арматуры

5.1 Изношенные корпуса литых задвижек, вентилях, клапанов отбраковывают в следующих случаях:

-уплотнительные элементы арматуры износились настолько, что не обеспечивают ведения технологического процесса и отремонтировать или заменить их невозможно;

-толщина стенки корпуса достигла минимально-допустимых размеров, рассчитанных согласно разделу 12 Методики.

5.2 Минимально-допустимую толщину стенок арматуры, указанную в п. 12.7 Методики, определяют после технического диагностирования.

Допускается увеличение внутреннего диаметра сальниковой камеры задвижек и клапанов вследствие износа:

-не более 2 мм при обеспечении зазора между стенкой сальниковой камеры и нажимной втулкой;

-не менее 0,2 мм для арматуры с любым условным проходом;

-не более 0,85 мм для арматуры с условным проходом до 15 мм;

-не более 1,2 мм для арматуры с условным проходом более 150 мм.

Корпусные узлы арматуры отбраковывают, если резьбовые поверхности имеют трещины, срывы, коррозионный износ, измененный профиль. Дефектацию резьбы производят визуально или с помощью резьбомеров.

6 Пример расчета отбраковочной толщины стенки труб и корпусов арматуры

При расчете значений отбраковочных толщин стенок труб и корпусов арматуры, изложенном в разделе 12 Методики, приняты следующие исходные данные: для труб

$$\alpha = 1; m_1 = 0,6; m_2 = 1;$$

$$\text{сталь 10-}[\sigma] = 130\text{МПа};$$

$$\text{сталь 20 - }[\sigma] = 130 \text{ МПа};$$

$$\varphi_{\text{св}} = 0,9;$$

$$y_{\text{ср}} = 1 \cdot 10^{-2} \text{ Н/м}^3;$$

$$y_{\text{тр}} = 7,85 \cdot 10^{-2} \text{ Н/м}^3;$$

$$y_{\text{из}} = 0,3 \cdot 10^{-2} \text{ Н/м}^3; \text{ для арматуры}$$

$$\text{стали 3, 10, 15К, 20К - }[\sigma] = 130 \text{ МПа};$$

$$\text{стали 20 Л, 25 Л- }[\sigma] = \tau_v 130 \text{ МПа};$$

$$\eta = 0,75.$$

Результаты расчета приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Значения отбраковочной толщины стенки труб ($t \leq 50^{\circ}\text{C}$)

DN, мм	D x S, мм	P, МПа	Материал	S _{отб} , мм при		
				$\ell = 4\text{м}$	$\ell = 8\text{м}$	$\ell = 12\text{м}$
50	57x3,5	1,4	Ст. 10	1,5	1,5	2,3
		1,5	Ст. 20			
1,6						
1,8						
1,95						
2,0						
	59x3,5	1,8	Ст. 10	2,0	2,0	2,3
80	89x4,5	0,7	Ст. 20	2,0	2,0	2,0
	89x4,0	0,8				
	89x3,5	1,0				
	89x4,0	1,5	Ст. 10			
	89x4,5		Ст. 20			
	89x3,5	1,6	Ст. 10			
	89x4,0					
	89x4,5					
	89x3,5	1,7	Ст. 20			
	89x3,5	1,8				
	89x4,0					
	89x4,5					
	89x3,5	2,0				
	89x3,5	2,5	Ст. 20			
	89x4,0					
	89x7,0		Ст. 20			
100	108x4,0	1,5	Ст. 20	2,0	2,0	2,0
		1,6	Ст. 10			
		1,8	Ст. 20			
		1,95				
		2,0				
		2,5				
		4,0				

125	133x4,0	1,1	Ст. 20	2,5	2,5	2,5
		2,2	Ст. 10; 20			
150	159x4,0	0,7	Ст. 20	2,5	2,5	2,5
	159x4,5	1,0				
		1,1				
	159x6,0	1,5				
	159x4,5	1,6				
	159x6,0					
	159x7,0					
	159x4,5	1,7				
	159x4,0	1,8				
	159x4,5					
	159x6,0					
	159x4,5	1,85				
		2,15				

DN, мм	D x S, мм	P, МПа	Материал	S _{отб.} , мм при		
				ℓ = 4м	ℓ = 8м	ℓ = 12м
	159x9,0	2,3				
	159x4,5	2,4				
	159x4,5	2,5				
	159x6,0					
	159x5,0	4,0				
	159x6,0	4,2				
200	219x9,0	4,8	Ст. 20	2,5	2,5	2,5
	219x7,0	2,5				
		3,5		2,9	2,9	2,9
250	273x8,0	1,5	Ст. 20	3,0	3,0	3,0
		3,5		3,6	3,6	3,6

Примечание: ℓ - расстояние между опорами, м

Таблица 3 - Значения отбраковочной толщины стенки корпусов арматуры (t ≤ 50°C)

DN, мм	P, МПа	S _{отб.} , мм	
		Ст3, 10, 15К, 20К	20Л, 25Л
50	1,4	4,0	4,0
	1,5		
	1,6		
	1,8		
	1,95		
	2,0		
80	0,7	4,0	4,0
	0,8		
	1,0		
	1,5		
	1,6		
	1,7		
	1,8		
	2,0		
	2,5		

100	1,5	5,0	5,0
	1,6		
	1,8		
	1,95		
	2,0		
	2,5		
4,0	5,9	7,1	

DN, мм	P, МПа	S _{отб.} , мм	
		Ст3, 10, 15К, 20К	20Л, 25Л
125	1Д	5,5	5,5
	2,2		

150	0,7	6,0	6,0
	1,0		
	1,1		
	1,5		
	1,6		
	1,7		
	1,8		
150	1,85	6,0	6,0
	2,15		
	2,3		
	2,4		6,2
	2,5		6,4
			6,7
	4,0		8,8
4,2	9,2	11,3	
200	1,8	6,5	6,5
	2,5	7,3	8,9
	3,5	10,2	12,5
250	1,5	6,5	6,7
	3,5	12,8	15,6

Акт № _____

**проведении осмотра наружной
поверхности трубопровода**

г. _____ «_____» _____ 200 г.

Предприятие _____ Цех _____ Объект _____ Отделение _____

Мы нижеподписавшиеся:

составили настоящий акт в том, что нами проведен наружный осмотр следующего трубопровода и установлено:

№ п/п	Регистр. № трубопровода	Наименование трубопровода	Параметры трубопровода	Техническое состояние трубопровода

Подписи:

Наименование организации

Лаборатория

Протокол №

- 06 – ВИК, РГ, УЗК, МПД, ПВК, УЗТ

Заказчик:

Дата проведения:

Объект контроля:

Регистрационный №:

Заводской №:

Давление рабочее, МПа:

Температура рабочая, °С:

Среда рабочая:

Марка материала:

Толщина:

Метод контроля: (указать метод контроля)

Используемые приборы и инструменты, (с метрологией)

Методика контроля: НТД (методический документ)

Оценка качества в соответствии с требованиями НТД (нормативно-технический документ)

Контролируемые элементы (в соответствии с программой работ; ссылка на схему контролируемых мест, карту контроля; контроль проводился со стороны наружной и/или внутренней поверхности)

Результаты контроля: текст, таблица, схема, эскиз и т.п.

Зав. лабораторией

Специалист 2 уровня по ВИК, УЗК, РГ, МПД, ПВК, УЗТ
уд. №27-135 до 04.2010 г.

_____ М.А. Иванов

Контроль провел:

Должность _____

Специалист 2 уровня по ВИК, УЗК, РГ, МПД, ПВК, УЗТ
уд. №27-135 до 04.2010 г.

_____ К.А. Петров

Обязательные пункты раздела «**Результаты контроля**», заполняемые по результатам ВИК:

1Состояние наружной поверхности:

2Состояние внутренней поверхности:

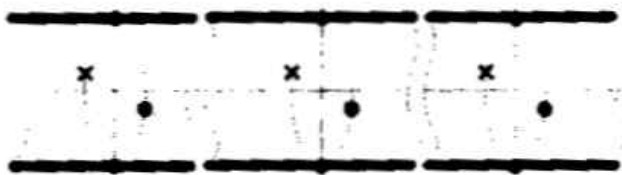
3Состояние сварных соединений:

4Геометрические размеры обнаруженных дефектов:

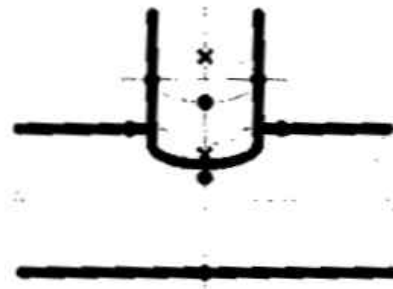
Дополнительные пункты с учетом специфики контролируемого объекта: «**Измерения геометрических размеров объекта контроля**», «**Разъемные и фланцевые соединения**» и т.п.

Схема измерения толщины стенки элементов трубопровода

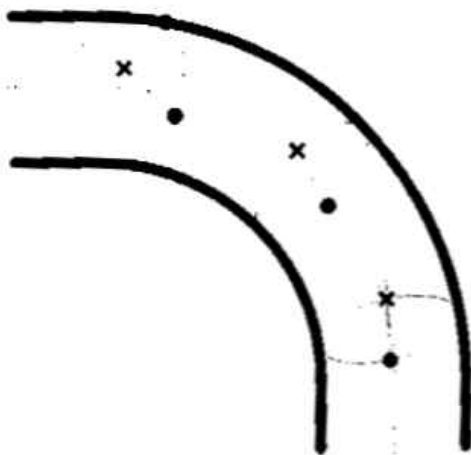
Труба (прямой участок)



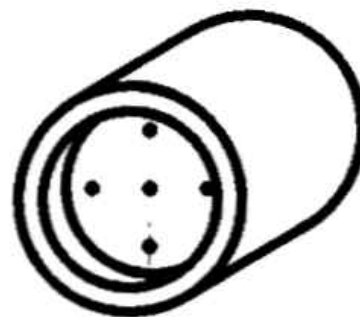
Тройники (штампованные и штамповарные) и врезки в трубопровод



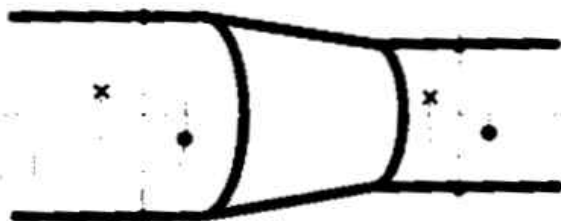
Отвод (гиб)



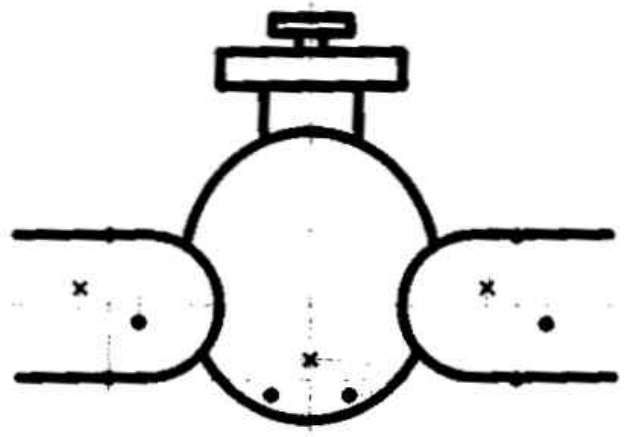
Заглушка (плоская)



Переход



Арматура



АКТ

испытания трубопровода на прочность, плотность и герметичность

Город _____ «__» _____ 200 г.

Завод _____

Цех, объект _____

Комиссия в составе:

начальник цеха (установки, отделения) _____

механик цеха (установки, отделения) _____

представитель экспертной организации _____

составила настоящий акт в том, что проведено испытание трубопровода _____

_____ (наименование линии и ее границы)

Рабочие параметры:

давление _____ МПа (изб.)

температура _____ °С

Испытание проведено в соответствии с ПБ 03-585-03 _____

На прочность давлением _____ МПа (кгс/см)
продолжительность испытания _____ мин
гидравлическое или пневматическое

На плотность давлением _____ МПа (кгс/см²)
продолжительность испытания _____ мин
гидравлическое или пневматическое

На герметичность давлением _____ МПа (кгс/см²)
продолжительность испытания _____ час
газ _____
падение давления за время испытания _____ % за час
допустимое падение давления _____ % за час

Во время испытаний на прочность и плотность не произошло разрывов в металле, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, корпусах арматуры, разъемных соединениях отсутствовали течь и отпотевание.

Во время дополнительных испытаний на герметичность скорость падения давления не превышала допустимого значения.

Трубопровод, указанный в настоящем акте, испытание выдержал и может быть допущен к дальнейшей эксплуатации при рабочих параметрах.

Нач. цеха (установки, отделения) _____ (подпись) _____ (фамилия, И.О.)

Механик цеха (установки, отделения) _____ (подпись) _____ (фамилия, И.О.)

Представитель экспертной организации _____ (подпись) _____ (фамилия, И.О.)

СОГЛАСОВАНО
Старший механик цеха
(организация-заказчик)

_____ (_____)
_____ 200 _____

УТВЕРЖДАЮ
Зам. генерального директора
по научной работе
(экспертная организация)

_____ (_____)
_____ 200 _____

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ

по обеспечению безопасной эксплуатации технологического трубопровода
рег. № _____ на продлеваемый период в соответствии с п.27 РД 03-484-02
"Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств,
оборудования и сооружений на опасных производственных объектах"

Эксперт

[_____]

Специалист

[_____]

Экспертная организация _____
Эксперт (ведущий) _____

СОГЛАСОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ
для завершения процесса экспертизы промышленной безопасности
технологического трубопровода рег. № _____ .

Заказчик

Индекс, город Улица _____
Дата экспертизы _____

№ п/п	Мероприятие	Согласованный срок	Подтверждение выполнения*

Примечание: * делается экспертом.

Представитель заказчика подтверждает своей подписью, что согласованные мероприятия будут выполнены, а экспертной организации направлено письменное сообщение о проведенных изменениях.

Место, дата

Эксперт (ведущий) _____ Заказчик