

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

На правах рукописи

КОШЕЛЕВА ОЛЬГА ПЕТРОВНА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЦЕЛОСТНОСТИ
БАЛОЧНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ
В НЕСУЩЕЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ОБОЛОЧКЕ**

Специальность - 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент,
А.В. Сальников

Ухта 2014

СОДЕРЖАНИЕ

С.

ВВЕДЕНИЕ	2
1. ОБЗОР И АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ОДНОПРОЛЕТНЫХ БАЛОЧНЫХ ПЕРЕХОДОВ И МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ИХ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ	9
1.1..... Анализ конструктивных решений однопролетных балочных переходов трубопроводов	9
1.2. Особенности конструкции однопролетного балочного перехода трубопроводов в несущей цилиндрической оболочке	12
1.3. Анализ известных методов диагностирования однопролетных балочных переходов «труба в трубе».....	15
1.4. Исследование причин аварийного разрушения надземного перехода конструкции «труба в трубе» нефтепровода Ухта-Ярославль.....	20
1.4.1. Характеристика объекта и образцов материала труб.....	20
1.4.2. Анализ результатов исследования образцов металла.....	23
1.5. Постановка цели и задач работы.....	28
2. РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБЫ ФУТЛЯРА ОДНОПРОЛЕТНОГО БАЛОЧНОГО ПЕРЕХОДА ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЕГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ	31
2.1. Основные особенности расчета балочных переходов магистральных трубопроводов.....	31
2.2. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода в футляре-кожухе на участке балочного перехода.....	35
2.3. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода при разрушении опорных элементов в несущей трубе-футляре.....	47
2.4. Метод определения фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре.....	56
2.5. Алгоритм определения фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре.....	63
2.6. Расчетное обоснование возможности нарушения целостности несущей трубы-футляра для диагностирования технического состояния трубопровода.....	64
2.6.1. Постановка задачи расчета.....	64
2.6.2. Разработка алгоритма расчета прочности футляра методом конечных элементов.....	67
2.6.3. Постановка задачи оптимизации конструкции футляра.....	76
2.6.4. Основные положения решения задач оптимизации.....	78
2.6.5. Вычисление множителей Лагранжа.....	83
2.6.6. Алгоритм оптимизации.....	85

2.6.7. Применение алгоритма оптимизации к решению задачи о проектировании конструкции трубы-футляра, допускающей проведение диагностики металла основной трубы.....	88
---	----

3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБ БАЛОЧНОГО ПЕРЕХОДА ТРУБОПРОВОДА, СКРЫТОГО ФУТЛЯРОМ.....91

3.1. Анализ и классификация дефектов и повреждений труб балочного перехода, скрытого футляром.....	91
3.1.1. Коррозионные повреждения.....	91
3.1.2. Поверхностные дефекты труб.....	93
3.1.3. Дефекты сварных швов.....	94
3.2. Анализ метода дальнего действующего ультразвукового контроля для целей диагностирования труб балочного перехода, скрытого футляром, без нарушения его целостности.....	98
3.2.1. Сущность дальнего действующего ультразвукового контроля.....	98
3.2.2. Поверхностные волны Рэлея.....	99
3.2.3. Волны Лэмба.....	100
3.2.4. Особенности распространения направленных НЧ-волн.....	102
3.3. Анализ развития методов направленных волн в железнодорожном транспорте.....	106
3.3.1. Актуальность применения волн Рэлея и Лэмба в рельсах.....	106
3.3.2. Опыт исследований импульсных акустических сигналов в рельсах.....	107
3.3.3. Специализированные ультразвуковые дефектоскопы АКР1224 для диагностики рельсов.....	110
3.4. Анализ мирового опыта применения систем НЧ-УЗК с преобразователями различного типа.....	112
3.4.1. Магнитострикционные преобразователи.....	112
3.4.2. Электромагнитоакустические преобразователи.....	113
3.4.3. Пьезопреобразователи.....	116
3.5. Анализ опыта диагностирования трубопроводов системой Wavemaker.....	120
3.5.1. Общие сведения о приборе Wavemaker.....	120
3.5.2. Методика диагностирования протяженных участков трубопроводов прибором Wavemaker.....	122
3.6. Методика поперечного прозвучивания трубопровода.....	125
3.7. Результаты экспериментального исследования дальнего действующего ультразвукового контроля.....	127
3.7.1. Методика стендовых испытаний.....	127
3.7.2. Результаты стендовых испытаний.....	130
3.7.3. Апробация дальнего действующего ультразвукового контроля на участках действующего газопровода.....	137

4. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТАБИЛИЗАЦИИ УСТОЙЧИВОСТИ БАЛОЧНОГО ПЕРЕХОДА ТРУБОПРОВОДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....141

4.1. Методика регулирования конфигурации оси балочного перехода для минимизации параметров напряженно-деформированного состояния.....	141
4.2. Корректировка высотного положения балочного перехода газопровода диаметром 1220 мм.....	145
4.3. Технические решения по стабилизации устойчивого положения балочных переходов на примере нефтепровода Ухта-Ярославль.....	151
4.3.1. Технические предложения по реконструкции балочных переходов.....	151
4.3.2. Расчетное обоснование эффективности технических предложений.....	154
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	162
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	163
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	172

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Сохранение надёжности и долговечности трубопроводов за счет поддержания их устойчивого положения является первоочередной актуальной задачей предприятий по транспортировке нефти и газа и обеспечивается комплексом мероприятий, направленных на предупреждение и своевременное устранение дефектов и повреждений в трубах.

Основной особенностью эксплуатации трубопроводов является разнообразие природно - климатических и гидрогеологических характеристик местности вдоль трассы, что требует значительного разнообразия конструктивных и технологических решений при сооружении линейной части. По этой причине при пересечении подземным магистральным трубопроводом некоторых естественных и искусственных препятствий используют балочные схемы прокладки различных конструкций.

Конструктивное устройство балочных систем газопроводов достаточно хорошо отработано, расчетные схемы учитывают различные виды дополнительной нагрузки от собственного веса трубы, веса транспортируемого продукта и снежного покрова, от ветрового воздействия, от колебаний температуры наружного воздуха, от нагрузки, возникающей при прохождении очистных устройств и снарядов-дефектоскопов.

Одним из вариантов конструкции балочного перехода трубопроводов является однопролетный балочный переход, технические решения по которому разнообразны и постоянно совершенствуются (консольно-анкерный, подвесной вантово-анкерный, прутково-шпренгельный переходы А-образный).

Наиболее простым с технической точки зрения является однопролетный балочный переход типа «труба в трубе». Между тем, именно данный тип перехода является наиболее сложным в отношении оценки определения его технического состояния и целостности при эксплуатации. Это обусловлено отсутствием прямого доступа к трубопроводу на переходе из-за наличия несущей цилиндрической оболочки. Известны данные об аварийном разрушении подобного типа надземного балочного перехода нефтепровода Ухта-Ярославль через р. Ропча, которое привело к существенному экологическому ущербу.

Таким образом, доступная для практической реализации методика диагностирования и оценки целостности трубопровода на переходе подобной конструкции отсутствует, что существенно снижает надежность эксплуатации трубопроводов.

Поэтому разработка методов оценки целостности балочных переходов трубопроводов и способов поддержания их устойчивого положения при длительной эксплуатации, является актуальной задачей.

Цель работы: Совершенствование методов оценки целостности балочных переходов трубопроводов в несущей цилиндрической оболочке.

Задачи исследования:

- обобщить и проанализировать факторы, вызывающие развитие дефектов труб на балочных переходах трубопроводов, дать оценку существующим методам диагностирования и оценки целостности балочных переходов;

- разработать методику расчета напряженно-деформированного состояния балочного перехода трубопровода в несущем футляре с учетом случая разрушения внутренних опорных элементов;

- разработать методику определения фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре с учетом характеристик отверстий-сверлений в стенке несущей трубы-футляра;

- разработать и опробовать методику диагностирования балочного перехода трубопровода с применением дальнедействующего ультразвукового контроля;

- разработать технические решения по стабилизации устойчивости балочного перехода трубопровода при эксплуатации, опробовать методику корректировки высотного положения балочного перехода для уменьшения изгибных напряжений.

Научная новизна:

Найдены оптимальные соотношения типоразмеров трубы и футляра для типового сортамента нефтегазопроводных труб и значения пролетов между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра, при которых минимизируются параметры напряженно-деформированного состояния трубопровода;

Получены расчетные выражения величины зазора между трубопроводом и футляром, позволяющие определить пространственную конфигурацию оси трубопровода при разрушении опорных элементов с учетом характеристик контрольных отверстий-сверлений в стенке несущей трубы-футляра балочного перехода;

Получена экспериментальная зависимость амплитуды отраженной ультразвуковой волны Рэлея частотой 100 кГц от смещения координаты дефекта на окружности трубы по отношению к оси ввода УЗ – колебаний, позволяющая проводить выявление продольных и поперечных дефектов в трубопроводе, скрытых футляром, на расстоянии не менее 25 м;

Получены расчетные выражения, описывающие конфигурацию оси балочного перехода с учетом различного состояния опор и ослабления степени защемления концевых

участков за счет удаления обвалования, позволяющие корректировать высотное положение балочного перехода для уменьшения изгибных напряжений в трубопроводе.

Защищаемые положения:

- расчетное обоснование методики определения параметров напряженно-деформированного состояния балочного перехода трубопровода в несущем футляре;
- расчетное обоснование методики определения фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре;
- экспериментальное обоснование метода дальнедействующего ультразвукового контроля балочного перехода, позволяющего выявлять скрытые дефекты труб под футляром;
- расчетно-экспериментальное обоснование технических решений по стабилизации устойчивости балочного перехода трубопровода при эксплуатации.

Практическая ценность работы заключается в разработке практических рекомендаций по оценке технического состояния, целостности и технических решений по поддержанию устойчивого положения балочных переходов при эксплуатации применительно к труднодоступным для диагностирования переходам трубопроводов в несущем футляре. В результате разработаны методики, устанавливающие требования к проведению работ по диагностированию и ремонту балочных переходов трубопроводов при эксплуатации.

Разработанные на примере нефтепровода Ухта-Ярославль диагностические методы и рекомендации по корректировке высотного положения балочных переходов для уменьшения изгибных напряжений в материале труб внедрены в практику работы экспертной организации НТЦ «Эксперт-сервис» (см. Приложение).

По результатам промышленного внедрения работ рассчитан ожидаемый экономический эффект применительно к условному объекту балочного перехода, достигаемый за счет снижения риска разрушений трубопроводов вследствие внедрения информативных методик диагностирования труб, своевременного выявления и устранения скрытых повреждений дефектов труб, а также за счет повышения надежности эксплуатации трубопроводов, реализации мероприятий по поддержанию устойчивого положения трубопроводов с минимальными затратами.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- XII межд. молод. науч. конф. «Севергеоэкотех-2011» (16 – 18 марта 2011 г., Ухта);
- межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (14-15 ноября 2013 г.);
- международном семинаре «Рассохинские чтения» (06-07 февраля 2014 г., Ухта);

- XV международной молодеж. науч. конф. «Севергеозкотех-2014» (26 – 28 марта 2014 г, УГТУ, г. Ухта);
- конференция преподавателей и сотрудников УГТУ (22 – 25 апреля 2014 г, УГТУ, г. Ухта).

Публикации: по теме диссертации опубликовано 9 работ, из них 4 в ведущих рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК Минобрнауки РФ, а так же одно методическое указание и одно учебное пособие.

Структура и объем работы: диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, содержит 174 страницы текста, 59 рисунков, 17 таблиц, список литературы из 119 наименований и 2 приложения.

1. ОБЗОР И АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ОДНОПРОЛЕТНЫХ БАЛОЧНЫХ ПЕРЕХОДОВ И МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ИХ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

1.1. Анализ конструктивных решений однопролетных балочных переходов трубопроводов

В отечественной литературе вопросу однопролетных балочных переходов и их расчету посвящены работы Айнбиндера А.Б. [6], Бородавкина П.П. [17-22], Быкова Л.И. [4, 5, 26-29], Дерцакяна А.К. [41, 42], Камерштейна А.Г. [6, 53], Лунева Л.А. [62-68], Петрова И.П. [75-80], Спиридонова В.В. [95-98], Харионовского В.В. [108-110].

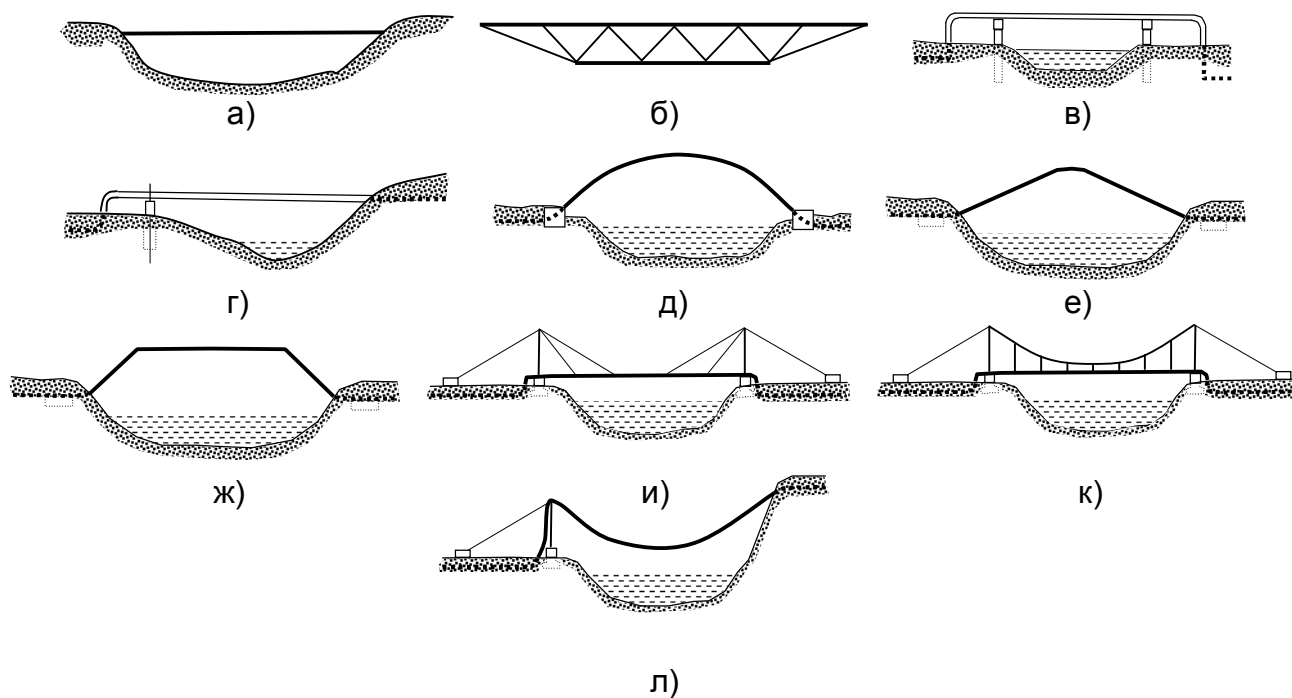
Наиболее широко рассмотрены переходы со сложными конструкциями, висячие системы переходов, переходы в виде провисающей нити (типа «висячая труба»), арочные и вантовые переходы.

В диссертационной работе Барской Г.Б. [11] дан достаточно полный и подробный анализ однопролетных балочных переходов, которые автор по конструктивным схемам разделяет на четыре группы согласно рисунку 1.1 [11]. К первой относятся однопролетные переходы, сооружаемые без дополнительных мероприятий и пролет ограничивается опиранием на береговые опоры или береговой грунт (рисунок 1.1, а). К ним относятся переходы без компенсации продольных деформаций.

Наиболее экономичными конструктивными схемами являются однопролетные и многопролетные (число пролетов не более четырех) надземные балочные переходы без компенсации продольных деформаций, т.е. без установки компенсирующих устройств. Самокомпенсация продольных деформаций от изменения температуры, внутреннего давления и других воздействий в таких переходах обеспечивается за счет дополнительного прогиба трубопровода в вертикальной плоскости и сжатия материала труб [6].

Величина расчетного пролета принимается в зависимости от диаметра трубы, момента инерции и марки стали. Для газопровода пролет принимают равным 20-30 м, а для нефтепровода 15-35 м. В зависимости от метода монтажа крайние пролеты принимаются равными 0,8-0,9 от расчетной величины среднего пролета. Прямолинейная прокладка трубопроводов без компенсации применяется при числе пролетов не более трех-четырёх таким образом, что длина открытого участка будет равна 60-80 м [77, 78].

К первой группе можно также отнести и шпренгельные переходы (рисунок 1.1, б). Устройство таких переходов экономически целесообразно, а трудоемкость для устройства минимальна.



а) – однопролетный переход; б) - прутково-шпренгельный переход; в) – консольно-балочный переход с П-образным компенсатором; г) - консольно-балочный переход с Г-образным компенсатором; д) - однопролетный переход по круговой или параболической форме очертания оси; е) – однопролетный переход с треугольной формой очертания оси; ж) – однопролетный переход с трапециевидальной формой очертания оси; и) – вантовый переход; к) – гибкий переход; л) – самонесущий переход

Рисунок 1.1 – Типы переходов трубопроводов (по данным Г.Б. Барской)

Основным недостатком шпренгельных переходов является то, что шпренгели уменьшают габарит под трубопроводом. Применение их целесообразно на глубоких оврагах и реках с крутыми берегами, когда их применение не мешает ледоходу и пропуску вод во время паводка.

Ко второй группе относятся консольно-балочные переходы. Благодаря разгрузкам, выполняемым консолями средний пролет перехода, может быть увеличен, вследствие чего экономится расход металла [77-80].

В консольно-балочных переходах трубопроводов с компенсаторами, продольные деформации, возникающие в трубопроводах от внутреннего давления и изменения температур в стенках трубы, компенсируются за счет компенсаторов. Расчетные пролеты получаются больше чем при отсутствии компенсации. С компенсаторами трубопроводы работают четче, так как в них возникают лишь растягивающие напряжения от внутреннего давления и напряжения от поперечного изгиба, но в этом случае возникают незначитель-

ные напряжения, вызванные отпором компенсаторов. Однако установка компенсаторов увеличивает длину трубопровода и препятствует пропуску очистного поршня.

При применении П и Г - образных компенсаторов в балочных однопролетных переходах трубопровод приобретает консольную схему (рисунок 1.1, в, г). Длина консолей выбирается так, чтобы она разгружала примыкающие пролеты. Пролет однопролетного двухконсольного перехода диаметром 529-1420 мм может достичь 40-60 м [77].

К третьей группе переходов относится однопролетный переход с круговой или параболической, треугольной или трапециидальной формой очертания оси (рисунок 1.1, д, е, ж) [96].

Арочные переходы отличаются от балочных кроме своих конструктивных особенностей наличием горизонтальных опорных реакций, что требует изменения конструкции опор. По своей конфигурации их можно разделить на однопролетные с круговой или параболической формой, треугольные и трапецеидальные. По конструкции пролетного строения переходы подразделяются:

- однотрубные переходы;
- переходы, состоящие из нескольких связанных между собой трубопроводов, как рабочих, так и конструктивных;
- переходы с растяжками, увеличивающими поперечную жесткость;
- переходы из нескольких трубопроводов, сваренных в пространственную конструкцию.

Опорами, воспринимающими нагрузки от арочного перехода, могут быть:

- грунтовые, воспринимающие распор и вертикальную нагрузку;
- железобетонные упоры, воспринимающие только распор;
- опоры воспринимающие как вертикальные нагрузки, так и распор

При выборе опор арочных переходов первостепенное значение имеют грунтовые условия. При использовании грунта как опоры он должен быть плотным с объемным весом не менее 1,7-1,8 кН, давление на основание и коэффициент сцепления должны быть проверены расчетом. Второй тип основания воспринимающий только распор применяются при слабо изогнутой оси перехода, в котором основными усилиями являются распорные. Распор может передаваться либо на опору, связанную из куста свай, либо на опору, в свою очередь, передающую горизонтальные усилия на лобовую часть траншеи. Массивный фундамент воспринимает оба вида усилия вертикальное и горизонтальное и

должен покоиться на основании сложенном плотными грунтами и достигать значительной глубины заложения.

Четвертая группа - висячие системы, к ней относятся вантовые, гибкие и самонесущие переходы (рисунок 1.1, з, и, к). Отличительной чертой переходов этой группы является применение их для больших пролетов и сложная система металлических опорных конструкций [77].

В целях увеличения длины перехода и использования несущей способности трубы применяются гибкие висячие системы, длина перехода для них может достигать длины до 100 м. По своей конструкции они могут быть с двумя-четырьмя наклонными вантами. В одноцепной системе оттяжки могут быть использованы как несущие тросы. Недостатком этих систем является малая вертикальная жесткость.

Вантовые системы обладают большей вертикальной жесткостью и образуют в вертикальной плоскости неизменяемую систему. В зависимости от количества вант вантовые системы делятся на двух вантовые, четырех вантовые и с дополнительным нижним канатом. Расстояние между точками закрепления вант составляет на газопроводе 529-1020 мм, в зависимости от диаметра трубы, марки стали и метода монтажа 18-40 м, а нефтепровода соответственно 12-30 м. Применение вантовых переходов при использовании труб диаметром 529-1020 мм возможно увеличить свободный пролет за счет выноса части трубопровода за пределы береговых опор. В этом случае произойдет разгрузка крайних пролетов, и они могут быть назначены 0,7-0,8 максимального пролета. Недостатком вантовых переходов является их индивидуальность и сложность конструкции. Применение вантовых переходов на месторождении, где в основном трубопроводы малого сечения, ограничено.

1.2. Особенности конструкции однопролетного балочного перехода трубопроводов в несущей цилиндрической оболочке

Сложные геологические условия Крайнего Севера и Западной Сибири, наличие многочисленных оврагов, ручьев и мелких рек требует поисков простых и надежных решений переходов через препятствия. Методы преодоления препятствий по дну препятствия не обеспечивают их надежности, и создают большие трудности при аварийных ситуациях и возрастание потенциальной опасности загрязнения окружающей среды, что особенно свойственно трубопроводам, транспортирующим жидкие среды – нефть, газоконденсат. Воздушные переходы для труб большого диаметра требуют создания дорогостоящих и

трудоемких несущих конструкций, в том случае, когда пролет трубопровода по его несущей способности не обеспечивает перекрытия пролета препятствия. При прокладке промышленных трубопроводов из-за их малого диаметра, пролет который могут перекрыть трубопроводы, крайне незначителен (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Допускаемая длина однопролетных переходов (по данным Г.Б. Барской [11])

Диаметр трубы и толщина стенки, мм	Напряжение на опорах, Па	Прогиб в середине пролета, см	Основной пролет, м	Вариант монтажа
57x5	1021	1,22	5	Неразрезной метод монтажа
76x3	1146	1,84	6,5	то же
89x3	1075	1,98	7,5	то же
114x3	1057	2,25	9	то же
159x5	953	5,14	10,5	Разрезной метод монтажа
325x7	888	5,51	16	то же
426x7	830	4,44	17	то же
530x7	620	2,32	18	то же
720x7	682	2,64	19	то же

Возможности однопролетных переходов из труб малого диаметра крайне ограничены и для их увеличения требуются сооружение сложных несущих конструкций.

В связи с этим возникло предложение по прокладке трубопроводов в кожухе из труб большего диаметра. Такая прокладка получила название «труба в трубе». Обычно диаметр кожуха принимается на 200 мм больше диаметра рабочей трубы. Увеличение диаметра кожуха вызвано тем, что под рабочую трубу необходимо установить катки для протягивания трубопровода в кожухе и предупреждения повреждения изоляции.

Секции трубопровода типа «труба в трубе» собираются в следующей последовательности:

- монтаж желоба, соответствующего половине или трети периметра трубы диаметром равным диаметру кожуха; •прихватка желоба к кожуху;
- установка съемного оголовка на головной конец плети рабочего трубопровода;
- укладка плети в желоб;
- соединение конца троса находящегося в кожухе с оголовком рабочей трубы и лебедкой;
- протаскивание рабочего трубопровода в кожух;
- по мере протаскивания рабочего трубопровода под него прокладывают роликовые опоры или до его укладки в желоб монтируют опорные кольцевые элементы.

В диссертационной работе Г.Б. Барской [11] отмечается, что применение такой конструкции перехода увеличивает его надежность и одновременно обеспечивает защиту окружающей среды от загрязнения. Дополнительным преимуществом такой конструкции является ее ремонтнопригодность.

При прокладке трубопровода заглубленного в дно препятствия; как правило, ремонтировать подземный переход нецелесообразно. В то время как извлечение для ремонта воздушного перехода рабочего трубопровода из кожуха особых трудностей не представляет. Кроме того, Г.Б. Барская [11], считает, что данная конструкция имеет ряд преимуществ перед традиционной прокладкой по дну препятствия, а именно:

- позволяет обнаружить утечку продукта;
- ремонт безопасен и требует минимальных затрат;
- отсутствуют внешние воздействия на рабочий трубопровод;
- защита антикоррозийного покрытия рабочего трубопровода позволяет снизить до минимума использование катодной защиты;
- позволяет проложить кабели связи и другие коммуникации;
- обеспечивает защиту окружающей среды.

Между тем, собственный опыт изучения балочных переходов типа «труба в трубе» показывает, что именно данный тип перехода является наиболее сложным в отношении оценки определения его технического состояния при длительной эксплуатации. Это обусловлено отсутствием прямого доступа к трубопроводу на балочном переходе из-за наличия несущей стальной цилиндрической оболочки. Для того, чтобы провести диагностирование и последующий ремонт перехода требуется полная остановка транспорта продукта, опорожнение полости трубопровода, механический демонтаж оболочки. При этом необходимо обеспечить дополнительную поддержку трубопроводу, так как оболочка является несущей, и при ее разрезании будет развиваться потеря устойчивости трубопровода.

Перечисленные технологические операции являются одновременно, как сложными в технической реализации, в силу того, что их необходимо выполнять, как правило, над руслом водной преграды, так и достаточно дорогостоящими.

Противокоррозионная защита перехода типа «труба в трубе» обеспечивается только лишь за счет защитного покрытия, катодная защита трубопровода на переходе в стандартном его решении невозможна, так как в прилегающем к трубопроводу пространстве нет электролитической среды, позволяющей проводить катодную поляризацию металла труб. При этом весьма высока вероятность металлического контакта трубопровода и ко-

жуха, при котором в случае наличия в зазоре атмосферных осадков будет развиваться активная коррозия, выявить которую обычными методами, не разрезая несущую оболочку, не представляется возможным.

1.3. Анализ известных методов диагностирования однопролетных балочных переходов «труба в трубе»

Рекомендации по обследованию, техническому диагностированию и контролю за состоянием балочных надземных переходов магистральных трубопроводов изложены в ВРД 39-1.10-016-2000 [34] и ВСН 39-1.10-003-2000 [36].

В [36] обследование рекомендуется проводить с применением планового осмотра и технического диагностирования.

При плановом осмотре проверяют:

- охранную зону и зону минимальных расстояний;
- знаки судоходной обстановки;
- наличие реперов и знаков обозначения трассы;
- надежность ограждающих устройств, смотровых приспособлений, противопожарного оборудования и прочих эксплуатационных обустройств;
- узлы пуска и приема очистных устройств;
- крановые площадки;
- водопропускные сооружения и устройства;
- периодически подтопляемые территории, прилегающие к переходу;
- состояние откосов, каменных набросов и облицовок;
- места возможных размывов;
- знаки пересечения газопровода с водными препятствиями.

При осмотре надземного перехода МГ, независимо от его конструктивной схемы, основное внимание уделяют выявлению повреждений и дефектов, требующих устранения, для чего:

- проверяется техническое состояние газопровода, при этом выявляют отклонение оси трубы от проектного положения, нарушение формы поперечных сечений труб, дефекты стенки трубы и сварных соединений, нарушение сплошности защитных покрытий, повреждения в прикреплениях элементов и т.д.;

- осматриваются опоры надземных переходов газопроводов и выявляются дефекты, характерные для материала, из которого выполнены опоры, а также дефекты и повреждения, обусловленные особенностями конструкций, сооружения и работы опор: трещины и сколы в местах опирания конструкций; нарушения целостности опор; механические повреждения опор в зонах воздействия ледохода; повреждения конструкций опор в зоне переменного уровня воды, вызванные климатическими факторами и воздействием воды; повреждения опор, вызванные воздействием судоходного и сухопутного транспорта; положение стоек опор в вертикальной и горизонтальной плоскостях; осматривается состояние опорных частей, при этом проверяется: правильность положения подвижных опорных элементов с учетом температуры и обеспеченность расчетных температурных перемещений газопровода, как линейных, так и угловых; состояние поверхностей качения и скольжения подвижных опорных частей; равномерность взаимного опирания опорных частей и прилегающих к ним конструкций опор и газопровода; состояние упоров, ограничивающих поперечные перемещение опорных частей; состояние и положение подкладных элементов, затяжка болтовых соединений;

- выявляются колебания трубопровода и условия их возникновения (время года, погода, температура воздуха и газа, режим эксплуатации газопровода, скорость и направление ветра по отношению к трубопроводу, изменение или пульсация давления газа в трубопроводе, скорость газа в трубопроводе);

- оцениваются места выхода газопровода из грунта (тип грунта, состояние изоляции, состояние опорных элементов);

- проверяется состояние вспомогательных конструкций, увеличивающих вертикальную и горизонтальную жесткость пролетного строения;

- осматривается состояние металлических конструкции надземного перехода МГ и выявляются дефекты и повреждения элементов, стыков и прикреплений (погнутости, вмятины, местные ослабления, трещины, разрывы, неплотности, незатянутые болты и т.д.);

- выявляются конструктивные недостатки, способствующие интенсивной коррозии из-за застоя влаги, скопления снега и льда и плохого проветривания;

- проверяется состояние окраски во всех стальных конструкциях, отмечаются дефекты в окраске (механические повреждения, шелушение, пузыри, подтеки и т.п.), выявляется состояние металла под окраской;

- выявляются трещины в металлических конструкциях, выясняется причина их образования, оценивается опасность для несущей способности, нейтрализуются трещины (перекрытие трещин накладками на болтах и т.п.);

- проверяется целостность болтов и надежность их соединения, плотность прилегания головок болтов и гаек к соединяемым элементам;

- проверяется наличие клиновидных шайб под головками болтов или под гайками при расположении болтов под углом к соединяемым элементам;

- проверяется величина натяжения высокопрочных болтов (выборочно) с помощью специального ключа, снабженного приспособлением для контроля. В число проверяемых включают болты со следами потеков ржавчины у головок шайб или гаек.

При осмотре арочных надземных переходов МГ дополнительно проверяется состояние береговых упоров, заделок пят арок, состояние оттяжек, раскосов, точность соблюдения очертания арок (геодезическими методами), стрелы подъема. При осмотре висячих переходов МГ, дополнительно проверяется состояние вант и подвесок, узлов крепления подвесок к несущим тросам и к балке жесткости, соединительных муфт подвесок и их резьбы, узлов крепления тросов (вант) к пилонам, опорных частей пилонов и анкерных конструкций на концах оттяжек.

При обследовании зоны под воздушным переходом с помощью осмотра, измерений, съемок и опроса работников эксплуатационных служб устанавливают:

- состояние русла реки, пойменных участков, берегов, берегоукрепительных и регуляционных сооружений, изменение положения главного русла по отношению к опорам;

- образование новых протоков и островов (по сравнению с проектом и предыдущими обследованиями);

- наличие посторонних предметов, создающих дополнительное стеснение русла или поймы, наличие размывов русла вблизи опор;

- характер отрицательного воздействия сооружений перехода на окружающую среду (подтопление, заболачивание, образование оврагов, обрушение берегов и т.п.).

Комплексное обследование надземных переходов с помощью современной диагностической аппаратуры включает в себя следующие основные работы:

- определение пространственного положения и перемещений газопровода;

- определение фактического напряженно-деформированного состояния газопровода;

- обследование коррозионного состояния стенки трубопровода и конструктивных элементов перехода;

- обследование состояния металла стенки газопровода и металлических конструкций надземных переходов с целью обнаружения дефектов;
- обследование состояния защитного покрытия;
- обследование состояния внутренней поверхности газопровода;
- наблюдение за динамикой условий эксплуатации (замеры давления, температуры продукта и окружающей среды и перемещений трубопровода, экологический мониторинг).

Обследование фактического напряженно-деформированного состояния газопровода на надземном переходе проводится несколькими способами, дублирующими друг друга. Базовым, как правило, является расчетный метод, основанный на расчете действующих напряжений по результатам замеров положения оси трубопровода, дополнительно к нему применяется метод тензометрии, а также приборный контроль, например, магнитный, рентгеновский и др.

Для контроля качества материалов конструктивных элементов перехода и сварных стыков используют неразрушающие методы, например, ультразвуковой, магнитный, радиационный, метод акустической эмиссии и др.

При наличии необходимых условий надземный переход газопровода диагностируют с помощью внутритрубной дефектоскопии, фиксирующей при прохождении внутри газопровода геометрические его параметры (овальность, сужение, вмятины, углы поворота), а также коррозионные повреждения внутренней и наружной поверхности металла труб и внутренние дефекты стенок трубопровода (расслоения, неметаллические включения, трещины и т.д.).

На особо ответственных надземных переходах рекомендуется создавать автоматизированную систему телеметрического комплекса по специальному проекту для получения информации о действительных условиях эксплуатации перехода газопровода и его взаимодействии с окружающей средой.

В целом, в рассматриваемых методических нормативных документах констатируется, что выбор методов и средств для обследований надземных переходов МГ определяется задачами обследования, технологическими, конструктивными и геометрическими параметрами перехода трубопровода.

В силу того, что прямой доступ к трубопроводу на балочном переходе типа «труба в трубе» скрыт несущей оболочкой, при диагностировании могут применяться только те методы, которые позволяют проводить контроль через оболочку.

Перечисленные в настоящем разделе дефектоскопические методы диагностирования не могут быть реализованы на данном типе балочного перехода, в силу того, что для их реализации требуется непосредственный контакт с трубопроводом.

Такой контакт, в принципе может быть организован путем изготовления в несущей оболочке фрагментарных резов корпуса, через которые будет осуществляться диагностирование, однако на настоящий момент неясно, можно ли локально разрезать оболочку без потери ее несущей способности. Если возможно, то какими будут оптимальные размеры и число локальных резов оболочки, позволяющих обеспечить надежность и безопасность процессов диагностирования и текущей эксплуатации балочного перехода без нарушения его общей и локальной устойчивости.

Другим вариантом может быть применение методов, которые позволяют получать информацию о состоянии трубопровода дистанционно на некотором удалении от места установки датчика - непосредственно на трубопроводе за пределами оболочки.

В частности, одним из таких методов может быть метод акустической эмиссии.

Метод акустической эмиссии (АЭ) заключается в регистрации упругих колебаний, возникающих в трубопроводах давления под действием локальных областей, в которых происходит динамическая перестройка структуры металла в виде пластической деформации, фазовых превращений, роста трещин, коррозионных и механических дефектов. Считается, что метод АЭ позволяет выявить и оценить развивающиеся структурные дефекты в металле трубопроводов.

Волны напряжений от дефектов имеют различный характер и могут перемещаться как по поверхности контролируемого объекта, так и в его объеме.

Установленные на поверхности трубопровода высокого давления пьезоэлектрические преобразователи, улавливая волны напряжения, трансформируют их в электрические сигналы, которые затем преобразуются и фиксируются акустико-эмиссионной аппаратурой.

Данный метод достаточно хорошо отработан на сосудах давления, имеющих объемную форму. При этом локализация источника сигнала от развивающегося дефекта требует статического положения среды (без движения), возможности ступенчатого повышения внутреннего давления до величины, близкой к пределу текучести материала, из которого изготовлен объект, а также более-менее равномерного распределения датчиков по поверхности объекта.

В этом я случае сложная программная обработка времени и амплитуды поступающих в регистратор сигналов позволяет отделить полезные сигналы от помех и достаточно точно локализовать место дефекта на поверхности.

В случае использования АЭ метода на балочном переходе «труба в трубе» датчики без разрезания несущей оболочки можно установить на трубопровод только за пределами оболочки. При этом, геометрически такая установка датчиков является неоптимальной, так как полезные сигналы могут распространяться только вдоль трубопровода, а максимальное расстояние от дефекта, на котором уверенно распознается полезный сигнал ограничено 5-7 м. Кроме того, останавливать транспорт среды, и тем более ступенчато повышать внутреннее давление за пределы допустимой рабочей величины, как правило, нецелесообразно, а это еще более ограничивает возможности АЭ метода на балочном переходе типа «труба в трубе».

Наиболее подходящим в этом случае является дальнедействующий ультразвуковой контроль (ДУЗК), основанный на использовании направленных волн, способных распространяться на большие расстояния от места закрепления датчиков, что позволяет по эхосигналам обнаруживать удаленные дефекты [23]. Метод экспериментально проверен на трубах различного сортамента, поэтому для реализации ДУЗК на балочном переходе типа «труба в трубе» требуется методическая отработка метода.

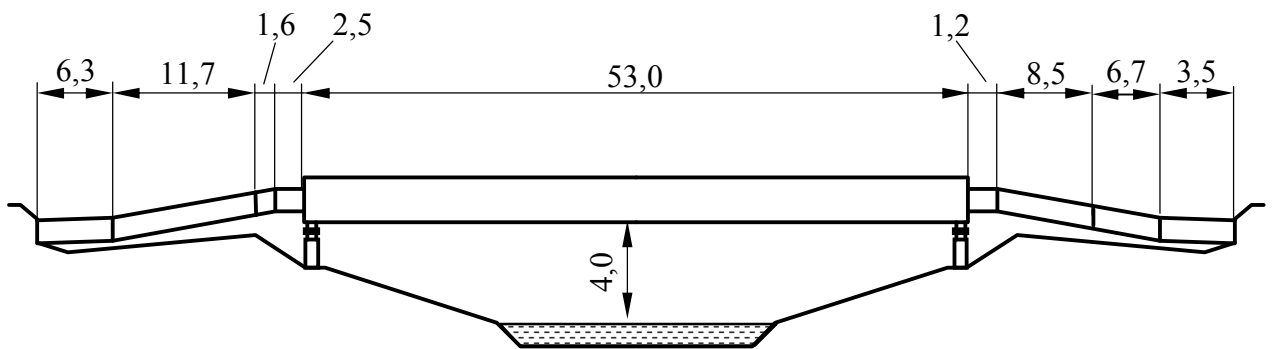
1.4. Исследование причин аварийного разрушения надземного перехода конструкции «труба в трубе» нефтепровода Ухта-Ярославль

1.4.1. Характеристика объекта и образцов материала труб

Участок нефтепровода Ухта-Ярославль, выполнен из труб диаметром 820 мм, толщина стенки 10-11 мм, марка стали 17ГС. Балочный воздушный переход типа «труба в трубе» на пересечении с р. Ропча (рисунок 1.1). Рабочее давление 3,5 МПа. Несущий кожух из труб диаметром 1020 мм длиной 53 м на двух береговых опорах. Общая длина участка 95 м, максимальная высота над уровнем воды 4 м. Участок имеет битумное защитное покрытие, армированное стекловолокном.



а)

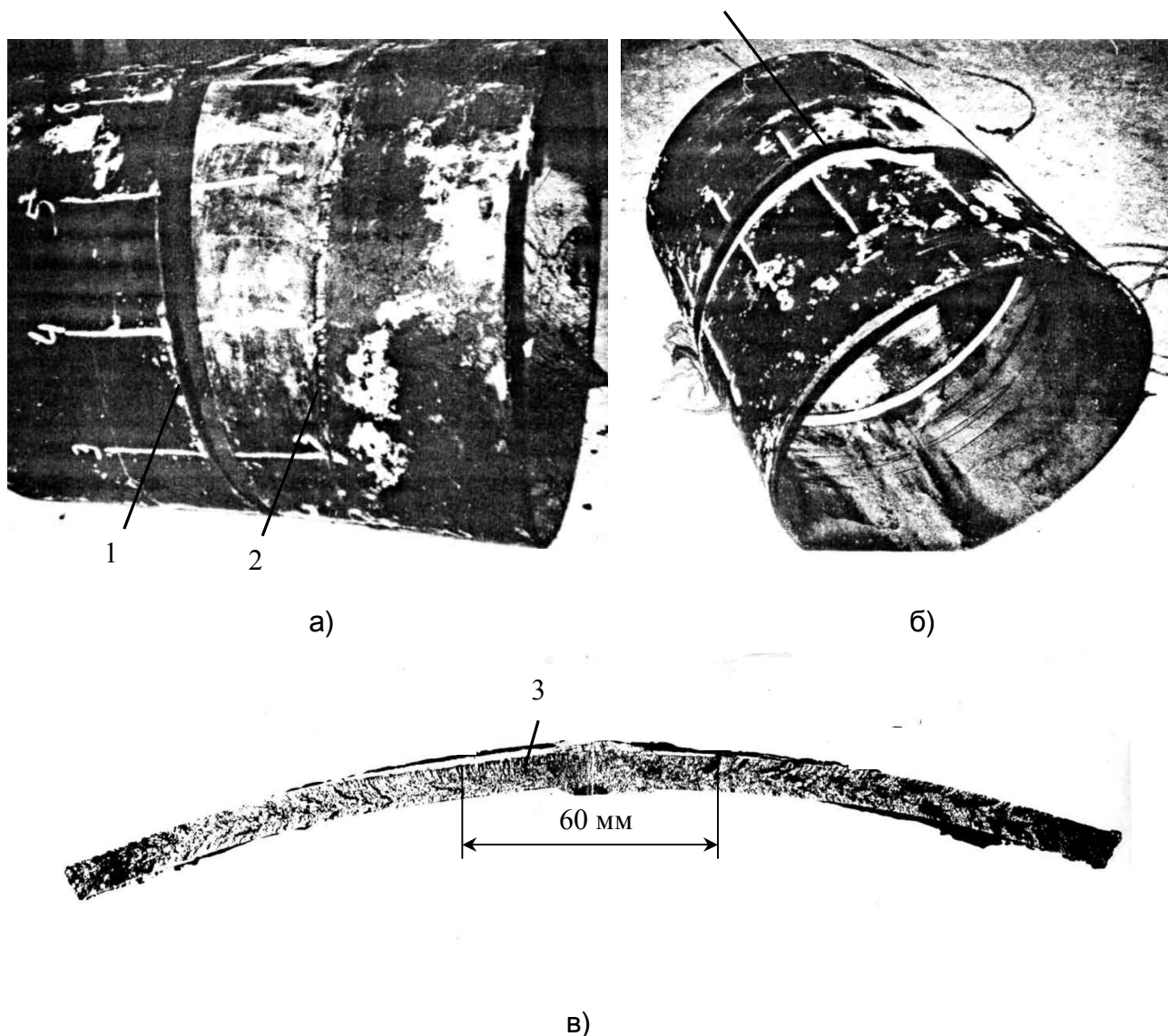


б)

Рисунок 1.1 – Балочный воздушный переход в несущей оболочке нефтепровода Ухта-Ярославль, 112 км: а – общий вид, б – схема перехода

В январе 1996 г. на данном участке нефтепровода произошло аварийное разрушение, которое сопровождалось утечкой транспортируемой нефти в больших объемах, что впоследствии при оттаивании в весеннее время привело к попаданию разлитой нефти в р. Ропча и значительным экологическим последствиям.

Для исследования характера разрушения на базе АООТ «Северные магистральные нефтепроводы» был проведен осмотр, стыковка и разметка двух трубных колец, вырезанных с места разрушения (рисунок 1.2, а, б).



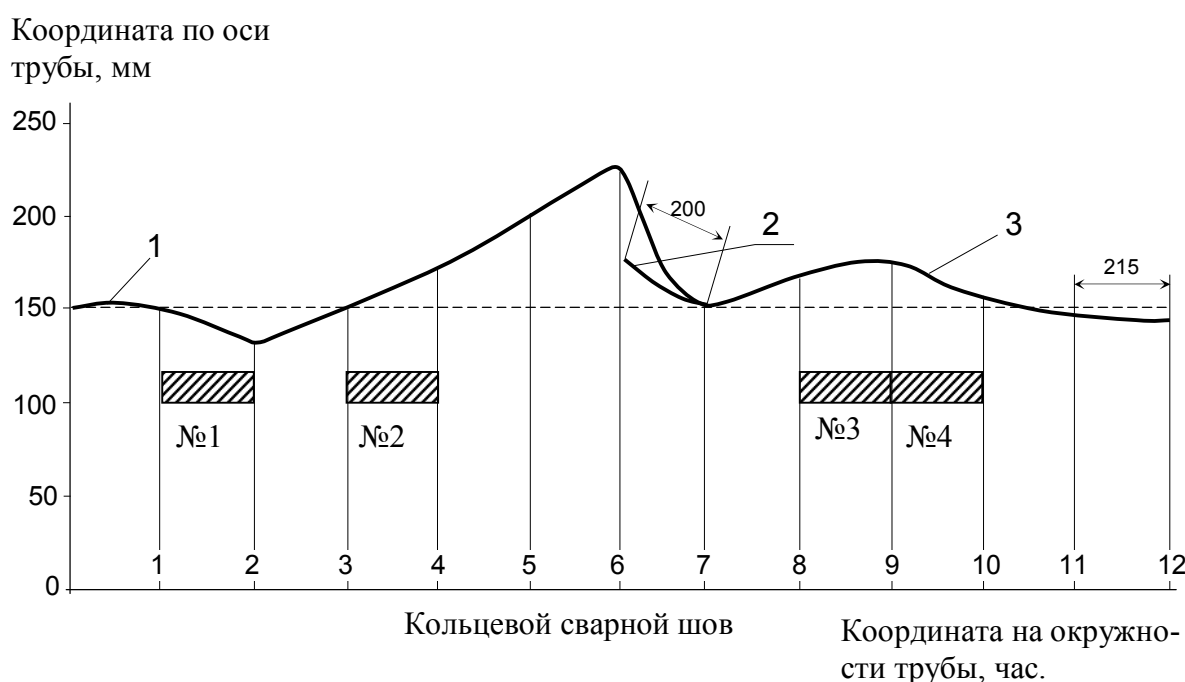
1 – линия разрушения; 2 – кольцевой сварной шов, 3 – участок с кристаллическим изломом (очаг разрушения)

Рисунок 1.2 – Внешний вид разрушенных труб (а, б) и сечение трубы по линии разрушения (в)

Установлено, что линия разрушения прошла по металлу трубы в кольцевом сечении на удалении 150-160 мм от поперечного кольцевого сварного шва. Осмотр поверхности излома по периметру обоих колец позволил выявить очаг разрушения протяженностью 60 мм, расположенный на 12 час. 30 мин (рисунок 1.2, в). В центре очага находился продольный сварной шов. Схождение двух противоположно направленных шевронных узоров определило первичный очаг разрушения [49].

По изменению характера шевронного узора с удалением от очага разрушения было предположено, что разрушение происходило с остановкой трещины в районе 3-4 часов и 8-9 часов [106, 107]. В дальнейшем произошел дорыв сечения трубы с остановкой трещины в районе 6 часов. Траектория линии разрушения в виде развертки периметра трубы представлена на рисунке 1.3. Для лабораторных исследований вырезаны четыре образца:

- из очага разрушения (образец №1, 1-2 час.);
- из участка хрупкого разрушения (образец №2, 3-4 час.);
- из участка вязкого разрушения (образец №3, 8-9 час.);
- из участка дорыва (образец №4, 9-10 час.).



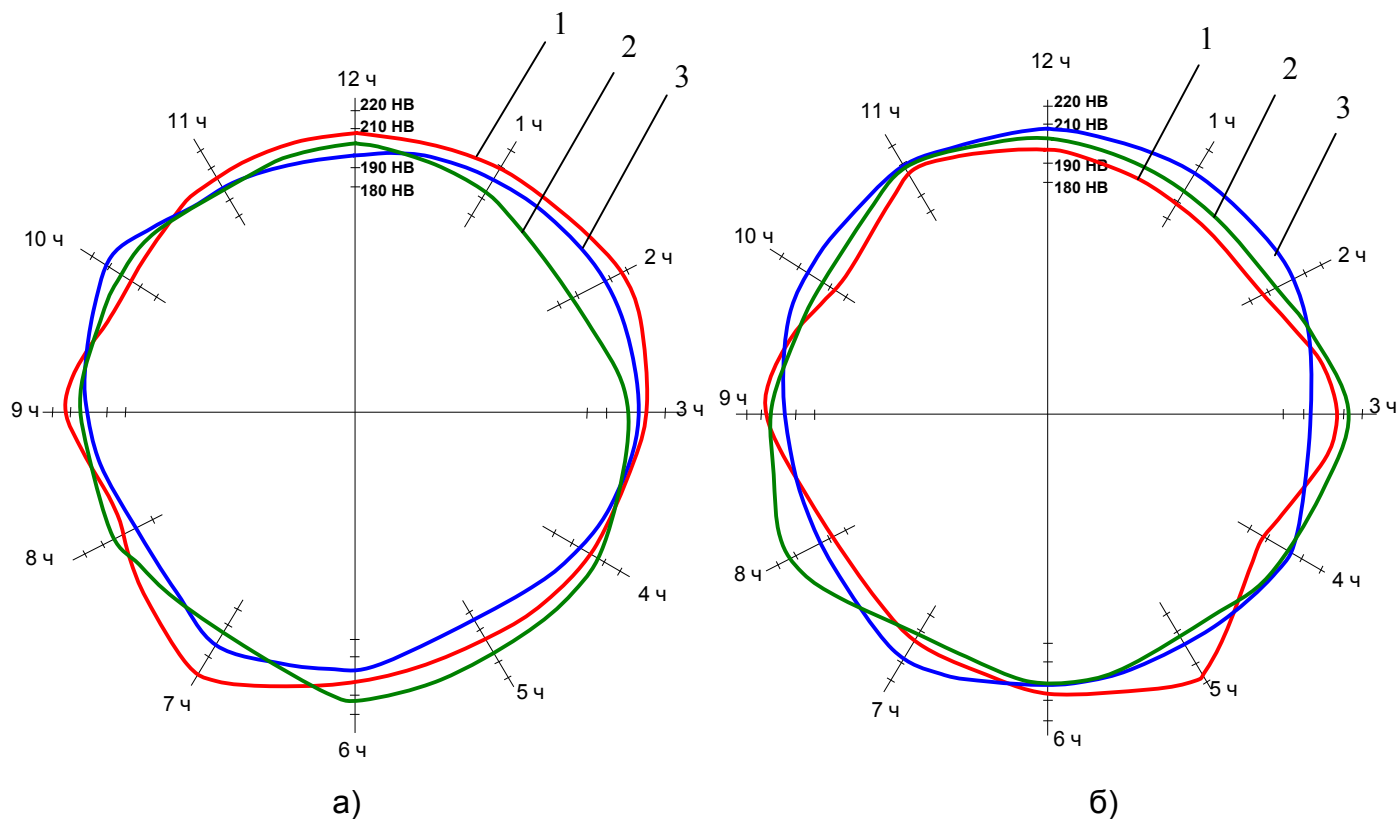
1- очаг разрушения, 2 –ответвление от магистральной линии разрушения; 3 – траектория линии разрушения

Рисунок 1.3 – Траектория линии разрушения трубы

1.4.2. Анализ результатов исследования образцов металла

На отобранных образцах из труб выполнена ультразвуковая и вихретоковая дефектоскопия, рентгеновский контроль, определение толщины стенки ультразвуковым толщиномером. Обнаруженные единичные микропоры и включения являются допустимыми, других дефектов не обнаружено. Толщина стенки образцов труб находится в пределах допустимых значений.

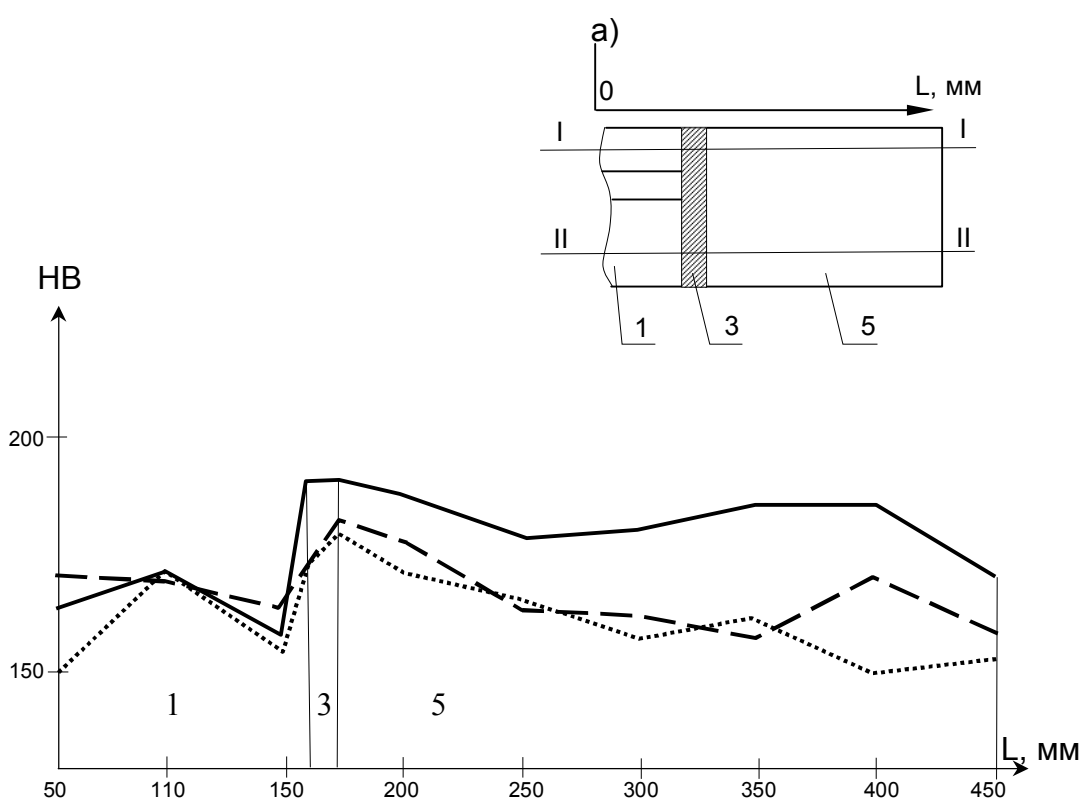
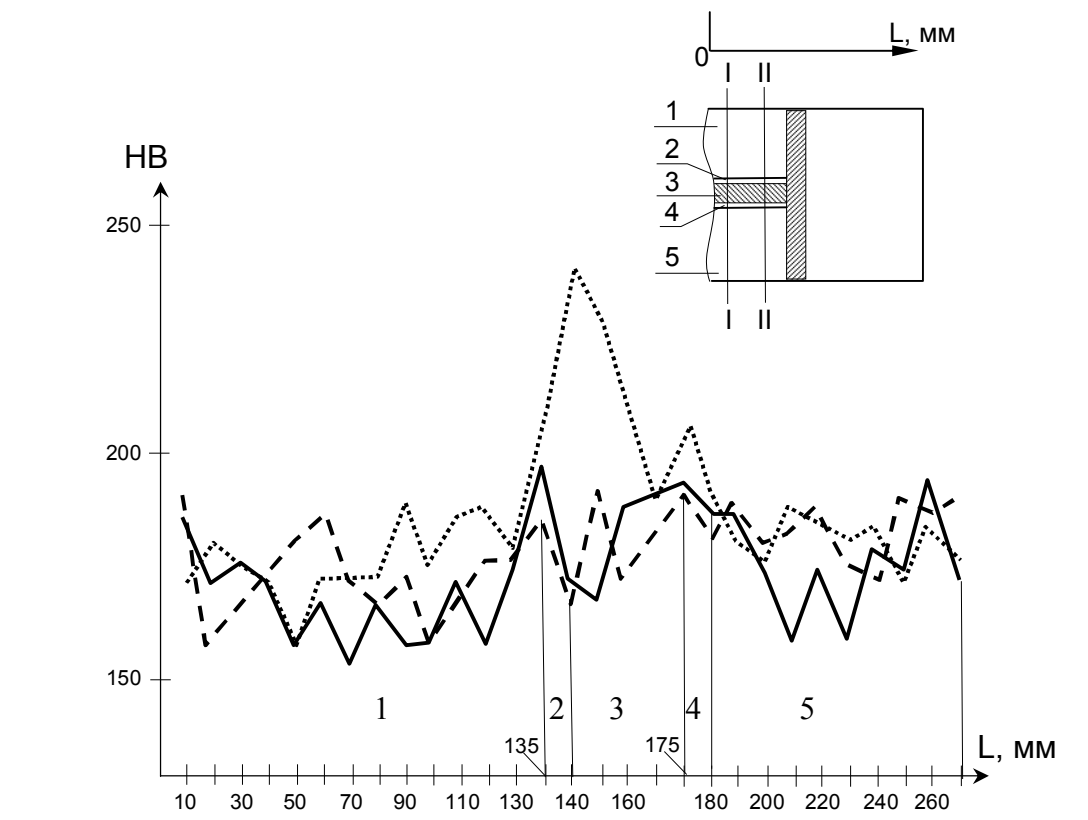
Измерение твердости по методу Бринелля проведено с помощью прибора ИТ 5038-01 способом ударного отпечатка на концевых участках разрушенной секции труб [1]. Диаметр шарика 10 мм. Распределение твердости по трем сечениям трубы и по часам показано на рисунке 1.4. Некоторый разброс показаний твердости наблюдается в сечениях I и II, средняя твердость металла трубы 197 НВ, что находится в пределах допуска.



1- твердость очага разрушения, 2 – твердость металла на расстоянии 50 мм от очага;
3 – 100 мм от очага

Рисунок 1.4 – Диаграммы твердости по окружности трубы: а) «южный» конец секции труб; б) «северный» конец секции труб

На образцах металла № 1 и 2 проведены измерения твердости НВ по методу Бринелля на стационарном приборе ТБП-5013 при диаметре шарика 5 мм и испытательной нагрузке $F = 7,5$ кг [69, 70]. Измерения проводили по наружной и внутренней поверхностям и по торцам (рисунок 1.5).



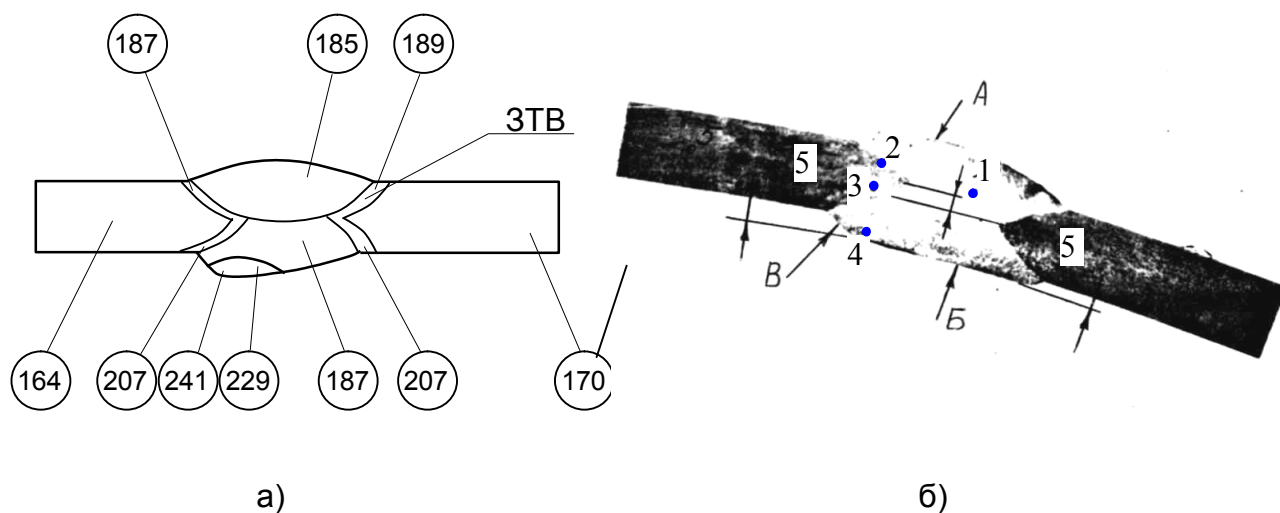
б)

————— I-I наружная поверхность, - - - - - II-II внутренняя поверхность
 I-I внутренняя поверхность

1, 5 – основной металл трубы, 2, 4 – зона термического влияния сварного шва, 3 – сварной шов

Рисунок 1.5 – Результаты определения твердости на образце №1 (а) и образце №2 (б)

Анализ результатов показал резкое повышение твердости на внутренней поверхности образца № 1 в зоне термического влияния (ЗТВ) заводского сварного шва. Максимальное значение твердости достигает 241 НВ, средняя твердость основного металла составляет 170 НВ, что указывает на возможность создания концентратора внутренних напряжений в этой зоне. Измерение твердости по торцу образца также показало увеличение твердости в ЗТВ сварного заводского шва. По наружной поверхности скачков твердости не обнаружено. На образце № 2 выявлено незначительное повышение твердости в зоне кольцевого сварного шва до 187 НВ, что в пределах допуска. Распределение твердости по сечению образца № 1 в зоне очага разрушения показано на рисунке 1.6.



1 – металл сварного шва, 2 – линия сплавления, 3 – околосшовная зона, 4 – поверхностный слой наплавленного металла, 5 – зона термического влияния, 6 – числа твердости
 А – наружное усиление шва, Б – внутренний шов, В – геометрический концентратор напряжений

Рисунок 1.6 – Распределение твердости металла по сечению образца (а) и макроструктура металла (б) в очаге разрушения

Макроструктура металла в очаге разрушения была выявлена после травления поверхности образца в горячем растворе соляной кислоты по ГОСТ 10243-75 Сталь. Методы испытаний и оценки макроструктуры (рисунок 1.6, б). Смещение наружного и внутреннего валика усиления шва не выявлено, в то время как линейное смещение кромок составляет 2 мм. Наружное усиление (А) шва имеет плавный переход к основному металлу, а внутренний шов (Б) с обеих сторон имеет резкий разновысотный переход под углом 45° (В), что является геометрическим концентратором напряжений. Кроме того, по внутреннему шву в месте сопряжения поверхностей Б и В наблюдается участок с аномальной структурой (рисунок 1.6, зона 4).

В данной зоне наблюдается мелкозернистая структура, которая является сорбитом. Для сорбита свойственно резкое повышение твердости 241 НВ, в то время как твердость наплавленного металла в остальных зонах составила 185-187 НВ, а твердость основного металла 170 НВ. Таким образом, в результате металлографического анализа было установлено, что проявление столь неравновесной структуры, тем более, в зоне резкого перехода линии сплавления сварного шва с основным металлом, могло привести к образованию микротрещин при охлаждении сварного шва, которые при дальнейшем развитии привели к аварийному разрушению нефтепровода.

Для проверки характеристик механических свойств металла были проведены механические испытания на образцах, вырезанных из основного металла в очаге разрушения (образец № 1) и в отдалении от него (образцы № 2, 3). Испытания на растяжение проводились в соответствии с ГОСТ 1497-84 [39] на плоских полнотолщинных образцах с утолщением концевых участков. Поперечное сечение образцов 10×12мм. Испытания на ударный изгиб проведены по ГОСТ 9454-78 на образцах продольной вырезки с V-образным надрезом в непосредственной близости от линии разрыва. Сечение образцов вне надреза - 10×10 мм. Температура испытаний в соответствии с сертификатом минус 40°С.

Результаты испытаний на растяжение приведены в таблице 1.2, где σ_T - предел текучести по относительному остаточному удлинению 0,2%; σ_B - предел прочности; δ - относительное остаточное удлинение при разрыве; ψ - относительное поперечное сужение в месте разрыва. Представлены среднеарифметические значения, а также предельные значения по сертификатам.

Таблица 1.2 - Результаты испытаний образцов на растяжение

Объект исследования	Продольные образцы				Поперечные образцы			
	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	ψ , %	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	ψ , %
разрушенная труба	392	589	22,1	66,1	384	590	18,9	51,8
сертификат (пределы)	350-450	520- 640	21 - 33	-	-	-	-	-

Среднеарифметическое значение ударной вязкости равно 9,6 кгс/см². По сертификату пределы изменения составляют 3,6-12,6 кгс/см².

Проведены также испытания поперечного сварного шва (образец № 2) на статический изгиб по ГОСТ 6996-66. образцы выдержали испытания.

Таким образом, механические испытания основного металла показали, что металл удовлетворяет сертификату качества, несмотря на 22-летний срок эксплуатации в составе надземного перехода нефтепровода. То же относится и к кольцевому сварному шву.

Итак, проведенный комплекс исследований позволяет констатировать следующее.

1. Механические характеристики, химический¹ состав и структура металла труб соответствуют требованиям сертификата стали 17ГС.

2. Очаг разрушения длиной 60-70 мм включает заводской сварной шов и находится в районе верхней образующей на расстоянии 150 мм от кольцевого сварного шва, в котором также выявлены единичные дефекты металла.

3. Основной причиной разрушения нефтепровода на участке балочного перехода типа «труба в трубе» стало неблагоприятное с точки зрения прочности сочетание дефектов в сварном шве с наличием неравновесной структуры повышенной твердости с включениями сорбита, склонной к трещинообразованию. Кроме того, дефект находился в зоне термического воздействия поперечного шва.

4. Проведенные исследования показывают важность вопроса детального диагностирования воздушных балочных переходов трубопроводов, особенно при сочетании имеющихся дефектов в сварных швах с неблагоприятным расположением сварных швов в зоне действия максимальных изгибающих моментов и концентраторов напряжений. Переменные внутренние нагрузки от перекачиваемой нефти и внешние от температуры воздуха ускоряют развитие трещин усталостного характера вплоть до разрушения трубопровода в опасном сечении.

1.5. Постановка цели и задач работы

На основании выполненного в настоящем разделе обзора и анализа состояния вопроса однопролетных балочных переходов, их конструктивных решений и методов оценки их технического состояния можно выделить следующие основные проблемы, которые требуют проведения дополнительных исследований в этом направлении.

Первой основной проблемой является скрытый характер развития дефектов и повреждений на балочных переходах трубопроводов под несущим футляром. Результаты исследования проблемы подтверждают вероятность развития трещин усталостного характера, в том числе в сварных швах трубопровода, вплоть до аварийного разрушения, а также наличие условий для развития коррозионных повреждений труб под футляром.

С другой стороны на данном объекте невозможно применять существующие стандартные методы диагностирования дефектов в металле труб балочного перехода, в силу отсутствия прямого доступа к поверхности трубопровода, скрытого несущим футляром. Отсутствие разработанных методов оценки целостности балочного перехода трубопровода в несущей оболочке существенно повышает риск аварийного разрушения, в том числе на особо ответственных участках – переходах трубопроводов через водные преграды.

Второй проблемой является отсутствие расчетных методик оценки прочности балочного перехода в несущем футляре с учетом возможности и параметров технологических резов корпуса футляра для целей диагностирования трубопровода, при которых бы соблюдалась несущая способность балочного перехода. Существует и применяется большое число расчетных методик оценки прочности и напряженно-деформированного состояния балочных переходов различных конструкций, однако задача обоснования контрольных резов и сверлений корпуса оболочки принципиально не ставилась. Также отсутствует методика диагностирования пространственного положения трубопровода внутри несущей оболочки, что принципиально осложняет расчет.

В этой связи, третьей, не менее важной проблемой является отсутствие практически реализуемых на производственных предприятиях разработанных способов и технических решений по стабилизации устойчивости балочного перехода трубопровода при эксплуатации, методика корректировки высотного положения балочного перехода для уменьшения изгибных напряжений отсутствует.

Цель работы: Совершенствование методов оценки целостности балочных переходов трубопроводов в несущей цилиндрической оболочке.

Задачи исследования:

- обобщить и проанализировать факторы, вызывающие развитие дефектов труб на балочных переходах трубопроводов, дать оценку существующим методам диагностирования и оценки целостности балочных переходов;

- разработать методику расчета напряженно-деформированного состояния балочного перехода трубопровода в несущем футляре с учетом случая разрушения внутренних опорных элементов;

- разработать методику определения фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре с учетом характеристик отверстий-сверлений в стенке несущей трубы-футляра;

- разработать и опробовать методику диагностирования балочного перехода трубопровода с применением дальнедействующего ультразвукового контроля;

- разработать технические решения по стабилизации устойчивости балочного перехода трубопровода при эксплуатации и методику корректировки высотного положения балочного перехода для уменьшения изгибных напряжений.

2. РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБЫ ФУТЛЯРА ОДНОПРОЛЕТНОГО БАЛОЧНОГО ПЕРЕХОДА ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЕГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

2.1. Основные особенности расчета балочных переходов магистральных трубопроводов

Толщину стенки трубопровода назначают исходя из работы трубопровода на внутреннее давление по расчетному сопротивлению R_1 . Согласно [93] для определения расчетной толщины стенки трубопровода δ используют следующую формулу

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}, \quad (2.1)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый равным 1,1 для газопроводов и нефтепроводов диаметром 700 – 1200 мм без промежуточных или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм, 1,15 для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700 – 1200 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей; p – рабочее (нормативное) давление, МПа; D_n – наружный диаметр трубы, м;

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) R_1 определяют по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^* m}{k_1 k_n}, \quad (2.2)$$

где R_1^* – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, принимаемое равным минимальному значению временного сопротивления по государственным стандартам и техническим условиям на трубы; m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 1 [93]; k_1 – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 9 [93]; k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 11 [93].

Длина пролета балочного перехода при действующих нагрузках и воздействиях должна обеспечить соблюдение следующего условия:

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_4 R_2, \quad (2.3)$$

где $\sigma_{пр}$ – максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа; ψ_4 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_2}, \quad (2.4)$$

где $\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{p(D_n - 2\delta)}{2\delta}. \quad (2.5)$$

где R_2 – расчетное сопротивление, МПа, определяемое по формуле

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_n}, \quad (2.6)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимаемое минимальному значению предела текучести по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, МПа; k_2 – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10 [93].

Расчет многопролетных балочных систем надземной прокладки при отсутствии резонансных колебаний трубопровода в ветровом потоке, а также однопролетных прямолинейных переходов без компенсации продольных деформаций допускается производить с соблюдением следующих условий:

1) от расчетных нагрузок и воздействий

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_4 R_2; \quad (2.7)$$

$$|\sigma_{np.M}| \leq 0,635 R_2 (1 + \psi_4) \sin \frac{(\sigma_{np.N} + \psi_4 R_2) \pi}{(1 + \psi_4) R_2}; \quad (2.8)$$

2) от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma_{np}^H \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 k_n} R_2^H, \quad (2.9)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольные осевые напряжения, МПа, от расчетных нагрузок и воздействий (без учета изгибных напряжений) принимаются положительными при растяжении; $\sigma_{np.M}$ – абсолютная величина максимальных изгибных напряжений, МПа, от расчетных нагрузок и воздействий (без учета осевых напряжений); σ_{np}^H – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий; ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^{\#}}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^{\#}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^{\#}}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^{\#}}, \quad (2.10)$$

Величина максимального пролета между опорами определяется из условия, что предельным является такое состояние, при котором металл труб достигает в каком-либо сечении предела текучести.

Расчетный пролет между опорами для перехода с компенсирующими устройствами может быть найден по формуле

$$L = \sqrt{\frac{W(R_2 - 0,5\sigma_{кц})}{\eta}}, \quad (2.11)$$

где W – момент сопротивления поперечного сечения трубопровода

$$W = \frac{\pi(D_n^4 - D_{вн}^4)}{32D_n} \approx 0,785D_{ср}^2 \delta, \quad (2.12)$$

где $D_n, D_{вн}, D_{ср}$ – диаметры трубопровода, соответственно наружный, внутренний и средний, м; η – грузовой коэффициент для определения изгибающего момента.

Значение грузового коэффициента определяется действующей нагрузкой, расчетной схемой и способом монтажа трубопровода

$$\eta = e(q_{тр} + q_{уз} + q_{прод} + 0,9q_{лед}), \quad (2.13)$$

где e – коэффициент, зависящий от статической схемы перехода, равный 0,125 для консольного перехода, смонтированного по разрезной схеме, 0,0625 для однопролетного перехода, имеющего оптимальное отношение длины консоли к длине пролет 0,354; $q_{тр}, q_{уз}, q_{прод}, q_{лед}$ – распределенная нагрузка от веса трубы, изоляции (теплоизоляции), транспортируемого продукта, обледенения, Н/м.

Нормативный вес 1 м трубы определяют по формуле

$$q_{тр} = 7850g \frac{\pi(D_n^2 - D_{вн}^2)}{4}. \quad (2.14)$$

Вес изоляции (теплоизоляции) на длине перехода 1 м определяют по формуле

$$q_{уз} = \frac{\pi}{4} ((D_{уз})^2 - (D_n)^2) g \gamma_{уз}, \quad (2.15)$$

где $D_{уз}$ – диаметр трубопровода с учетом изоляции, м; $\gamma_{уз}$ – плотность изоляционного (теплоизоляционного) покрытия, кг/м³.

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода $q_{газ}$ определяют по формуле

$$q_{\text{газ}} = 10^2 p D_{\text{вн}}^2, \quad (2.16)$$

где p – рабочее (нормативное) давление, МПа

Вес транспортируемой нефти (нефтепродукта) в 1 м трубопровода $q_{\text{прод}}$, Н/м, определяют по формуле

$$q_{\text{прод}} = \rho_n g \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (2.17)$$

где ρ_n – плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта, кг/м³; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

Нормативную нагрузку от обледенения 1 м трубы $q_{\text{лед}}$, Н/м, определяют по формуле

$$q_{\text{лед}} = 17 b D_n, \quad (2.18)$$

b – толщина слоя гололеда, мм, принимаемая согласно СНиП 2.01.07-85.

Если толщина стенки подобрана по внутреннему давлению так, что удовлетворяется условие $\sigma_{\text{ку}} = R_2$, то расчетный пролет определяют по формуле

$$L = \sqrt{\frac{0,5WR_2}{\eta}}. \quad (2.19)$$

В таблице 2.1 приведены результаты определения расчетного пролета для однопролетных переходов газопровода (бесконсольных и двухконсольных) на участках 3 категории, выполненных из разного сортамента труб.

Данные таблицы 2.1 показывают, что увеличить длину пролета позволяет применение консолей. При этом однопролетная двухконсольная система является простой и четкой в работе, позволяющей увеличить перекрываемый пролет в 1,41 раза при оптимальной длине консоли $L_k = 0,354L$, обеспечивающей равенство пролетного и опорных моментов.

Таблица 2.1 – Значения расчетных пролетов однопролетных балочных переходов

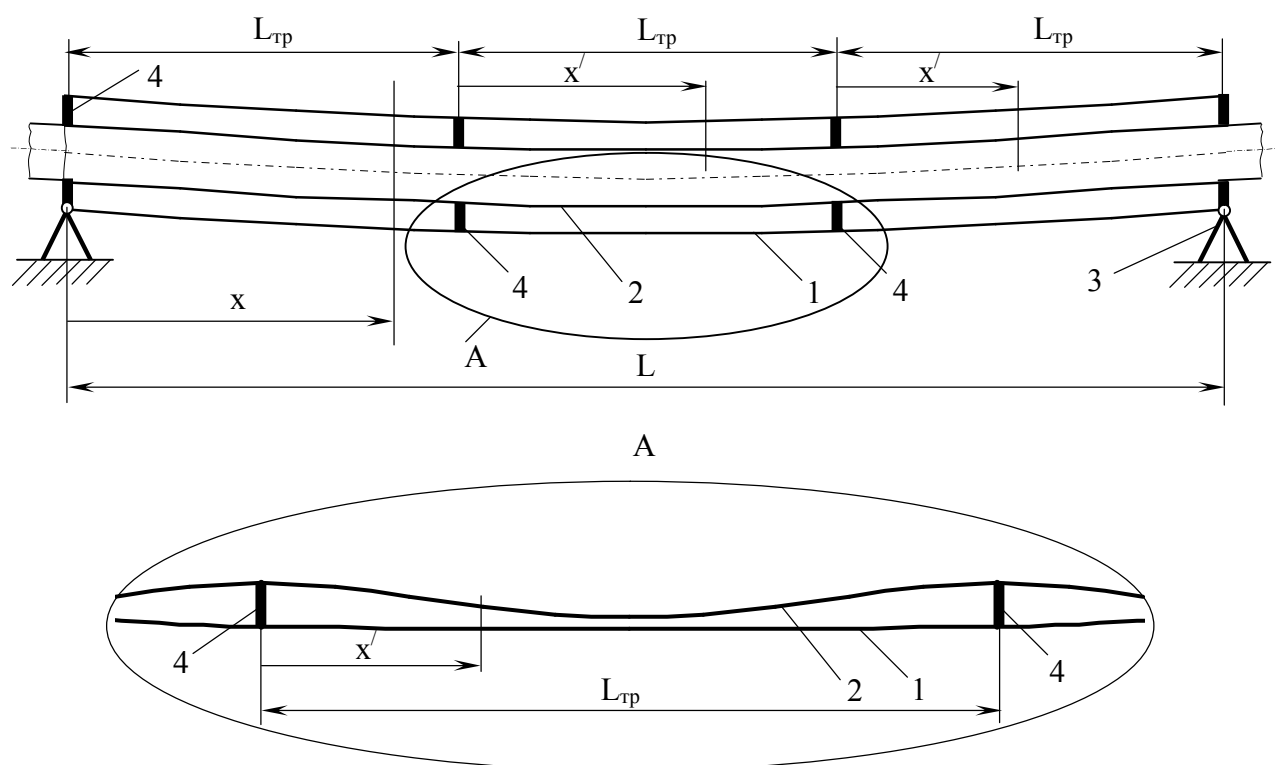
Наружный диаметр, мм	Толщина стенки трубы, мм	Расчетный пролет, м	
		Бесконсольный пе- реход	Двухконсольный переход
377	10	33,6	47,6
	12	33,5	47,4
	14	33,3	47,2
530	10	40,2	56,9
	12	40,1	56,6
	14	39,9	56,4
	16	39,7	56,2
720	10	47,2	66,7
	12	46,9	66,4
	14	46,8	66,3
	16	46,8	66,2
	18	46,6	65,9
1020	12	56,2	79,6
	14	56,1	79,4
	16	56,0	79,2
	18	55,9	79,1
	20	55,8	78,9
1220	12	61,6	87,1
	14	61,5	87,0
	16	61,5	87,0
	18	61,4	86,8
	20	61,3	86,7
1420	14	66,5	94,0
	16	66,4	93,9
	18	66,3	93,8
	20	66,2	93,6

2.2. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода в футляре-кожухе на участке балочного перехода

При прокладке трубопровода над землей через естественные и искусственные препятствия (овраги, ручьи, реки и т.п.) и невозможности сооружения промежуточных

опор возможна ситуация, когда фактическая протяженность преграды превышает значение максимально возможного пролета, который можно назначить для данного сортамента труб. Сооружение арочных или висячих систем усложняет конструкцию перехода и увеличивает ее стоимость. Наиболее простым способом повышения длины перекрываемого пролета является прокладка трубопровода в трубе большего диаметра, обладающей большей изгибной жесткостью (рисунок 2.1). Переход трубопровода сооружается путем протаскивания в несущую трубу-футляр предварительно сваренной трубной плети. В этом случае при расчете наружной несущей трубы на нагрузку от собственного веса и веса трубопровода ее рассматривают как разрезную балку, а при расчете трубопровода на весовые нагрузки (от собственного веса и от веса продукта) – как неразрезную конструкцию.

Под воздействием весовых нагрузок (вес трубы-футляра, вес трубопровода, вес продукта, снеговая нагрузка, обледенение) трубопровод и футляр прогибаются в вертикальной плоскости. От изменения температуры и под влиянием внутреннего давления в трубах возникают продольные осевые напряжения, которые увеличивают прогиб трубопровода в вертикальной плоскости и значения изгибающих моментов.



- 1 – труба-футляр; 2 – трубопровод; 3 – опоры балочного перехода;
4 – опорные элементы трубопровода в трубе-футляре

Рисунок 2.1 – Схема балочного перехода, проложенного в трубе-футляре

После укладки на опоры трубы-футляра изгибающие моменты и прогибы рассчитывают по следующим формулам

$$M = \frac{q_1 L^2}{2} \left(\frac{x}{L} - \frac{x^2}{L^2} \right); \quad (2.20)$$

$$\omega(x) = -\frac{q_1 L^4}{24 EJ} \left[\frac{x}{L} - 2 \left(\frac{x}{L} \right)^3 + \left(\frac{x}{L} \right)^4 \right], \quad (2.21)$$

где q_1 – поперечная весовая нагрузка, Н/м, от веса трубы, изоляции и обледенения

$$q_1 = q_{mp}^H + q_{uz}^H + 0,9 q_{лед}, \quad (2.22)$$

L – длина пролета, м; x – расстояние от опоры до рассматриваемого сечения, м; E – модуль упругости материала трубопровода, МПа; J – осевой момент инерции сечения трубы, м⁴, определяемый по формуле

$$J = \frac{\pi(D_n^4 - D_{вн}^4)}{64} \approx 0,393 D_{cp}^3 \delta. \quad (2.23)$$

Максимальные значения изгибающего момента M_{max1} и прогиба f_1 в середине пролета $x=L/2$ составляют

$$M_{max1} = \frac{q_1 L^2}{8}; \quad (2.24)$$

$$f_1 = -\frac{5 q_1 L^4}{384 EJ}. \quad (2.25)$$

После протаскивания в трубу-футляр трубопровода и заполнения его продуктом изгибающие моменты и прогибы рассчитывают по формулам (2.20) и (2.21) от поперечной весовой нагрузки q_2 , складывающейся из веса внутренней трубы, веса изоляции и веса транспортируемого продукта

$$q_2 = q_{mp}^6 + q_{uz}^6 + q_{прод}, \quad (2.26)$$

Максимальные значения изгибающего момента M_{max2} и прогиба f_2 в середине пролета $x=L/2$ вычисляют по формулам (2.24) и (2.25) от поперечной весовой нагрузки q_2 .

После протаскивания трубопровода в трубу-футляр и заполнения трубопровода продуктом максимальные значения изгибающего момента и прогиба в середине пролета составят

$$M_{max}^H = M_{max1} + M_{max2}; \quad (2.27)$$

$$f_{max} = f_1 + f_2. \quad (2.28)$$

Ограничив допустимые изгибные напряжения в сечениях трубы-футляра значением нормативного предела текучести, выражение для определения предельного пролета трубы-футляра запишется в следующем виде

$$L = \sqrt{\frac{8WR_2^H}{q_1 + q_2}}. \quad (2.29)$$

Трубопровод, помещаемый в трубу-футляр, приобретает ее конфигурацию в пролете L . Кроме того от собственного веса и веса продукта трубопровод деформируется на участках длиной L_{mp} , ограничиваемых опорными элементами внутри трубы-футляра. Таким образом, при расчете трубопровода, размещенного в трубе-футляре, изгибающий момент будет складываться из момента M_{mp1} , обусловленного изгибом трубы-футляра и момента M_{mp2} , обусловленного изгибом трубопровода между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра

$$M_{mp} = M_{mp1} + M_{mp2}. \quad (2.30)$$

Момент M_{mp1} , обусловленный изгибом трубы-футляра может быть вычислен по следующей формуле

$$M_{mp1}(x) = M_{\phi}(x) \frac{W_{mp}}{W_{\phi}} \frac{D_{тр}}{D_{\phi}}, \quad (2.31)$$

где $M_{\phi}(x)$ – изгибающий момент в рассматриваемом сечении трубы-футляра, определяемый по формуле 2.20 от весовых нагрузок q_1 и q_2 ; $D_{тр}$ – наружный диаметр трубопровода; D_{ϕ} – наружный диаметр трубы-футляра.

Момент $M_{mp2}(x')$, обусловленный изгибом трубопровода между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра

$$M_{mp2}(x') = \frac{q_2 L_{mp}^2}{2} \left[\frac{x'}{L_{mp}} - \left(\frac{x'}{L_{mp}} \right)^2 - \frac{1}{6} \right]; \quad (2.32)$$

Значения изгибающих моментов M_{mp2}^{on} и M_{mp2}^{np} , соответственно на опорных элементах и в середине пролета $x' = L_{mp}/2$ составляют

$$M_{mp2}^{on} = \frac{q_2 L_{mp}^2}{12}; \quad (2.33)$$

$$M_{mp2}^{np} = \frac{q_2 L_{mp}^2}{24}. \quad (2.34)$$

Прогиб трубопровода между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра

$$\omega(x') = -\frac{q_2 L_{mp}^2 (x')^2}{24 EJ} \left(1 - \frac{x'}{L_{mo}}\right)^2. \quad (2.35)$$

Максимальное значение прогиба f_2 в середине пролета $x'=L_{mp}/2$ составляет

$$f_2 = -\frac{q_2 L^4}{384 EJ}. \quad (2.36)$$

Наличие в трубопроводе продольного усилия, обусловленного воздействием температуры и внутреннего давления продукта, вызывает увеличение прогиба и изгибающих моментов.

Продольное сжимающее усилие от внутреннего давления определяют по формуле [14]

$$P_p = \frac{0,1 p (D_{mp} - 2\delta) F}{\delta}, \quad (2.37)$$

где F – площадь сечения металла трубопровода.

Продольное усилие от изменения температуры стенок труб составляет

$$P_t = \alpha \Delta t E F, \quad (2.38)$$

где α – коэффициент линейного расширения материала труб; Δt – температурный перепад.

Под действием продольного усилия происходит увеличение изгибающего момента $M_{mp2}(x')$ и начального прогиба f_2 , обусловленного поперечной нагрузкой, до значений $(M_{mp2})_{p,t,q}(x')$, $f_{p,t,q}$, которые можно определить по формулам

$$(M_{mp2})_{p,t,q}(x') = \frac{M_{mp2}(x')}{1 - \xi}; \quad (2.39)$$

$$f_{p,t,q} = \frac{f_2}{1 - \xi}, \quad (2.40)$$

где ξ – коэффициент, зависящий от значения продольной силы, который вычисляют по формуле

$$\xi = \frac{(P_p + P_t)(kL_{mp})^2}{\pi^2 EJ}, \quad (2.41)$$

где k – коэффициент, принимаемый равным 0,6 для однопролетных балочных переходов и 0,7 для балочных переходов с двумя и более пролетами.

Максимальные значения опорных и пролетных моментов $(M_{mp2}^{on})_{p,t,q}$, $(M_{mp2}^{np})_{p,t,q}$, обусловленные поперечной нагрузкой и продольной силой, составят

$$(M_{mp2}^{on})_{p,t,q} = \frac{q_2 L_{mp}^2}{12(1-\xi)}; \quad (2.42)$$

$$(M_{mp2}^{np})_{p,t,q} = \frac{q_2 L_{mp}^2}{24(1-\xi)}; \quad (2.43)$$

Расчетный пролет между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра

$$L_{mp} = \min \left\{ \begin{array}{l} \sqrt{\frac{12(1-\xi)}{q_2} \left[\left(\frac{m}{0,9k_n} R_2^H - 0,3\sigma_{кц} + \alpha\Delta t E \right) W - \frac{(q_1 + q_2)L^2}{8} \frac{W_{mp}}{W_\phi} \frac{D_{mp}}{D_\phi} \right]}, \\ \sqrt{\frac{12(1-\xi)}{q_2} \left[\left(\psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^H + 0,3\sigma_{кц} - \alpha\Delta t E \right) W - \frac{(q_1 + q_2)L^2}{8} \frac{W_{mp}}{W_\phi} \frac{D_{тр}}{D_\phi} \right]} \end{array} \right\}. \quad (2.44)$$

Последний член каждого подкоренного выражения в формуле (2.44) отражает влияние изгиба трубы-футляра на напряженное состояние трубопровода. Если значения этих членов делают подкоренные выражения отрицательными, то в этом случае следует уменьшать значения изгибных напряжений, возникающих в пролете перехода, путем последовательного снижения допускаемых изгибных напряжений в формуле (2.29) на 10, 20, 30 % и т.д. до тех пор, пока подкоренные выражения в формуле (2.44) будут положительными. Снижение допускаемых напряжений вызывает уменьшение пролета перехода L .

Далее следует отметить, что формула (2.44) для вычисления пролета $L_{тр}$ между опорными элементами расположенными внутри трубы-футляра, содержит коэффициент ξ , который в свою очередь зависит от $L_{тр}$. В этом случае расчет ведут методом итераций. На первом шаге расчета коэффициент ξ принимается равным 0. Для этого случая рассчитывается значение $L_{тр0}$, для которого по формуле (2.41) вычисляется новое значение коэффициента ξ . Вычисления повторяют до тех пор, пока разница значений $L_{тр}$ на двух последних итерациях не превышает заданной точности.

Прогиб трубопровода $f_{тр}$ при найденном пролете $L_{тр}$ может достигнуть или даже превысить величину имеющегося свободного пространства Δh между трубой-футляром и трубопроводом. В последнем случае трубопровод будет ложиться на внутреннюю поверхность трубы-футляра, что недопустимо. Для исключения такой ситуации следует определить пролет трубопровода, ограничиваемый зазором между трубопроводом и тру-

бой-футляром. При этом целесообразно принять значение допустимого прогиба трубопровода равным половине имеющегося зазора

$$[f_{mp}] = 0,5\Delta h = 0,25(D_{\text{внф}} - D_{\text{тр}}), \quad (2.45)$$

где $D_{\text{внф}}$ – внутренний диаметр трубы-футляра; $D_{\text{тр}}$ – наружный диаметр трубопровода.

На основании вышеизложенного из формулы (2.40) с учетом зависимости (2.36) выражение для определения длины пролета $L_{\text{тпф}}$ из условия ограничения прогиба трубопровода запишется в следующем виде

$$L_{\text{мпф}} = \sqrt[4]{\frac{384EJ[f_{\text{мп}}](1-\xi)}{q_2}}. \quad (2.46)$$

Окончательное значение пролета между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра, принимают равным минимальному из значений, рассчитанных по формулам (2.44) и (2.46).

Результаты расчета параметров однопролетных балочных переходов газопроводов приведены в таблице 2.2 и на рисунке 2.2. Расчеты выполнены для газопроводов наружным диаметром 520, 720 и 1020 мм, смонтированных на участках II и III категорий из стали с нормативным значением предела текучести 350 МПа и нормативным значением временного сопротивления 520 МПа. Рассмотрены варианты, когда трубопроводы проложены в трубах-футлярах 1020 × 10, 1020 × 12, 1020 × 14, 1220 × 12, 1220 × 14, 1220 × 16, 1420 × 14, 1420 × 16 и 1420 × 18 мм, при этом для каждой трубы-футляра принято три марки стали с нормативными значениями предела текучести 350, 400 и 470 МПа. Рабочее давление для всех трубопроводов принято равным 5,4 МПа, а температурный перепад 30 градусов.

Таблица 2.2 – Результаты расчета параметров однопролетных балочных переходов, проложенных в трубе-футляре

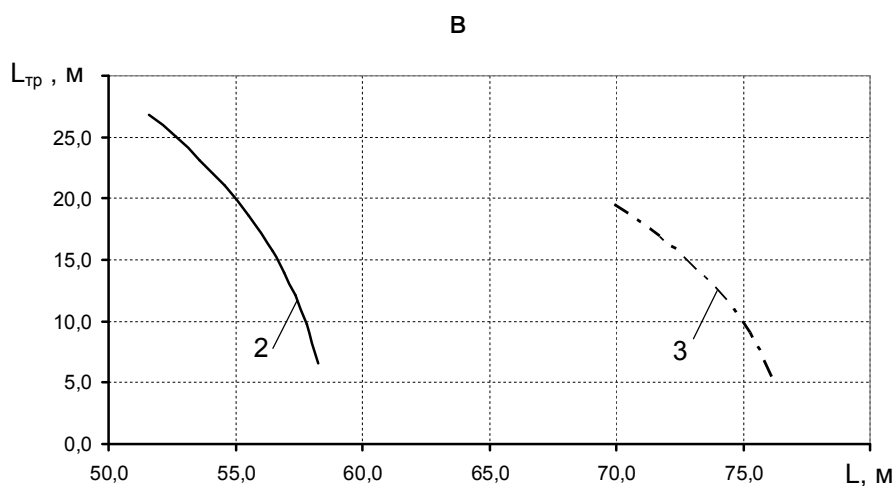
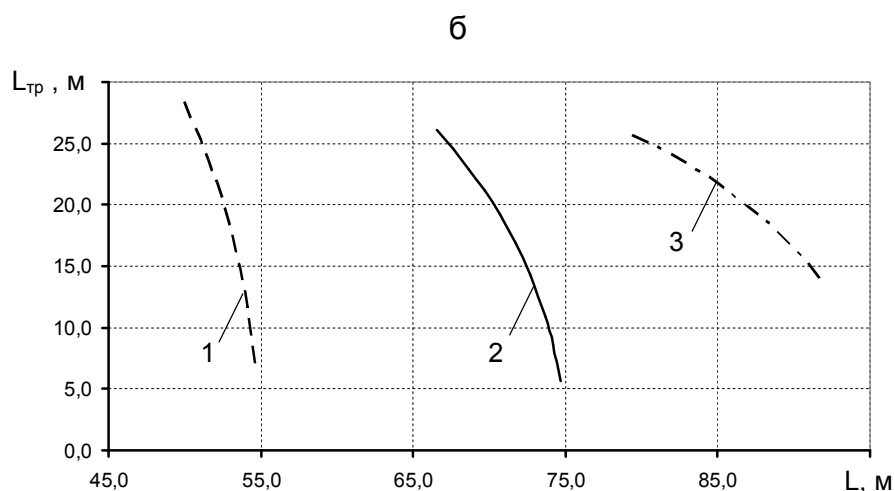
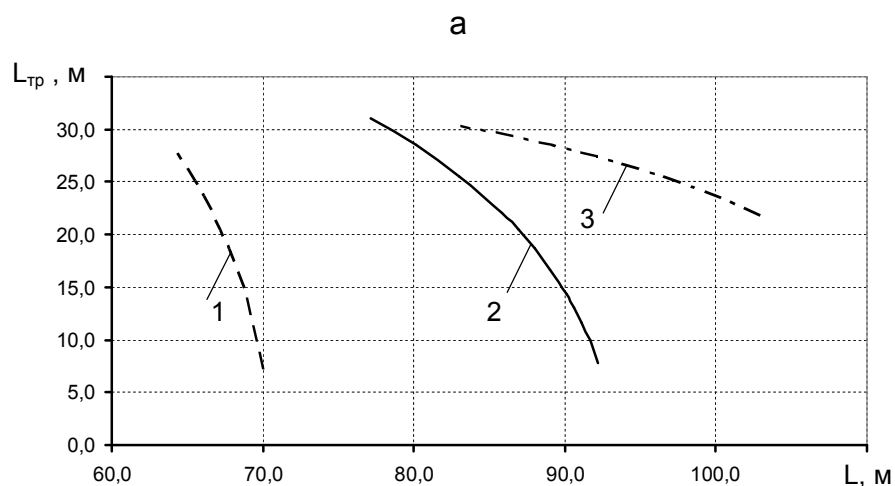
Наружный диаметр и толщина стенки трубы-футляра, мм	Наружный диаметр трубопровода, мм	Расчетная толщина стенки трубопровода, мм	Кольцевые напряжения в стенке трубопровода, МПа	Допустимые напряжения для трубопровода, МПа	Максимальные изгибные напряжения в стенках трубы-футляра, МПа	Пролет перехода, м	Пролет установленных опорных элементов в трубе-футляре, м	Прогиб трубы-футляра, м	Прогиб трубопровода между опорными элементами, мм
Для участков газопровода II категории									
1020 × 10	520	5,4	253,2	278,6	280,0	71,8	16,9	1,44	3,6
	720	7,5	253,2	278,6	210,0	56,0	17,2	0,66	1,9
1020 × 12	520	5,4	253,2	278,6	280,0	73,5	16,9	1,52	3,6
	720	7,5	253,2	278,6	210,0	58,0	17,2	0,71	1,9
1020 × 14	520	5,4	253,2	278,6	280,0	74,9	16,9	1,58	3,6
	720	7,5	253,2	278,6	210,0	59,6	17,2	0,75	1,9
1220 × 12	520	5,4	253,2	278,6	332,5	89,4	17,3	2,22	4,0
	720	7,5	253,2	278,6	245,0	70,7	19,2	1,02	2,9
	1020	10,6	253,2	278,6	175,0	52,1	21,9	0,40	2,4
1220 × 14	520	5,4	253,2	278,6	329,0	90,3	17,9	2,25	4,5
	720	7,5	253,2	278,6	248,5	73,0	18,1	1,11	2,3
	1020	10,6	253,2	278,6	182,0	55,1	17,6	0,46	1,0
1220 × 16	520	5,4	253,2	278,6	322,0	90,5	19,0	2,21	5,8
	720	7,5	253,2	278,6	252,0	74,9	16,9	1,19	1,7
	1020	10,6	253,2	278,6	182,0	56,7	17,6	0,49	1,0

Продолжение таблицы 2.2

Наружный диаметр и толщина стенки трубы-футляра, мм	Наружный диаметр трубопровода, мм	Расчетная толщина стенки трубопровода, мм	Кольцевые напряжения в стенке трубопровода, МПа	Допустимые напряжения для трубопровода, МПа	Максимальные изгибные напряжения в стенках трубы-футляра, МПа	Пролет перехода, м	Пролет установленных опорных элементов в трубе-футляре, м	Прогиб трубы-футляра, м	Прогиб трубопровода между опорными элементами, мм
1420 × 14	520	5,4	253,2	278,6	346,5	101,4	22,1	2,56	11,6
	720	7,5	253,2	278,6	297,5	88,0	15,6	1,66	1,3
	1020	10,6	253,2	278,6	210,0	66,0	18,7	0,66	1,3
1420 × 16	520	5,4	253,2	278,6	346,5	102,5	22,1	2,62	11,6
	720	7,5	253,2	278,6	297,5	89,6	15,6	1,72	1,3
	1020	10,6	253,2	278,6	210,0	67,8	18,7	0,69	1,3
1420 × 18	520	5,4	253,2	278,6	346,5	103,4	22,1	2,67	11,6
	720	7,5	253,2	278,6	297,5	90,8	15,6	1,77	1,3
	1020	10,6	253,2	278,6	210,0	69,3	18,7	0,73	1,3
Для участков газопровода III и IV категорий									
1020 × 10	520	4,5	303,9	334,3	175,0	57,7	9,8	0,58	0,4
	720	6,3	303,9	334,3	105,0	40,7	20,6	0,17	4,1
1020 × 12	520	4,5	303,9	334,3	175,0	59,0	9,8	0,61	0,4
	720	6,3	303,9	334,3	105,0	42,1	20,6	0,19	4,1
1020 × 14	520	4,5	303,9	334,3	175,0	60,0	9,8	0,63	0,4
	720	6,3	303,9	334,3	105,0	43,1	20,6	0,20	4,1

Продолжение таблицы 2.2

Наружный диаметр и толщина стенки трубы-футляра, мм	Наружный диаметр трубопровода, мм	Расчетная толщина стенки трубопровода, мм	Кольцевые напряжения в стенке трубопровода, МПа	Допустимые напряжения для трубопровода, МПа	Максимальные изгибные напряжения в стенках трубы-футляра, МПа	Пролет перехода, м	Пролет установленных опорных элементов в трубе-футляре, м	Прогиб трубы-футляра, м	Прогиб трубопровода между опорными элементами, мм
1220 × 12	520	4,5	303,9	334,3	210,0	72,0	9,6	0,91	0,3
	720	6,3	303,9	334,3	140,0	54,6	16,2	0,35	1,5
	1020	8,9	303,9	334,3	105,0	41,7	15,2	0,15	0,6
1220 × 14	520	4,5	303,9	334,3	210,0	73,0	9,6	0,94	0,3
	720	6,3	303,9	334,3	140,0	55,9	16,2	0,37	1,5
	1020	8,9	303,9	334,3	105,0	43,2	15,2	0,16	0,6
1220 × 16	520	4,5	303,9	334,3	210,0	73,8	9,6	0,96	0,3
	720	6,3	303,9	334,3	140,0	56,8	16,2	0,38	1,5
	1020	8,9	303,9	334,3	105,0	44,3	15,2	0,17	0,6
1420 × 14	520	4,5	303,9	334,3	245,0	86,1	9,4	1,30	0,3
	720	6,3	303,9	334,3	175,0	68,7	12,0	0,59	0,4
	1020	8,9	303,9	334,3	105,0	48,0	24,0	0,17	3,6
1420 × 16	520	4,5	303,9	334,3	245,0	87,0	9,4	1,33	0,3
	720	6,3	303,9	334,3	175,0	69,8	12,0	0,61	0,4
	1020	8,9	303,9	334,3	105,0	49,2	24,0	0,18	3,6
1420 × 18	520	4,5	303,9	334,3	245,0	87,6	9,4	1,36	0,3
	720	6,3	303,9	334,3	175,0	70,7	12,0	0,63	0,4
	1020	8,9	303,9	334,3	105,0	50,2	24,0	0,19	3,6



1 – трубопровод наружным диаметром 1020 мм; 2 – трубопровод наружным диаметром 720 мм; 3 – трубопровод наружным диаметром 520 мм

Рисунок 2.2 – Зависимость пролета установки опорных элементов в трубе-футляре $L_{тр}$ от пролета перехода L : а – при прокладке трубопровода в трубе-футляре 1420 × 16 мм; б – при прокладке трубопровода в трубе-футляре 1220 × 12 мм; в – при прокладке трубопровода в трубе-футляре 1020 × 10 мм;

Результаты выполненных расчетов показали следующее:

- изгибные напряжения в трубе-футляре, определяемые условием обеспечения прочности трубопровода, не достигают минимального принятого значения предела текучести материала трубы-футляра, равного 350 МПа, т.е. в этом случае повышение механических свойств материала трубы-футляра не будет влиять на расчетное значение пролета. С повышением предела текучести материала трубы-футляра, при одних и тех же параметрах перехода, произойдет снижение отношения изгибных напряжений к пределу текучести материала трубы-футляра;

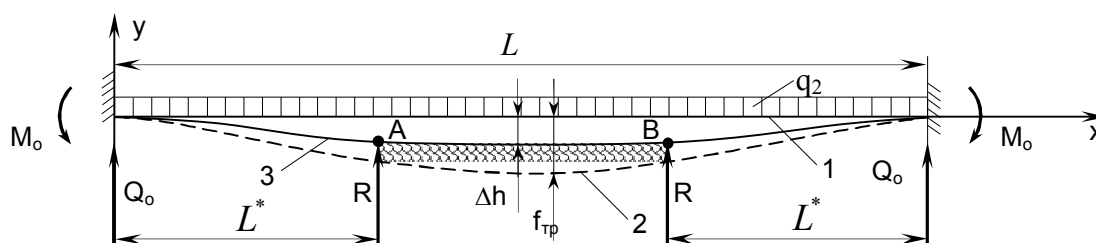
- увеличение толщины стенки трубы-футляра вызывает незначительный, до 6 %, рост пролета перехода, например: при увеличении толщины стенки трубы-футляра наружным диаметром 1020 мм с 10 до 14 мм для прокладки трубопровода наружным диаметром 520 мм и установкой опорных элементов внутри трубы-футляра с шагом 16,9 мм, пролет увеличивается с 71,8 до 74,9 м, т.е. на 4,3 %;

- повысить пролет перехода позволяет увеличение наружного диаметра трубы-футляра, например: при увеличении наружного диаметра трубы-футляра с 1020 до 1220 мм при одной и той же толщине стенки, равной 12 мм, пролет, при прокладке трубопровода наружным диаметром 520 мм и одинаковом шаге установки опорных элементов внутри трубы-футляра, увеличивается с 73,5 до 89,4 м, т.е. на 21,6 %;

- пролет перехода L и пролет установки опорных элементов в трубе-футляре $L_{тр}$ взаимозависимые параметры (см. рисунок 2.2), при этом с увеличением пролета перехода L происходит уменьшение пролета установки опорных элементов внутри трубы-футляра, например: для трубопровода наружным диаметром 720 мм, проложенного в трубе-футляре наружным диаметром 1420 мм с толщиной стенки 16 мм, при пролете $L = 80,1$ м пролет установки опорных элементов в трубе-футляре равен $L_{тр} = 28,5$ м, а при пролете $L = 92,2$ м – $L_{тр} = 7,8$ м. Следует отметить, что уменьшение пролета установки опорных элементов в трубе-футляре в несколько раз позволяет увеличить пролет перехода до 20 %. Оптимальной конструкцией балочного перехода в виде трубопровода, проложенного в несущей трубе-футляре, может быть признано такое конструктивное решение, когда трубопровод в трубе-футляре опирается на 3 – 5 опорных элемента, т.е. имеет 2 – 4 пролета.

2.3. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода при разрушении опорных элементов в несущей трубе-футляре

При разрушении опорных элементов в несущей трубе-футляре происходит увеличение пролета $L_{тр}$, рост деформаций и изгибных напряжений. При отсутствии несущей трубы-футляра увеличение пролета $L_{тр}$, в n раз вызвало бы увеличение деформаций в n^4 раз и изгибных напряжений в n^2 раз. Наличие несущей трубы-футляра ограничивает возможную деформацию трубопровода f свободным пространством Δh между трубой-футляром и трубопроводом. В этом случае, т.е. когда $f > \Delta h$, средняя часть деформирующегося трубопровода ляжет на внутреннюю поверхность трубы-футляра, а кривизна этого участка трубопровода и изгибающий момент будут равны кривизне и изгибающему моменту трубы-футляра. Схема изгиба трубопровода для этого расчетного случая (при отсутствии деформирования трубы-футляра) показана на рисунке 2.3.



1 – начальное положение трубопровода; 2 – положение трубопровода при разрушении промежуточных опорных элементов и отсутствии несущей трубы-футляра; 3 – положение трубопровода при разрушении опорных элементов и наличии несущей трубы-футляра; АВ – участок трубопровода, лежащий на несущей трубе-футляре после разрушения промежуточных опорных элементов

Рисунок 2.3 – Расчетная схема трубопровода балочного перехода, проложенного в несущей трубе-футляре, при разрушении опорных элементов

Реакция основания R в точках A и B , в которых трубопровод начинается касаться трубы-футляра, составит

$$R = q_2(L^*)^2/3, \quad (2.47)$$

где L^* – расстояние от опорного элемента балочного перехода до места опирания трубопровода на внутреннюю поверхность трубы-футляра, вычисляемое по формуле

$$L^* = \sqrt[4]{72\Delta h EJ/q_2}. \quad (2.48)$$

Максимальный изгибающий момент и изгибные напряжения в зоне расположения опорного элемента трубопровода могут быть вычислены по формулам

$$M_0 = \frac{q_2(L^*)^2}{6} = \frac{12\Delta h EJ}{(L^*)^2}; \quad (2.49)$$

$$\sigma_{uo} = M_0/W. \quad (2.50)$$

Конфигурация оси МГ в вертикальной плоскости на участке L^* описывается следующей зависимостью

$$y(x) = -\frac{q_2(L^*)^4}{24EJ} \left[3 - 4\frac{L^*-x}{L^*} + \left(\frac{L^*-x}{L^*}\right)^4 \right] + \frac{R(L^*)^3}{6EJ} \left[2 - 3\frac{L^*-x}{L^*} + \left(\frac{L^*-x}{L^*}\right)^3 \right] \quad (2.51)$$

Подставив в выражение (2.51) значение q из (2.48) и значение R из (2.47) и выполнив преобразования, получим следующую зависимость, описываемую конфигурацию оси МГ в вертикальной плоскости на участке L^*

$$y(x) = \Delta h \left[-1 + 4\left(\frac{L^*-x}{L^*}\right)^3 - 3\left(\frac{L^*-x}{L^*}\right)^4 \right]. \quad (2.52)$$

Конфигурация оси МГ в вертикальной плоскости, получающаяся по (2.52), приведена на рисунке 2.4 в безразмерных координатах по отношению к значениям Δh и L^* .

Результаты расчета параметров напряженно-деформированного состояния трубопровода балочного перехода при разрушении опорных элементов в несущей трубе-футляре приведены в таблице 2.3.

Следует отметить, что изгибные напряжения в трубопроводе балочного перехода после разрушения опорных элементов увеличиваются весьма значительно, например, даже при $L_{тр} = L^*$, изгибные напряжения возрастают в 2 раза.

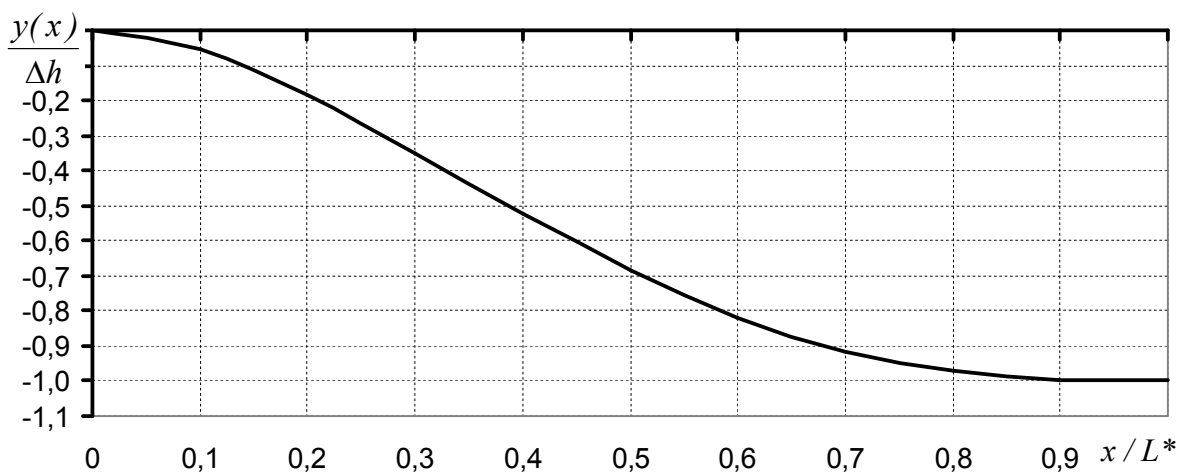


Рисунок 2.4 – Конфигурация оси концевой участка магистрального трубопровода в вертикальной плоскости при его деформировании вследствие разрушения опорных элементов (для $f > \Delta h$)

Таблица 2.3 – Параметры напряженно-деформированного состояния трубопровода балочно-го перехода при разрушении опорных элементов в несущей трубе-футляре

Наружный диаметр трубы-футляра, мм	Наружный диаметр трубопровода, мм	Δh , мм	L^* , м	$\sigma_{ио}$, МПа
1020	520	240	32,9	141,2
	720	140	33,8	107,9
1220	520	338	35,8	167,6
	720	238	38,6	140,6
	1020	88	35,9	85,5
1420	520	436	38,2	190,3
	720	336	42,1	167,1
	1020	186	43,2	124,3

Понятно, что несущая труба-футляр не позволяет определить состояние опорных элементов трубопровода, особенно если концевые опорные элементы исправны. В этом случае невозможно достоверно оценить напряженно-деформированное состояние трубопровода, ориентируясь на действующие нагрузки и проектные конструктивные параметры перехода. Для достоверной оценки фактического напряженно деформированного состояния трубопровода, находящегося в несущей трубе-футляре, требуется знать конфигурацию оси трубопровода. Тогда изгибные напряжения могут быть вычислены по формуле

$$\sigma_u = \frac{ED''}{2\rho}, \quad (2.53)$$

где ρ – радиус изгиба оси трубопровода, определяемый по данным геодезического обследования положения трубопровода

$$\rho = \frac{l}{y''(x)}, \quad (2.54)$$

где $y''(x)$ – вторая производная уравнения оси трубопровода.

Для определения конфигурации оси трубопровода требуется доступ к поверхности трубы. Это возможно только после удаления верхней части несущей трубы-футляра или после выполнения на верхней образующей несущей трубы-футляра локальных отверстий. В первом случае будет происходить заметное снижение жесткости несущей трубы-футляра, поэтому для того, чтобы эта технологическая операция не вызвала нарушения работоспособности трубопровода, должно быть выполнено расчетное обоснование допускаемой для удаления верхней части несущей трубы-футляра. Во втором случае фактическая конфигурация оси трубопровода в вертикальной плоскости может быть определена только при совпадении продольной оси несущей трубы-футляра с продольной осью трубопровода.

Далее следует отметить, что при разрушении опорных элементов, расположенных в несущей трубе-футляре, происходит рост пролетов трубопровода и увеличение его прогиба. Рост пролетов трубопровода вызывает уменьшение значения критической продольной силы, что в конечном итоге способствует потере продольной устойчивости трубопровода. При этом, вследствие ограниченности вертикального прогиба трубопровода зазором между трубопроводом и несущей трубой-футляром, трубопровод будет деформироваться (искривляться) и в горизонтальной плоскости. После деформирования трубопровода в горизонтальной плоскости его положение может быть описано следующей зависимостью

$$z = \Delta h \sin^2\left(\frac{\pi x}{L_{mp}}\right), \quad (2.55)$$

где Δh – свободное пространство между трубой-футляром и трубопроводом, м; x – линейная координата сечения деформировавшегося участка, м; L'_{mp} – длина деформировавшегося участка трубопровода, м.

Изгибающий момент $M_{из}(x)$ на участке трубопровода, имеющего конфигурацию оси, описываемую зависимостью (2.55), определяется путем двойного дифференцирования функции z с введением коэффициента изгибной жесткости EJ

$$M_{из}(x) = \frac{2\pi^2}{(L'_{mp})^2} \Delta h EJ \cos\left(\frac{2\pi x}{L'_{mp}}\right). \quad (2.56)$$

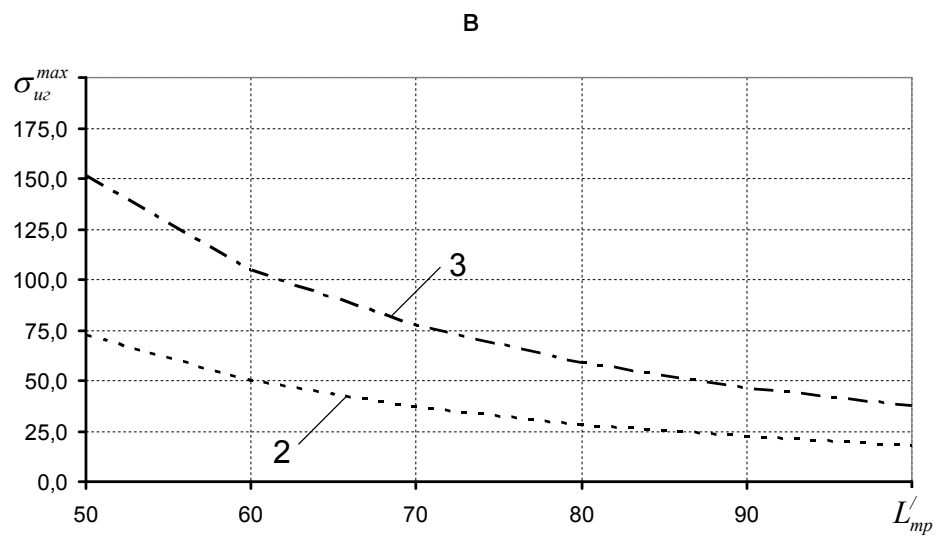
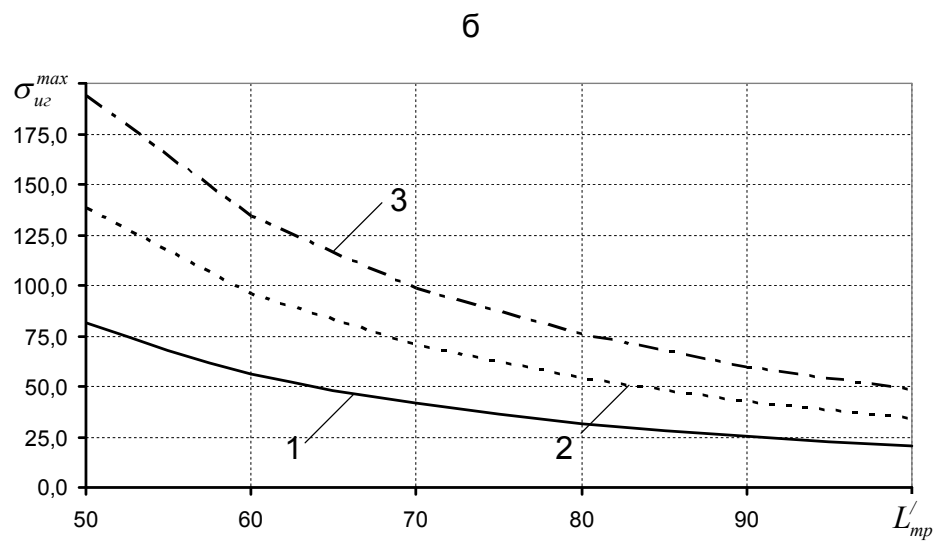
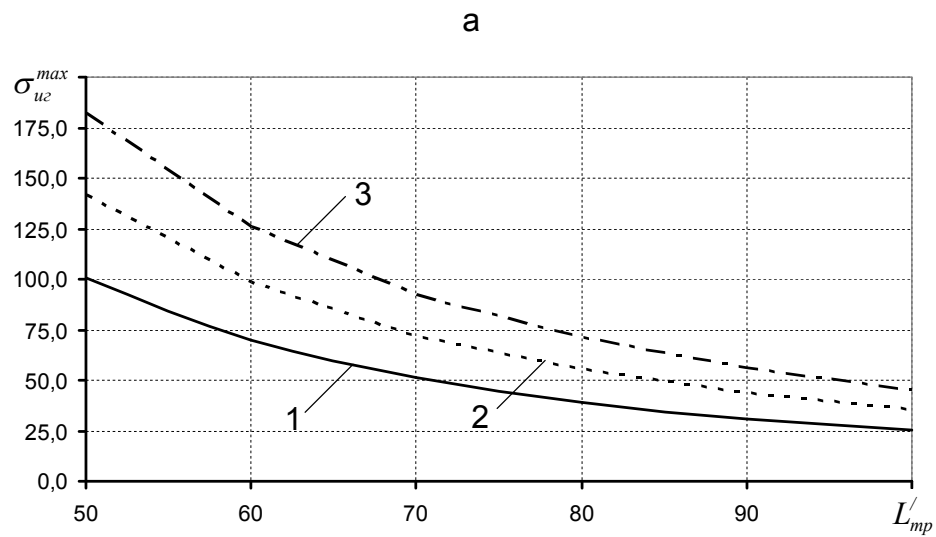
Максимальные значения изгибающего момента будут при $x=0$, $x=L'_{тр}/2$ и $x=L'_{тр}$

$$M_{из}^{max} = \frac{2\pi^2}{(L'_{mp})^2} \Delta h EJ. \quad (2.57)$$

На рисунке 2.5 показаны зависимости максимальных значений изгибных напряжений, возникающих в стенках трубопровода при его искривлении в горизонтальной плоскости.

Полученные данные показывают, что изгибные напряжения, обусловленные деформированием трубопровода внутри несущей трубы-футляра, могут быть весьма значительными. Например, (см. рисунок 2.5, а) при потере продольной устойчивости участка трубопровода наружным диаметром 520 мм и длиной 60 м, проложенного в несущей трубе-футляре 1420×16 мм, изгибные напряжения составят 126,3 МПа, т.е. 36 % от нормативного значения предела текучести материала трубопровода.

Значения возникающих изгибных напряжений возрастают с уменьшением длины участка трубопровода, потерявшего продольную устойчивость, а также с увеличением свободного пространства между несущей трубой-футляром и трубопроводом. Например, (см. рисунок 2.5, а) при потере продольной устойчивости вышеназванного трубопровода на участке длиной 80 м изгибные напряжения составят 71 МПа. Если же рассмотренный трубопровод будет проложен в несущей трубе-футляре 1020×10 мм, то при потере продольной устойчивости участка длиной 60 м изгибные напряжения составят 69,8 МПа, а при потере продольной устойчивости участка длиной 80 м – 39,3 МПа.

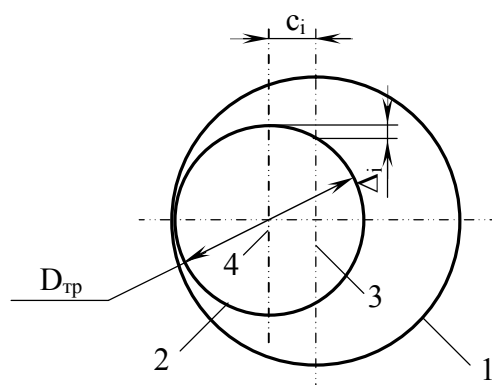


1 – труба-футляр 1020 × 10 мм; 2 – труба-футляр 1220 × 12 мм; 3 – труба-футляр 1420 × 16 мм

Рисунок 2.5 – Зависимость максимальных изгибных напряжений от длины искривленного участка трубопровода наружным диаметром 520 (а), 720 (б), 1020 (в) мм и размеров трубы-футляра

Таким образом, полученные данные показывают, что при оценке работоспособности трубопровода, проложенного в несущей трубе-футляре, необходимо знать фактическую конфигурацию оси трубопровода, в том числе и в горизонтальной плоскости.

Понятно, что при деформировании трубопровода в горизонтальной плоскости происходит смещение его продольной оси с продольной оси несущей трубы-футляра на величину c_i (рисунок 2.6). При этом в каждом контрольном сечении деформированного участка значение смещения c_i различно. В этом случае, при измерении конфигурации оси трубопровода в вертикальной плоскости через отверстия в несущей трубе-футляре, выполняемые на ее верхней образующей, в каждой точке контроля будет возникать определенная погрешность Δ_i , зависящая от наружного диаметра трубопровода и степени смещения осей трубопровода и несущей трубы-футляра c_i .



1 – несущая труба-футляр; 2 – трубопровод; 3 – продольная ось несущей трубы-футляра; 4 – продольная ось трубопровода в рассматриваемом контрольном сечении

Рисунок 2.6 – Поперечное сечение трубопровода на искривленном в горизонтальной плоскости участке

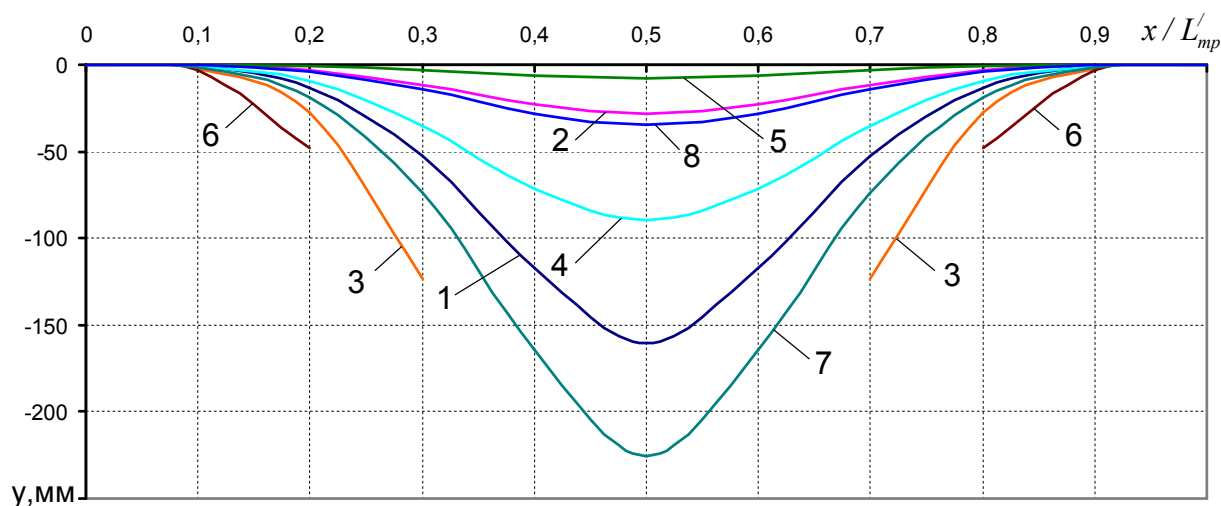
Из рисунка 2.6 следует, что

$$\Delta_i = \frac{D_{mp}}{2} - \sqrt{\left(\frac{D_{тр}}{2}\right)^2 - (c_i)^2}. \quad (2.58)$$

Из формулы (2.58) также видно, что при смещении c_i , превышающем значение половины диаметра трубопровода, значение подкоренного выражения будет отрицательным, т.е. в этом случае невозможно определить положение трубопровода внутри несущей трубы-футляра, не сделав дополнительные отверстия (сверления) для проведения измерений, сместив их с продольной оси несущей трубы-футляра в поперечном направлении.

На рисунке 2.7 показана конфигурация оси трубопровода в вертикальной плоскости, которая получается без учета имеющегося смещения осей трубопровода и несущей

трубы-футляра для разных сочетаний их геометрических размеров. При этом было принято, что исходное фактическое положение трубопровода не имеет никаких прогибов, т.е. осью трубопровода в вертикальной плоскости является прямая линия.

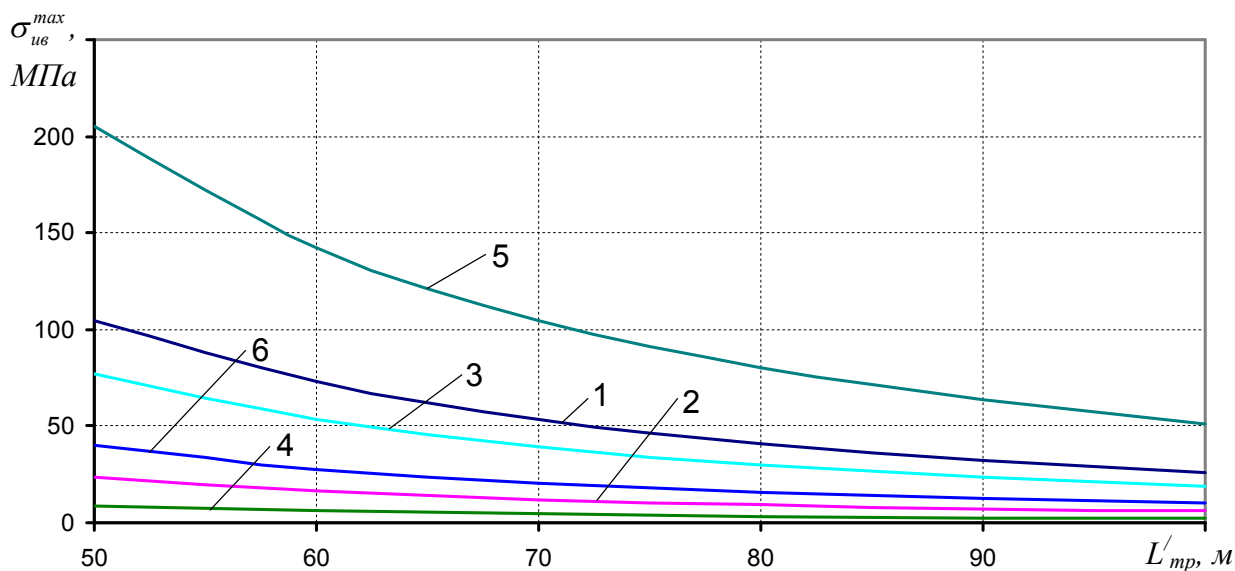


1 – труба-футляр 1020 × 10 мм, трубопровод $D_{тр} = 520$ мм; 2 – труба-футляр 1020 × 10 мм, трубопровод $D_{тр} = 720$ мм; 3 – труба-футляр 1220 × 12 мм, трубопровод $D_{тр} = 520$ мм; 4 – труба-футляр 1220 × 12 мм, трубопровод $D_{тр} = 720$ мм; 5 – труба-футляр 1220 × 12 мм, трубопровод $D_{тр} = 1020$ мм; 6 – труба-футляр 1420 × 16 мм, трубопровод $D_{тр} = 520$ мм; 7 – труба-футляр 1420 × 16 мм, трубопровод $D_{тр} = 720$ мм; 8 – труба-футляр 1420 × 16 мм, трубопровод $D_{тр} = 1020$ мм

Рисунок 2.7 – Конфигурация трубопровода в вертикальной плоскости при смещении точек контроля высотных отметок с оси трубопровода, вследствие искривления трубопровода, находящегося внутри трубы-футляра, в горизонтальной плоскости

Полученные данные показывают, что при максимально возможном горизонтальном смещении трубопровода наружным диаметром 520 мм в несущей-трубе футляра наружным диаметром 1220 и 1420 мм невозможно определить положение трубопровода в несущей трубе-футляре через локальные отверстия, выполненные на ее верхней образующей. Наибольший ложный прогиб, обусловленный смещением трубопровода наружным диаметром 720 мм в несущей трубе-футляре наружным диаметром 1420 мм, равен 226 мм. Минимальный ложный прогиб, обусловленный смещением трубопровода наружным диаметром 1020 мм в несущей трубе-футляре наружным диаметром 1220 мм, равен 7,6 мм. Наличие ложного прогиба ведет к увеличению расчетных значений изгибных напряжений, определяемых по конфигурации оси трубопровода.

Для вышеназванных случаев на рисунке 2.8 приведены значения максимальных ложных изгибных напряжений, обусловленные смещением продольной оси трубопровода и продольной оси несущей трубы-футляра.



- 1 – труба-футляр 1020 × 10 мм, трубопровод $D_{тр} = 520$ мм; 2 – труба-футляр 1020 × 10 мм, трубопровод $D_{тр} = 720$ мм; 3 – труба-футляр 1220 × 12 мм, трубопровод $D_{тр} = 720$ мм; 4 – труба-футляр 1220 × 12 мм, трубопровод $D_{тр} = 1020$ мм;
 5 – труба-футляр 1420 × 16 мм, трубопровод $D_{тр} = 720$ мм; 6 – труба-футляр 1420 × 16 мм, трубопровод $D_{тр} = 1020$ мм

Рисунок 2.8 – Значения максимальных изгибных напряжений, обусловленные смещением точек контроля высотных отметок с оси трубопровода, вследствие искривления трубопровода, находящегося внутри трубы-футляра, в горизонтальной плоскости

В частности, при максимально возможном смещении трубопровода наружным диаметром 720 мм в несущей трубе-футляре наружным диаметром 1420 мм, значения максимальных ложных изгибных напряжений составляют от 51,3 до 205,1 МПа в зависимости от длины деформирующегося участка трубопровода. Минимальный ложный прогиб, обусловленный смещением трубопровода наружным диаметром 1020 мм в несущей трубе-футляре наружным диаметром 1220 мм, равен 7,6 мм.

Полученные данные показывают, что без учета имеющегося смещения осей трубопровода и несущей трубы-футляра s_i невозможно правильно оценить параметры напряженно деформированного состояния трубопровода. При этом значения расчетных напряжений во всех случаях будут выше фактических. Пренебречь несоосностью трубопровода

и несущей трубы-футляра при определении значений изгибных напряжений в трубопроводе возможно только в том случае, если трубопровод и несущая труба-футляр имеют соседние размеры наружного диаметра, например, 720 и 1020 мм, 1020 и 1220 мм, 1220 и 1420 мм.

2.4. Метод определения фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре

Для определения фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре недостаточно выполнять измерения только в контрольных точках, расположенных на верхней образующей несущей трубы-футляра. Если смещение осей несущей трубы-футляра и трубопровода не превышает половины диаметра трубопровода, то для определения его фактического положения в несущей трубе-футляре достаточно в каждом сечении контроля выполнять измерения фактических расстояний от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода в четырех точках, расположенных на верхней, нижней и боковых образующих несущей трубы-футляра (точки А, В, С, D на рисунке 2.9).

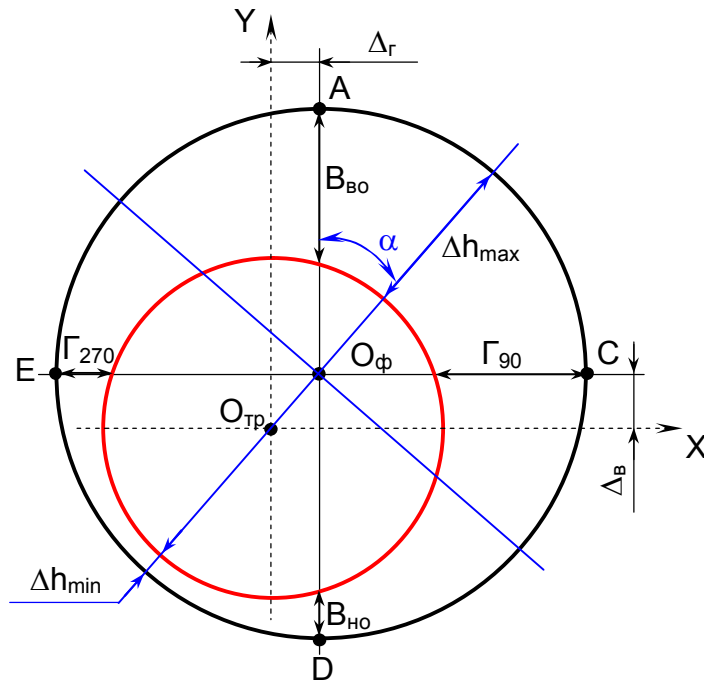
$$\Delta_z = 0,5\sqrt{D_{mp}^2 - (D_\phi - B_{во} - B_{но})^2}; \quad (2.59)$$

$$\Delta_\epsilon = 0,5\sqrt{D_{mp}^2 - (D_\phi - \Gamma_{90} - \Gamma_{270})^2}, \quad (2.60)$$

где $D_{тр}$ – наружный диаметр трубопровода; D_ϕ – наружный диаметр несущей трубы-футляра; $B_{во}$, $B_{но}$ – фактические расстояния от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода в контрольных точках, расположенных на верхней и нижней образующей несущей трубы-футляра; Γ_{90} , Γ_{270} – фактические расстояния от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода в контрольных точках, расположенных на боковых образующих несущей трубы-футляра.

Максимальный и минимальный расстояния от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода (Δh_{max} , Δh_{min}) расположены на оси несущей трубы-футляра, проходящей через центры поперечных сечений трубопровода и несущей трубы-футляра. Угол α расположения этой оси от вертикали составляет

$$\alpha = \arctg\left(\frac{\Delta_z}{\Delta_\epsilon}\right). \quad (2.61)$$



$O_{\text{тр}}$ – центр поперечного сечения трубопровода; $O_{\text{ф}}$ – центр поперечного сечения несущей трубы-футляра

Рисунок 2.9 – Поперечное сечение трубопровода в несущей трубе-футляре при несоосности труб

Значения максимального (Δh_{max}) и минимального (Δh_{min}) расстояния от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода равны

$$\Delta h_{\text{max}} = (D_{\text{ф}} - D_{\text{мп}}) / 2 + \sqrt{\Delta_e^2 + \Delta_c^2}; \quad (2.62)$$

$$\Delta h_{\text{min}} = (D_{\text{ф}} - D_{\text{мп}}) / 2 - \sqrt{\Delta_e^2 + \Delta_c^2}. \quad (2.63)$$

Значение расстояний от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода (Δh_{β} , $\Delta h_{\beta+180}$) для оси, проходящей через центр поперечного сечения несущей трубы-футляра и повернутой на произвольный угол β от вертикали (рисунок 2.10) могут быть определены по следующим формулам

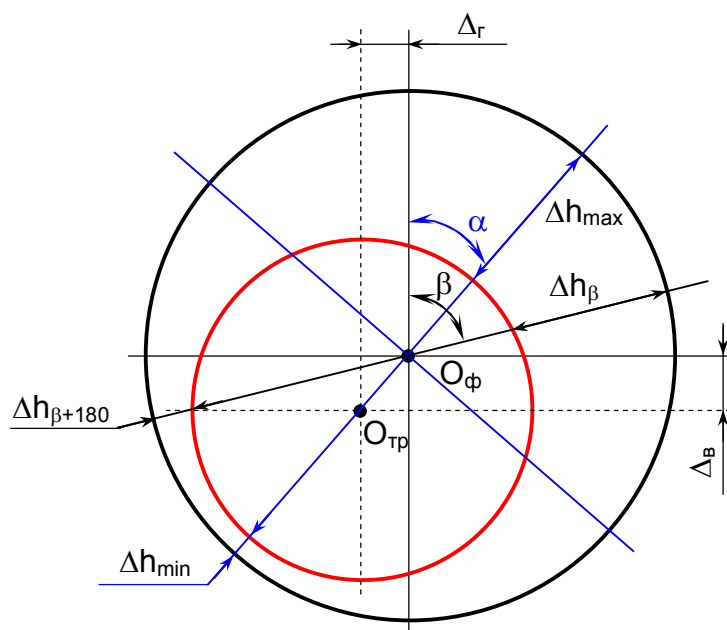
$$h_{\beta} = \frac{D_{\text{ф}} - 2\sqrt{(0,5D_{\text{мп}})^2 - h^2}}{2} + h_1; \quad (2.64)$$

$$h_{\beta+180} = \frac{D_{\text{ф}} - 2\sqrt{(0,5D_{\text{мп}})^2 - h^2}}{2} - h_1, \quad (2.65)$$

где h , h_1 – параметры поперечного сечения трубопровода в несущей трубе-футляре со смещением продольных осей труб, определяемые по следующим зависимостям

$$h^2 = (\Delta_z^2 + \Delta_g^2) \sin^2(\beta - \alpha); \quad (2.66)$$

$$h_1 = \sqrt{\Delta_z^2 + \Delta_g^2} \cos(\beta - \alpha). \quad (2.67)$$



$O_{тр}$ – центр поперечного сечения трубопровода; $O_{ф}$ – центр поперечного сечения несущей трубы-футляра

Рисунок 2.10 – Поперечное сечение трубопровода в несущей трубе-футляре для расчета конфигурации зазора, обусловленного несоосностью труб

Проиллюстрируем вышеизложенный метод определения фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре на следующих примерах.

Пример № 1. Исходные данные:

- наружный диаметр несущей трубы-футляра $D_{ф}=1420$ мм;
- наружный диаметр трубопровода $D_{тр}=820$ мм;
- расстояние от верхней образующей несущей трубы-футляра до трубы $B_{во}=528,4$ мм;
- расстояние от нижней образующей несущей трубы-футляра до трубы $B_{но}=128,4$ мм;

- расстояние от боковых образующих несущей трубы-футляра до трубы $\Gamma_{90}=202,1$ мм, $\Gamma_{270}=502,1$ мм;

Результаты расчета:

- смещение вертикальной оси несущей трубы-футляра и вертикальной оси трубопровода по горизонтали $\Delta_r=200$ мм (в системе координат, указанной на рисунке 2.9);

- смещение горизонтальной оси несущей трубы-футляра и горизонтальной оси трубопровода по вертикали $\Delta_b=150$ мм (в системе координат, указанной на рисунке 2.9);

- угол между вертикальной осью несущей трубы-футляра и осью, на которой имеются минимальный и максимальный зазоры $\alpha=36,87$ градусов;

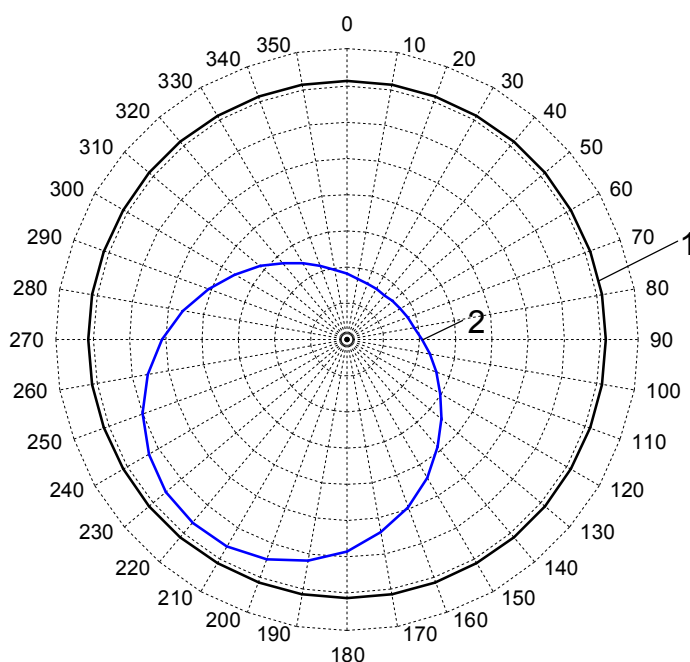
- максимальное расстояние от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода $\Delta h_{\max}=550$ мм;

- минимальное расстояние от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода $\Delta h_{\min}=50$ мм.

Значения расстояний от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода в сечениях по периметру трубы приведены в таблице 2.4, а взаимное положение трубопровода и несущей трубы-футляра в этом контрольном сечении показано на рисунке 2.11.

Таблица 2.4 – Расстояния от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода в поперечном контрольном сечении (пример № 1)

Угол от верт. оси трубы-футляра (β), град.	Расстояние от поверхности трубы-футляра до трубопровода (Δh_{β}), мм	Угол от верт. оси трубы-футляра (β), град.	Расстояние от поверхности трубы-футляра до трубопровода (Δh_{β}), мм
0	528,4	180	128,4
10	538,9	190	92,8
20	545,7	200	67,2
30	549,3	210	52,9
40	549,9	220	50,6
50	547,4	230	60,5
60	541,9	240	82,0
70	532,8	250	114,1
80	519,8	260	154,9
90	502,1	270	202,1
100	479,0	280	253,0
110	449,6	290	304,5
120	413,6	300	353,8
130	371,1	310	398,4
140	323,3	320	436,9
150	272,3	330	468,8
160	220,8	340	494,1
170	171,9	350	513,8



1 – несущая труба-футляр; 2 – трубопровод

Рисунок 2.11 – Положение трубопровода и несущей трубы-футляра в контрольном сечении, рассматриваемом в примере № 1

Пример № 2.

Исходные данные

- наружный диаметр несущей трубы-футляра $D_{\text{ф}}=1420$ мм;
- наружный диаметр трубопровода $D_{\text{тр}}=820$ мм;
- расстояние от верхней образующей несущей трубы-футляра до трубы $V_{\text{во}}=128,4$ мм;
- расстояние от нижней образующей несущей трубы-футляра до трубы $V_{\text{но}}=528,4$ мм;
- расстояние от боковых образующих несущей трубы-футляра до трубы $\Gamma_{90}=502,1$ мм, $\Gamma_{270}=202,1$ мм;

Результаты расчета:

- смещение вертикальной оси несущей трубы-футляра и вертикальной оси трубопровода по горизонтали $\Delta_{\text{г}}=-200$ мм (в системе координат, указанной на рисунке 2.9);
- смещение горизонтальной оси несущей трубы-футляра и горизонтальной оси трубопровода по вертикали $\Delta_{\text{в}}=-150$ мм (в системе координат, указанной на рисунке 2.9);
- угол между вертикальной осью несущей трубы-футляра и осью на которой имеются минимальный и максимальный зазоры $\alpha=36,87$ градусов;

- максимальное расстояние от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода $\Delta h_{\max}=550$ мм;

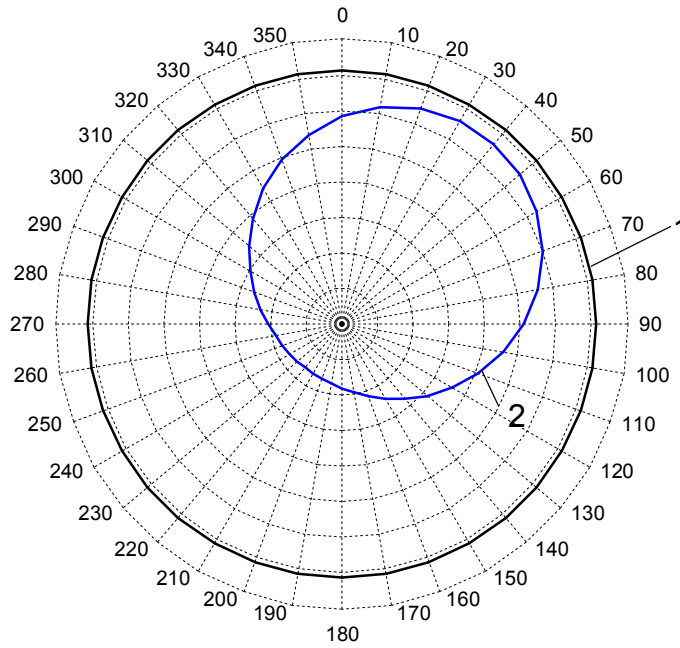
- минимальное расстояние от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода $\Delta h_{\min}=50$ мм.

Значения расстояний от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода в сечениях по периметру трубы приведены в таблице 2.5, а взаимное положение трубопровода и несущей трубы-футляра в этом контрольном сечении показано на рисунке 2.12.

Таблица 2.5 – Расстояния от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода в поперечном контрольном сечении (пример № 2)

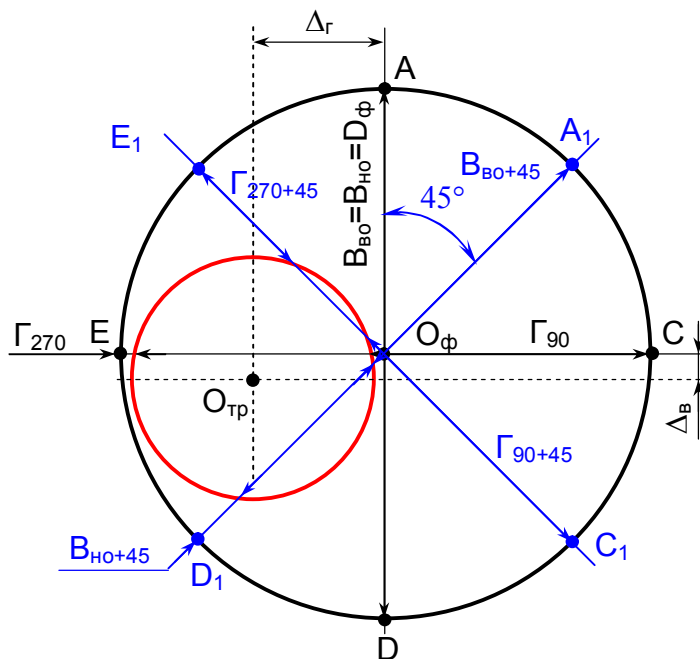
Угол от верт. оси трубы-футляра (β), град.	Расстояние от поверхности трубы-футляра до трубопровода (Δh_{β}), мм	Угол от верт. оси трубы-футляра (β), град.	Расстояние от поверхности трубы-футляра до трубопровода (Δh_{β}), мм
0	128,4	180	528,4
10	92,8	190	538,9
20	67,2	200	545,7
30	52,9	210	549,3
40	50,6	220	549,9
50	60,5	230	547,4
60	82,0	240	541,9
70	114,1	250	532,8
80	154,9	260	519,8
90	202,1	270	502,1
100	253,0	280	479,0
110	304,5	290	449,6
120	353,8	300	413,6
130	398,4	310	371,1
140	436,9	320	323,3
150	468,8	330	272,3
160	494,1	340	220,8
170	513,8	350	171,9

Далее следует отметить, что если смещение осей несущей трубы-футляра и трубопровода (Δ_{Γ} или Δ_{β}) превышает половину диаметра трубопровода, то для определения его фактического положения в несущей трубе-футляре требуется выполнять измерения фактических расстояний от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода в других четырех точках контроля, располагаемых между основными контрольными точками (точки A_1, C_1, D_1, E_1 на рисунке 2.13).



1 – несущая труба-футляр; 2 – трубопровод

Рисунок 2.12 – Положение трубопровода и несущей трубы-футляра в контрольном сечении, рассматриваемом в примере № 2



$O_{тр}$ – центр поперечного сечения трубопровода; O_{ϕ} – центр поперечного сечения несущей трубы-футляра

Рисунок 2.13 – Схема измерений для определения положения трубопровода в несущей трубе-футляре при их несоосности, превышающей половину диаметра трубопровода

При этом в четырех новых точках контроля, располагаемых с интервалом 90 градусов по окружности несущей трубы-футляра, необходимо наличие всех четырех значений расстояний от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода (B_{90+45} , B_{180+45} , Γ_{90+45} , Γ_{270+45} на рисунке 2.13). В этом случае взаимное положение трубопровода в несущей трубе-футляре может быть определено с использованием вышеизложенного метода, но применительно к новой системе координат. При этом вторую группу дополнительных точек контроля рекомендуется располагать посередине отрезков между основными контрольными точками, т.е. чтобы дополнительные точки контроля (точки A_1 , C_1 , D_1 , E_1 на рисунке 2.13) были смещены относительно основных точек контроля (точки A , C , D , E на рисунке 2.13) на 45 градусов, что соответствует окружным координатам 1,5, 4,5, 7,5 и 10,5 ч.

2.5. Алгоритм определения фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре

Определение фактического положения трубопровода, находящегося в несущей трубе-футляре, может быть выполнено по следующему алгоритму.

1. Разметка положения контрольных сечений на поверхности несущей трубы-футляра. Рекомендуемое расстояние между сечениями контроля составляет 3 – 7 наружных диаметров трубы-футляра.

2. Выполнение отверстий-сверлений в стенке несущей трубы-футляра на верхней, нижней и боковых образующих в намеченных контрольных сечениях для измерения расстояний от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода.

3. Определение фактической конфигурации несущей трубы-футляра путем геодезической съемки положения ее верха в намеченных контрольных сечениях.

4. Измерение расстояний от верхней, нижней и боковых образующих несущей трубы-футляра до трубопровода.

Если смещение осей несущей трубы-футляра и трубопровода (Δ_r или Δ_b) превышает половину диаметра трубопровода, то измеренные расстояния до трубопровода в отверстиях-сверлениях контрольных сечений на верхней и нижней или на боковых образующих трубы-футляра должны иметь одинаковые значения и быть равны наружному диаметру трубы-футляра. В этом случае в контрольном сечении следует сделать другие четыре отверстия-сверления, сместив их положение относительно уже сделанных отвер-

стей на 45° . Если в четырех новых точках контроля значения расстояний от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода ($B_{во+45}$, $B_{но+45}$, Γ_{90+45} , Γ_{270+45} на рисунке 2.13) различны и не равны наружному диаметру трубы-футляра, то измерения в рассматриваемом контрольном сечении завершают. Если вышеизложенное условие не выполняется, то продолжают выполнять смещение положения отверстий-сверлений в контрольном сечении, уменьшая предыдущий угол смещения в два раза, т.е. до $22,5^\circ$ на втором этапе и т.д.

5. Используя зависимости 2.59 и 2.60 определяют смещение осей несущей трубы-футляра и трубопровода (Δ_r и Δ_b), а используя зависимости 2.64 и 2.65 – взаимное положение трубопровода и несущей трубы-футляра в каждом контрольном сечении.

6. Используя данные о фактической конфигурации несущей трубы-футляра и значения смещения осей несущей трубы-футляра и трубопровода (Δ_r и Δ_b) в каждом контрольном сечении определяют фактическую конфигурацию трубопровода, как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях. Полученные конфигурации трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях являются исходными данными для расчета значений фактических изгибных напряжений в контрольных сечениях трубопровода.

2.6. Расчетное обоснование возможности нарушения целостности несущей трубы-футляра для диагностирования технического состояния трубопровода

2.6.1. Постановка задачи расчета

Для определения фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре достаточно выполнять в контрольных сечениях трубы-футляра локальные отверстия-сверления, т.е. для оценки напряженно деформированного состояния трубопровода не требуется удаления верхней части трубы-футляра. Наряду с этим, для оценки работоспособности трубопровода требуется не только оценка его напряженно деформированного состояния, но и освидетельствование состояния трубопровода на предмет наличия дефектов стенок, а также освидетельствование состояние кольцевых сварных швов. При этом, если информация о дефектах стенок на участке трубопровода может быть получена в процессе его внутритрубного обследования, то объективная достоверная оценка состояния кольцевых сварных швов может быть проведена только в процессе их непосредственного диагностического контроля. Понятно, что для проведения контроля требуется доступ к каждому кольцевому сварному шву, имеющемуся на участке балочного перехо-

да, что возможно только после нарушения целостности несущей трубы-футляра путем удаления ее некоторой части или путем устройства в несущей трубе-футляре ревизионных люков. В первом случае, в зависимости от размера удаляемого фрагмента несущей трубы-футляра, будет наблюдаться значительное снижение ее изгибной жесткости на всем участке балочного перехода, и, кроме того, частичное удаление трубы-футляра не обеспечивает доступ ко всей протяженности кольцевого сварного шва, что является необходимым условием для оценки его качества. Второй вариант нарушения целостности несущей трубы-футляра реализуем путем последовательного устройства локальных ревизионных люков, позволяющих выполнить освидетельствование некоторой части сварного шва и не вызывающих значительного снижения изгибной жесткости несущей трубы-футляра, т.е. не приводящей к сверхнормативному росту изгибных напряжений в трубопроводе. При этом после освидетельствования состояния участка кольцевого сварного шва в ревизионном люке он должен быть заварен, и сделан другой ревизионный люк для контроля другой части сварного шва. Протяженность ревизионных люков зависит от фактического напряженно деформированного состояния трубопровода и имеющегося запаса изгибных напряжений до нормативного уровня.

На рисунке 2.14 приведен график изменения изгибной жесткости несущей трубы-футляра от размера удаляемого фрагмента Δr .

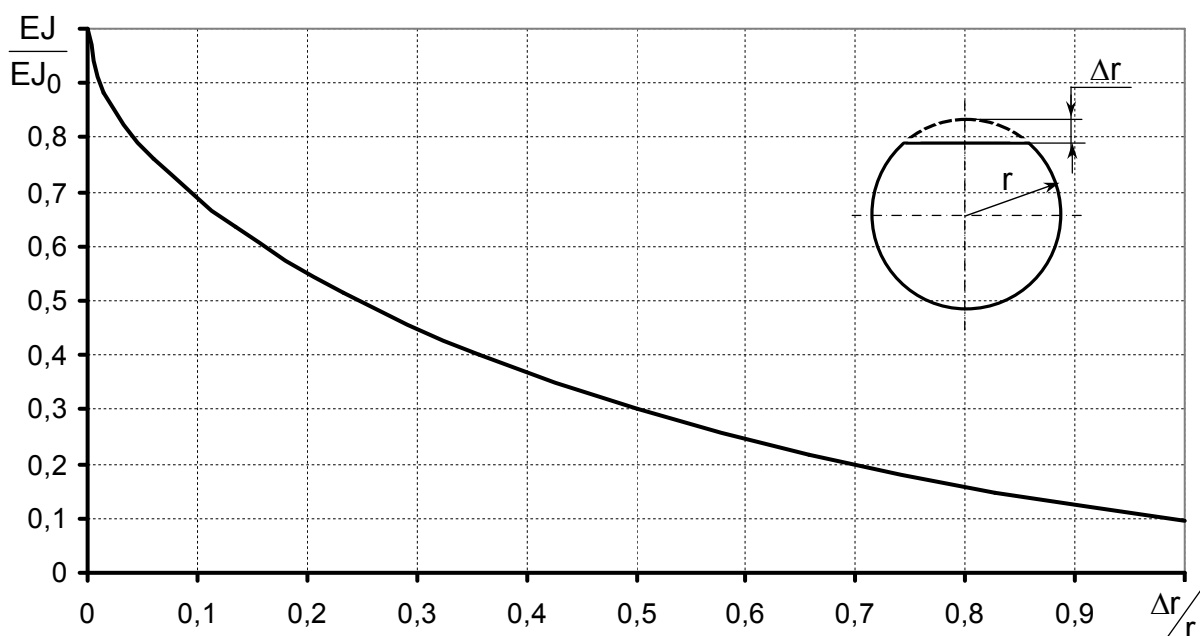


Рисунок 2.14 – Изменение изгибной жесткости трубопровода в зависимости от размера удаляемого фрагмента

Возможны несколько подходов для осуществления доступа к металлу трубопровода:

- осуществление нескольких резов поочередно или одновременно (размер и частота их по длине футляра определяется расчетным путем) – при этом для оптимизации проведения работ, необходимо разработать наиболее оптимальный порядок расположения их по длине и окружности футляра

- рез по всей длине трубопровода (вырез сегмента, величина которого, определяется расчетным путем) – при таком подходе отсутствует возможность диагностики нижней части трубопровода, поэтому в данном случае нижняя часть трубопровода все равно будет обследоваться в несколько этапов, но при этом будет заранее известно место расположения промежуточных опорных элементов, расположенных внутри футляра.

Для расчета несущей способности внешней трубы-футляра предлагается использовать метод конечных элементов. Выбор расчетного метода обоснован возможностью автоматизации расчета, что позволит автоматизировать и алгоритм оптимизации проведения работ, то есть подобрать оптимальные размеры и количество одновременных резов.

В данном алгоритме полагается, что функцией цели является суммарное количество операций по резке металла, где за одну операцию принимается общее количество одновременных резов. Таким образом, функция цели может быть определена по формуле:

$$A = \frac{S_{\phi}}{S_o} , \quad (2.68)$$

где S_{ϕ} – общая площадь поверхности футляра, подлежащая поочередному демонтажу, S_o – суммарная площадь поверхности, демонтируемая в ходе одной операции, то есть суммарная площадь одновременных резов.

Общая площадь поверхности футляра может быть определена по формуле:

$$S_{\phi} = \pi D_{\phi} L ,$$

где D_{ϕ} – наружный диаметр футляра, L – общая длина участка, на котором требуется провести диагностические работы.

Суммарная площадь поверхности, демонтируемая в ходе одной операции должна определяться из условия прочности и устойчивости футляра. Для этого рассмотрим футляр как балку кольцевого сечения, лежащую на двух опорах, при этом нагрузка на футляр будет складываться из веса трубы, футляра, изоляции (теплоизоляции), транспортируемого продукта, обледенения, Н/м. Расчетная схема футляра представлена на рисунке 2.15.



Рисунок 2.15 – Простейшая расчетная схема трубы - футляра (балочная постановка)

2.6.2. Разработка алгоритма расчета прочности футляра методом конечных элементов

Конструкция футляра моделируется конечными элементами в виде прямолинейных балок кольцевого поперечного сечения. То есть, для решения задачи необходимо представить пространственный трубопровод в виде прямолинейных элементов конечной длины жестко соединенных в узлах. Одним таким конечным элементом можно считать такую часть трубопровода, для которой перемещения любой ее точки можно выразить через перемещения узлов конечного элемента без значительного ущерба для точности решения.

При подготовке расчетных моделей и численном анализе трубопроводной конструкции в балочном приближении учитываются все нагрузки, существенно влияющие на общее НДС трубопровода.

Граничные условия (ГУ) задаются в виде заделки соответствующих степеней свободы в узлах расчетной схемы, исходя из реальных условий крепления. Конструкция опоры рассматриваемого перехода препятствует перемещению крайних сечений расчетного участка по вертикали, соответственно такие опоры моделируются нулевыми смещениями в соответствующем направлении.

Поскольку большинство рассмотренных выше основных видов внешних нагрузок носят статический характер, а переменные (периодические) термосиловые нагрузки, как правило, имеют периоды колебаний существенно выше периода собственных колебаний трубопроводной конструкции, то для таких случаев достаточно провести анализ трубопроводных конструкций в статической постановке.

Основными характеристиками балочного элемента являются длина l , момент инерции поперечного сечения J и модуль упругости материала E .

Линейный балочный элемент (рисунок 2.16) ограничен двумя узлами i и j , каждый из которых имеет две степени свободы: прогиб v и угол поворота сечения φ относительно оси z .

В силу малости деформаций справедлива зависимость

$$\Theta = \frac{dv}{dz}. \quad (2.69)$$

В узлах действуют перерезывающая сила F и изгибающий момент M относительно оси z .

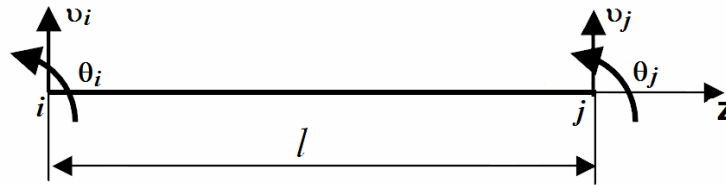


Рисунок 2.16 - Элемент балки с положительно направленными узловыми нагрузками

В элементе два узла (рисунок 2.17), значит, функция перемещений для элемента представляет собой полином, содержащий четыре коэффициента:

$$v(z) = a_0 + a_1z + a_2z^2 + a_3z^3. \quad (2.70)$$

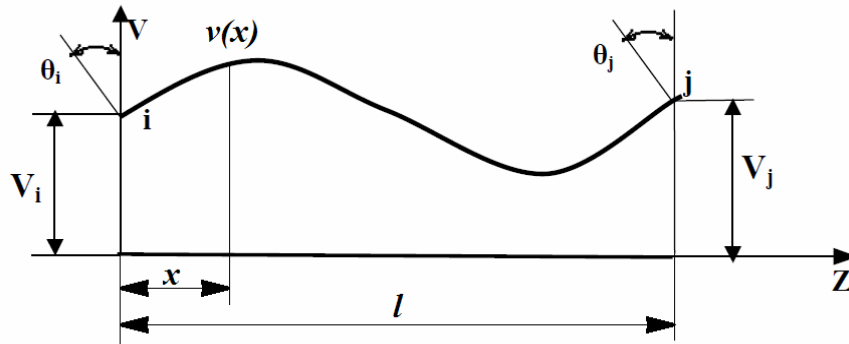


Рисунок 2.17 - Функция прогиба балочного элемента

Дифференцируя функцию перемещений по x , получим

$$\Theta(z) = a_1 + 2a_2z + 3a_3z^2. \quad (2.71)$$

Неизвестные параметры a_0, a_1, a_2, a_3 могут быть определены из граничных условий:

при $x = 0: V = V_i, \theta = \theta_i;$

при $x = l: V = V_j, \theta = \theta_j$

Таким образом, можно записать

$$\begin{cases} v_i = a_0 \\ \theta_i = a_1 \\ v_j = a_0 + a_1 l + a_2 l^2 + a_3 l^3 \\ \theta_j = a_1 + 2a_2 l + 3a_3 l^2 \end{cases} \quad (2.72)$$

Решение этой системы даёт

$$\begin{cases} a_0 = v_i = \{1 \ 0 \ 0 \ 0\}u \\ a_1 = \theta_i = \{0 \ 1 \ 0 \ 0\}u \\ a_2 = -\left[\frac{z\theta_i + \theta_j}{l} + \frac{3(v_i - v_j)}{l^2}\right] = \left\{-\frac{3}{l^2} \ -\frac{2}{l} \ \frac{3}{l^2} \ -\frac{1}{l}\right\}u \\ a_3 = \frac{\theta_i + \theta_j}{2l} + \frac{2(v_i - v_j)}{l^3} = \left\{-\frac{3}{l^2} \ -\frac{2}{l} \ \frac{3}{l^2} \ -\frac{1}{l}\right\}u \end{cases}$$

Окончательные выражения для перемещения и углов поворота будут выглядеть в следующем виде:

$$v(z) = v_i + \theta_i z - \left[\frac{2\theta_i + \theta_j}{l} + \frac{3(v_i - v_j)}{l^2}\right] z^2 + \left[\frac{\theta_i + \theta_j}{l^2} + \frac{2(v_i - v_j)}{l^3}\right] z^3 = [\Phi]\{u\}, \quad (2.73)$$

$$\theta(z) = \theta_i - 2\left[\frac{2\theta_i + \theta_j}{l} + \frac{3(v_i - v_j)}{l^2}\right] z + 3\left[\frac{\theta_i + \theta_j}{l^2} + \frac{2(v_i - v_j)}{l^3}\right] z^2 = \left[\frac{d\Phi}{dx}\right]\{u\}, \quad (2.74)$$

где Φ – функции формы балочного элемента

$$[\Phi] = \left[1 - \frac{3z^2}{l^2} + \frac{2z^3}{l^3} \left(\frac{x}{l} - \frac{2z^2}{l^2} + \frac{z^3}{l^3}\right) \frac{3z^2}{l^2} - 2l \frac{z^3}{l^3} \left(-\frac{z^2}{l^2} + \frac{z^3}{l^3}\right) \right], \quad (2.75)$$

$\frac{d\Phi}{dz}$ – производные от функций формы

$$\left[\frac{d\Phi}{dz}\right] = \left[\frac{6}{l} \left(-\frac{z}{l} + \frac{z^2}{l^2}\right) 1 - 4\frac{z}{l} + 3\frac{z^2}{l^2} \frac{6}{l} \left(\frac{z}{l} - \frac{z^2}{l^2}\right) - 2\frac{z}{l} + \frac{3z^2}{l^2}\right]. \quad (2.76)$$

Функции формы конечного элемента и их производные используются при вычислении константной составляющей матрицы жесткости конечного элемента.

Как уже отмечалось, в силу малости деформаций справедлива зависимость

$$\theta = \frac{dv}{dz}.$$

В узлах действуют перерезывающая сила F и изгибающий момент M относительно оси z .

Дифференциальное уравнение изогнутой оси балки имеет вид

$$EI \frac{d^2 v(z)}{dz^2}. \quad (2.77)$$

Последнее уравнение можно записать в виде

$$EI \frac{d^2 v(z)}{dz^2} = F_i z + M_i. \quad (2.78)$$

Решением этого дифференциального уравнения является следующее выражение

$$EI v(z) = F_i \frac{z^3}{6} - M_i \frac{z^2}{2} + EI \theta_i z + EI v_i. \quad (2.79)$$

Тогда, соответственно:

$$EI \theta(z) = F_i \frac{z^2}{2} - M_i z + EI \theta_i. \quad (2.80)$$

Если рассмотреть зеркальное отражение рассмотренной схемы, то можно записать аналогичные выражения:

$$EI v(z_j) = F_j \frac{z_j^3}{6} - M_j \frac{z_j^2}{2} + EI \theta_j z_j + EI v_j,$$

$$EI \theta(x) = F_j \frac{z_j^2}{2} - M_j z + EI \theta_j.$$

Из данных уравнений можно записать:

$$EI v_i = F_j \frac{l^3}{6} + M_j \frac{l^2}{2} - EI \theta_j l + EI v_j,$$

$$-EI \theta_i = F_j \frac{l^2}{2} + M_j l - EI \theta_j,$$

$$EI v_j = F_i \frac{l^3}{6} - M_i \frac{l^2}{2} + EI \theta_i l + EI v_i,$$

$$EI \theta_j = F_i \frac{l^2}{2} - M_i l + EI \theta_i.$$

Решая систему четырех уравнений относительно F_i , M_i , F_j , M_j можно получить

$$\begin{cases} F_i = \frac{12EI}{l^3} v_i + \frac{6EI}{l^2} \theta_i - \frac{12EI}{l^3} v_j + \frac{6EI}{l^2} \theta_j \\ M_i = \frac{6EI}{l^2} v_i + \frac{4EI}{l} \theta_i - \frac{6EI}{l^2} v_j + \frac{2EI}{l} \theta_j \\ F_j = -\frac{12EI}{l^3} v_i - \frac{6EI}{l^2} \theta_i + \frac{12EI}{l^3} v_j - \frac{6EI}{l^2} \theta_j \\ M_j = \frac{6EI}{l^2} v_i + \frac{2EI}{l} \theta_i - \frac{6EI}{l^2} v_j + \frac{4EI}{l} \theta_j \end{cases}. \quad (2.81)$$

Или в матричной форме $[K_e]\{u\} = \{F\}$

где u – вектор-столбец перемещений и углов поворота в узлах элемента

$$\{u\} = \begin{Bmatrix} u_i \\ v_i \\ u_j \\ v_j \end{Bmatrix}, \quad (2.82)$$

F – вектор-столбец сил и моментов в узлах элемента

$$\{F\} = \begin{Bmatrix} F_i \\ M_i \\ F_j \\ M_j \end{Bmatrix} \quad \ddot{} \quad (2.83)$$

K_e – матрица жесткости балочного элемента

$$[K_e] = \begin{bmatrix} \frac{12EI}{l^3} & \frac{6EI}{l^2} & -\frac{12EI}{l^3} & \frac{6EI}{l^2} \\ \frac{6EI}{l^2} & \frac{4EI}{l} & -\frac{6EI}{l^2} & \frac{2EI}{l} \\ -\frac{12EI}{l^3} & -\frac{6EI}{l^2} & \frac{12EI}{l^3} & -\frac{6EI}{l^2} \\ \frac{6EI}{l^2} & \frac{2EI}{l} & -\frac{6EI}{l^2} & \frac{4EI}{l} \end{bmatrix} \quad (2.84)$$

В зависимости от длины элемента, а также характеристик его сечения (момент инерции) матрицы жесткости для различных элементов будут различными. Глобальная матрица жесткости всей конструкции будет состоять из коэффициентов матриц жесткости отдельных элементов расположенных в соответствующем порядке.

Построив по указанным зависимостям матрицу жесткости для каждого конечного элемента в его собственной системе координат, можно переходить к построению глобальной матрицы жесткости в общей системе координат. При этом необходимо учитывать взаимное расположение конечных элементов во всей конструкции. Чтобы осуществить это преобразование сначала создается матрица индексов в виде таблицы, столбцы которой будут представлять собой индексацию узловых параметров, а строки - индексацию конечных элементов.

Использование аппарата матрицы индексов позволяет сразу сформировать общую матрицу жесткости конструкции с учетом граничных условий (отсутствия определенных узловых перемещений в граничных узлах), т.е. не требует дополнительных мероприятий по изменению отдельных компонент МЖ.

Правила заполнения матрицы индексов:

1. Конечный элемент стандартного вида последовательно накладывается на каждый конечный элемент всей конструкции.

2. Сопоставляются узловые параметры всей конструкции с узловыми параметрами КЭ стандартного вида.

3. Результат сопоставления заносится в соответствующую строку матрицы индексов

Для линейного участка газопровода, моделируемого балочными КЭ, при условии жесткого заземления крайних сечений участка в мерзлом грунте, матрица индексов может быть записана в виде:

Номер элемента(i)	Номера перемещений (j)			
1	0	0	3	4
2	3	4	5	6
3	5	6	7	8
...
i	$(2i - R + j)$			
...
MM	$(2 MM - R + 1)$	$(2 MM - R + 2)$	0	0

где MM – общее число КЭ, R – число степеней свободы элемента (для принятого КЭ R=4). Общее число степеней свободы конструкции в рамках рассматриваемой задачи может быть определено, как $N = 2 MM - R + 2$.

В случае регулярной конструкции, каковым является линейный участок газопровода, можно полностью автоматизировать процесс формирования матрицы индексов с учетом определенной произвольности задания граничных условий.

В работе, помимо основной задачи, в процессе создания программного обеспечения были реализованы алгоритмы автоматического формирования матрицы индексов, а по ней – автоматического же формирования глобальной матрицы жесткости, что позволило в значительной степени универсализировать программный продукт.

На рисунке 2.18 представлен алгоритм программного блока, отвечающего за формирование матрицы индексов:

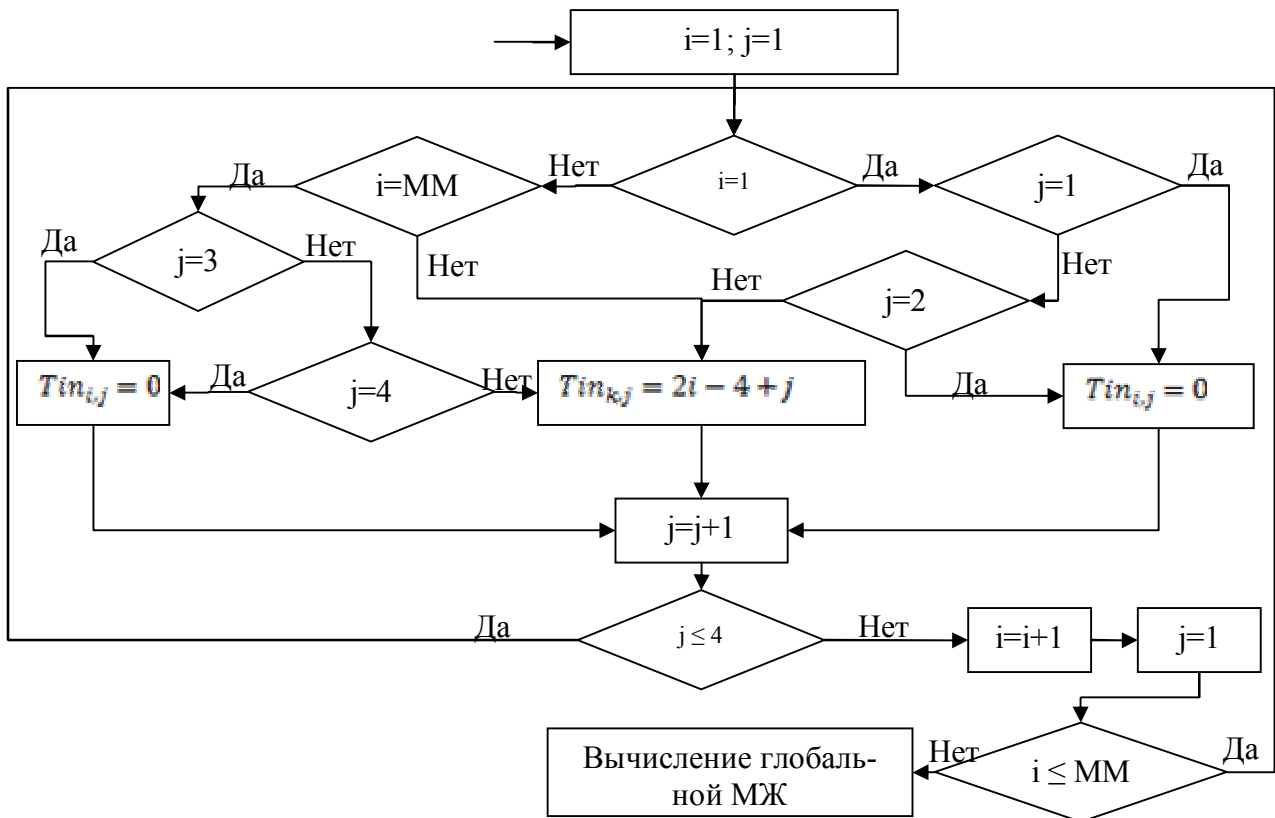


Рисунок 2.18 - Алгоритм программного блока, отвечающего за формирование матрицы индексов

На основании данных о коэффициентах матрицы жесткости k -го элемента $([K_e]_k)_{u,w}$ а также о номерах перемещений каждого элемента (компоненты матрицы индексов $Tin_{k,u}$) был сформирован алгоритм автоматического заполнения матрицы жесткости всего рассматриваемого участка (рисунок 2.19).

Правила формирования коэффициентов матрицы жесткости всей конструкции:

1. Для получения коэффициента $K_{i,j}$ необходимо отыскать строки u матрицы индексов, в которых одновременно встречаются индексы i и j .
2. Коэффициенты матриц жесткостей КЭ этих строчек нужно просуммировать.
3. Индексы коэффициента матрицы жесткости КЭ определяется:
 - 1-ый - по номеру столбца, в котором находится индекс i
 - 2-ой - по номеру столбца в котором находится индекс j

Автоматическое формирование матрицы жесткости и вектора узловых нагрузок всей упругой системы осуществляется последовательным просмотром матрицы индексов и расстановкой с суммированием в соответствующие места компонент матриц жесткости и вектора узловых нагрузок отдельных КЭ.

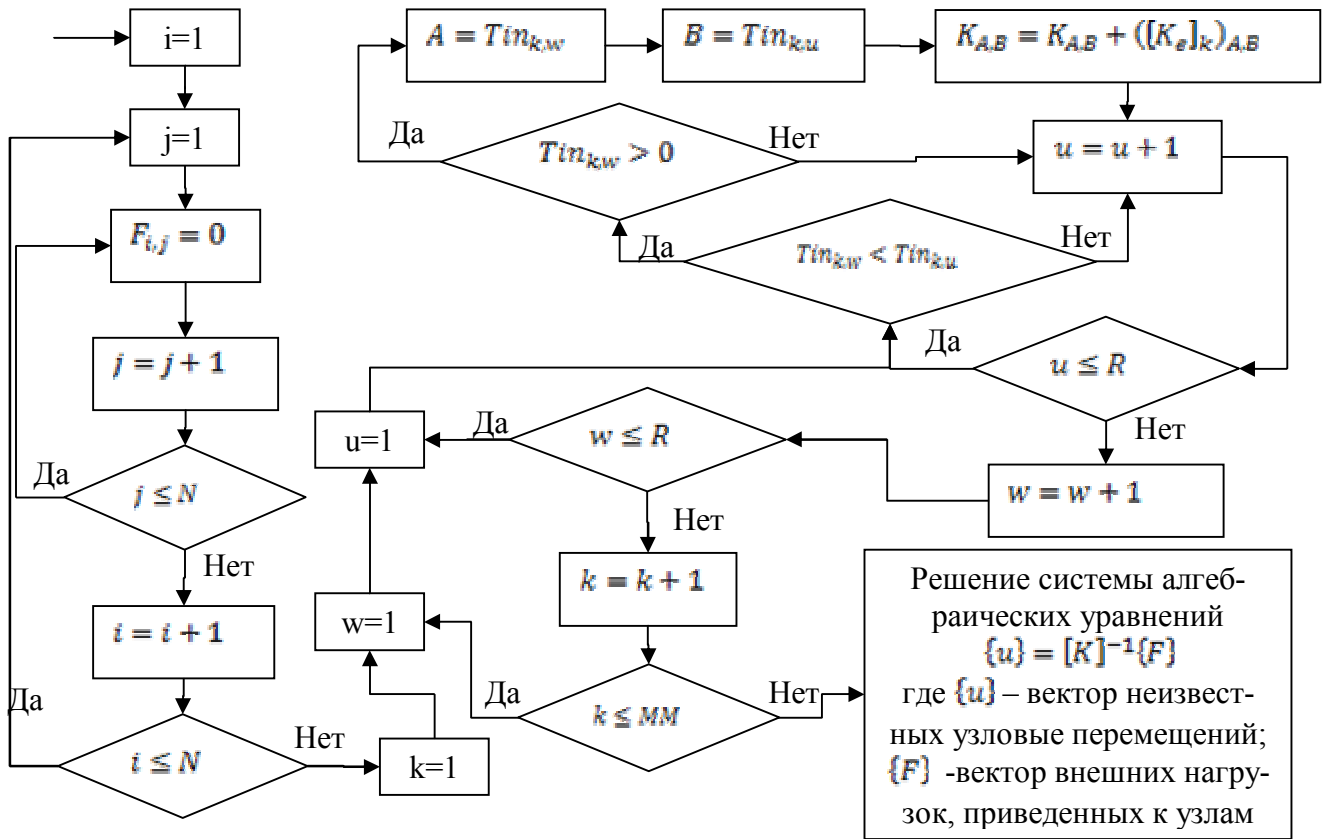


Рисунок 2.19 - Алгоритм программного блока, отвечающего за формирование глобальной матрицы жесткости

При составлении уравнений МКЭ в вектор узловых нагрузок записываются значения сил и моментов в соответствующих узлах.

Таким образом, компоненты вектора нагрузок состоят из следующих слагаемых:

1. В массовые силы пересчитывается вес элементов, поровну на каждый из узлов:

$$FM = \frac{\rho F_{\text{тр}} l}{2}$$

где $F_{\text{тр}}$ – площадь поперечного сечения трубы, ρ – плотность металла трубы ($\sim 7800 \text{ кг/м}^3$), l – длина конечного элемента.

2. Узловые нагрузки, обусловленные наличием дополнительной сосредоточенной силы в узлах элемента. Роль таких нагрузок могут играть внутренние центраторы, расположенные в полости между основной трубой и футляром. Точки расположения таких центраторов должны совпадать с границами конечных элементов, а их вес будет представлять узловые нагрузки, однако, целесообразность учета веса внутренних центраторов зависит от материала, из которого они изготовлены
3. Нагрузки, которые распределены по длине элемента (рисунок 2.19, а), например, вес

футеровки, изоляции и т.п., их влияние необходимо также заменить узловыми силами (рисунок 2.19, б). Для этого можно воспользоваться выражением для работы, которую выполняет нагрузка q на перемещении v .

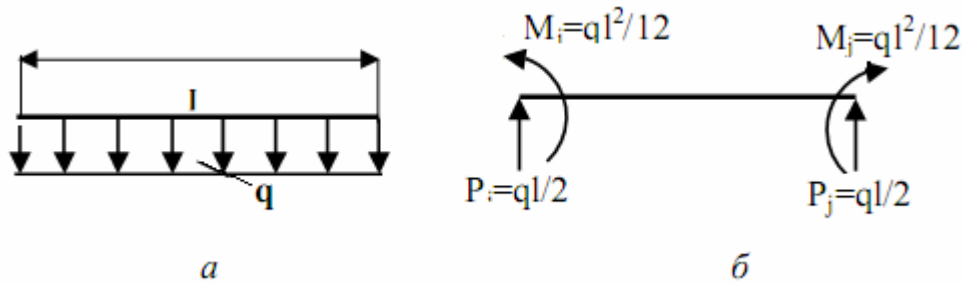


Рисунок 2.19 - Учет распределенной нагрузки при построении вектора узловых усилий: а – нагрузка, равномерно распределенная по длине элемента, б – узловые силы от действия равномерно распределенной нагрузки

$$\int_0^l q(z)v(z)dz = \int_0^l q(z) \left[1 - 3\frac{z^2}{l^2} + 2\frac{z^3}{l^3} - 2\frac{z^2}{l} + 3\frac{z^2}{l^2} - 3\frac{z^2}{l^2} - 2\frac{z^3}{l^2} - \frac{z^2}{l} - \frac{z^3}{l^2} \right] dz = \int_0^l q(z)[\Phi]dz$$

При этом если $q=\text{const}$

$$\int_0^l qvdz = \begin{bmatrix} ql & ql^2 & ql & -ql^2 \\ 2 & 12 & 2 & 12 \end{bmatrix} \quad (2.85)$$

Это значит, что влияние распределенной нагрузки с энергетической точки зрения равносильно влиянию узловых нагрузок: в левом узле $P_i = \frac{ql}{2}$; $M_i = \frac{ql^2}{12}$, а в правом

$$P_j = \frac{ql}{2}; M_j = -\frac{ql^2}{12},$$

где q – величина погонной нагрузки.

После формирования вектора узловых усилий и матрицы жесткости конструкции решение задачи сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений относительно вектора неизвестных величин узловых перемещений.

Параметры НДС, а именно деформации и напряжения металла трубопровода, определяются по найденным значениям перемещений.

Величина деформаций может быть определена выражением

$$\varepsilon = [B]\{u\},$$

$$\text{где } [B] = \frac{D}{2} \begin{bmatrix} -\frac{6}{l^2} + \frac{6z}{l^3} - \frac{4}{l} + \frac{6z}{l^2} & \frac{6}{l^2} - \frac{6z}{l^3} - \frac{2}{l} + \frac{6z}{l^2} \end{bmatrix}$$

Величина изгибных напряжений связана с найденными деформациями линейной зависимостью:

$$\{\sigma_{\text{изг}}\} = E\{\varepsilon\} = \frac{D}{2} E \left[\begin{array}{cccccc} -\frac{6}{l^2} + \frac{6z}{l^3} & -\frac{4}{l} + \frac{6z}{l^2} & \frac{6}{l^2} & -\frac{6z}{l^3} & -\frac{2}{l} + \frac{6z}{l^2} \\ \frac{6z}{l^3} & -\frac{4}{l} + \frac{6z}{l^2} & \frac{6}{l^2} & -\frac{6z}{l^3} & -\frac{2}{l} + \frac{6z}{l^2} \end{array} \right] \begin{Bmatrix} u_i \\ v_i \\ u_j \\ v_j \end{Bmatrix}. \quad (2.86)$$

Таким образом, в каждой узловой точке рассматриваемого участка получено значение величины изгибных напряжений, ориентированных вдоль оси трубопровода. Для получения полной картины НДС в расчетах необходимо дополнительно учесть влияние температурных воздействий и предварительного упругого изгиба оси трубопровода. Для этого должен быть сформирован вектор суммарных продольных нормативных напряжений в узловых точках конструкции, компоненты которого представляют собой сумму величин напряжений от указанных видов воздействий [93].

$$\sigma_{\text{пр}} = -\delta_t T E \Delta t \pm \frac{E D_H}{2C} \pm \sigma_{\text{изг}}. \quad (2.87)$$

Прочность рассматриваемого участка проверяется по условиям (2.7) и (2.9). То есть для обеспечения прочности рассматриваемого участка полученные значения суммарных продольных напряжений а также эквивалентных напряжений, найденных по формуле (2.87) в каждой точке должны удовлетворять указанным условиям.

2.6.3. Постановка задачи оптимизации конструкции футляра

Задача расчета конструкции футляра формулируется как математическая задача оптимизации. Все требования, предъявляемые к конструкции, формализуются в виде количественных ограничений на переменные проектирования. Условие экстремума критерия качества (в рамках рассматриваемой задачи – количество технологических операций резки) выражается в требовании минимизации функции цели: $f(x) \Rightarrow \min$.

В качестве переменных проектирования $x = \{x_1, \dots, x_n\}^T$ принимаются:

- угол сегмента, подлежащего вырезке (α);
- протяженность (длина) вырезаемого сегмента (l_p).

Ограничения по надежности представляются в виде системы ограничений на параметры напряженно-деформированного состояния футляра, являющиеся переменными состояния:

- по максимальному статическому прогибу $w(x) \leq \bar{w}$,

- по максимальным статическим напряжениям $\sigma(x) \leq \bar{\sigma}$,
- по предельной нагрузке $Q(x) \leq \bar{Q}$.

Ограничения по надежности характеризуются в данной постановке задачи активностью, то есть степенью влияния их на значение минимума целевой функции по сравнению друг с другом.

Ограничения по условиям функциональности, технологичности, ремонтпригодности и габаритным размерам формулируются в виде явных ограничений на параметры проектирования: $\underline{x}_j \leq x_j \leq \bar{x}_j$. В рамках рассматриваемой задачи можно ввести следующие ограничения на параметры проектирования:

- одновременно может быть вырезан сегмент не превышающей половины кольцевого сечения, и при этом, минимальный проем от вырезанного сегмента должен вмещать необходимое диагностическое оборудование. Таким образом, $\arcsin\left(\frac{r_{\text{ф}}}{b}\right) \leq \alpha \leq \pi$, где $r_{\text{ф}}$ – внутренний радиус футляра, м; b – минимальный проем, необходимый для доступа диагностического оборудования к металлу основной трубы (рисунок 2.20);

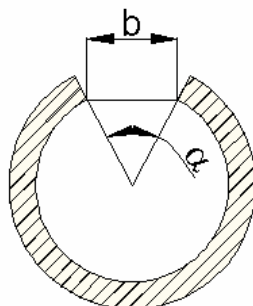


Рисунок 2.20 - Определение минимального значения угла сегмента, подлежащего вырезанию

Протяженность одного реза не должна быть меньше величины, требуемой для доступа диагностических приборов к металлу основной трубы, соответственно $b_1 \leq l_p \leq L_{\text{ф}}$. На данный момент сформировалось несколько типов постановки задач оптимизации конструкций.

Для ряда конструкций на первом уровне оптимизации, согласно концепции обобщенного параметра, проводят оптимизацию по перемещениям, т.к. они характеризуют глобальную жесткость конструкции. Оптимизацию по напряжениям, т.е. по прочности, проводят на втором уровне, т.к. напряжения в сложных конструкциях (в силу возможного наличия концентраторов) характеризуют локальную прочность.

Будем полагать, что в рамках решаемой задачи необходимо минимизировать число резов при сохранении жесткости (определяемой локальным или интегрально-осредненным перемещением).

2.6.4. Основные положения решения задач оптимизации

Важный элемент решения задачи оптимизации - построение условий оптимальности, которым должен удовлетворять вектор переменных проектирования, доставляющий минимум функции цели.

Задачи оптимизации можно решить двумя методами: прямым и непрямым. Интерес к условиям оптимальности обусловлен двумя обстоятельствами. Во-первых, эти условия используются в алгоритмах прямых методов оптимизации как конструктивное средство для разработки правил окончания поиска, которые позволяют определять, является ли рассматриваемая точка оптимальной или нет. Во-вторых, в непрямых методах на основе удовлетворения условий оптимальности строятся алгоритмы решения задачи оптимизации. Прямой метод применим лишь для конечных элементов простой геометрии при малом числе степеней свободы.

К *прямому методу* относятся методы непосредственного поиска экстремума целевой функции в пространстве проектирования – методы математического программирования. Основным достоинством подхода к решению задачи оптимального проектирования с использованием указанных методов является значительная формализация задачи, позволяющая абстрагироваться от реального объекта и рассматривать задачу как чисто математическую, что обусловило много промышленных программных реализаций этих методов. Ряд весьма эффективных методик построен на линеаризации задач нелинейного программирования, на сочетании аппроксимационных методов с методами линейного и нелинейного программирования. Общими и значительными недостатками этой группы методов являются большое количество вычислений, особенно при использовании градиентных методов и при этом – негарантированность нахождения глобального оптимума.

Условия оптимальности могут выступать в качестве критерия окончания оптимизационного поиска при применении прямых методов решения задачи математического программирования, но могут служить основой для построения второй группы методов - так называемых *непрямых методов*. Методы оптимизации, основанные на удовлетворении условий оптимальности, принадлежат к группе непрямых методов оптимизации. Для непрямых методов характерны два этапа решения: на первом этапе формулируются условия оптимальности данной задачи, на втором этапе условия оптимальности используются для целенаправленного отыскания значений переменных проектирования.

Условия оптимальности связывают переменные проектирования и множители Лагранжа, количество которых равно числу ограничений, являющихся для данного решения активными. Активных ограничений обычно намного меньше полного числа ограничений задачи, тем самым множество переменных проектирования определено малым количеством множителей Лагранжа. Поэтому не прямые методы часто оказываются более предпочтительными при решении задач оптимизации конструкций большой размерности и сложности. Получить из условий оптимальности явные выражения для определения переменных проектирования и множителей Лагранжа удастся лишь для простейших задач.

Удовлетворение ограничениям на напряжения вызывает всегда большие сложности по сравнению с ограничениями на перемещения, поскольку в рассматриваемом варианте метода конечных элементов - методе перемещений - напряжения являются дифференциальными функциями узловых перемещений.

Разберем особенности задачи отыскания вектора переменных проектирования x^* , минимизирующего функцию цели $f(x^*) \rightarrow \min$ при одном активном ограничении на напряжения в k -м элементе, которое в оптимальном решении должно удовлетворяться как равенство $f_k(x) = \sigma_k - \bar{\sigma} = 0$. Напряжения в некотором конечном элементе подсчитываются через узловые перемещения $\sigma_k = S_k A_k q$, где σ_k - напряжения в k -ом КЭ, S_k - матрица напряжений k -го конечного элемента, A_k - булева матрица, которая осуществляет выбор из вектора узловых перемещений всей расчетной модели q узловых перемещений k -го конечного элемента.

Необходимые условия оптимальности этой задачи будут соответствовать виду $l_j(x) + \mu_d l_{dj}(x) = 0$, где $j=1, \dots, m$, $l_{kj} = \frac{\delta f_k(x)}{\delta x_j} = \frac{\delta \sigma_k}{\delta x_j}$ - коэффициенты чувствительности, которые можно вычислить методом виртуальной нагрузки. В основу этого метода положена теорема о единичной силе, являющаяся следствием принципа возможных перемещений. В данном случае виртуальная нагрузка представляется матрицей нагрузок P_k^* , образованной системой единичных сил, соответствующих узловым перемещениям k -го элемента. Предположим, что действительный вектор нагрузок не зависит от переменных проектирования. Тогда для коэффициента чувствительности (Q_k^* - виртуальные перемещения) можно записать следующее выражение

$$l_{kj} = \frac{\delta \sigma_k}{\delta x_j} = \frac{\delta S_k}{\delta x_j} q_k - S_k Q_k^{*T} \frac{\delta K}{\delta x_j} q.$$

Принимая во внимание, что от j -ой переменной проектирования зависит только матрица жесткостей и матрица напряжений k -го элемента, получим

$$l_{kj} = \frac{\delta S_k}{\delta x_j} q_k - S_k Q_{kj}^{*T} \frac{\delta K_j}{\delta x_j} q_j.$$

Будем полагать существование линейной зависимости матриц жесткостей и напряжений относительно переменных проектирования, т.е.

$$\frac{\delta S_k}{\delta x_k} = \frac{1}{x_k} S_k, \quad \frac{\delta K_j}{\delta x_j} = \frac{1}{x_j} K_j.$$

$$\text{Тогда } l_{kj} = \frac{1}{x_j} S_k q_k \delta_k - S_k Q_{kj}^{*T} K_j q_j \frac{1}{x_j}.$$

По аналогии с коэффициентами влияния для узловых перемещений введем вектор коэффициентов влияния j -ой переменной проектирования на узловые перемещения k -го конечного элемента $C_{kj} = Q_{kj}^{*T} K_j q_j x_j$. С помощью этого вектора в явной форме от переменных проектирования

$$l_{kj} = \frac{1}{x_j} S_k \delta_{kj} \sum_{l=1}^m \frac{C_{kl}}{x_l} - S_k \frac{C_{kj}}{x_j^2}. \quad (2.88)$$

Принимая линейную зависимость функции от переменных проектирования, получим необходимые условия оптимальности в виде

$$c_j + \mu_k \left[\frac{1}{x_j} S_k \delta_{kj} \sum_{l=1}^m \left(\frac{C_{kl}}{x_l} - S_k \frac{C_{kl}}{x_l^2} \right) \right] = 0.$$

Они могут служить основой для построения рекуррентных соотношений по вычислению переменных проектирования, например:

$$x_j^{(\gamma+1)} = \left\{ -\mu_k \frac{1}{c_j} \left[\frac{1}{x_j} S_k \delta_{kj} \sum_{l=1}^m \left(\frac{C_{kl}}{x_l} - S_k \frac{C_{kl}}{x_l^2} \right) \right] \right\}^{\frac{1}{\eta}} / {}^{(\gamma)}x_j^{(\gamma)} \quad (2.89)$$

Даже для одного ограничения на напряжения исключить множитель Лагранжа из соотношения (2.89) в общем случае не удастся. Однако это легко сделать в частном случае статически определимых конструкций; для них первое слагаемое в соотношении (2.88) обращается в нуль. При рассмотрении статически неопределимых конструкций введем дополнительное предположение о малости этого слагаемого, тогда фигурирующее в необходимых условиях оптимальности первое слагаемое в скобках обращается в нуль и $c_j - \mu_k S_k (C_{kj}/x_j^2) = 0$. Здесь целесообразно ввести коэффициенты влияния $d_{kj} = S_k C_{kj}$, определяющие чувствительность напряжений в k -м конечном элементе к изменению j -й переменной проектирования. Для вычисления значений коэффициента d_{kj} методом вирту-

альной нагрузки удобно загружать исходную конструкцию не матрицей нагрузок P^*_k , а виртуальным вектором, определяемым как $p^*_k = S_k P^*$.

С помощью коэффициентов влияния d_{kj} легко может быть получена явная аппроксимация ограничиваемых напряжений через переменные проектирования, которая по структуре не отличается от аппроксимации узлового перемещения.

$$\sigma_k = \sum_{l=1}^m \frac{d_{kl}}{x_l}, \quad (2.90)$$

Таким образом, задача с единственным ограничением на напряжения сведена к форме уже задачи с единственным ограничением на перемещения. Воспользуемся этими результатами, по аналогии запишем выражение для переменных проектирования

$$x_j = \sigma^{-1} \sqrt{\frac{d_{kj}}{c_j} \sum_{l=1}^m \sqrt{d_{kl} c_l}}. \quad (2.91)$$

В аппроксимации напряжений вида (2.90) коэффициенты влияния под знаком суммы различаются. Наибольшим оказывается обычно коэффициент d_{kl} , и по мере удаления от k -го конечного элемента значения d_{kl} быстро уменьшаются. Для статически определимых конструкций все d_{kl} , у которых $l \neq k$, обращаются в нуль. Поэтому часто имеет смысл пренебрегать малыми значениями d_{kl} . А если принять, что

$$\sigma_k = \frac{d_{kk}}{x_k}, \quad (2.92)$$

тогда вместо выражения (2.91) получим $x_j = \frac{d_{kk}}{\sigma}$. Определенное на его основании с учетом формулы (2.92) рекуррентное соотношение $x_j^{(1+\gamma)} = \sigma_j x_j / \sigma$ позволяет найти полностью напряженный вариант конструкции.

Получить из условий оптимальности явные выражения для определения переменных проектирования и множителей Лагранжа удастся лишь для простейших задач проектирования. В более сложных задачах оптимизации используются численные итерационные схемы.

Рассмотрим задачу оптимизации по отысканию вектора переменных проектирования x^* , минимизирующего функцию цели $f(x^*) \rightarrow \min$ при ограничениях

$$f_i(x) \leq 0, \quad i=1, \dots, l; \quad f_i(x) = 0, \quad i = l + 1, \dots, k.$$

Для этой задачи необходимые условия оптимальности являются условиями Куна-Теккера и могут быть представлены в развернутом виде

$$l_j + \sum_{i=1}^k \mu_i l_{ij} = 0, \quad j=1, \dots, m, \quad \mu_i f_i(x^*) = 0, \quad i=1, \dots, k \quad (2.93)$$

с помощью обозначений $l_j = \frac{\partial f(x)}{\partial x_j}$, $l_{ij} = \frac{\partial f_i(x)}{\partial x_j}$, где l_j, l_{ij} - коэффициенты чувствительности, компоненты векторов градиентов $\nabla f(x)$ и $\nabla f_i(x)$ соответственно.

Чтобы упростить последующие преобразования, вводится обозначение

$$\chi_j = - \frac{\sum_{i=1}^k \mu_i l_{ij}(x)}{l_j(x)}. \quad (2.94)$$

Здесь предполагается: $l_j(x) \neq 0$ при всех j . Тогда с учетом обозначения необходимые условия оптимальности примут вид

$$\chi_j = 1, \quad j=1, \dots, m \quad (2.95)$$

Таким образом, условия оптимальности означают, что в точке оптимума χ_j одинаковы для всех элементов конструкции.

Переменные проектирования вычисляются с помощью рекуррентных соотношений, получаемых из условий оптимальности (2.93). Последние содержат градиенты функции цели и функций ограничений, а также неизвестные множители Лагранжа. Градиенты оцениваются с помощью формул анализа чувствительности, а множители Лагранжа вычисляются согласно итерационной процедуре, использующей уравнения ограничений.

Таким образом, в общей схеме применения непрямых методов необходимо, задавшись начальным значением вектора переменных проектирования, выполнить полный расчет конструкции, численно сформировать условия оптимальности и определить улучшенные значения переменных проектирования.

Соотношения для вычисления переменных проектирования. Из условий оптимальности можно получить несколько рекуррентных соотношений для вычисления переменных проектирования. Умножим обе части уравнения (3) на x_j^α и вычислим корень степени α из обеих частей полученного равенства, тогда

$$x_j = (\chi_j)^\alpha x_j, \quad j=1, \dots, m. \quad (2.96)$$

На основании последнего уравнения можно получить рекуррентное соотношение

$$x_j^{(1+\gamma)} = (\chi_j^{(\gamma)})^\eta x_j^{(\gamma)}, \quad (2.97)$$

где γ - номер итерации. Параметр $\eta = 1/\alpha$ в уравнении (2.97) контролирует размер шага; обычно принимают $\eta = 1/2$. Чаше используется линеаризованная форма рекуррентного соотношения (2.97). Ее можно получить следующим образом. Выполним тождественное преобразование уравнения (2.96).

$$x_j = [1 + (\chi_j - 1)]^\eta x_j \quad (2.98)$$

Вблизи оптимума величина $(\chi_j - 1)$ мала по сравнению с единицей, поэтому выражение, стоящее в правой части уравнения (2.98), может быть разложено в ряд по степеням малого параметра $(\chi_j - 1)$. Сохраняя в разложении только линейные члены, получим $x_j = [\eta(\chi_j - 1)]x_j$

Рекуррентное соотношение на его основе запишем в форме

$$x_j^{(1+Y)} = x_j^{(Y)} + \Delta x_j^{(Y)}, \quad (2.99)$$

где

$$\Delta x_j^{(Y)} = \eta(\chi_j^{(Y)} - 1)x_j^{(Y)} \quad (2.100)$$

Величина $(\chi_j - 1)x_j$ - определяет направление поиска, а η - размер шага.

Полученные соотношения (2.97) или (2.99) можно использовать лишь в том случае, если известны значения множителей Лагранжа. Рассмотрим различные способы их отыскания.

2.6.5. Вычисление множителей Лагранжа.

Представим i -е ограничение задачи $f_i(x) = g_i(x) - \bar{g}_i \leq 0$ в виде

$$g_i(x) / \bar{g}_i \leq 1 \quad (2.101)$$

где \bar{g}_i - заданное допустимое значение ограничиваемой величины. Применяя к соотношению (2.101) процедуру, аналогичную той, что использовалась при выводе соотношения (2.96), получим рекуррентное соотношение для вычисления i -го множителя Лагранжа

$$\mu_i^{(\gamma+1)} = [g_i(x) / \bar{g}_i]^\beta \mu_i^{(\gamma)}. \quad (2.102)$$

Здесь параметр β определяет размер шага.

С помощью соотношения (2.102) множители Лагранжа вычисляются достаточно просто: специальных ограничений становятся малыми, а их вклад выделения активных ограничений не требуется, поскольку множители Лагранжа для пассивных незначительны. К недостаткам использования этого соотношения следует отнести необходимость задания начальных значений множителей Лагранжа и медленную сходимость процесса.

Указанные недостатки можно исключить, если построить систему уравнений для определения множителей Лагранжа. Воспользуемся методом Ньютона-Рафсона и получим линейную систему уравнений.

При изменении переменных проектирования x на величину Δx функция ограничений приближенно может быть представлена в виде

$$\Delta f_i = f_i(x + \Delta x) - f_i(x) = \nabla f_i(x) \Delta x \quad (2.103)$$

В соответствии с требованиями метода Ньютона-Рафсона выберем Δx так, чтобы удовлетворялось условие $f_i(x + \Delta x) = 0$, тогда из формулы (2.103) получим

$$f_i(x) = \nabla f_i(x) \Delta x \quad (2.104)$$

Пусть Δx определяется соотношением (2.100), тогда

$$-f_i(x) = \sum_{j=1}^m l_{ij} \eta (x_j^{(\gamma)} - 1) x_j^{(\gamma)}.$$

Подставляя в последнее уравнение вместо x_j его значение, определяемое соотношением (2.94), после преобразований получим

$$\sum_{k=1}^r \left(\sum_{j=1}^m \frac{l_{ij} l_{kj} x_j^{(\gamma)}}{l_j} \right) \mu_k = \frac{1}{\eta} f_i(x) - \sum_{j=1}^m l_{ij} x_j, \quad i=1, \dots, r \quad (2.105)$$

Последнее выражение представляет собой искомую систему линейных уравнений относительно множителей Лагранжа μ_k ($k=1, \dots, r$). Для вычисления множителей Лагранжа можно использовать и иной подход. Определим среднеквадратичную невязку в условиях оптимальности как функцию множителей Лагранжа $R(\mu) = \sum_{j=1}^m (x_j - 1)^2$.

Необходимые условия минимума этой функции $dR / d\mu_k = 0, k = 1, \dots, r$ позволяют получить систему уравнений для вычисления множителей Лагранжа

$$\sum_{k=1}^r \left(\sum_{j=1}^m \frac{l_{ij} k_j}{l_j^2} \right) \mu_k = - \sum_{j=1}^m \frac{l_{ij}}{l_j}, \quad i=1, \dots, r, \quad (2.106)$$

Отличие данной системы от системы (2.105) состоит в том, что она не учитывает влияния нарушения ограничений.

Учет множителей Лагранжа необходим лишь для активных ограничений, поэтому применительно ко многим практическим задачам порядок таких систем уравнений небольшой. В противоположность прямым методам нелинейного математического программирования методы, основанные на удовлетворении необходимых условий оптимальности, принадлежат к группе непрямых. Для непрямых методов характерны два этапа решения: на первом этапе формулируются условия оптимальности рассматриваемой задачи, на втором этапе условия оптимальности используются для целенаправленного отыскания значений переменных проектирования.

Условия оптимальности связывают переменные проектирования и множители Лагранжа, количество которых равно числу ограничений, являющихся для данного решения активными. Активных ограничений обычно намного меньше полного числа ограничений задачи, тем самым множество переменных проектирования определено малым количеством множителей Лагранжа. Поэтому непрямые методы часто оказываются предпочтительными при решении задач оптимизации конструкций большой размерности и сложности.

2.6.6. Алгоритм оптимизации.

Рассмотрим наиболее общую схему оптимизации, основанную на решении систем уравнений (2.105) или (2.106) относительно множителей Лагранжа и на использовании рекуррентных соотношений (2.97) или (2.99) для переменных проектирования.

Итерационный процесс реализуется в последовательности шагов (рисунок 2.21):

1. Задают начальные значения переменных проектирования.
2. Выполняют полный расчет конструкции и вычисляют необходимые переменные состояния.
3. Подсчитывают значение функции цели.
4. Определяют вероятный набор потенциально активных ограничений. К активным ограничениям, полученным на предыдущем шаге, добавляют одно или два ограничения, которые имеют наименьшее значение разности между ограничиваемой величиной и ее допустимым значением. На первой итерации потенциальный набор активных ограничений формируют только по минимуму разности, т. е. по близости значений функции ограничений нулю.

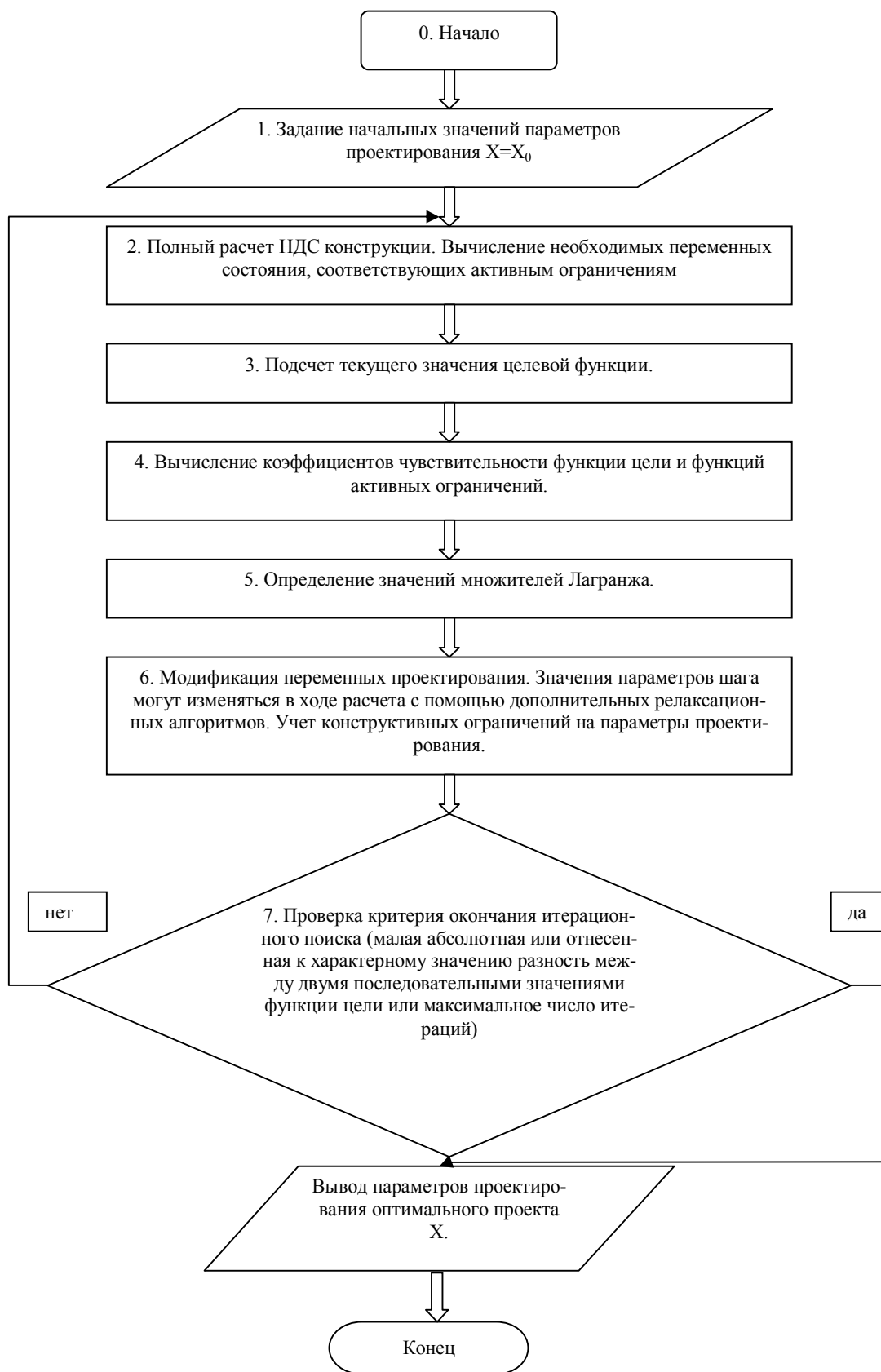


Рисунок 2.21 – Общая схема оптимизации проектирования

5. Вычисляют коэффициенты чувствительности функции цели и функций активных ограничений.

6. Определяют значения множителей Лагранжа как результат решения системы уравнений (2.105). Для сходимости оптимизационного алгоритма здесь необходимо вычислить все положительные множители Лагранжа. Это, в свою очередь, требует выделения из системы (2.105) всех уравнений, которые дают возможность получить положительные множители, и их последующего решения. Достаточно надежно данные требования удается выполнить, если расположить уравнения в системе (2.105) в порядке степени активности ограничений. Первое уравнение должно соответствовать ограничению, функция которого имеет по модулю самое малое значение, а последнее - с максимальным значением модуля функции ограничений. Решать такую систему уравнений целесообразно итерационным методом. На первой итерации предполагается, что имеется одно активное ограничение и решается только первое уравнение. Во всех последующих итерациях каждый раз добавляется новое уравнение. Процесс выполняется до тех пор, пока не будут получены положительные множители Лагранжа и решение не сойдется.

7. На последующих шагах оптимизационного алгоритма первоначально можно решать только уравнения, соответствующие активным ограничениям предыдущего шага. При итерационном решении системы уравнений в качестве начального приближения удобно принимать значения множителей Лагранжа, полученные на предыдущем шаге алгоритма.

8. Модифицируют переменные проектирования с помощью рекуррентных соотношений (2.97) или (2.99). Здесь необходимо задаться значением параметра шага η , которое в случае необходимости может изменяться.

9. Проверяют критерий окончания итерационного процесса, в качестве которого можно принять малую разность между двумя последовательными значениями функции цели или максимально разрешенное число итераций. Если критерий окончания удовлетворен, процесс проектирования заканчивают. В противном случае осуществляют переход к шагу 2.

В приведенном алгоритме после однократной модификации всех переменных проектирования выполняется полный расчет конструкции для определения новых значений переменных состояния. Однако, если предположить, что параметры состояния и коэффициенты чувствительности с достаточной точностью характеризуют конструкцию в некотором интервале изменения переменных проектирования, можно несколько раз повторять последовательность шагов 6 и 7 без полного расчета конструкции. В рассмотренный алгоритм достаточно просто вписываются и другие методы определения множителей Лагранжа, при

этом изменяется содержание шага 6.

Вывод: Исходя из изложенного выше, оптимизационный алгоритм для рассматриваемой задачи можно разрабатывать на основе следующих положений:

1. Оптимальные варианты имеют максимальный статический прогиб, равный максимальному статическому прогибу исходного проектного варианта.

2. В качестве локального ограничения в статической постановке задачи задачах может быть принят прогиб произвольного узла конечно-элементной модели конструкции, этот узел отыскивается на каждой итерации (выбирается узел, в котором на этой итерации наблюдался максимальный прогиб).

3. В качестве интегрального ограничения в статической постановке задачи задачах может быть принято значение среднего квадрата прогиба по всей модели.

4. При сходимости итерационного процесса по интегральным или частично-интегральным нормам, разумеется, не достигается значение локального прогиба, совпадающее с исходным, поэтому для получения квазиоптимальных проектов, соответствующих этому условию, должно производиться пропорциональное изменение (увеличение) всех параметров проектирования (угла сегмента, подлежащего вырезке и его длина) до достижения требуемого прогиба.

2.6.7. Применение алгоритма оптимизации к решению задачи о проектировании конструкции трубы-футляра, допускающей проведение диагностики металла основной трубы

При решении поставленной задачи предлагается определить сначала максимально допустимые размеры реза при условии выполнения одновременно только одного реза. Для этого задаемся начальными значениями параметров проектирования – угол вырезаемого сегмента $\alpha = \arcsin\left(\frac{r_{\text{ф}}}{b}\right)$, где $r_{\text{ф}}$ - внутренний радиус трубы-футляра, м; b - ми-

нимальный проем, необходимый для доступа диагностического оборудования к металлу основной трубы, обусловленный размерами диагностического оборудования, см и протяженность одного реза $l_{\text{р}} = b_1$, b_1 - минимальный проем в продольном направлении, необходимый для доступа диагностического оборудования к металлу основной трубы, обусловленный размерами диагностического оборудования.

От заданного значения величины угла вырезаемого сегмента (α) зависит величина момента инерции J поперечного сечения (в случае осуществления реза поперечное сечение будет представлять собой разомкнутое кольцо - $J_{\text{с}}$), а от значения протяженности

осуществляемого реза зависит количество конечных элементов, для которых будет характерен момент инерции, соответствующий сечению без учета вырезанного сегмента (J_c).

Таким образом, общий порядок расчета может быть описан следующей последовательностью:

1. Задаются начальные значения параметров проектирования
2. Весь рассчитываемый участок разбивается на конечные элементы одинаковой длины

3. Для каждого элемента формируется матрица жесткости, которая в свою очередь зависит от момента инерции поперечного сечения, а значит и от угла вырезаемого сегмента (α). На первом этапе можно определить максимальные размеры реза, при условии, что он выполнен в единственном числе. В этом случае на первой итерации целесообразно выбирать центральную часть пролета, то есть найти центральный КЭ, путем деления общего числа КЭ на 2, и для него задать значения момента инерции поперечного сечения, соответствующее кольцу с вырезанным сегментом. Далее, постепенно увеличивая значения параметров проектирования, к центральному элементу симметрично будут присоединяться соседние элементы, справа и слева от него. В процессе решения можно менять только один из параметров проектирования – длину реза, оставляя угол вырезаемого сегмента неизменным, или же ограничив его конкретным значением. В этом случае будет получена максимальная протяженность осуществляемого реза. На втором этапе можно найти размеры резов, выполняемых симметрично с двух сторон пролета, задав на первой итерации величину момента инерции, соответствующего разомкнутому кольцу, для первого и последнего КЭ. Также целесообразно провести третий этап расчета, перестроив алгоритм таким образом, чтобы резы соответствовали, например, всем четным элементам, а нечетные элементы имели бы поперечное сечение полное, не нарушенное, однако в этом случае длины элементов также должны являться величиной переменной. На этом этапе целесообразно заранее задаться конечным числом одновременно производимых резов (n_p). Тогда длины четных элементов на первой итерации должны иметь длину, соответствующую минимальному значению длины реза (b_1), а нечетные элементы – $\left(\frac{2L}{n} - b_1\right)$, где n – общее число КЭ, L – общая длина пролета.

4. Производится конечно элементный расчет предложенной конструкции футляра с минимальными размерами резов
5. Проверяется выполнение условий (2.7), (2,9)

6. Определяется функция цели, то есть требуемое количество поочередных резов (2.68)

7. Производится изменение (увеличение, если условия (2.7) и (2.9) выполняются, либо уменьшение одного из параметров, в случае если эти условия не выполняются) значений параметров проектирования в соответствии с выбранной схемой расчета (п. 3)

8. Повторяется выполнение (п. 4 – п. 7) до тех пор, пока не будет удовлетворен критерий окончания итерационного поиска, в рамках решения поставленной задачи им может являться либо неизменность на двух соседних операциях функции цели, то есть необходимого количества резов, либо окончание расчета наступает после последней итерации, число которых задано изначально.

3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБ БАЛОЧНОГО ПЕРЕХОДА ТРУБОПРОВОДА, СКРЫТОГО ФУТЛЯРОМ

3.1. Анализ и классификация дефектов и повреждений труб балочного перехода, скрытого футляром

3.1.1. Коррозионные повреждения

При эксплуатации балочных переходов типа «труба в трубе» могут образовываться коррозионные повреждения трубопровода за счет воздействия атмосферных факторов. В закрытой полости несущей оболочки могут накапливаться атмосферные осадки, при разности температур воздуха и транспортируемой среды на поверхности трубопровода будут конденсироваться пары влаги, что обуславливает наличие коррозионно-активной среды, приводящей к коррозии. Относительная замкнутость полости между трубопроводом и оболочкой является фактором, который увеличивает скорость атмосферной коррозии в сравнении с открытыми поверхностями.

Исходя из особенностей конструкции на балочных переходах типа «труба в трубе» по виду коррозионных процессов может протекать щелевая и контактная коррозия. Щелевая коррозия может возникнуть при непосредственном сближении трубопровода и несущей оболочки, а контактная коррозия – при непосредственном их механическом контакте.

Обычно, контактная коррозия возникает, когда между собой контактируют несколько разнородных металлов, обладающих различными электрохимическими потенциалами. Наиболее отрицательные металлы под влиянием более благородных начнут разрушаться со скоростями, значительно превышающими скорости коррозии этих металлов в отсутствии контакта. Более благородные металлы будут, напротив, растворяться с меньшей скоростью. Однако, даже в случае, если трубопровод и несущая стальная оболочка выполнены из одного и того же материала, контактная коррозия также не исключается, в силу наличия неоднородных участков металла – сварных швов, участков металла труб с неоднородностью структуры, наличием внутренних механических напряжений и т.д.

В силу того, что трубопровод в несущей оболочке в ряде случаев центрируется с помощью элементов из неметаллических материалов, на границе металл-диэлектрик вдоль периметра контакта может возникать особая коррозионная структура в виде бороздки коррозионного травления.

Данный вид разрушения является частным случаем щелевой коррозии. Линейно-избирательное травление объясняется возникновением концентрационных элементов.

Щелевая коррозия в атмосферных условиях, которые свойственны балочным переходам «труба в трубе» имеет два аспекта этой проблемы. Первый заключается в том, что при наличии щелей и зазоров между трубопроводом и оболочкой создаются крайне благоприятные условия для длительного удерживания коррозионных сред (атмосферная конденсированная влага) внутри замкнутой полости, а, следовательно, и длительного протекания самого коррозионного процесса. Второй связан с тем, что электрохимические реакции, обуславливающие коррозионный процесс, протекают в щелях и зазорах в специфических условиях, изменяющих коренным образом характер и скорость процесса. То есть, коррозия в щелях может происходить не только по классическому механизму дифференциальной аэрации, но и в воде, полностью освобожденной от кислорода.

По характеру разрушения на балочных переходах газопроводов может встречаться сплошная (общая) и местная коррозия. Сплошная коррозия может быть равномерной и неравномерной (местной или локальной). Местная коррозия бывает пятнами (в виде отдельных пятен), язвами (в виде раковин), точечной (в виде малых поражений – питтингов).

Сплошная коррозия охватывает всю поверхность металла, находящуюся под воздействием коррозионной среды и характеризуется квазиравномерной глубиной и значительной площадью поражения (рисунок 3.1, а). Равномерная коррозия протекает с одинаковой скоростью по всей поверхности металла, например, на переходах газопроводов, пересекающих водные преграды, болота. Неравномерная коррозия протекает с неодинаковой скоростью на различных участках поверхности металла. Коррозия язвами – коррозия, локализованная на небольшой площади, но имеющая значительную глубину проникновения по толщине стенки труб (рисунок 3.1, б). Наиболее распространенным типом коррозии является сочетание общей и язвенной коррозии – на фоне общей коррозии образование одной или множества язв. По характеру распространения на трубах балочных переходов «труба в трубе» может встречаться ручейковая коррозия – коррозия канавочного типа, образуется вдоль продольных и кольцевых швов, которые из-за конструкционного фактора сближены с несущей оболочкой.

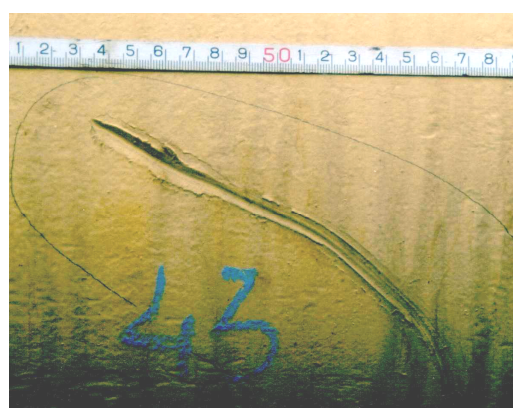
Для целей диагностирования обычно реальный коррозионный дефект в силу сложности его конфигурации на поверхности газопровода заменяют эквивалентным дефектом, для которого учитывают фактические размеры повреждения – длину, ширину и глубину. Фактическая длина повреждения (L) – максимальный размер дефекта внутри его контура. Фактическая ширина повреждения (a) – максимальный размер дефекта внутри его контура, перпендикулярный длине.



а)



б)



в)

Рисунок 3.1 - Примеры общей равномерной (а), локальной коррозии язвами вдоль продольно сварного шва (б), задира а (в) на трубах воздушных переходов газопроводов

3.1.2. Поверхностные дефекты труб

На поверхности труб балочных переходов могут встречаться различные виды механических дефектов и повреждений. Металлургические дефекты труб - несплошности представляют собой каналы или полости, не заполненные металлом. В слитках, из которых изготавливают прокат для труб, они могут располагаться под поверхностью (или выходить на поверхность) и по всему сечению слитка, преимущественно в верхней части. Образуются они при кристаллизации насыщенного газами (водородом, азотом) металла, так как растворимость газов уменьшается в процессе охлаждения и затвердевания металла. После разливки в металле могут протекать реакции, приводящие к образованию газообразных продуктов (окись углерода).

Раскатанные несплошности встречаются как по сечению труб, так и ближе к поверхности. У поверхности раскатанные несплошности наблюдаются чаще, это опасно, так как их стенки из-за окисления при прокатке не завариваются [8].

Закаты и подрезы представляют собой нарушения сплошности металла вдоль поверхности труб, листа и полос после горячей обработки давлением. Эти дефекты характеризуются тем, что в поперечном сечении имеют наклонное направление по отношению к поверхности трубы и окружены обезуглероженным слоем в структуре.

Плены – плоские отслоения на поверхности труб, листа и полос после прокатки. Размер плен различный: от едва заметных мелких чешуек до отслоений размером до 100 мм и выше по ширине и длине и от десятых долей миллиметра до 3-5 мм и более – по толщине. В местах прилегания плен к металлу обычно обнаруживается прослойка в виде окалины, шлака.

Механические дефекты труб, задиры, царапины представляют собой повреждения, характеризующиеся локальным нарушением геометрии или целостности металла трубы.

Царапина (риска) – повреждение поверхности металла трубы в виде канавки неправильной формы без выступа кромок с закругленным или плоским дном, произошедшее в результате ее динамического взаимодействия с перемещающимся по ней твердым телом, имеющим острые края. Края царапин зазубрин не имеют.

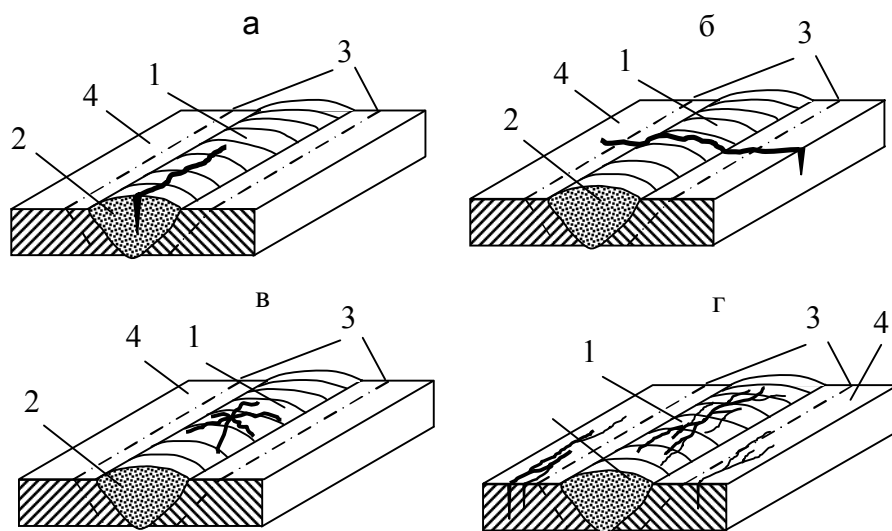
Задир – дефект поверхности металла труб в виде широких продольных углублений, образовавшихся от резкого трения динамического взаимодействия с перемещающимся по ней твердым телом, в том числе о детали подъемно-транспортного оборудования при складировании и транспортировании труб (рисунок 3.1, в). В отличие от царапины задир имеет зазубренные края и меньшую кривизну.

3.1.3. Дефекты сварных швов

Дефекты сварки – опасные дефекты технологического происхождения, возникающие при сборке трубопровода на участке балочного перехода и резко снижающие характеристики сопротивления деталей знакопеременным нагрузкам [112]. Для выявления дефектов в сварном шве используют различные методы – радиационные, магнитные, наиболее широко развиты ультразвуковые методы дефектоскопии [40].

Наиболее опасными дефектами являются трещины в зоне сварного шва (рисунок 1.24):

а) горячие трещины в переходной зоне от шва к основному металлу извилистые, в изломе имеют темный цвет, сильно окисленные, распространяются по границам зерен.



1 – сварной шов; 2 – зона сплавления; 3 – зона термического влияния;
4 – основной металл

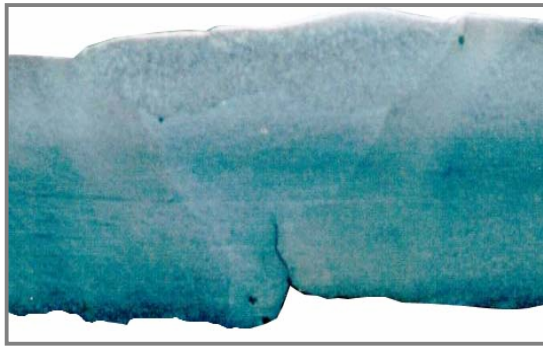
Рисунок 3.2 – Схемы трещин в сварных соединениях: продольных (а); поперечных (б); радиальных (в); скопление трещин (г)

Возникают при сварке труб малой и средней толщины, склонных к образованию трещин при высоких температурах (выше 900°C в период кристаллизации наплавленного металла) вследствие неправильной технологии сварки, неудовлетворительной сборки трубопровода или неправильного расположения швов;

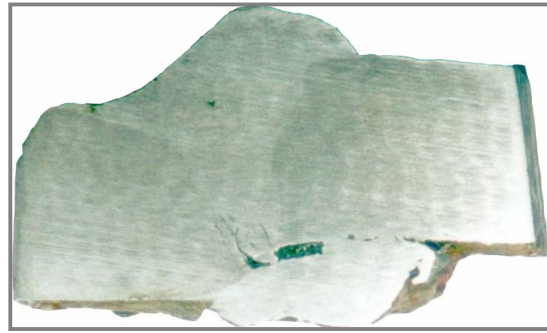
б) трещины в наплавленном металле продольные и поперечные, в изломе имеют темный цвет, сильно окисленные или светлые с цветами побежалости. Причины образования: неправильно выбранная марка присадочного материала; неудовлетворительное качество присадочной проволоки, обмазки или флюса; неправильные режимы и техника сварки; высокие внутренние напряжения в швах. Пример продольной трещины в наплавленном металле сварного шва приведен на рисунке 3.3, а;

в) трещины в кратере возникают при сварке вследствие избытка серы в электродах (проволоке, обмазке) или в результате неправильного выполнения окончания шва;

г) холодные трещины в шве и переходной зоне, расположенные под любым углом ко шву, в изломе светлые или со слабыми цветами побежалости. Возникают при остывании труб в зоне пониженных температур, преимущественно при дуговой сварке труб большой толщины из низколегированной стали. Чаще всего холодные трещины возникают в переходной зоне (рисунок 3.3, б) вследствие неправильной техники сварки или неправильно выбранного присадочного материала;



а)



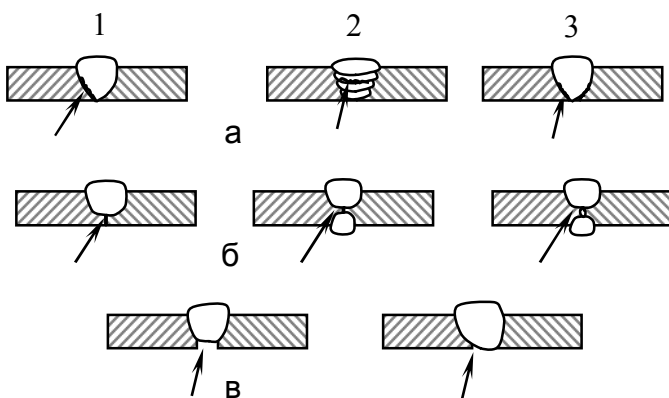
б)

Рисунок 3.3 – Корневая трещина в наплавленном металле (а) и Трещина в переходной зоне от шва к основному металлу (макрошлифы)

д) мелкие трещины (микротрещины в шве или надрывы по переходной зоне) возникают вследствие неудовлетворительного качества присадочной проволоки, обмазки или флюса;

е) трещины, образующиеся в сварных соединениях при термообработке (закалке) трубных соединений, могут иметь произвольное направление. Возникают из-за несоблюдения режимов и условий термической обработки сварных узлов или вследствие неудовлетворительной (нетехнологичной) сборки.

Непровары (рисунок 3.4, а-в) – отсутствие сплавления между основным и наплавленным металлом в корне (рисунок 3.4, г) или по кромке, а также между отдельными слоями – приходами при многослойной сварке.



г)

1 – непровары в зоне сплавления; 2 – в сечении шва; 3 – в корне шва;

Рисунок 3.4 – Непровары и несплавления сварного шва: непровары (а); несплавленное поперечное сечение шва (б); неполное заполнение корня сварного шва (в) при мер непровара в корне шва (макрошлиф)

Отклонения в геометрии сварного шва и сварного соединения в виде подрезов, канавок, ряби, неполноты заполнения кратера, излишка металла, угловых и линейных смещений вызываются неправильной техникой сварки или нетехнологичной подготовкой стыкуемых труб.

Поры и раковины (рисунок 3.5, а-к) в металле шва – пузыри (как правило, сферической формы) различного размера, заполненные газами (водород, окись углерода). Образуются из-за присутствия газов, поглощаемых жидким металлом сварочной ванны в процессе сварки. Шлаковые включения в металле шва (рисунок 3.5, л) – небольшие объемы, заполненные неметаллическими веществами (шлаками, окислами).

Величина их колеблется от микроскопических размеров до нескольких миллиметров в поперечнике. Форма может быть самой различной – от сферической до плоской, вытянутой в виде пленки, которая разделяет прилегающие объемы наплавленного металла.

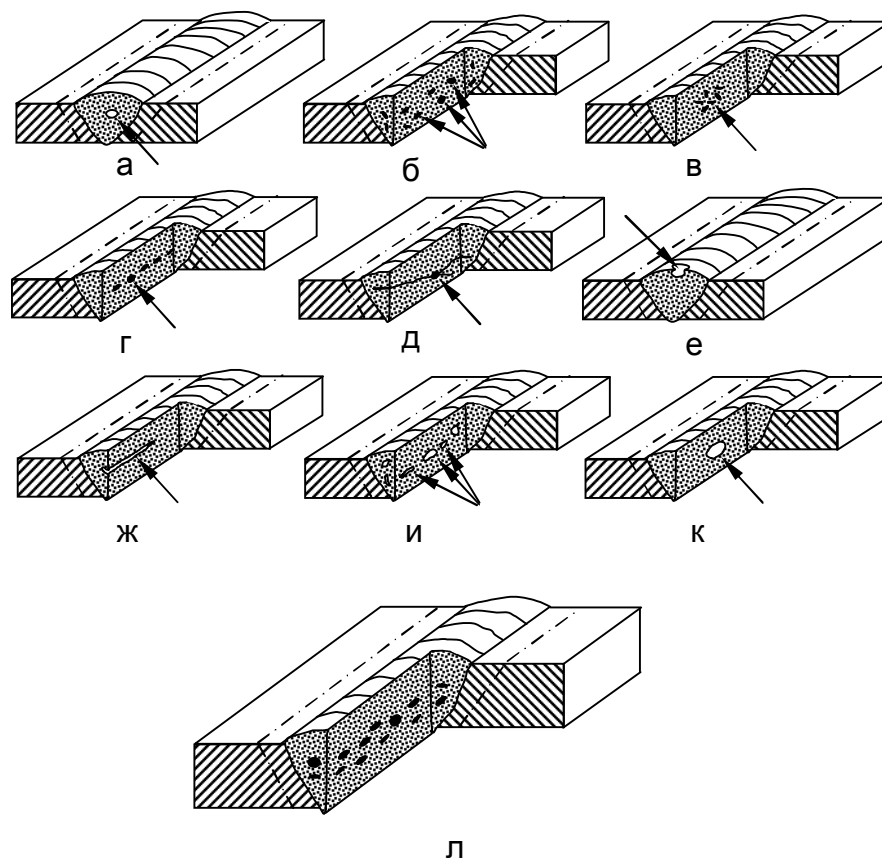


Рисунок 3.5 – Поры в металле сварного шва: газовая пора (а); распределенная пористость (б); скопление пор (в); цепочка пор (г); пора в сварном ядре (д); поверхностная пора (е); удлиненная раковина (ж); скругленные полости (и); пузырь (к), шлаковые включения в сварном шве (л)

3.2. Анализ метода дальнедействующего ультразвукового контроля для целей диагностирования труб балочного перехода, скрытого футляром, без нарушения его целостности

3.2.1. Сущность дальнедействующего ультразвукового контроля

Дальнедействующий ультразвуковой контроль (ДУЗК) основан на использовании направленных волн, способных распространяться на большие расстояния от места закрепления датчиков, что позволяет по эхо-сигналам обнаруживать, например, коррозионные поражения [23, 32, 33]. Термин «направленная волна» в неразрушающем контроле (НК) означает волну с высокочастотной модой, распространяющуюся вдоль пластин и труб. Эти волны характеризуются небольшим затуханием, так как энергия при распространении концентрируется между нижней и верхней поверхностями трубы. При НК трубопроводов направленными волнами используется именно их способность распространяться на большие расстояния, что позволяет контролировать участки трубопроводов от нескольких метров до нескольких десятков метров. Поэтому по сравнению с традиционными методами контроля производительность контроля направленными волнами намного выше, а стоимость ниже.

Принципы метода ДУЗК для контроля трубопроводов отличаются от принципов традиционных методов. Посредством этого метода можно контролировать десятки метров протяженных конструкций с одного подготовленного участка на их поверхности, даже если эти конструкции находятся под землей и имеют изоляционные покрытия. В ДУЗК направленная волна возбуждается пьезо- или электромагнитными преобразователями, расположенными в кольце, которое закрепляется на трубе по периметру.

Дальнедействующий НЧ-звук способен распространяться на большие расстояния от места закрепления антенны и позволяет достаточно точно по эхо-сигналам обнаруживать коррозионные поражения, превышающие 10 % толщины металла без его очистки. С помощью направленных НЧ-волн можно выявить корродированные участки на внутренних и наружных поверхностях трубы. При этом направленные волны характеризуются небольшим затуханием, что позволяет контролировать объект от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Поэтому по сравнению с традиционной высокочастотной УЗ-дефектоскопией производительность такого УЗК на несколько порядков выше. При этом значительно сокращается стоимость вспомогательных мероприятий, связанных со снятием и повторным наложением изоляции за исключением мест, где крепится антенна с преобразователями, возможностью контроля недоступных участков, на которых находятся усилительные муфты, 100 %-й контроль всего сечения металла.

С точки зрения максимальной глубины прозвучивания принципиально отличными являются методы контроля с использованием объемных волн, волн Рэлея и Лэмба [33]. Если распространение объемных волн сопровождается расхождением по закону сферической волны, то распространение волн Рэлея в приповерхностном слое и волн Лэмба в листе подчиняется законам расхождения цилиндрических волн. Поэтому дальность распространения волн Рэлея и Лэмба при прочих равных условиях существенно больше дальности распространения объемных волн. Отметим, что за счет меньшего ослабления с расстоянием предельные расстояния, на которых может быть реализован эхо-метод контроля листов с использованием волн Лэмба и контроль поверхностного слоя с использованием рэлеевских волн, примерно на порядок больше (до 10 м).

3.2.2. Поверхностные волны Рэлея

Волнами Рэлея называют упругие возмущения, распространяющиеся в приповерхностном слое твердого тела практически любой формы. Эти неоднородные волны с амплитудой, экспоненциально спадающей от поверхности в глубину твердого тела, хорошо распространяются вдоль выпуклых и вогнутых поверхностей, по шаровым поверхностям, вдоль двугранных поверхностей с закругленной угловой кромкой. Энергия сосредоточена в приповерхностном слое, толщина которого соизмерима с длиной волны Рэлея λ_R . Как известно,

$$\lambda_R = C_R / f, \quad (3.1)$$

где $C_R = C_t(0,87 + 1,12\nu)/(F + \nu)$ – скорость волны Рэлея, м/с; ν – коэффициент Пуассона среды; C_t – скорость объемной поперечной волны, м/с; F – частота, Гц.

На частотах 0,1–10 МГц для большинства металлов толщина слоя, контролируемая волнами Рэлея, составляет 0,3–30 мм. Для полимеров скорости объемных поперечных волн в среднем в 3 раза меньше, чем для металлов, поэтому контролируемый слой составляет 0,1–10 мм. Вектор смещения частиц среды поляризован в плоскости, перпендикулярной поверхности и параллельной направлению распространения волны. Траектория движения частиц – эллипс. Скорость волны Рэлея не зависит от частоты, т.е. не обладает дисперсией.

Наиболее распространенным методом возбуждения волн Рэлея является метод клина, основанный на преобразовании продольных волн в рэлеевские. Пьезопластина, расположенная на наклонной грани пластмассовой призмы, излучает продольную волну, которая падает под углом на границу «контролируемый объект – призма».

Волны Рэлея применяют с целью контроля качества приповерхностных слоев изделий из металлов. При этом уверенно обнаруживаются такие дефекты, как трещины, царапины, полости, закаты, расслоения, инородные включения. Рэлеевские волны распространяются не в толще материала, а вдоль его поверхности, поэтому их амплитуда убывает с расстоянием R . При контроле эхо-методом в контактном варианте одновременно прозвучивается участок поверхностного слоя протяженностью до 1 м. Это позволяет перейти от сплошного сканирования (преобразователь последовательно помещается во все точки контролируемой поверхности) к дискретному. В этом случае сканирование происходит по линиям, отстоящим друг от друга на 0,5–1 м, что резко повышает производительность контроля. Отражение рэлеевских волн от поверхностных дефектов гораздо эффективнее, чем отражение продольных и поперечных волн от объемных дефектов того же размера. Это объясняется тем, что пучок волн Рэлея всегда имеет толщину порядка $\chi_R \dots 2\chi_R$, и подповерхностный дефект глубиной χ_R почти перекрывает пучок по всей толщине, создавая сильное отражение. Пучок объемных волн всегда шире χ_R в любом направлении и поэтому отражается от дефекта такого же размера значительно слабее.

Волны Рэлея используют для выявления малых дефектов, например поверхностных трещин и микротрещин в трубопроводах. Возможен также контроль прочностных свойств поверхностного слоя труб, что очень важно для оценки предпосылок для развития трещин. При этом измеряют скорость и затухание волны Рэлея в поверхностном слое трубы и сравнивают эти значения с эталонными значениями, измеренными на образцовой трубе.

3.2.3. Волны Лэмба

Нормальные волны, применяемые в ультразвуковой дефектоскопии, разделяют на три вида: волны Лэмба в пластинах, сдвиговые нормальные волны в пластинах и крутильные нормальные волны в цилиндрических оболочках (стенки труб). Волны Лэмба в пластинах – это волноводные неоднородные волны со сложным распределением амплитуды в сечении пластины [33]. Вектор смещения, как и у волн Рэлея, поляризован в вертикальной плоскости, а траекторией движения частиц является эллипс. В пластинах могут распространяться две группы волн: симметричные (д-моды) и антисимметричные (а-моды). В пластине толщиной d при резонансной частоте может существовать определенное количество симметричных и антисимметричных волн Лэмба. Моды всех номеров обладают дисперсией фазовой и групповой скоростей.

Таким образом, в пластине толщиной d при заданной частоте можно возбудить разные моды волн Лэмба, и это свойство нормальных волн широко используется в ультра-

звуковой дефектоскопии. Чувствительность различных мод к дефектам разных типов труб (трещины, расслоения, ликвации и т.д.) изменяется в значительных пределах. Одним из важнейших вопросов оптимизации ультразвукового контроля тонкостенных труб с помощью нормальных волн является рациональный выбор номера и типа волны, рабочей частоты, параметров преобразователей, при которых коэффициент передачи сигнала в акустическом тракте дефектоскопа оказывается наибольшим, а чувствительность контроля – наиболее высокой.

Как и для волн Рэлея, амплитуда волн Лэмба убывает с расстоянием, что позволяет контролировать пластину полосами шириной до 0,5–1 м при сканировании специальным преобразователем для волн Лэмба параллельно краю пластины [33]. Материал пластины не накладывает ограничений на использование этих волн при условии примерного постоянства ее толщины.

Для возбуждения и приема волн Лэмба чаще всего применяют специальные клиновые преобразователи с переменным углом ввода ультразвука, аналогичные тем, которые используют для ввода волн Рэлея. Важным результатом теории является вывод о высокой эффективности преобразования энергии падающего пучка в энергию поверхностных волн и волн Лэмба при оптимальном построении такого преобразователя. Максимальное значение коэффициента преобразования по энергии оказывается равным 81 % при применении жидкостных клиновых преобразователей и пучков с равномерным амплитудным распределением. Для клина, выполненного из твердого материала, коэффициент преобразования несколько ниже. При экспоненциальном модулировании амплитуды в падающем пучке возможно близкое к 100 % преобразование энергии объемных волн в энергию нормальных волн. Максимум коэффициента преобразования достигается при оптимальном значении произведения ширины пучка на коэффициент затухания нормальной волны (вследствие излучения части энергии в материал клина) и угла падения объемной волны.

Волны Лэмба позволяют оценить расслоения в слоистых структурах и могут успешно применяться для контроля больших поверхностей. Результирующее изменение амплитуды принятого сигнала можно использовать для оценки локальных непроваров в сварных швах и других неоднородностей в металле. Волны Лэмба применяются для контроля листовых материалов и тонкостенных конструкций, таких как корпуса судов, трубы, профили автомобильных и самолетных конструкций, лопатки газовых турбин, кожухи камер сгорания реактивных двигателей. При этом используется теневой и эхо-методы в контактном и иммерсионном варианте. Контроль таких изделий объемными волнами, как правило, невозможен из-за больших мешающих маскирующих сигналов от поверхностей сложной формы.

Волны Рэлея и Лэмба возбуждают клиновыми преобразователями с переменным углом ввода, которые при определенных ограничениях можно использовать с обычными ультразвуковыми дефектоскопами.

3.2.4. Особенности распространения направленных НЧ-волн

При НЧ УЗК каждая частица среды колеблется относительно своего положения равновесия, т.е. имеет место перенос энергии без переноса вещества.

Направленные волны в трубах могут быть продольными, изгибными и крутильными (торсионными). Все эти типы волн в трубах распространяются с разной скоростью. Достоверные значения скорости ультразвуковых волн в объеме металла получают только экспериментальным путем. Скорость направленных волн зависит от диаметра трубы, толщины стенки, свойств материала, частоты и т.д. При этом образуются моды всех волн, характерной особенностью которых является дисперсность, т.е. зависимость скоростей распространения волн от частоты возбуждаемых колебаний. Поэтому в зависимости от геометрии и материала исследуемого объекта поведение направленных волн при их распространении будет разным. Наличие дисперсности направленных волн обуславливает необходимость отличать фазовые скорости (скорости движения фаз) от групповых (скорости перемещения энергии).

На рисунке 3.6 приведено упрощенное представление фазовой и групповой скорости волны ультразвука, распространяющегося в пластине. Волны вдоль продольной линии на боковой грани пластины – это фазы состояния среды при ее сжатии и растяжении. Фазовая скорость – это скорость перемещения фазы состояний частиц среды. Круг – это волновой пакет, в который при распространении передается энергия волны.

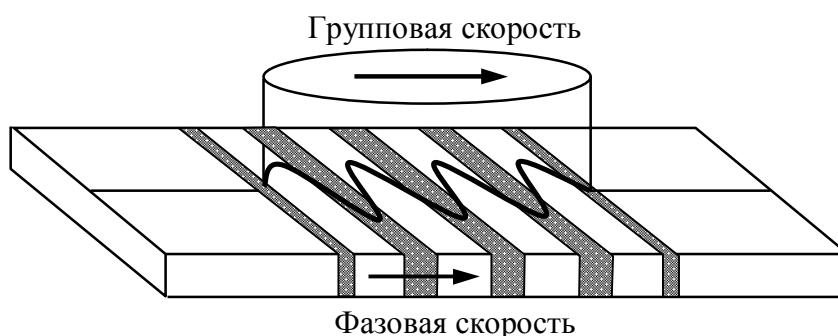


Рисунок 3.6 – Распространение УЗ-волн в пластине

Скорость перемещения круглых участков является групповой скоростью. Обычно фазовая скорость равна групповой, поэтому скорости распространения фазы и волнового

пакета не разделяют и называют скоростью звука. Очевидно, что круглые области распространяющейся волны обычного ультразвука остаются неизменными.

Не изменяется также форма передаваемого сигнала и сигнала, принимаемого в точке, находящейся на определенном расстоянии. Что же касается направленных волн, то тут имеет место значительная разница между фазовыми и групповыми скоростями. Например, если фазовая скорость больше групповой, то рисунок внутри круглого пятна будет как бы продвигаться внутри круга вперед, а если фазовая скорость меньше групповой – назад. В результате принимаемый сигнал приобретает форму, отличную от формы передаваемого сигнала. В действительности направленные волны распространяются с разными фазовой и групповой скоростями. Поэтому дисперсность чаще всего обуславливает такое их распространение, при котором круглая область будет как бы раздвигаться, вытягиваясь вперед и втягиваясь назад. Кроме того, в случае направленной волны возникает множество мод. Для интерпретации сигналов от несплошностей необходимо выделять выбранные волновые моды, позволяющие идентифицировать дефекты.

Дисперсионные диаграммы зависимостей фазовой и групповой скоростей от разных частот для различных мод направленных волн наилучшим образом иллюстрируют особенности направленных волн. В обычном УЗК к применению дисперсионных кривых фазовых скоростей прибегают в редких случаях. Дисперсионные кривые групповых скоростей выражают скорость наблюдаемого волнового пакета. Эти кривые используют для подтверждения наличия отраженного эхо-сигнала от неоднородности в объекте.

При работе в диапазоне низкой частоты (НЧ) с высокой дисперсностью сложно анализировать форму отраженного сигнала, поэтому стремятся использовать область отсутствия дисперсности. По дисперсионной диаграмме определяют существование мод волн с разной скоростью звука даже на одной частоте.

Для качественного выявления дефектов протяженных объектов направленными волнами выбирают недисперсионную моду направленной волны и минимизируют амплитуды всех других нежелательных мод для того, чтобы можно было видеть ответные сигналы от несплошностей и повысить отношение сигнал/шум. Для этого необходимо работать в частотном диапазоне, где продольные моды волн не рассеиваются, т.е. их скорости не зависят от частоты и они не ниже теоретической частоты отсечки для более высоких волновых мод. Для толщин материалов, используемых в нефте- и газопроводах используют частоты в диапазоне десятка килогерц. Наиболее приемлемой модой является быстродвижущаяся нулевая продольная мода, скорость которой не зависит от частоты в диапазоне частот выше 20 кГц. Представление о распределении продольных деформаций

ций в виде сдвига частиц среды трубы при распространении направленной волны продольной моды приведено на рисунке 3.7, а.

Направленные волны изгибной моды, которые распространяются в трубах, имеют ненулевой порядок (первый и выше). Изгибная мода направленной волны характеризуется сложным распределением смещений частиц среды трубы (с узлами и пучностями) по ее поперечному сечению и сильной зависимостью фазовой и групповой скоростей от диаметра трубы и значений поперечных смещений частиц среды. Представление о распределении смещений частиц среды трубы направленной волны изгибной моды приведено на рисунке 3.7, б.

Из зависимостей групповых скоростей направленных волн различных мод видно, что существует группа изгибных волн, групповые скорости которых в полосе высоких частот близки к скорости продольной волны, но не превышают ее. Распределение смещений при приближении к скорости продольной волны свидетельствует о продольном типе колебаний. Моды этих изгибных волн с максимальной групповой скоростью являются осесимметричными, по мере повышения порядка их групповая скорость снижается незначительно. Все остальные изгибные моды волн несимметричны, и поэтому их ограничивают путем создания аксиально-симметричных систем возбуждения и приема направленных волн по диаметру трубы.

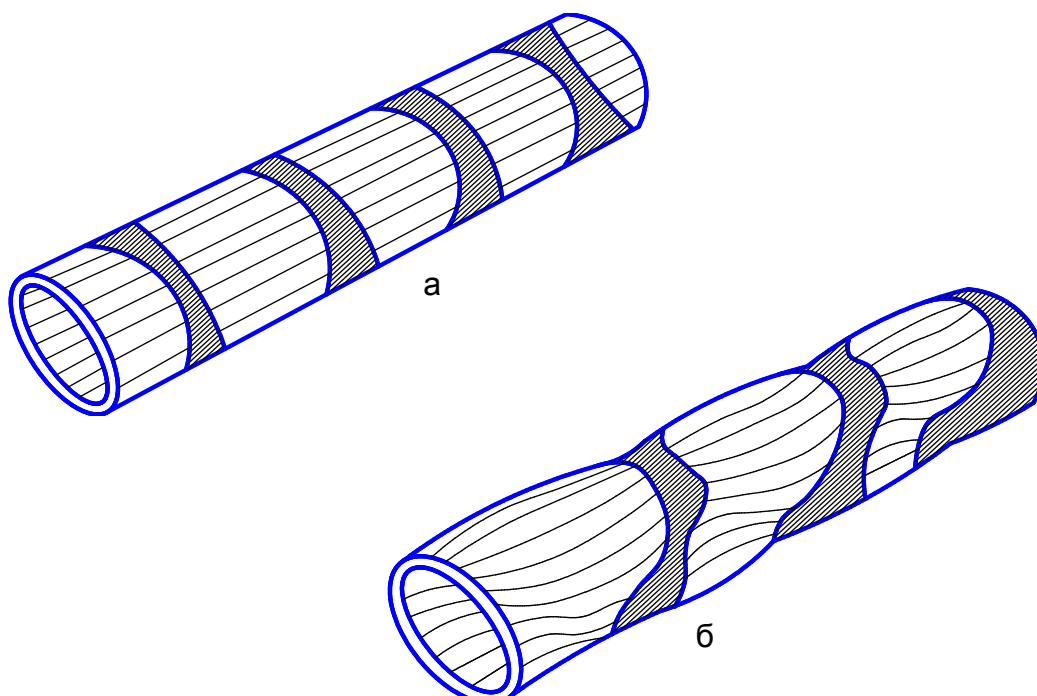


Рисунок 3.7 – Смещения материала трубы при распространении продольной (а) и изгибной волны (б).

Теоретически смещение частиц среды в каждой произвольной точке внутри стенки трубопровода можно выразить наложением порядковых мод направленных волн.

Для предварительного выбора рабочей частоты пользуются произведением частоты на толщину стенки трубы. Существенным фактором, определяющим эффективность передачи энергии от антенны в тело протяженного объекта, является согласование внутренних сопротивлений преобразователя и нагрузки.

Также фактором, влияющим на проведение испытаний являются параметры УЗ, используемого для диагностики. Частота вводимого УЗ влияет как на точность получаемых данных, так и на дальность прозвучивания. Чем выше частота УЗ, тем более точными и детальными будут данные, получаемые сканирующей системой, и тем меньшей будет дальность сканирования. Связано это с быстрым затуханием высокочастотной УЗ-волны в металле. Поэтому контроль объекта производят НЧ УЗ-волнами, а после обнаружения дефекта для определения его параметров применяют системы с ВЧ УЗ.

Диагностику тонкостенных объектов (лист, стенка трубы) проводят плоскополяризованными волнами. Поляризация в одной плоскости позволяет волнам распространяться на большие расстояния с минимальным затуханием.

Отводы из-за различной длины внешней и внутренней образующих стенок создают дополнительные помехи ультразвуку. Поэтому данные сканирования трубопровода, расположенного за отводом расшифровываются труднее. Поперечные сварные швы тоже являются препятствием для прохождения ультразвука, но распознаются прибором как ряд кольцевых утолщений стенки, которые невозможно спутать с дефектом. Продольные швы параллельные распространению УЗ-волны существенного влияния на неё не оказывают.

Контроль через изоляцию на трубопроводе снижает интенсивность УЗ, прошедшего в тело трубы, и увеличивает количество помех. Различные типы изоляции по-разному изменяют параметры проходящей через них волны. Изоляция на основе эпоксидных смол и полимерной ленты без расслоений снижают интенсивность проходящего УЗ, но не вызывают появления существенных помех. Битумное покрытие со временем начинает растрескиваться и становится зернистым. Такая его структура не позволит без помех ввести в тело трубы УЗ-волну.

3.3. Анализ развития методов направленных волн в железнодорожном транспорте

3.3.1. Актуальность применения волн Рэлея и Лэмба в рельсах

Проблема поиска дефектов в рельсах чрезвычайно актуальна. Для ее решения используют вагоны-дефектоскопы, позволяющие вести сплошной скоростной контроль рельсов в пути, и различные специализированные дефектоскопы ручного контроля. После обнаружения дефекта вагоном-дефектоскопом вторичный контроль выполняют механизированными приборами, прокатываемыми вручную по рельсам на десятки метров. Намного быстрее и легче это можно было бы сделать прибором, который бы позволял дистанционно обнаруживать дефекты в рельсах без сканирования.

В последнее время все больший интерес вызывает применение волн Рэлея для неразрушающего ультразвукового контроля рельсов. Выяснилось, что с помощью этих волн можно обнаружить не только поверхностные дефекты, но и те, которые располагаются на глубине несколько миллиметров и более. Особенно большие преимущества этих волн в случае, когда указанные сигналы возбуждаются и принимаются бесконтактными ЭМА-преобразователями. В этой связи интересен опыт исследований, в которых изучаются закономерности возбуждения и приема УЗ поверхностных волн с учетом сложной геометрии рельса.

Волноводные свойства протяженного рельса проявляются, если его поперечные размеры соизмеримы с длиной волны, тем более, если они не превышают ее. Любое акустическое возмущение, возникшее в теле, распространяется в этом случае вдоль тела в обе его стороны в виде волн стержневого типа. Нарушения сплошности материала волновода или изменения его поперечного сечения отражают часть энергии волн в обратном направлении. Время задержки отраженного сигнала, его интенсивность и являются информативными параметрами при контроле протяженных рельсов волноводным эхо-методом. Чем сложнее форма поперечного сечения волновода, тем больше типов волн возникает в нем при одном и том же импульсном воздействии. Стальной рельс является достаточно сложным волноводом, в котором может распространяться множество типов волн. Экспериментально установлено, что только на частотах до 15 кГц количество мод в рельсе достигает десяти. На более высоких частотах их число быстро увеличивается с ростом частоты.

В общем случае желательно использовать низшие типы волн – моды нулевого или первого порядков, дисперсия скорости распространения которых минимальна. Волны этих типов наиболее устойчивы к непостоянству условий распространения, меньше других типов волн

затухают с расстоянием, и, главное, по их сигналам можно наиболее точно определять расстояния до отражателей.

Рельс состоит из трех акустически связанных волноводов: головки, шейки и подошвы. Поскольку у них разные формы и размеры поперечных сечений, то очевидно, что и параметры волн, способных в них распространяться, различны, причем существенно. Поэтому при поиске дефектов в разных частях рельса основные характеристики дефектоскопа также должны быть различными. Перестройку этих характеристик легко проводить, если дефектоскоп будет построен на основе антенной решетки с программно-управляемой характеристикой направленности и возможностью изменения параметров зондирующих сигналов в достаточно широких пределах. Последнему требованию вполне удовлетворяют ультразвуковые низкочастотные короткоимпульсные пьезопреобразователи с сухим точечным контактом (СТК), которые используют в качестве элементов антенной решетки дефектоскопа.

В РФ известен ряд работ в данном направлении, в частности Сельского А.А., ООО «Регионтехсервис-НК» (г. Красноярск) [90, 91], Горделия В.И., НПП «ВИГОР» (г. Москва), Самокрутова А.А., АКС (г. Москва).

3.3.2. Опыт исследований импульсных акустических сигналов в рельсах

Известен экспериментальный опыт исследований волноводного распространения ультразвука в рельсах. Излучателями и приемниками ультразвука служили преобразователи с СТК и поперечными относительно их оси колебаниями контактного наконечника (протектора). Использование именно таких преобразователей, а не аналогичных им с продольными колебаниями, позволило исследовать большее количество вариантов возбуждения и приема волн в разных частях рельса и на разных его поверхностях. Так, например, этими преобразователями легко возбудить в шейке рельса плоскую волну, распространяющуюся вдоль рельса. Преобразователь с продольными колебаниями этого не позволяет. Полоса частот коэффициента преобразования данных преобразователей по уровню – минус 3 дБ лежит приблизительно в диапазоне 15 – 80 кГц, т.е. относительная полоса достигает 130 %. Благодаря таким их свойствам минимальная длительность зондирующих сигналов может составлять 1 – 1,5 периода колебаний.

В ходе исследований установлено, что максимумы спектров частот сигналов, распространяющихся в головке, шейке и подошве рельса в виде стержневых волн, различны и располагаются в диапазоне частот примерно от 20 до 60 кГц. При увеличении пути распространения сигналов в рельсе от единиц до десятков метров эти максимумы смещают-

ся в сторону низких частот, что можно объяснить более сильным затуханием высших типов волн по сравнению с низшими. При излучении в рельс коротких ультразвуковых импульсов (1 – 1,5 периода) в рельсе неизбежно возникают хаотические колебания со спектром излученного импульса, которые не распространяются вдоль рельса и относительно медленно затухают, создавая помехи при приеме эхо-сигналов.

Для получения направленного вдоль рельса излучения и приема стержневых волн и повышения отношения сигнал/шум при приеме эхо-сигналов из рельса была разработана линейная эквидистантная антенная решетка, состоящая из 12 преобразователей, аналогичных использованным в предыдущих экспериментах. Это количество элементов решетки обеспечивает достаточно высокое отношение уровней сигналов в выбранном направлении и противоположном. Шаг между элементами решетки взят равным 20 мм, что составляет компромисс между длиной решетки и степенью подавления шумовых колебаний в рельсе. Вектор смещений всех элементов перпендикулярен апертуре решетки. Суммирование реализаций принятых сигналов от всех элементов решетки с определенными временными сдвигами друг относительно друга обеспечивает одностороннюю направленность решетки. Для улучшения отношения сигнал/шум суммарная реализация подвергается полосовой фильтрации, выделяющей спектр сигнала, характерный для контролируемой части рельса (головки, шейки или подошвы).

Первые испытания проводили на рельсе, дефект представлял собой цилиндрическое сверление диаметром 3 мм и глубиной 5 мм в головке рельса. Измерения проводили с помощью типового ЭМА-преобразователя, работающего в совмещенном режиме и нагруженного на частоту 0,5 МГц, при которой возбуждаются волны Рэлея. Очевидно, что уменьшение амплитуды с расстоянием объясняется в основном характером рассеяния от цилиндрического дефекта, чем ослаблением рэлеевской волны. Поэтому форма дефекта оказывает существенное воздействие на характер ослабления принимаемых от него сигналов, что является вполне естественным. Трещины являются распространённым дефектом как для рельсов, так и для труб. Волны Рэлея распространяются в поверхностном слое, поэтому дефекты глубиной более 1,5 мм не сказываются на амплитуде отражённой волны и поэтому не распознаются.

Известно, что наиболее устойчивая к ослаблению на акустическом тракте изгибная мода волн Лэмба « a_0 » чаще всего может быть получена вырождением в нее рэлеевской волны, если толщина плоскопараллельного объекта существенно меньше длины волны. Вместе с тем головка железнодорожного рельса имеет такие размеры сечения, при которых даже на очень низких частотах сложно говорить о вырождении волн Рэлея в нулевую изгибную моду волн

Лэмба. Но, тем не менее, неоднородная нормальная волна образуется, и, как показывают эксперименты, ее фронт весьма надежно охватывает все сечение рельса.

На частоте 0,1 МГц при угле ввода больше второго критического в стальном объекте вырабатывается рэлеевская волна длиной 30 мм. Уже вблизи ПЭП эта волна в целом охватит приповерхностный слой металла, по толщине близкий к ее длине, но интенсивность колебаний в пределах этого слоя будет убывающей от поверхности по глубине. Связь амплитуды продольных и поперечных составляющих колебаний точек и глубина их расположения описываются следующими классическими формулами:

$$\frac{U_l}{A} = e^{-y\sqrt{k_s^2 - k_l^2}}, \quad (3.2)$$

$$\frac{U_t}{A} = e^{-y\sqrt{k_s^2 - k_t^2}} \quad (3.3)$$

где U_l и U_t – соответственно амплитуды продольной и поперечной составляющих на глубине y ; A и B – то же, на поверхности; $k_s = 2\pi f/CR$ – волновое число для волн Рэлея; $k_l = 2\pi f/Cl$ – то же, для продольных волн; $k_t = 2\pi f/Ct$ – то же, для поперечных волн.

Расчет по данным формулам показывает, что в пределах ослабления энергии по фронту до 6 дБ толщина такого слоя составит приблизительно 20 мм. Но главный интерес представляет расхождение фронта волны в плоскости поверхности по мере ее движения от преобразователя. Вследствие низкой частоты расчетный угол раскрытия диаграммы направленности в плоскости поверхности объекта оказывается очень большим, т.е. фронт быстро увеличивается по ширине при малых амплитудных потерях от затухания. Поэтому если расположить источник на середине поверхности катания, то из-за широкого расхождения фронта по профилю поверхности рельса уже на весьма малом удалении от него получается захват площадью активного фронта большей части головки, а еще дальше – выход в шейку, затем – в подошву.

В определенный момент распространения сигнала вдоль рельса наступает некоторый рубеж, далее которого фактор потерь от расхождения фронта исключается полностью. То же самое относится и к отраженному от дефекта сигналу. Задавшись предельным уровнем ослабления по диаграмме направленности (т.е. углом отклонения краевого луча) и зная размеры профиля рельса, нетрудно рассчитать: на каком удалении произойдет заполнение фронтом всего профиля (за исключением малой зоны в сердцевине головки). С учетом стандартных размеров профиля рельса для угла отклонения краевого луча 31° (на уровне ослабления излучаемого сигнала 3 дБ по диаграмме, т.е. 6 дБ для излучения-приема) такое удаление составит приблизительно 500 мм.

Для прибора УДС1-20 полученный размер поглощается паспортной «ближней» зоной недостоверности (1 м), поэтому, пользуясь этим прибором или его аналогом, авторы работ [73 – 77] вправе говорить о том, что далее в рабочей зоне с одной установки преобразователя зондируется сразу весь профиль рельса.

Сердцевина головки в итоге остается слабо охваченной фронтом поверхностной волны. По расчетам, произведенным по формулам (3.2) и (3.3) с переводом итога в децибелы, ослабление амплитуды сигнала в центре головки (на глубине 20 мм) относительно поверхности составляет 14 дБ, т.е. в 5 раз. В свете того, что смоделировать исключительно внутренний дефект в сердцевине головки на удалении от торца рельса крайне трудно, и модели дефектов выполняются обычно с выходом на поверхность (засверловка, зарубка, надпил, фрезерование), это означает, что при контроле железнодорожных рельсов нормальными волнами на частоте 0,1 МГц шаг между браковочным уровнем чувствительности, устанавливаемым по отражению от модели предельно допустимого дефекта, и поисковым уровнем должен быть не менее 14 дБ.

Опыт эксплуатации установок входного контроля рельсов УД-ЭМА-РСП разработки НПП «ВИГОР» показал, что представленный здесь фактор «обтекания» фронтом поверхностной волны профиля железнодорожного рельса существует и способствует сохранению высокой чувствительности сигнала по отражению на весьма большом удалении от источника даже на частоте 0,5 МГц, т.е. в 5 раз выше той, на которой проводились первичные исследования.

3.3.3. Специализированные ультразвуковые дефектоскопы АКР1224 для диагностики рельсов

В компании «Акустические контрольные системы» г. Москвы создан ультразвуковой дефектоскоп АКР 1224 для контроля рельсов волноводным эхо-импульсным методом. Прибор состоит из электронного блока с графическим дисплеем и 12-элементной антенной решетки. Электронный блок функционально аналогичен электронным блокам обычных ультразвуковых дефектоскопов широкого применения. Его отличие лишь в алгоритме обработки принимаемых сигналов и в полосе пропускания приемного тракта, охватывающей как звуковые, так и ультразвуковые частоты. Антенная решетка кроме приемно-излучающих элементов содержит устройство управления и предварительный усилитель сигналов. В процессе контроля решетку устанавливают вдоль рельса на ту его часть, в которой требуется обнаружение дефектов. На экране получают изображение эхо-сигналов в детектированном или недетектированном виде. Основное назначение прибора – дефектоскопия рельсов, свободных и уложенных в путь.

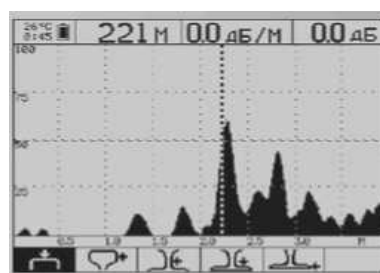
Дефектоскоп А1224, основанный на волноводном эхо-методе способен регистрировать отражатели, размеры которых много меньше, чем длина волны, что объясняется соизмеримыми с длиной волны поперечными размерами волновода, через сечение которого проходит весь поток энергии ультразвуковых волн (рисунок 3.8). Регистрировать столь малые отражатели обычным эхо-методом на объемных волнах практически невозможно.



а



б



в

Рисунок 3.8 – Общий вид (а), рабочий момент применения (б) и осциллограмма (в) дефектоскопа АКР 1224 для контроля рельсов

Более того, чем эти поперечные размеры волновода меньше (длины волны), тем в большей степени интенсивность отраженного сигнала зависит от соотношения размеров отражателя с поперечными размерами волновода, а не с длиной волны.

При групповой скорости волн в головке рельса порядка 3000 м/с длина волны сигнала на частоте 30 кГц составляет 100 мм. Пропил в головке рельса в 10 % ее площади сечения не превышает по линейным размерам одной третьей длины волны. Тем не менее, амплитуда эхо-сигнала от него лишь в три – пять раз меньше, чем от торца, отражающего всю энергию сигнала.

Уменьшение амплитуды эхо-сигнала при увеличении дальности до отражателя на 10 м, как показали эксперименты на свободных рельсах, происходит примерно на 2 – 2,5 дБ. Поэтому при расстоянии до торца рельса в 50 м отношение сигнал/шум при его обнару-

жении можно ожидать не менее 20 дБ. Уровень же сигнала от 10 %-го пропила в головке рельса на таком расстоянии должен на 6 – 10 дБ превышать уровень шума, т.е. такой дефект еще можно обнаружить.

Однако в подошвах рельсов, уложенных в путь, естественно, затухание ультразвука с расстоянием должно быть больше. Уровень шума также должен быть больше из-за дополнительных отражений сигнала от мест крепления рельсов к шпалам. Как показали эксперименты, при контроле подошвы максимальная дальность обнаружения сигнала от торца рельса, уложенного в путь на бетонных шпалах, не превышает 5 м. Перпендикулярная относительно апертуры решетки ориентация векторов колебательного смещения ее элементов обеспечивает возбуждение и прием крутильных волн в трубах и плоско поляризованных волн в пластинах, которые распространяются вдоль апертуры решетки.

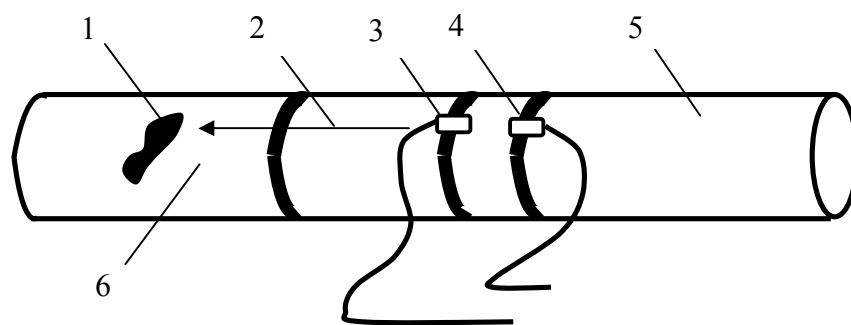
Расчетная ширина диаграммы направленности разработанной решетки в режиме излучения (или приема) для ДСШ предназначена для слежения за сварным швом или за металлической лентой, предварительно проложенной по образующей трубы (контроль тела трубы) и плоско поляризованных волн в пластинах на частоте 80 кГц не превышает 40°. Таким образом, созданный дефектоскоп может найти применение для контроля труб.

3.4. Анализ мирового опыта применения систем НЧ-УЗК с преобразователями различного типа

3.4.1. Магнитострикционные преобразователи

Системы на основе магнитострикционных преобразователей используются преимущественно для ферромагнитных материалов. Магнитострикционный преобразователь на рисунке 3.9 представляет собой ленту из магнитострикционного материала с нанесенной на него обмоткой. Антенна установлена со стороны наружной поверхности трубы и содержит две наклеенные на поверхность трубы полосы никелевой фольги 2.

К полюсам фольги крепятся катушки 3, одна из которых служит для возбуждения магнитного поля в излучателе. Под действием эффекта магнитострикции, возникающего в никелевой фольге, по трубе распространяется крутильное усилие, и передаются крутильные волны 4. Встречая на своем пути неоднородность 5 в виде коррозионного поражения, образуется отраженный сигнал 6, который принимается магнитострикционным приемником. В магнитострикционном преобразователе-излучателе энергия магнитного поля, создаваемого в ленте протекающим по обмотке переменным электрическим током, преобразуется в энергию механических колебаний ленты.



1 – труба; 2 – никелевая фольга; 3 – магнитострикционный преобразователь;
4 – движение волны; 5 – дефект; 6 – отраженный сигнал

Рисунок 3.9 – Установка магнитострикционных антенн на трубопровод для возбуждения крутильных колебаний.

В магнитострикционном преобразователе-приемнике энергия механических колебаний, возбуждаемых действующей на ленту внешней переменной силой, преобразуется в энергию магнитного поля, наводящего переменную электродвижущую силу в обмотке. Акустические антенны на основе эффекта магнитострикции могут отличаться по конструктивному выполнению обмоток преобразователей. Длина контролируемого участка трубопровода около 10 м в обе стороны от места установки магнитострикционных преобразователей. Известны магнитострикционные испытания на трубопроводах диаметром до 700 мм, в том числе для мониторинга трубопроводов на тепловых электростанциях. Основными преимуществами магнитострикционных преобразователей являются их простота и высокая надежность, возможность постоянного нахождения на трубе на протяжении всего периода эксплуатации трубопровода.

3.4.2. Электромагнитоакустические преобразователи

Системы (ЭМАП) могут быть использованы для оценки технического состояния трубопроводов как из ферромагнитных, так и немагнитных материалов [73, 82].

Антенны могут располагаться как снаружи, так и внутри трубы. Антенна согласно рисунку 3.10, а содержит рамочную бобину 1, катушку 2, постоянный магнит 3. Антенна вставляется в трубу 4 из немагнитного материала. Магнитостатическое поле имеет направление 5. В трубе возбуждаются вихревые токи 6. Приемопередача ультразвуковых волн выполняется с использованием силы Лоренца. Вихревые токи, вступая во взаимодействие с полем постоянных магнитов, вызывают появление сил Лоренца, которые являются источниками механических напряжений и генераторами акустических сигналов продольных волн, распространяющихся в направлении 7 в стенке трубы по ее длине.

Несколько отличной является конструкция акустической антенны, приведенная на рисунке 3.10, б. Антенна содержит катушку 2, постоянные магниты 3, дополнительные постоянные магниты 3, прокладку 8. Антенна размещается в трубе 4. При выполнении контроля в стенке трубы возбуждаются вихревые токи 6, в результате чего под действием силы Лоренца в стенке трубы формируется крутильная волна, распространяющаяся в направлении 7.

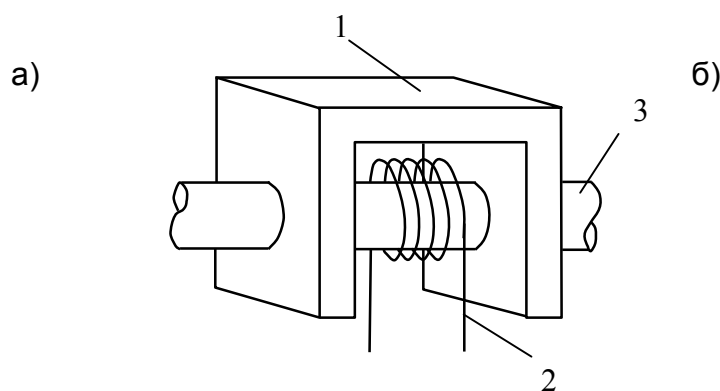
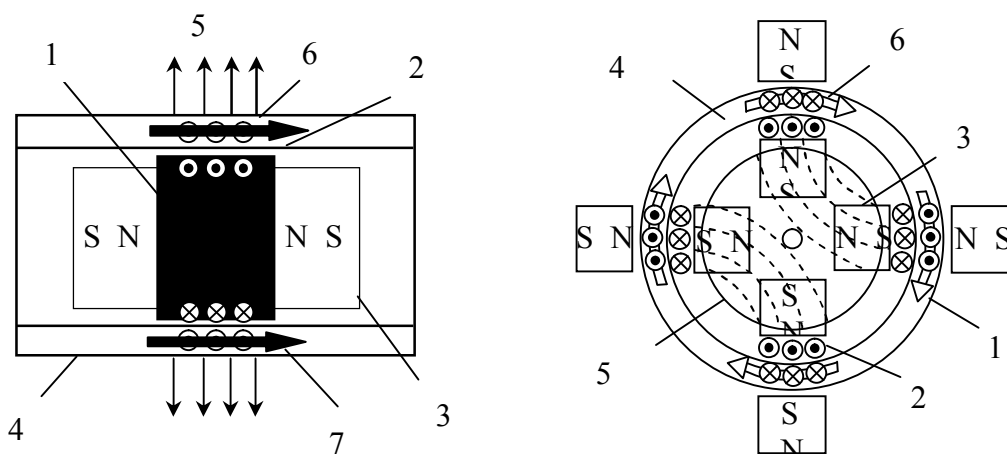
Конструкция антенны (рисунок 3.10, б) для возбуждения крутильных волн в трубопроводе позволяет применять магниты небольшого размера, что дает возможность контролировать трубы малого диаметра. Дополнительные магниты 3 на наружной поверхности трубы устанавливаются в том случае, когда не получена достаточная напряженность магнитного поля. Общий вид конструкции акустической антенны на основе ЭМАП, устанавливаемого с наружной стороны трубы или стержня из ферромагнитных материалов, приведен на рисунке 3.10, в. Антенна содержит электромагнит 1, катушку 2, которая размещается на трубе или стержне 3. При контроле в трубе или стержне возбуждаются крутильные волны.

Оценку эффективности выявления дефектов в ферромагнитных материалах с помощью этой антенны проводили на стали диаметром 5,6 мм на расстоянии до 40 м. Были приняты эхо-сигналы от несплошностей, занимающих 10 % площади сечения проволоки. Для этого использовали импульсный узкополосный волновой пакет.

Положение отражателя оценивали по групповой скорости распространения волны. Для получения нужной формы принимаемого сигнала проводили оптимизацию формы передаваемого сигнала.

ЭМАП нашли применение в системах мониторинга насосно-компрессорных труб. ЭМА-излучатель устанавливают в начале трубы, а ЭМА-приемник на противоположном конце трубы. В трубе возбуждали крутильную волну, использовалась труба диаметром 73 мм, с толщиной стенки 5 – 6 мм, длиной 2 м. На одном конце трубы имитировалась трещина в виде продольного пропила длиной 10 мм, с шириной раскрытия 1 мм, измеряемой глубиной в пределах 4 мм вдоль образующей трубы. Определялись зависимости скорости крутильной волны и коэффициента отражения от глубины продольного пропила.

В результате исследований установлено, что для данных параметров трубы при глубине пропила 4 мм коэффициент отражения крутильной волны от участка с пропилом составил $R = 0,52 \%$, скорость крутильной волны уменьшилась на 1,4 %.



в)

- 1 – рамочная бобина; 2 – катушка; 3 – постоянный магнит; 4 – труба;
 5 – магнитоэлектрическое поле; 6 – вихревые токи; 7 – акустический сигнал;
 8 – прокладка;

Рисунок 3.10 – Общий вид акустических антенн на основе ЭМАП для возбуждения продольных (а) и крутильных (б) колебаний с внутренней стороны трубы и крутильных (в) колебаний с наружной стороны трубы

ЭМАП применяют при строительстве трубопроводов. ЭМА-излучатель и ЭМА-приемник располагались на значительном расстоянии друг от друга, с помощью которых генерировали и принимали плоско поляризованные волны на частоте 7,5 кГц. Эти волны в малой степени зависят от наличия защитных покрытий, опор, брызг, остатков земли и т.п. Плоско поляризованные поверхностные волны распространялись на расстояние до 2 км.

3.4.3. Пьезопреобразователи

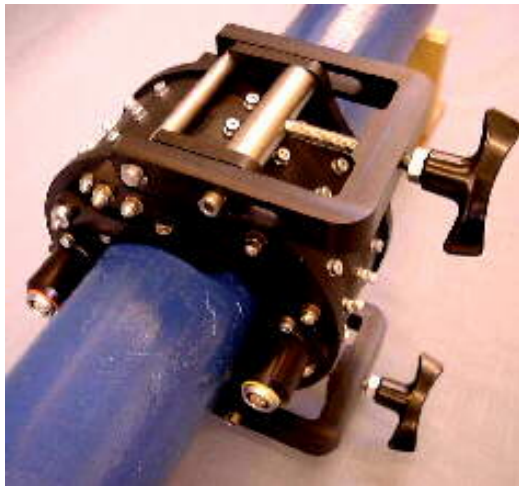
Система на основе пьезопреобразователей была представлена в 1998 г. фирмой «Plant Integrity Ltd» в виде методики Teletest для обнаружения коррозии и других потерь металла. В настоящее время эта технология широко используется в полевых условиях с целью оценки технического состояния труб диаметром 50 – 1220 мм, особенно там, где к ним доступ затруднен. Для контроля труб диаметром 50 – 152 мм используется акустическая антенна в виде браслета, общий вид которой приведен на рисунке 3.11, а.

Для контроля труб диаметром 152 – 1220 мм используется акустическая антенна в виде гибкого надувного кольца, которое во время проведения дефектоскопии трубы плотно закрепляется на трубе путем приложения давления воздуха более 0,1 МПа. Общий вид такой антенны приведен на рисунке 3.11, б. В антенне используются матрицы преобразователей с помощью сухого точечного контакта размером 3 × 12 мм с поверхностью трубы, который обеспечивается путем приложения давления к задней поверхности пьезопреобразователей. Пьезопреобразователи располагаются на равном расстоянии по окружности трубы, что позволяет вырабатывать направленные волны, которые распространяются симметрично вокруг оси трубы.

Для интерпретации сигналов от несплошностей в трубопроводе в системе Teletest используется быстродействующая продольная мода 0,2 для частот выше 20 кГц, где она не рассеивается, т.е. ее групповая скорость почти не зависит от частоты. Благодаря передаче направленной волны по кругу вдоль стенки трубы, такая волна чувствительна к любым потерям металла по глубине и длине окружностей, т.е. к уменьшению поперечного сечения трубы.

Примерами использования оборудования для ультразвукового контроля направленными волнами коррозионных поражений протяженных трубопроводов различного назначения являются: диагностика воздухопровода длиной 80 м; закрытых участков трубопроводов, расположенных под насыпью; подземных трубопроводов, покрытых антикоррозионной лентой; участков трубопроводов, уложенных на мостки и закрепленных U-образными трубодержателями; трубопроводов для транспортировки сырой нефти. При этом использовали пьезопреобразователи и направленную волну торсионной моды в обычном диапазоне частот от 20 до 50 кГц.

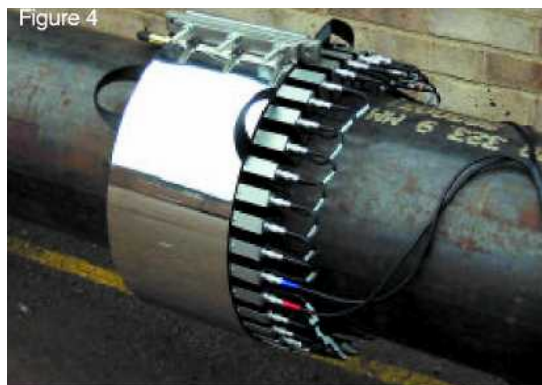
В Институте электросварки им. Е.О.Патона НАН Украины с 2004 г. проводятся научно-исследовательские работы по разработке технологии и технических средств дальнего действующего НЧ УЗК направленными волнами протяженных трубопроводов.



а



б



в



г



д



е

Рисунок 3.11 – Приборы Teletest: обойма пьезопреобразователей (а, б), гибкое надувное кольцо (в), электронный блок (г), рабочие моменты применения (д, е)

Для изучения процессов распространения НЧ направленных волн в протяженных трубопроводах был создан экспериментальный сварной трубопровод длиной 48 м из труб длиной 6 м.

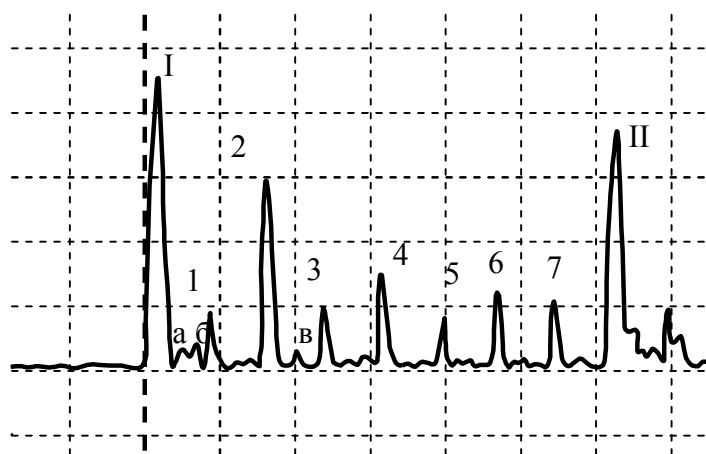
В трубопроводе использованы трубы с внешним диаметром 114 мм и толщиной стенки 6 мм из стали марки Ст3. Трубопровод смонтирован на специальных опорах, которые изолируют его акустически от внешней среды.

В процессе проведения исследовательских работ были созданы пьезопреобразователи для возбуждения в трубопроводе направленных волн продольной и крутильной мод. Для равномерного размещения по окружности трубы преобразователей, возбуждающих продольную моду колебаний, и создания прижима их к поверхности трубы разработана конструкция кольцевой антенны с регулируемым усилием прижима. Такая антенна позволяет размещать до 16 преобразователей и может быть использована на трубах диаметром 80 – 240 мм.

Антенна состоит из двух полуколец, которые при установке на трубу соединяются между собой механически, обеспечивая их надежный контакт с поверхностью трубы. Каждое полукольцо имеет по четыре выступа, на которых устанавливается соответственно по четыре пьезопреобразователя. Пьезопреобразователи через отверстия в их центре жестко крепятся к выступам полуколец, в результате чего обеспечивается надежная передача ультразвуковых колебаний на массу антенны и, соответственно, на тело трубы. При этом плоскости пьезопреобразователей ориентированы вдоль продольной оси трубы.

Исследования условий возбуждения и приема направленных волн продольной и крутильной моды с целью выявления коррозионных поражений в трубах проводили с помощью восьмиканального дефектоскопа. Дефектоскоп включает блок микропроцессорного управления возбуждением и приемом направленных волн разной моды; блок задания параметров управления (напряжение, частота) и индикации; усилитель мощности с выходным трансформаторным устройством; усилитель напряжения электрических сигналов от пьезопреобразователей. В качестве блока микропроцессорного управления возбуждением и приемом ультразвуковых колебаний используется программный генератор импульсов, режимы работы которого задаются блоком задания параметров управления и индикации. Форма импульсов возбуждения – пакет импульсов прямоугольной формы, количество которых в пакете 1 – 20, длительность импульсов возбуждения 10 – 400 мкс, амплитуда импульса возбуждения не менее 100 В, частота возбуждаемых колебаний в трубе 16 – 250 кГц, коэффициент усиления от 1 до 10.

На рисунке 3.12 приведена эхограмма отраженных сигналов от конца трубы, сварных соединений трубопровода и от моделей несплошностей. С целью отработки технологии обнаружения дефектов в трубах по параметрам отраженных эхо-сигналов был использован метод физического моделирования реальных дефектов путем механического изготовления в трубах локальных моделей несплошностей.



- I — начальный (зондирующий) импульс;
 II — импульс от конца трубы (1—7 эхо-сигналы от сварных соединений);
 а — эхо-импульс от несплошности в виде утонения стенки;
 б, в — эхо-импульсы от несплошностей вида прорезей

Рисунок 3.12 — Эхограмма отраженных сигналов от сварных соединений, моделей несплошностей и конца трубы

В качестве таких моделей несплошностей были приняты: утонение стенки трубы размером 18 × 10 см на расстоянии 3,2 м от одного конца трубы; прорезь по окружности трубы шириной 2,5 мм, глубиной 2,5 мм, длиной 0,5L, где L длина окружности трубы, на расстоянии 4,48 м от конца трубы; прорезь шириной 2,5 мм, глубиной 2,5 мм, длиной 0,3L на расстоянии 14,91 м от конца трубы.

Эхограмма получена с использованием направленной волны крутильной моды, которая возбуждалась с помощью звездообразной антенны. Резонансная частота возбуждаемых сигналов составляла 19,4 кГц.

Приведенные на эхограмме сигналы показывают, что сварные соединения трубопроводов являются симметричными отражателями, поэтому они симметрично отражают направленные волны обратно на кольцо преобразователей. Такие отражатели, как коррозионные поражения являются асимметричными и поэтому вызывают конвертацию волновой моды, что позволяет отличать их от сварных соединений.

Одним из направлений использования направленных волн в системе НЧ УЗК на основе пьезопреобразователей является система обследования подводных трубчатых элементов поперечных балок конструкции морской нефтепромысловой платформы. Эlemen-

ты поперечных балок, используемые в морских платформах, выполнены из закупоренных стальных трубок, заполненных воздухом. Попадание воды в эти балки является серьезной проблемой, поскольку это приводит к ухудшению эксплуатационных характеристик сооружения и появлению коррозии. В системе контроля технического состояния трубок морских платформ используются пьезоэлектрические преобразователи, вырабатывающие маломощные узкополосные сигналы частотой 21 кГц осесимметричной продольной моды. Испытания системы проводились на трубе диаметром 50 мм с толщиной стенки 4 мм и длиной трубы 53 м. С целью улучшения отношения сигнал/шум использовали цифровую обработку сигнала от дефектов в режиме реального времени путем выполнения цифровой фильтрации и идентификации сигнала.

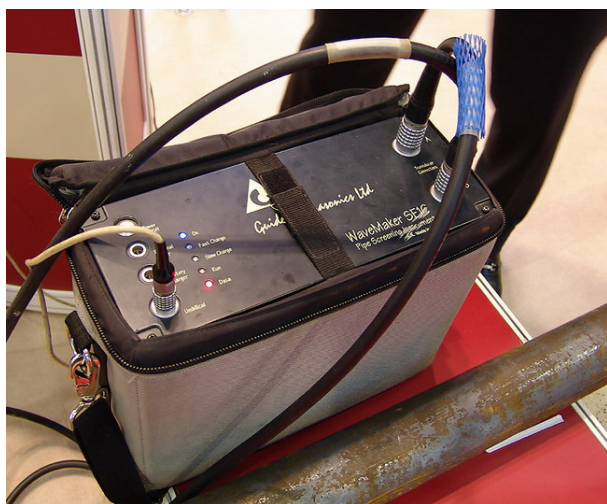
3.5. Анализ опыта диагностирования трубопроводов системой Wavemaker

3.5.1. Общие сведения о приборе Wavemaker

Для оценки дефектного состояния трубопроводов разработана ультразвуковая система Wavemaker G3 с многоэлементными пьезосдвиговыми преобразователями производства Guided Ultrasonics Ltd (GUL, Великобритания). Система GUL Wavemaker G3 состоит из трех основных компонентов: кольца датчиков, электронного прибора Wavemaker G3 и компьютера управления работой. Решетки датчиков (кольца датчиков) охватывают по окружности контролируруемую трубу (рисунок 3.13). Система обеспечивает проверку протяженного участка перемычки в обе стороны от расположения кольца датчиков. Кольца датчиков предназначены для контроля трубы определенного диаметра.

Для труб диаметром более 600 мм используют давление воздуха для того, чтобы обеспечивать прижим без использования жидкости для сопряжения пьезоэлектрических датчиков к проверяемой трубе. Для контроля больших диаметров труб рекомендуется использовать кольца, включаемые в полнодуплексном режиме (используются два кабеля на одно кольцо). Кольца датчиков должны иметь хороший контакт вдоль всей окружности трубы и быть расположены строго перпендикулярно поверхности трубы. Встроенные электронные схемы позволяют осуществлять автоматическое обнаружение колец.

Все процессы генерации и приема сигналов производятся прибором GUL Wavemaker G3 автоматически, который работает от встроенной аккумуляторной батареи и подключается к стандартному портативному ПК посредством порта USB. Управление работой прибора, а также обработка сигнала и получение бланка отчета производятся с помощью программы Wavemaker WavePro.



а



б



в



г



д



е

Рисунок 3.13 – Ультразвуковая система Wavemaker G3: электронный блок (а), – блок преобразователей (б), рабочие моменты применения прибора Wavemaker G3 на разных объектах (в – е)

3.5.2. Методика диагностирования протяженных участков трубопроводов прибором Wavemaker

Систему используют для проверки протяженного участка трубопровода из одного места расположения датчика за счет использования направленных волн, которые распространяются вдоль конструкции.

Для этого на участке трубопровода подготавливается поверхность трубы для установки кольцевой сканирующей системы GUL Wavemaker G3. Удаляют любую изоляцию при помощи скребков. Размер очищаемой от изоляции области трубы, необходимой для работы системы, составляет не менее 0,5 – 1 м вдоль трубы.

В общем случае для проверки при использовании метода требуется весьма незначительная подготовка поверхности, поскольку рабочая частота является довольно низкой. Датчики могут сопрягаться с поверхностью трубопровода непосредственно через тонкий слой эпоксидной грунтовки или через небольшой слой коррозии. Однако, если имеется отслаивающаяся грунтовка или рыхлая коррозия, или прокатная окалина, то ее удаляют с помощью жесткой проволочной щетки. Если труба в выбранном месте испытаний является сильнокорродированной, то необходимо, чтобы было найдено новое положение установки кольца, так как сильная коррозия будет значительно ограничивать зону контроля из-за повышенных потерь сигнала. При протяженности балочного перехода более 30 м, контроль проводят с обоих концов перехода, при этом контролируемая зона с каждой стороны не превышает 20 – 25 м.

Время, которое занимает проверка секции трубы, зависит от особенностей трубы и требуемой точности. В типовом случае в начале проверки около 1 ч тратится на установку аппаратных средств и придание им конфигурации в соответствии с местными условиями. По завершении такого конфигурирования около 1 ч требуется для проверки в двух – четырех позициях, если в трубе нет большого количества признаков, вызывающих формирование эхо-сигналов. Если обнаруживается участок с подозрением на коррозию, то он обычно исследуется на дополнительных частотах. Такой процесс используется для более качественной классификации степени коррозии и может занять до 1 ч.

Обычно обработанные результаты представляют в виде графиков, подобных А-сканам. По оси абсцисс наносится расстояние от испытываемой точки и оси ординат откладывается амплитуда отражения эхо-сигнала. При каждом изменении в поперечном сечении (или импеданса) возникает отражение ультразвуковой энергии, которое проявляется на графике как пиковое значение. Для облегчения классификации наблюдаемых эхо-сигналов, графики коррекции амплитуды по положению (КАП) показываются в виде пунк-

тирных линий. Кроме того, имеются две кривые, которые показываются на графике, одна черного цвета и другая – красного. Черная кривая представляет собой эхо-сигналы от особенностей, которые являются симметричными вокруг окружности трубы (такие как сварные соединения и фланцы) и красная линия представляет эхо-сигналы не симметричных относительно продольной оси особенностей, таких как коррозия или иные УЗ-отражатели. Отношение красной и черной линий может быть использовано для аппроксимации протяженности наблюдаемых особенностей по окружности. Эта информация используется в сочетании с оценками потерь в поперечном сечении (ОПП) для того, чтобы классифицировать тип особенности (и степень повреждения, если это коррозия).

Для оценки особенностей, которые представлены на обработанном графике, у оператора системы имеются различные средства и методы. С помощью этих средств оператор может классифицировать наблюдаемое отражение. Вместе с тем, изготовители метода Wavemaker позиционируют его как метод отображения, который не может быть использован для точного измерения размеров дефектов или точной оценки остаточной толщины стенки трубы.

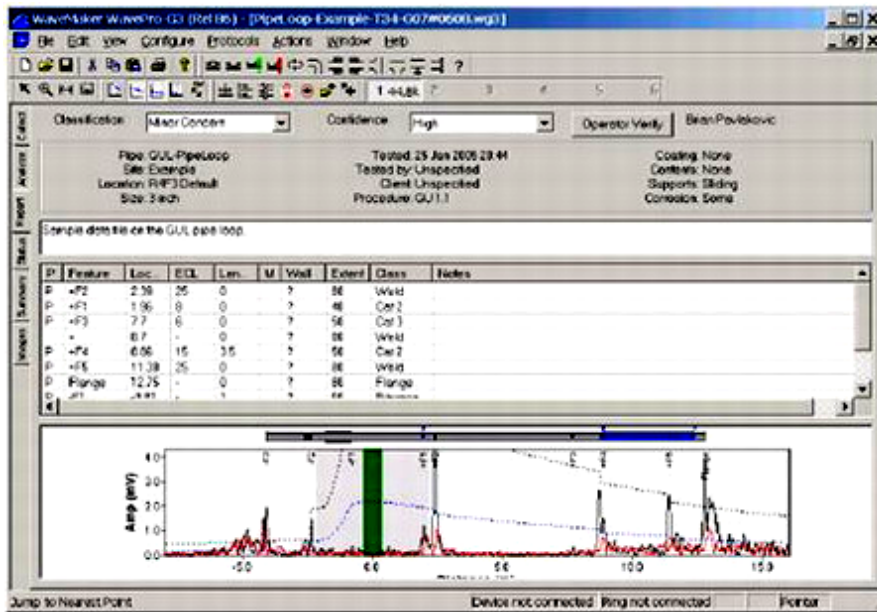
Функция составления отчета в программе Wavemaker WaveProG3 разделена на три части:

- а) «запись» используется для записи информации для анализа, полученной в результате проведения теста, и контроля печати в процессе теста;
- б) «рисунки» используется для прикрепления рисунков в формате JPEG из других источников с целью дополнения данных волнового исследования;
- в) «итог» используется для организации последовательности тестов, определения того, какие тесты следует включать в отчет, и поиска результатов.

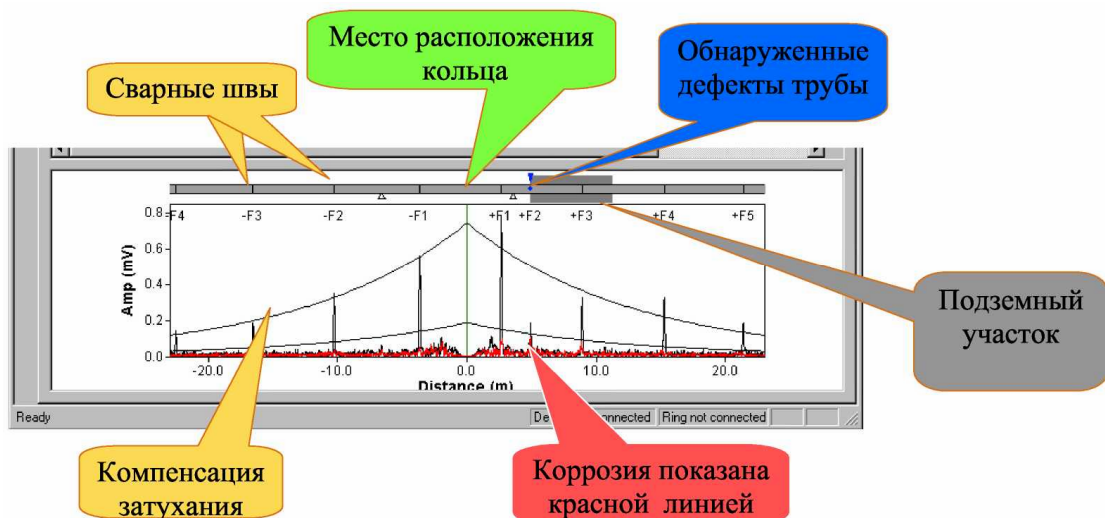
Вид экрана «запись» приведен на рисунке 3.14, а.

Экран разделен на следующие части (сверху вниз):

- а) «сводные данные» в процессе анализа данных оператор проводит классификацию результатов, а также определяет степень достоверности этой классификации;
- б) «общая информация» отражает параметры сбора данных, определенные перед проведением теста;
- в) «замечания» находятся в разделе «General Notes» (Общие замечания) при печати отчета, копия данных замечаний переносится также в поле «Collect» (Сбор);



а)



б)

Рисунок 3.14 – Вид экрана «запись» (а) и эхограмма информативных сигналов (б)

г) «список свойств» создается таблица, объединяющая информацию о всех свойствах, определенных для результатов теста. Эта таблица позволяет изменять и манипулировать собранными в ней величинами;

д) «графики результатов» графики, приводимые в финальном отчете, показаны внизу экрана.

Эхограмма, представленная в нижней части окна «запись», содержит следующие графики (рисунок 3.14, б):

- зеленая линия в центре показывает расположение кольца с датчиками;

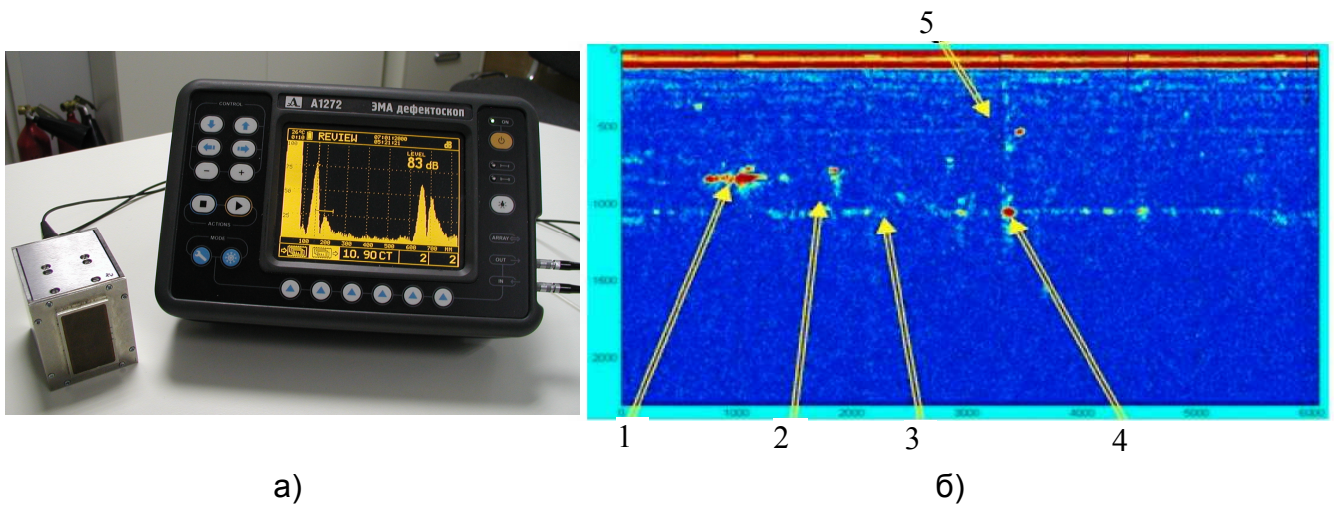
- отражения волны в обе стороны от места установки кольца датчиков (показаны в положительном и отрицательном направлениях на графике);
- пунктирная линия показывает кривую затухания, которая используется для компенсации снижения амплитуды вследствие удаления от кольца с датчиками;
- красная компонента ассоциируется с эхо, которое показывает на коррозию (в отличие от эха, полученного от сварного шва, который имеет только черную компоненту).

3.6. Методика поперечного прозвучивания трубопровода

С целью вспомогательного обнаружения, классификации и уточнения координат и размеров дефектов участков балочных переходов трубопроводов, выявленных прибором GUL Wavemaker G3 и требующих дополнительного контроля, могут быть использованы сканер-дефектоскопы SoNet A2075 (производство ООО «Акустические контрольные системы») и Автокон – МГТУ (производство НУЦ «Сварка и контроль» при МГТУ им. Баумана, ЗАО «Газпромстройинжиниринг»).

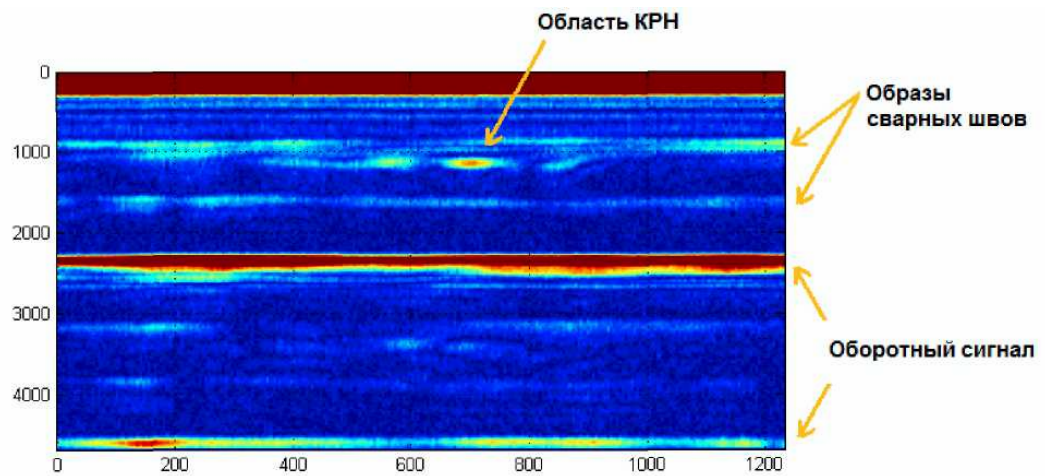
Прибор SoNet A2075 является модификацией ранее разработанного прибора A1272 ВЕБЕР (рисунок 3.15, а). Электромагнитные преобразователи, используемые с дефектоскопом не чувствительны к состоянию поверхности, поэтому контроль металлов можно проводить по грубым поверхностям. При этом работа ведется без использования контактной жидкости, что значительно ускоряет процесс подготовки и повышает производительность контроля. Кроме того, в комплект входит специальное устройство – каретка для перемещения ЭМА преобразователя, которое позволяет проводить сканирование объекта контроля. В приборе A1272 ВЕБЕР реализованы эхо-метод и зеркально-теневой метод контроля. Помимо продольных волн прибор обеспечивает возбуждение SH-волн, что дает дополнительные дефектоскопические возможности при контроле сварных швов, труб, для волноводного метода контроля. Использование SH-волн обеспечивает контроль на более дальние расстояния. Номинальные рабочие частоты: 0,4; 1,0; 1,8 МГц, углы ввода ЭМАП: 0°, 40°, 50°, 90°. Диапазон перестройки аттенюатора 0-74 дБ (с шагом 1 дБ).

Прибор SoNet A2075 аналогичен также основан на бесконтактном электромагнитноакустическом (ЭМА) принципе ввода ультразвуковых колебаний (эхо-импульсном сканировании). В приборе реализованы два способа контроля – эхо-импульсный метод и метод кольцевого прозвучивания. В первом случае информационными признаками являются амплитуда и координаты эхо-сигналов от дефектов, а результат контроля представляется в виде условной карты (развертки) поверхности трубы (рисунок 3.15, б, в).



а)

б)



в)

- 1 – область протяженного продольного дефекта; 2 – поперечный пропил;
 3 – линия продольного сварного шва; 4 – дефект в сварном шве;
 5 – сверление диаметром 20 глубиной 5 мм.

Рисунок 3.15 – Общий вид приборов A1272 ВЕБЕР (а), результаты контроля прибором SoNet A2075, полученных высокочастотным (б) и низкочастотным (в) преобразователем

Во втором случае информационным признаком является уровень и форма сигнала, прошедшего вокруг трубы, амплитуда которого может изменяться при наличии дефектов в металле трубы. Для эхо-импульсного метода используются оба типа преобразователей, для кольцевого прозвучивания – только низкочастотный преобразователь.

В состав приборов SoNet A2075 входят следующие основные блоки:

- транспортная платформа с аппаратным блоком, электрическим приводом, датчиком пути, системами питания, предназначенная для механического перемещения сканирования;

- акустические преобразователи, работающие на бесконтактном принципе ввода и регистрации акустических колебаний в двух вариантах исполнения – высоко- и низкочастотном;
- электронный блок дефектоскопа и запоминающее устройство;
- программное обеспечения прибора, обеспечивающее формирование и регистрацию эхо-сигналов.

Прибор имеет следующие паспортные характеристики минимальных размеров выявляемых дефектов, полученные на моделях искусственных дефектов при ожидаемой вероятности обнаружения дефекта 0,9:

- продольная трещина длиной $2T$ (T – толщины стенки трубы), глубиной $0,1T$, с раскрытием $0T$ моделируется продольным (относительно оси трубы) пропилом с внешней поверхности трубы длиной 20 мм и глубиной $0,1T$;
- язвенное коррозионное повреждение размером $0,5T \times 0,5T$ глубиной $0,2T$ – моделируется с внешней стороны поверхности трубы девятью (3×3) углублениями диаметром 10 мм, глубиной цилиндрической области $0,2T$, с шагом 15 мм, выполненными типовым сверлом.

Параметры по чувствительности обнаружения и точности измерений:

- сигнал от продольного пропила должен регистрироваться в одиночной реализации с соотношением сигнал/помеха не хуже чем 10 дБ;
- сигнал от группы углублений (3×3) должен регистрироваться в одиночной реализации с соотношением сигнал/помеха не хуже чем 6 дБ;

Точность измерения координат дефектов по окружности трубы не хуже ± 100 мм. Точность измерения координат дефектов в направлении оси трубы не хуже ± 20 мм. Системы поперечного прозвучивания целесообразно применять для уточнения индикаций приборов GUL Wavemaker G3 на существенные коррозионные повреждения.

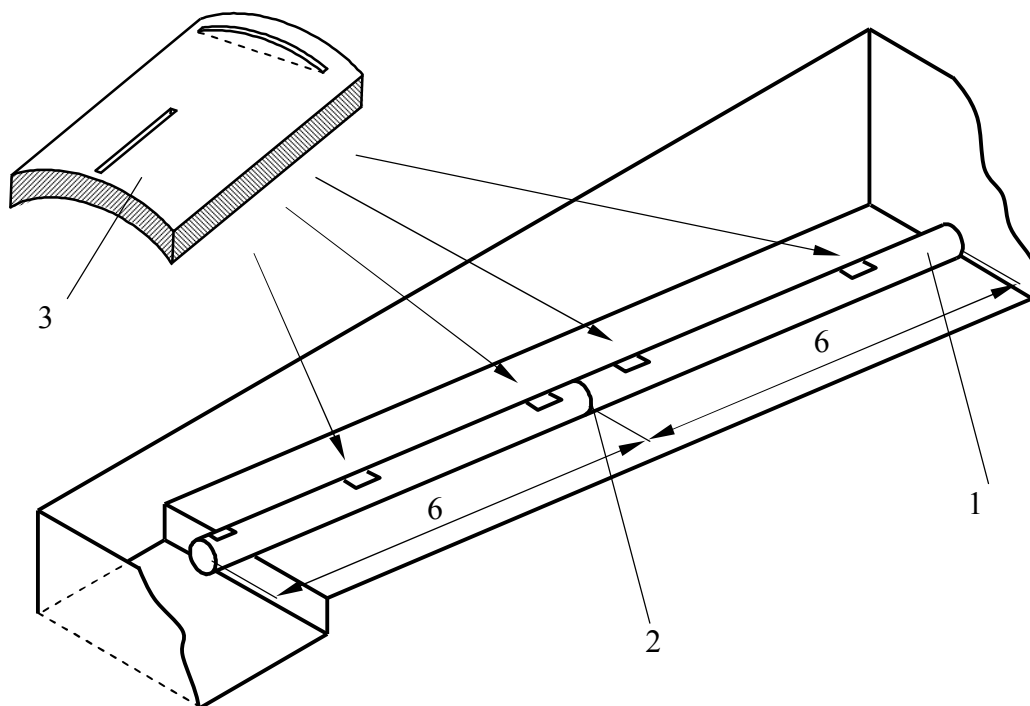
3.7. Результаты экспериментального исследования дальнего действующего ультразвукового контроля

3.7.1. Методика стендовых испытаний

Для отработки метода дальнего действующего ультразвукового контроля был разработан и изготовлен экспериментальный стенд, представляющий собой трубную плетку, состоящую из двух стальных горячекатаных бесшовных труб диаметром 210 мм с толщиной стенки 9 мм. Общая длина трубной плетки составляла 12 м, сварной кольцевой шов рас-

полагался на расстоянии 6 м от начала плети, торцы труб оставались открытыми. На верхней образующей труб последовательно выполнялись продольные и поперечные надрезы различной глубины, имитирующие коррозионные и механические повреждения. Места установки датчиков измерительного оборудования зачищались от продуктов коррозии с помощью ленточной шлифовальной машины.

Схема размещения трубной плети представлена на рисунке 3.16.



1 – трубная плеть; 2 – кольцевой сварной шов;
3 – имитаторы повреждений стенки

Рисунок 3.16 – Схема размещения элементов экспериментального стенда

При проведении исследований использовались следующие материалы и оборудование:

1. Дефектоскоп УДС 1-20 для контроля рельсов с комплектом пьезоэлектрических преобразователей [43];
2. Рулетка измерительная (15 м);
3. Линейка стальная (1 м);
4. Жидкость контактная.

Для улучшения акустического контакта между пьезоэлектрическим преобразователем и поверхностью трубы, в месте размещения датчиков дефектоскопа УДС 1 – 20 устанавливалась и фиксировалась с помощью стяжного хомута призма из оргстекла, верхняя

поверхность которой выполнялась плоской, а нижняя имела кривизну, соответствующую кривизне поверхности трубы.

Внешний вид трубной плети представлен на рисунке 3.17.



Рисунок 3.17 – Экспериментальный стенд для отработки дальнедействующего ультразвукового контроля

Предварительно методами ВИК и УЗК выполнялся контроль применяемых для изготовления стенда труб на наличие дефектов (механических повреждений, трещин, расслоений) способствующих искажению показаний дефектоскопа. Контроль качества выполнения сварного шва (определение пор, непроваров) проводился с помощью метода УЗК.

Исследования проводились в следующей последовательности:

- в соответствии с инструкцией по эксплуатации выполнялась настройка дефектоскопа;
- пьезоэлектрический преобразователь устанавливался на призму, внешней и внутренней поверхностью которой, покрывалась контактной смазкой;

– выполнялись измерения, в ходе которых оценивалась общая протяженность трубной плети, а также устанавливались особенности определения положения кольцевого сварного шва;

– на расстоянии 2 м от точки установки ПЭП дефектоскопа с помощью шлифовальной машины выполнялся продольный надрез глубиной 2 мм, шириной 3 мм и протяженностью 50 мм;

– проводились измерения, в ходе которых определялись оптимальные настройки дефектоскопа, при которых положение надреза указывалось с максимально возможной точностью;

– глубина надреза увеличивалась до 4 мм, после чего измерения повторялись;

– на расстоянии 5 м от точки установки датчика дефектоскопа выполнялся второй продольный надрез, глубина которого, как и в первом случае, последовательно увеличивалась с 2 до 4 мм;

– выполнялись измерения, в ходе которых оценивались особенности одновременного выявления двух продольных имитаторов повреждений;

– на расстоянии 7 и 10 м от точки установки ПЭП дефектоскопа выполнялись продольные надрезы глубиной 4 мм, шириной 3 мм и протяженностью 50 мм;

– выполнялись измерения, в ходе которых определялись особенности одновременного выявления четырех продольных имитаторов повреждений;

– в окрестности первого продольного имитатора повреждения (с удалением в 50 мм) выполнялся радиальный надрез, глубиной 4 мм, шириной 3 мм и протяженностью до 120 мм;

– выполнялись измерения, в ходе которых определялись особенности выявления радиального имитатора повреждения стенки трубы;

– выполняли три радиальных надреза глубиной 4 мм, отстоящие относительно продольных надрезов на 50 мм (в данном случае группа из продольного и радиального надреза имитировала коррозионное повреждение сложной формы), после чего измерения повторялись;

– по результатам проведенных исследований определялись оптимальные настройки дефектоскопа, обеспечивающие точную индикацию повреждений стенок труб.

3.7.2. Результаты стендовых испытаний

При проведении первой серии измерений оценивалась общая длина трубной плети, а также возможность выявления положения сварного шва. Оценка длины трубной плети

выполнялась при последовательном перемещении ПЭП вокруг оси трубы в пределах одного сечения, шаг перемещения составлял 1 час.

При проведении исследований использовались следующие настройки прибора:

– использовался первый уровень временной регулировки чувствительности, предназначенный для контроля объектов протяженностью до 12 м;

– уровень усиления плавно варьировался в диапазоне от 0 – 10.

Результаты проведенных измерений приведены в таблице 3.1. Из представленной таблицы видно, что в зависимости от положения датчика длина трубной плети, определенная по результатам измерений отличается от истинного значения на величину до 10 см, как в большую, так и в меньшую сторону. Минимальное отклонение положения сварного шва, определенного по результатам измерения от истинного, составило 0,15 м, максимальное – 0,71 м. Очевидно, данный эффект обусловлен прежде всего качеством отражающих границ выявляемых объектов. Так, при определении длины плети, отражающей границей, формирующей обратную волну, будет являться торец трубы, противоположный точке ввода УЗ – колебаний. При выявлении положения сварного шва имеет место отражение продольной волны от отражающей границы, характеризуемой неравномерным уровнем кривизны, соответственно имеет место различное время возвращения отраженных волн и соответственно разброс показаний. Так, в силу того, что граница отражения в виде сварного шва имеет переменную кривизну возможно рассеивание и ослабление отраженных волн, что способствует искажению показаний прибора.

Таблица 3.1 – Результаты оценки длины трубной плети, а также определения положения кольцевого сварного шва

Часовая ориентация	Протяженность трубной плети			Расстояние от начала плети до сварного шва		
	усиление	показания прибора, м	отклонение, м	усиление	показания прибора, м	отклонение, м
0	2	11,96	0,04	5	5,4	0,71
1	2-3	11,99	0,01	5-6	5,22	0,89
2	2	12,05	0,05	5-6	6,54	0,43
3	2	12,10	0,10	5	6,02	0,09
4	2	11,93	0,07	5	5,96	0,15
5	3	11,95	0,05	6	5,83	0,28
6	2	11,93	0,07	5-6	5,47	0,64
7	2-3	11,94	0,06	5	6,22	0,11
8	2	12,06	0,04	5-6	6,48	0,37
9	2	11,98	0,02	5	5,93	0,18
10	2-3	11,97	0,03	5	5,81	0,30
11	3	11,99	0,01	5-6	6,31	0,20

Результаты измерения положения имитаторов повреждений, представляющих собой продольные прорезы глубиной 2 мм и протяженностью 10 мм, представлены в таблице 3.2. По результатам измерений установлено, что индикация продольного имитатора повреждения, расположенного на верхней образующей трубы (12 ч) на расстоянии 2 м от точки ввода УЗ – волн, возможна при любом положении датчика. Следующий продольный имитатор повреждения, расположенный на расстоянии 5 м от точки ввода выявляется при смещении датчика на 2,5 – 3 ч. Имитатор повреждения, расположенные в пределах второй трубной секции на расстоянии 7 м не выявляется, возможно, в силу близкого расположения сварного шва. Продольный имитатор повреждения, расположенный на расстоянии 10 м от точки ввода на расстоянии 10 м выделяется при смещении датчика на 3 ч. Коэффициент усиления при определении первого имитатора составлял 6,5 – 7, для второго имитатора – 6 и для четвертого – 3,5 – 4.

Таблица 3.2 – Результаты оценки положения продольных имитаторов повреждений стенок труб (глубина имитаторов 2 мм)

Часовая ориентация	Расстояние до дефекта							
	2 м		5 м		7 м		10 м	
	Показания прибора							
	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м
1	7,5	2,03	6,5	5,08	5,5	7,24	4,5	10,21
2	6,5	2,24	5,5	5,12	4,5	7,46	3,5	10,48
3	5	2,47	4,5	5,2	3,5	7,28	3	10,56
4	3,5	2,53	4	5,29	3	7,65	2,5	10,71
5	3	2,67	3,5	5,33	3,5	7,68	2	10,82
6	4	2,65	3	5,41	2,5	7,71	1,5	10,88
7	3,5	2,71	3	5,44	2,5	7,73	1	10,8
8	5	2,43	4,5	5,42	4,5	7,65	1,5	10,73
9	6,5	2,32	5	5,36	4	7,48	2	10,67
10	7,5	2,1	5	5,21	4	7,35	2	10,54
11	8	2,08	5,5	5,16	4,5	7,19	1,5	10,14
12	-	-	-	-	-	-	-	-

При увеличении глубины продольных прорезей существенных отличий в показаниях зафиксировано не было. Отмечается снижение уровня усиления для имитаторов дефектов, расположенных в пределах первой трубы (таблица 3.3). Часовая ориентация ПЭП относительно линии расположения имитаторов соответствует первой серии измерений.

Таблица 3.3 – Результаты оценки положения продольных имитаторов повреждений стенок труб (глубина имитаторов 4 мм)

Часовая ориентация	Расстояние до дефекта							
	2 м		5 м		7 м		10 м	
	Показания прибора							
	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м
12	-	-	-	-	-	-	-	-
1	1	7	2,05	6	5,12	5	7,31	4
2	2	6	2,19	5,5	5,22	4,5	7,39	3,5
3	3	5,5	2,36	5	5,31	4,5	7,45	3,5
4	4	3	2,47	4,5	5,29	3,5	7,78	2,5
5	5	2,5	2,55	3,5	5,42	4	7,76	2,5
6	6	3	2,61	3	5,54	2,5	7,71	1,5
7	7	3,5	2,68	3	5,49	3	7,65	1,5
8	8	4	2,51	4,5	5,38	3,5	7,45	2
9	9	5,5	2,19	5,5	5,29	4	7,39	2,5
10	10	6,5	2,21	5	5,18	4,5	7,31	3
11	11	7	2,03	6,5	5,07	5	7,24	3,5

При нанесении на верхнюю поверхность трубы радиальных надрезов отмечается, что их индикация выполняется при любом расположении ПЭП с различной точностью. Результаты проведенных исследований представлены в таблице 3.4. Коэффициент усиления для каждого радиального имитатора на 1 – 2 единицы ниже, чем для продольного. Отмечаются некоторые затруднения в определении положения четвертого имитатора, так как в данном случае имеет место интенсивное отражение сигнала от торцевой кромки трубы.

Установлено, что для индикации радиальных имитаторов повреждений уровень усиления должен составлять:

- для имитатора, удаленного от точки ввода УЗ – волн на 2 м – 5,5 – 6;
- для имитатора, расположенного на расстоянии от точки ввода УЗ – волн на 5 м – 4,5 – 5;
- для имитатора, расположенного на расстоянии от точки ввода УЗ – волн на 7 м – 3,5 – 4;
- для имитатора, расположенного на расстоянии от точки ввода УЗ – волн на 10 м – 1,5 – 2;

Таблица 3.4 – Результаты оценки положения четырех групповых имитаторов повреждений стенок труб (каждая группа состоит из продольного и поперечного имитатора глубиной 4 мм)

Часовая ориентация	Расстояние до дефекта							
	2 м		5 м		7 м		10 м	
	Показания прибора							
	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м
12	5	2,06	4	5,02	3	7,14	1	10,17
1	5,5	2,1	4	5,14	3,5	7,23	1,5	11,02
2	5,5	2,18	4	5,18	3,5	7,41	1,5	10,45
3	6	2,15	4,5	6,02	3,5	7,56	1,5	11,86
4	6	2,29	4,5	6,12	4	7,61	2	11,96
5	6,5	2,38	5	6,1	4	7,69	2	12,14
6	5,5	2,33	5	6,18	4	7,68	2	12,22
7	6	2,28	5	6,05	3,5	7,56	1,5	11,98
8	6	2,18	4,5	6,08	3,5	7,47	1,5	10,29
9	5,5	2,15	4,5	6,14	3,5	7,29	1,5	10,87
10	6	2,14	4	5,08	3	7,19	1,5	9,87
11	5,5	2,1	3	5,13	3	7,11	1,5	10,23

При этом для последнего имитатора имеет место наложение сигнала, отраженного от торца трубы и имитатора, то есть имеет место экранирование имитатором повреждения отражающей поверхностью в виде торцевой кромки трубы.

По результатам проведенных исследований установлено:

1. Оценка положения имитатора повреждения может выполняться при положении ПЭП прибора в пределах линии расположения имитатора;
2. Положение имитаторов повреждений определяется с точностью до 1 м;
3. Чем ближе имитатор к ПЭП, тем выше уровень усиления отраженного от имитатора повреждения сигнала;
4. Метод позволяет определять наличие кольцевых сварных швов, с точностью до 0,7 м.
5. Индикация положения сварного шва выполняется с точностью до 0,7 м.

В результате регрессионного анализа экспериментальных данных были получены зависимости коэффициента усиления УЗ сигнала от координаты расположения преобразователя, а также величины отклонения, определенного по результатам измерений расстояния от точки ввода УЗ – колебаний от истинного значения для продольных и радиальных имитаторов дефектов (рисунок 3.18).

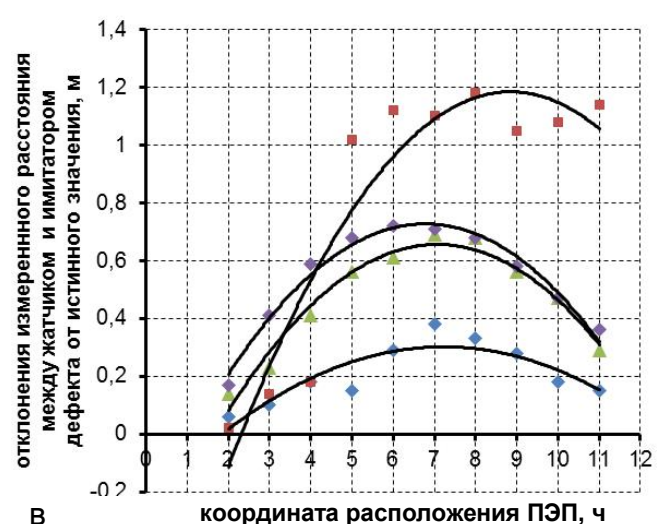
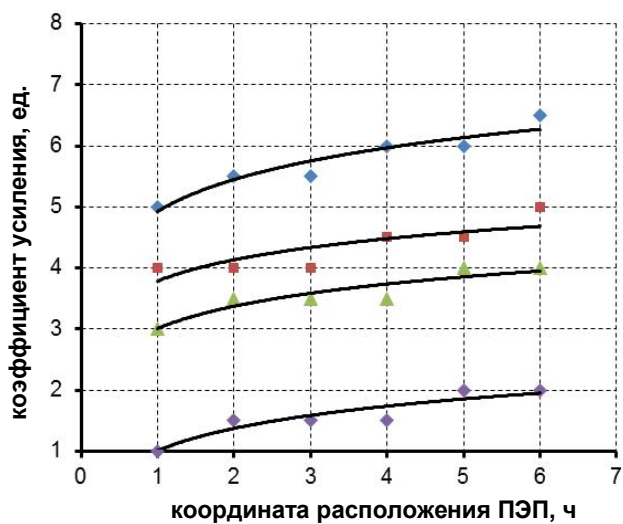
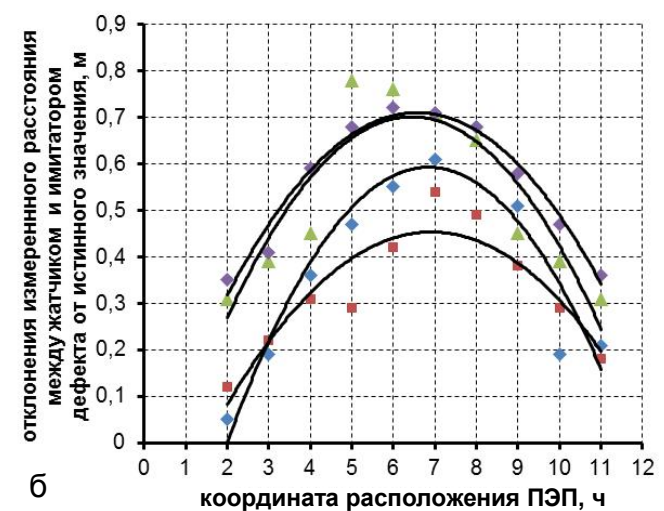
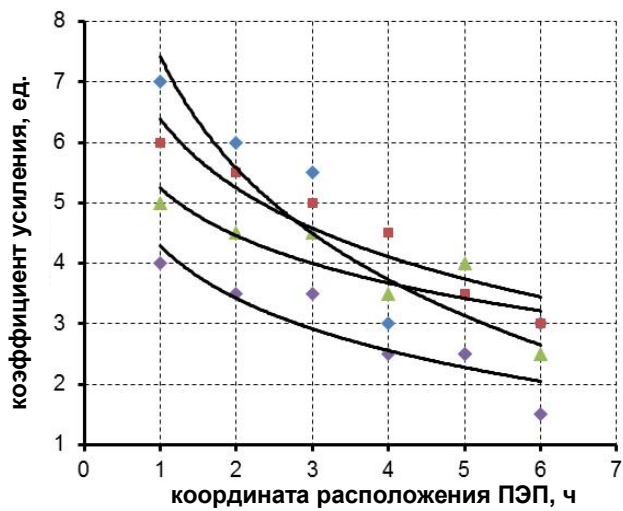
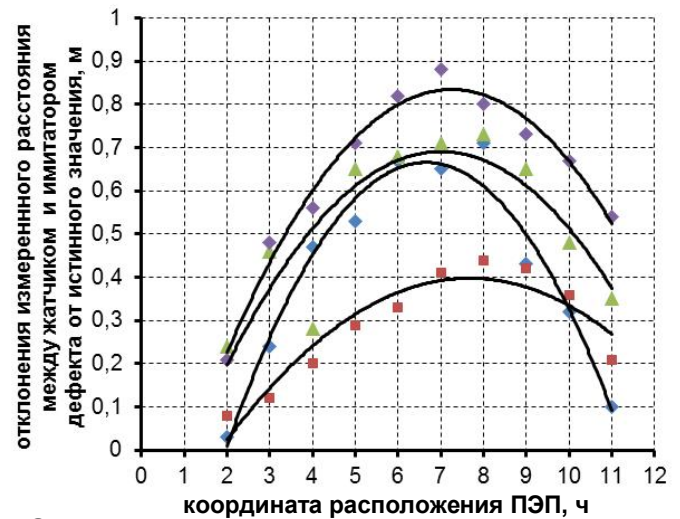
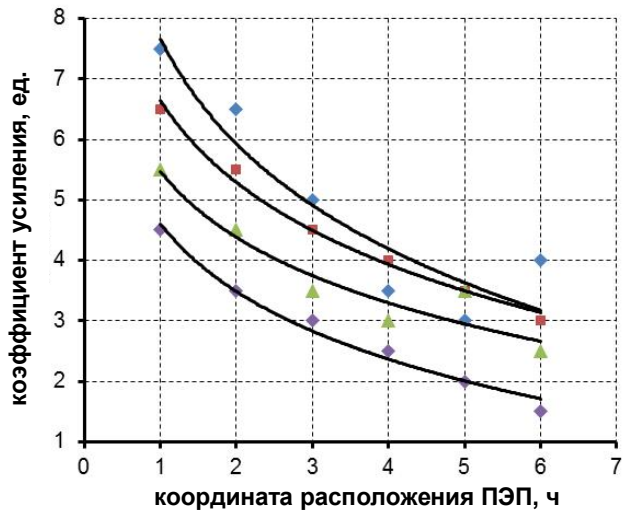


Рисунок 3.18 – Изменение коэффициента усиления отраженного сигнала и величина отклонения, определенная по результатам измерений расстояния от точки ввода УЗ – колебаний от истинного значения для продольных (а, б) и радиальных (в) имитаторов поврежденной стенки

Установлено, что коэффициент усиления сигнала для имитаторов повреждений глубиной до 4 мм в зависимости от расстояния до точки ввода УЗ – колебаний описывается выражением (достоверность аппроксимации до 0,85)

$$f_{рад} = a \cdot \ln(\varphi) + 2 \cdot \ell \pm \Delta\ell, \quad (3.4)$$

где φ - часовая ориентация ПЭП относительно линии расположения имитатора, ч; ℓ - расстояние от точки ввода УЗ-колебаний до имитатора повреждений, м; а - коэффициент, определяемый формой и ориентацией имитатора.

Кривая распределения разности фактического расстояния до имитатора повреждения и определенного по результатам измерений описывается выражением

$$\Delta\ell = b \cdot \sin\left(\frac{\varphi \cdot \pi}{12}\right), \quad (3.5)$$

где b – коэффициент, определяемый экспериментально, в зависимости от формы, размера и пространственной ориентации.

Для имитации жидкой транспортируемой среды (нефти, газового конденсата) полость трубной плети заполнялась водой, после чего проводилось повторное обследование стенки с выявлением положения групповых имитаторов повреждений.

Результаты проведенных исследований представлены в таблице 3.5. Характер изменения коэффициента усиления при индикации имитаторов в зависимости от положения ПЭП показан на рисунке 3.19.

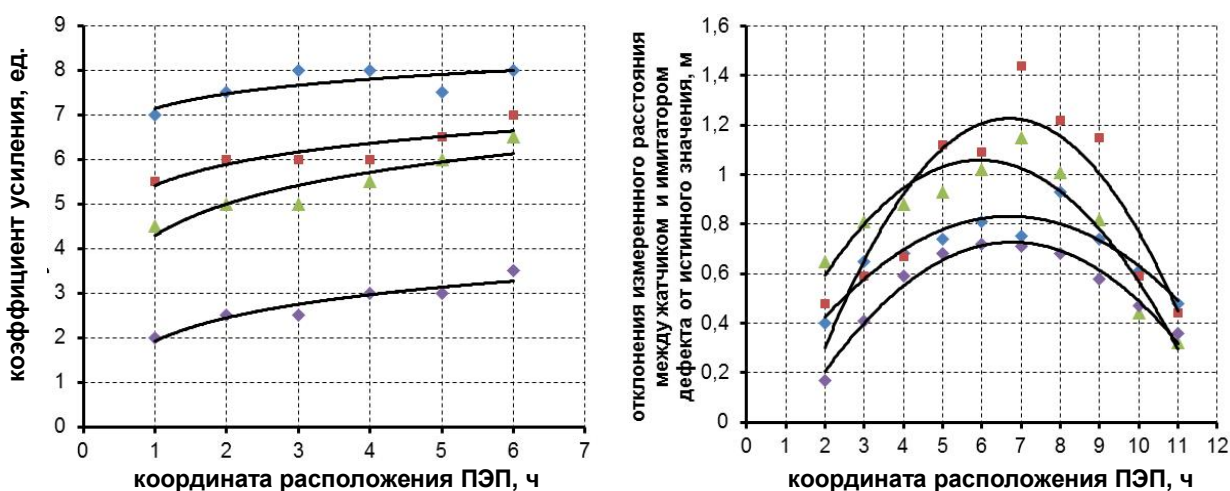


Рисунок 3.19 – Изменение коэффициента усиления отраженного сигнала и величина отклонения определенного по результатам измерений расстояния от точки ввода УЗ – колебаний от истинного значения для групповых имитаторов повреждений

Таблица 3.5 – Результаты оценки положения четырех групповых имитаторов повреждений стенок труб при заполнении полости плети водой

Часовая ориентация	Расстояние до дефекта							
	2 м		5 м		7 м		10 м	
	Показания прибора							
	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м	Усиление	Расстояние до дефекта, м
12	7	2,4	5,5	5,48	4,5	7,65	2	10,17
1	7,5	2,65	6	5,59	5	7,81	2,5	11,02
2	8	2,68	6	5,67	5	7,88	2,5	10,45
3	8	2,74	6	6,12	5,5	7,93	3	11,86
4	7,5	2,81	6,5	6,09	6	8,02	3	11,96
5	8	2,75	7	6,44	6,5	8,15	3,5	12,14
6	8	2,93	6,5	6,22	6	8,01	3,5	12,22
7	7,5	2,74	5,5	6,15	5,5	7,82	3	11,98
8	7,5	2,61	6,5	5,59	5,5	7,44	2,5	10,29
9	7,5	2,48	5	5,44	4,5	7,32	2,5	10,87
10	7,5	2,45	6	5,27	5,5	7,22	2	9,87
11	7,5	2,32	6,5	5,22	4,5	7,24	2	10,23

Установлено следующее:

1. Индикация нанесенных имитаторов повреждений выполняется при увеличении чувствительности на 1,5 – 2 единицы;
2. Отмечается снижение точности показаний;
3. Затруднена индикация имитаторов, расположенных перед и после сварного шва. В данном случае имеет место значительный разброс показаний, не позволяющий однозначно отнести получаемые данные к конкретной отражающей границе.

3.7.3. Апробация дальнедействующего ультразвукового контроля на участках действующего газопровода

Отработка дальнедействующего ультразвукового контроля выполнялась на двух участках газопровода «Ухта – Вой-Вож». Первый надземный участок выполнен из бесшовных горячекатаных труб диаметром 325 мм с номинальной толщиной стенки 12 мм (рисунок 3.20, а).



а)



б)

Рисунок 3.20 – Участки действующего газопровода «Ухта – Вой-Вож», на которых выполнялась отработка дальнего ультразвукового контроля: а) надземный участок, б) подземный участок в защитном футляре

Расположен между холодногнутым отводом и неподвижной опорой, протяженность участка составляет 36 м. В пределах контролируемого участка контроля находится четыре трубы протяженностью от 7 до 8 м. Между неподвижной опорой и холодногнутым отводом установлено три подвижные А-образные подвесные опоры. В пределах контролируемого участка расположено пять кольцевых сварных швов.

Первоначально проведено детальное обследование труб участка неразрушающими методами контроля, в ходе которого определялось:

- толщина стенок труб;
- состояние сварных швов;
- наличие механических и коррозионных повреждений;
- наличие трещин.

При обследовании применялись следующие методы контроля:

- УЗ – контроль состояния сварных швов;
- УЗ – толщинометрия стенок труб;
- вихретоковая дефектоскопия околошовных зон труб;
- визуально-измерительный контроль сварных швов, коррозионных и механических повреждений;
- контроль поверхностной твердости.

По результатам проведенных измерений установлено, что толщина стенки труб на участке контроля составляет 11,4 – 11,8 мм. Установлено наличие дефектов сварных швов в виде непроваров (на втором и четвертом кольцевых сварных швах, 17 и 35 м от начала участка) и одного смещения кромок свариваемых труб на 2 мм (третий сварной шов от начала участка, 25 м от начала участка).

Значительных по площади и глубине коррозионных повреждений не выявлено.

Установлено наличие следующих механических повреждений:

- царапина глубиной до 2,5 мм, протяженностью 127 мм, расположенная на второй трубе, на расстоянии 13,7 м от начала участка. Царапина ориентирована под углом в 60° к оси трубы;

- забоина на верхней образующей трубы на расстоянии 22,3 м от начала участка, глубиной до 3 мм, длиной 47 мм и шириной 22 мм;

- группа забоин на боковой образующей трубы глубиной до 3 мм, общей протяженностью до 180 мм и шириной до 45 мм, расположенная на расстоянии 27 м от начала участка.

Поверхностных трещин не выявлено.

При проведении измерений оценивалась точность определения положения сварных швов, а также возможность выявления зафиксированного механического повреждения. Измерения проводились с помощью ультразвукового дефектоскопа УДС1-20.

Порядок проведения исследований следующий:

1. ПЭП дефектоскопа устанавливался на верхнюю образующую трубы;

2. Устанавливается режим ВРЧ 2 (для контроля объектов протяженностью 12 м), плавно увеличивается коэффициент усиления, при этом с индикатора дефектоскопа считываются все отображаемые расстояния;

3. Устанавливается режим ВРЧ 1 (для объектов, протяженностью 24 м), после чего проводятся измерения в соответствии с п.2;

4. Измерения повторяются при размещении ПЭП на нижней и боковых образующих трубы.

Результаты проведенных исследований представлены в таблице 3.6. Установлено, что положение сварных швов в режиме ВРЧ 2 определяется на расстоянии до 18 м с точностью до 0,5 м (первый и второй сварные швы), при расположении ПЭП в любой точке контроля. Коэффициент усиления составляет 1 для второго сварного шва и 7,5 для первого. В режиме ВРЧ 2 положение сварных швов определяется с точностью до 1 м на расстоянии до 28 м (в зону контроля входят кольцевые сварные швы с первого по четвертый). Дефекты сварных швов не выявляются.

Таблица 3.6 – Результаты определения расположения кольцевых сварных швов на надземном участке газопровода «Ухта – Вой-Вож»

Часовая ориентация	Усиление сигнала / расстояние			
	Шов №1	Шов №2	Шов №3	Шов №4
Режим ВРЧ 1				
12	7,5 / 4,23	1 / 12,45	-	-
3	7,5 / 4,46	1 / 12,32	-	-
6	7,5 / 4,29	1 / 12,43	-	-
9	7,5 / 4,31	1,5 / 12,71	-	-
Режим ВРЧ 2				
12	7,5 / 5,12	5,5 / 12,88	3,5 / 21,15	1,5 / 28,46
3	7 / 5,47	5 / 12,96	3,5 / 22,41	1,5 / 28,96
6	7 / 4,56	5 / 13,05	4 / 21,98	2 / 28,93
9	7,5 / 4,79	5 / 12,55	4 / 21,49	2 / 29,07

При проведении исследований зафиксировано положение царапины (режим ВРЧ 2, усиление 5,5). Забоины не зафиксированы, возможно, из-за удаленности от точки ввода, а также из-за относительно гладкой отражающей поверхности.

Второй участок контроля представляет собой подземный переход газопровода через автодорогу «Ухта – Вой-Вож» в защитном футляре. Футляр выполнен из стальной прямошовной трубы диаметром 720 мм с толщиной стенки 12 мм (см. рисунок 3.20, б). Протяженность участка контроля составляет 20 м. По результатам измерений установлено положение одного сварного шва в пределах футляра, а также зафиксировано одно отражение сигнала на расстоянии 4 м от кромки футляра, формируемое коррозионным или механическим дефектом.

4. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТАБИЛИЗАЦИИ УСТОЙЧИВОСТИ БАЛОЧНОГО ПЕРЕХОДА ТРУБОПРОВОДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

4.1. Методика регулирования конфигурации оси балочного перехода для минимизации параметров напряженно-деформированного состояния

Опыт эксплуатации трубопроводов показывает, что на участках балочных переходов возможно увеличение начальных пролетов вследствие размыва грунта на концевых участках балочных переходов и (или) вследствие разрушения имеющихся опор. Очевидно, что увеличение пролетов балочного перехода вызывает рост изгибных напряжений. При этом увеличение пролета в «к» раз вызывает увеличение прогиба в «к⁴» раз, а изгибающих моментов и изгибных напряжений – в «к²» раз.

При наличии опор на участке балочного перехода возможно не только их разрушение, но и выпучивание. Последнее вызывает также перераспределение и рост изгибных напряжений на участке балочного перехода.

Для того, чтобы избежать аварийных ситуаций, обусловленных вышеназванными изменениями на участке балочного перехода, требуется своевременное выявление этих изменений, обоснование их степени опасности и проведение комплекса стабилизационных мероприятий.

На участке однопролетного балочного перехода, получившем дополнительные деформации вследствие увеличения длины пролета, стабилизационным мероприятием может быть устройство дополнительной опоры в средней части надземного участка. При этом после устройства опоры производят изменение существующего положения трубопровода, уменьшая прогиб в процессе подъема трубопровода на расчетную величину.

Обоснование возможности регулирования конфигурации оси балочного перехода для минимизации параметров напряженно-деформированного состояния выполнено на основе классических зависимостей теории изгиба балки от воздействия поперечной нагрузки [105] и обобщенных результатов натурного обследования конфигурации балочных переходов и их деформирования при эксплуатации, учитывающего степень заземления концевых участков, выполненных совместно филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта и Ухтинским государственным техническим университетом [10].

После изменения положения балочного перехода в любом сечении пролета должно выполняться следующее условие

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}, \quad (4.1)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий; ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} < 0$) определяемый по формуле

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}}, \quad (4.2)$$

где $\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{np(D_{\text{H}} - 2\delta)}{2\delta}, \quad (4.3)$$

n – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый по СП 36.13330.2012; δ – толщина стенки трубы, м.

Для изгибных напряжений условие имеет следующий вид

$$|\sigma_u^{\phi}(x) + \sigma_u^n(x)| \leq [\sigma_{\text{H}}], \quad (4.4)$$

где $\sigma_u^{\phi}(x)$ – фактические значения изгибных напряжений по длине балочного перехода; $\sigma_u^n(x)$ – значения дополнительных изгибных напряжений по длине балочного перехода, возникающие при его подъеме силой Q , вычисляемые по следующим зависимостям

при $0 \leq x \leq (L^*/2)$

$$\sigma_u^n(x) = \frac{Q}{8W} (L^* - 4x), \quad (4.5)$$

при $(L^*/2) \leq x \leq L^*$

$$\sigma_u^n(x) = \frac{Q}{8W} (4x - 3L^*), \quad (4.6)$$

L^* – фактический пролет балочного перехода; W – момент сопротивления сечения трубопровода; x – координата контрольного сечения по длине балочного перехода; $[\sigma_{\text{H}}]$ – значения изгибных напряжений, при которых обеспечивается выполнение условия (4.1), определяют по формуле

$$[\sigma_{\text{H}}] = \min \left\{ \left(\psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}} + 0,5 \frac{p(D_{\text{H}} - 2\delta)}{2\delta} \right); \left(\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}} - 0,5 \frac{p(D_{\text{H}} - 2\delta)}{2\delta} \right) \right\}, \quad (4.7)$$

где ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; вычисляемый по формуле (4.2); R_2^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимаемое минимальному значению предела текучести по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, МПа; m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый равным 0,6 для участков категории В, 0,75 для участков категорий I и II, 0,9 для участков категорий III и IV; k_n – коэффициент надежности по назначению газопровода, принимаемый по СП 36.13330.2012; p – рабочее (нормативное давление), МПа; D_n – наружный диаметр трубопровода, м.

Определив значение силы подъема Q , при которой обеспечивается выполнение условия (4.4), вычисляют высоту подъема трубопровода h_n на участке балочного перехода по следующей формуле

$$h_n = \frac{Q(L^*)^3}{192EI}. \quad (4.8)$$

Деформации трубопровода от приложенной силы Q определяют по формуле (для участка $0 \leq x \leq (L^*/2)$)

$$\Delta y(x) = \frac{Q(L^*)^3}{48EI} \left(3 \frac{x^2}{(L^*)^2} - 4 \frac{x^3}{(L^*)^3} \right). \quad (4.9)$$

Конфигурацию трубы балочного перехода в вертикальной плоскости после процедуры подъема трубы определяют путем уменьшения текущих высотных отметок по длине перехода на значение $\Delta y(x)$, вычисленное по формуле (4.9).

В случае смещения места возведения дополнительной опоры от середины балочного перехода значения изгибных напряжений по длине балочного перехода, возникающие при его подъеме силой Q , вычисляют по следующим зависимостям

при $0 \leq x \leq (L_1^*)$

$$\sigma_u^n(x) = \frac{Q}{W} \frac{L_1^*(L^* - L_1^*)^2}{(L^*)^2} \left(\frac{2L_1^* + L^*}{L_1^*L^*} x - 1 \right), \quad (4.10)$$

при $(L_1^*) \leq x \leq L^*$

$$\sigma_u^n(x) = \frac{Q}{W} \frac{L_1^*(L^* - L_1^*)^2}{(L^*)^2} \left(\frac{2L_1^* + L^*}{L_1^*L^*} x - \frac{(L^*)^2(x - L_1^*)}{(L^* - L_1^*)^2 L_1^*} - 1 \right), \quad (4.11)$$

где L_1^* – расстояние от конца балочного перехода до места приложения силы Q .

Высоту подъема трубопровода h_n в месте приложения силы Q определяют по формуле

$$h_n = \frac{Q(L_1^*)^3 (L^* - L_1^*)^3}{3EI(L^*)^3}. \quad (4.12)$$

Деформации трубопровода, обусловленные приложенной силой Q , определяют по формулам

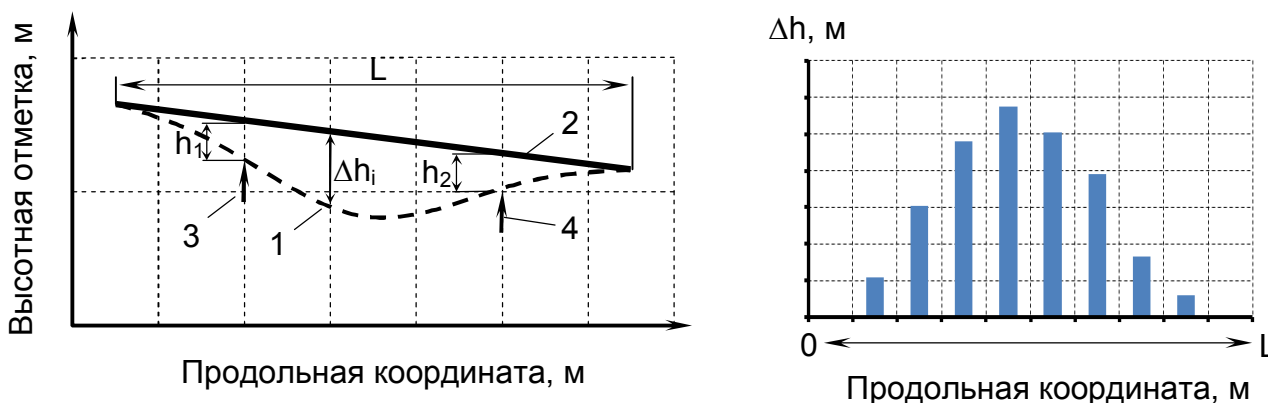
на участке балочного перехода $0 \leq x \leq (L_1^*)$

$$\Delta y(x) = \frac{QL_1^*(L^* - L_1^*)^2 x^2}{6EI(L^*)^2} \left(3 - \left(2 + \frac{L^*}{L_1^*} \right) \frac{x}{L^*} \right). \quad (4.13)$$

на участке балочного перехода $(L_1^*) \leq x \leq L^*$

$$\Delta y(x) = \frac{Q(L^* - L_1^*)(L_1^*)^2 (L^* - x)^2}{6EI(L^*)^2} \left(3 - \left(2 + \frac{L^*}{L^* - L_1^*} \right) \frac{L^* - x}{L^*} \right). \quad (4.14)$$

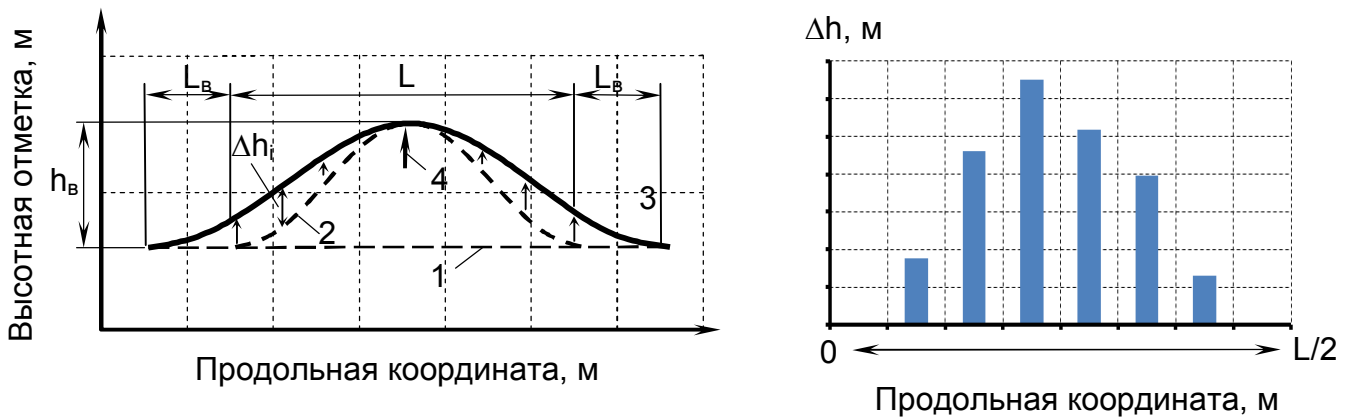
В балочном переходе с тремя и более пролетами подъем трубопровода (при разрушении установленных опор) следует выполнять на каждой опоре на такую высоту h , при которой верхняя образующая трубопровода над опорами будет находиться на линии, соединяющей концы участка (рисунок 4.1).



1 – фактический профиль верха трубы балочного перехода; 2 – линия, соединяющая концы участка; 3, 4 – оси расположения опор № 1 и № 2; L – длина пролета балочного перехода; h_1, h_2 – величина подъема трубопровода на опорах № 1 и № 2

Рисунок 4.1 - Схема к определению параметров подъема трубопровода трехпролетного балочного перехода

В качестве стабилизационного мероприятия, обеспечивающего снижение уровня напряжений в стенке труб при выпучивании опоры, может быть выполнено опускание выпученной опоры. Оптимальной конфигурацией трубопровода после опускания опоры является такая конфигурация, когда верхняя образующая трубопровода над опорой будет находиться на линии, соединяющей концы участка. Кроме того может быть рассмотрена возможность изменения конфигурации трубопровода не за счет опускания выпученной опоры, а за счет ослабления степени заземления концевых участков путем удаления обваловки над подземным трубопроводом (рисунок 4.2).



1 – начальное положение трубопровода; 2 – положение трубопровода после выпучивания опоры; 3 – положение трубопровода после ослабления степени защемления концевых участков; 4 – ось опоры; L – длина балочного перехода; L_B – подземные участки трубопровода на которых была удалена обваловка; h_B – величина выпучивания опоры

Рисунок 4.2 - Схема изменения положения балочного перехода при ослаблении степени защемления концевых участков

Протяженность участков трубопровода, примыкающих к концам балочного перехода и на которых требуется удаление обваловки, определяют по формуле

$$L_g = 0,5 \left(\sqrt{\frac{12ED_n h_B}{[\sigma_{и}]}} - L \right), \quad (4.15)$$

где h_B – величина произошедшего выпучивания опоры; $[\sigma_{и}]$ – значение допустимых изгибных напряжений, определяемое по формуле (4.7).

4.2. Корректирование высотного положения балочного перехода газопровода диаметром 1220 мм

Объект: участок магистрального газопровода III категории (балочный переход); наружный диаметр $D_n = 1220$ мм; толщина стенки $\delta = 12$ мм; материал трубы – сталь 17ГС для которой $R_1^H = 510$ МПа, $R_2^H = 350$ МПа, модуль упругости $E = 206000$ МПа, $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/град; рабочее давление $p = 5,4$ МПа; температурный перепад $\Delta t = 30$ °С, длина пролета $L^* = 60$ м; максимальная стрелка прогиба относительно линии, соединяющей концы участка $f = 0,42$ м, отметки верха трубы в вертикальной плоскости описываются зависимостью $y = f \sin^2(\pi x/L)$. Для рассматриваемого объекта коэффициенты, входящие в расчетные формулы, имеют следующие значения: $n = 1,1$, $m = 0,9$, $k_n = 1,05$.

Изгибные напряжения $\sigma_{и}^\Phi(x)$ на участке балочного перехода определяем путем двойного дифференцирования функции $y = f \sin^2(\pi x/L)$, описывающей конфигурацию верха трубы в вертикальной плоскости. Выражение для вычисления изгибных напряжений имеет вид

$$\sigma_u^\phi(x) = \frac{\pi^2}{L^2} fED_n \cos\left(\frac{2\pi x}{L}\right).$$

Допустимое значение изгибных напряжений определяем по формуле (4.7)

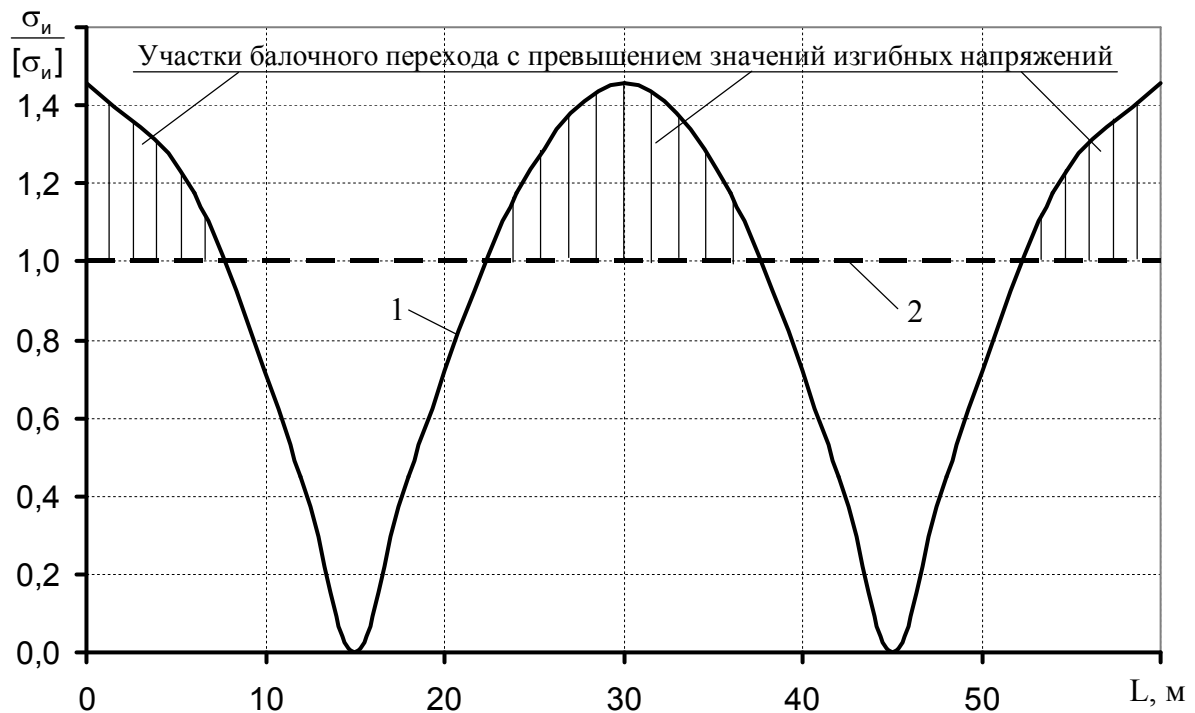
$$\sigma_{ку}'' = \frac{5,4(1220 - 2 \cdot 12)}{2 \cdot 12} = 269,1 \text{ МПа},$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{269,1}{333,3}\right)^2} - 0,5 \frac{269,1}{333,3} = 0,3112,$$

$$[\sigma_u] = \min \left\{ \left(0,3112 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} 350 + 0,5 \frac{5,4(1220 - 2 \cdot 12)}{2 \cdot 12} \right); \left(\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} 350 - 0,5 \frac{5,4(1220 - 2 \cdot 12)}{2 \cdot 12} \right) \right\}$$

$$[\sigma_u] = \min\{238,3; 198,8\} = 198,8 \text{ МПа}$$

Результаты расчета изгибных напряжений представлены на рисунке 4.3.

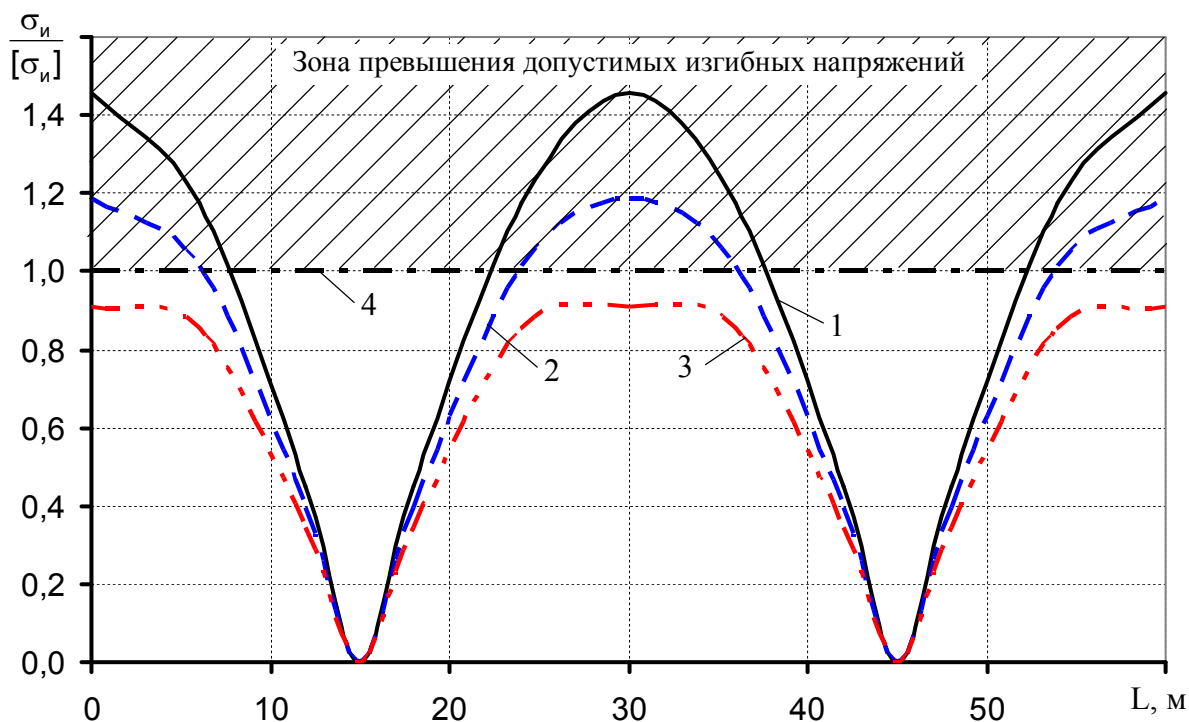


1 – распределение фактических изгибных напряжений; 2 – допустимый уровень изгибных напряжений

Рисунок 4.3 – Изменение изгибных напряжений балочного перехода

Из рисунка 4.3 видно, что на концевых участках и в средней части балочного перехода изгибные напряжения превышают допустимые значения. Превышение составляет до 50 %, что может вызвать нарушение работоспособности трубопровода в любой момент времени. Для обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода при его последующей работе необходимо снижение уровня напряжений. Снижение уровня напряжений выполняется путем уменьшения его прогиба при подъеме трубопровода. Подъем осуще-

ствляется силой Q, прикладываемой в средней части участка. Данные на рисунке 4.4 показывают, что в процессе подъема балочного перехода можно обеспечить необходимое снижение изгибных напряжений по его длине.



1 – распределение фактических напряжений; 2 – после приложения силы подъема Q = 10 тс (98,1 кН); 3 – после приложения силы подъема Q = 20 тс (196,2 кН); 4 – допустимый уровень изгибных напряжений

Рисунок 4.4 - Изменение изгибных напряжений балочного перехода при подъеме трубопровода

В связи с тем, что распределение фактических изгибных напряжений по длине балочного перехода симметрично относительно его середины, а максимальные значения напряжений присущи концевым участкам и середине пролета, то значение силы Q, обеспечивающей необходимое снижение изгибных напряжений на участке балочного перехода, определим исходя из требуемого уровня снижения изгибных напряжений и зависимости максимальных изгибных напряжений от силы Q

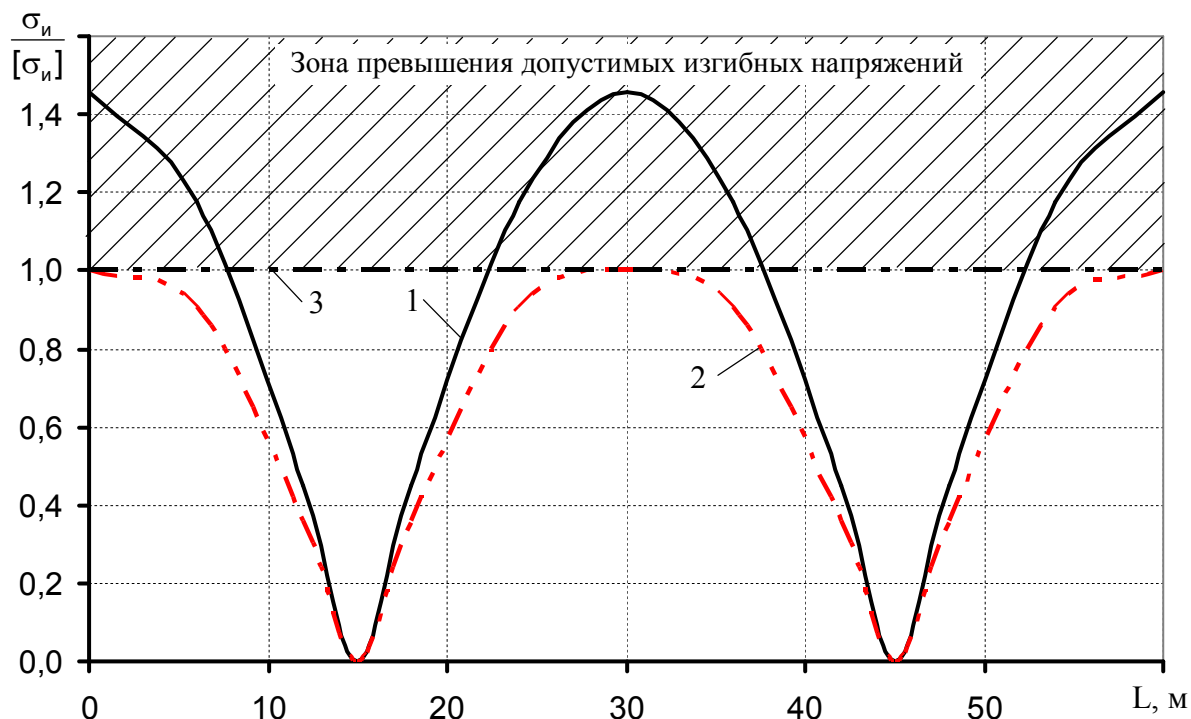
$$(\sigma_u^n)^{\max} = \sigma_u^n(0) = \sigma_u^n(L^*) = \left| \sigma_u^n(L^*/2) \right| = \frac{QL^*}{8W},$$

$$Q = \frac{8W((\sigma_u^\phi)^{\max} - [\sigma_u])}{L^*}.$$

Максимальное значение изгибных напряжений составляет $(\sigma_u^\phi)^{\max} = 289,4$ МПа. В этом случае значение силы Q, при $W = 1,361 \cdot 10^{-2}$ м³, составит

$$Q = \frac{8 \cdot 1,361 \cdot 10^{-2} (289,4 - 198,8) \cdot 10^6}{60} = 164409 \text{ Н (16,759 тс)}.$$

Изменение изгибных напряжений по длине балочного перехода после его подъема показано на рисунке 4.5.



1 – распределение фактических напряжений; 2 – распределение напряжений после приложения силы подъема $Q = 16,759 \text{ тс (164,409 кН)}$; 3 – допустимый уровень изгибных напряжений

Рисунок 4.5 - Изменение изгибных напряжений по длине балочного перехода до и после подъема трубопровода

По формуле (4.8) определяем высоту подъема трубопровода h_n в среднем сечении перехода (в месте приложения силы Q) при $I = 8,303 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4$

$$h_n = \frac{164409 \cdot 60^3}{192 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 8,303 \cdot 10^{-3}} = 0,108 \text{ м}.$$

Деформирование трубопровода на участке балочного перехода после подъема определим с использованием формулы (4.9). Результаты расчета сведены в таблицу 4.1, а на рисунке 4.6 показано положение верха трубы в вертикальной плоскости на участке балочного перехода до и после его подъема.

После подъема трубопровода на участке балочного перехода на расчетную высоту следует выполнить контроль высотных отметок верха трубы, оценку напряженно деформированного состояния трубопровода по его скорректированному положению и, при необходимости уточнить необходимую высоту подъема трубы.

Таблица 4.1 - Координаты верха трубы в вертикальной плоскости на участке балочного перехода

x, м	0	6	12	18	24	30	36	42	48	54	60
y, м (до подъема)	0	-0,040	-0,145	-0,275	-0,380	-0,420	-0,380	-0,275	-0,145	-0,040	0
Δy, м	0	0,011	0,038	0,070	0,097	0,108	0,097	0,070	0,038	0,011	0
y, м (после подъема)	0	-0,029	-0,107	-0,205	-0,283	-0,312	-0,283	-0,205	-0,107	-0,029	0

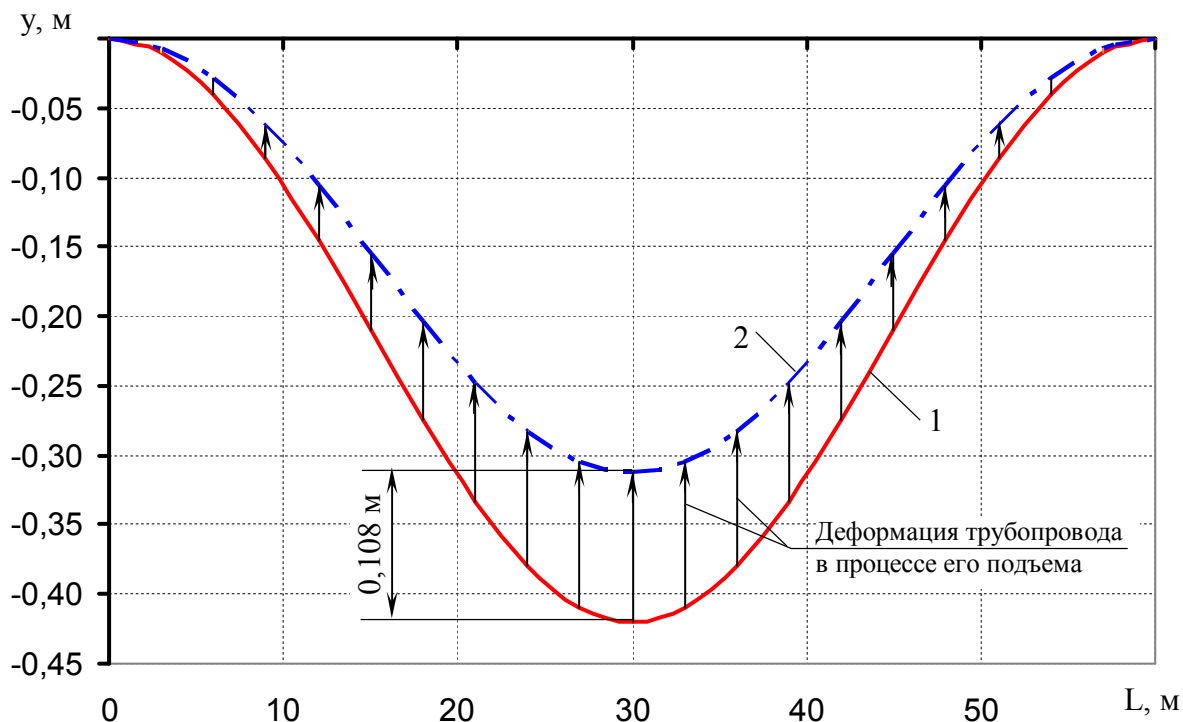


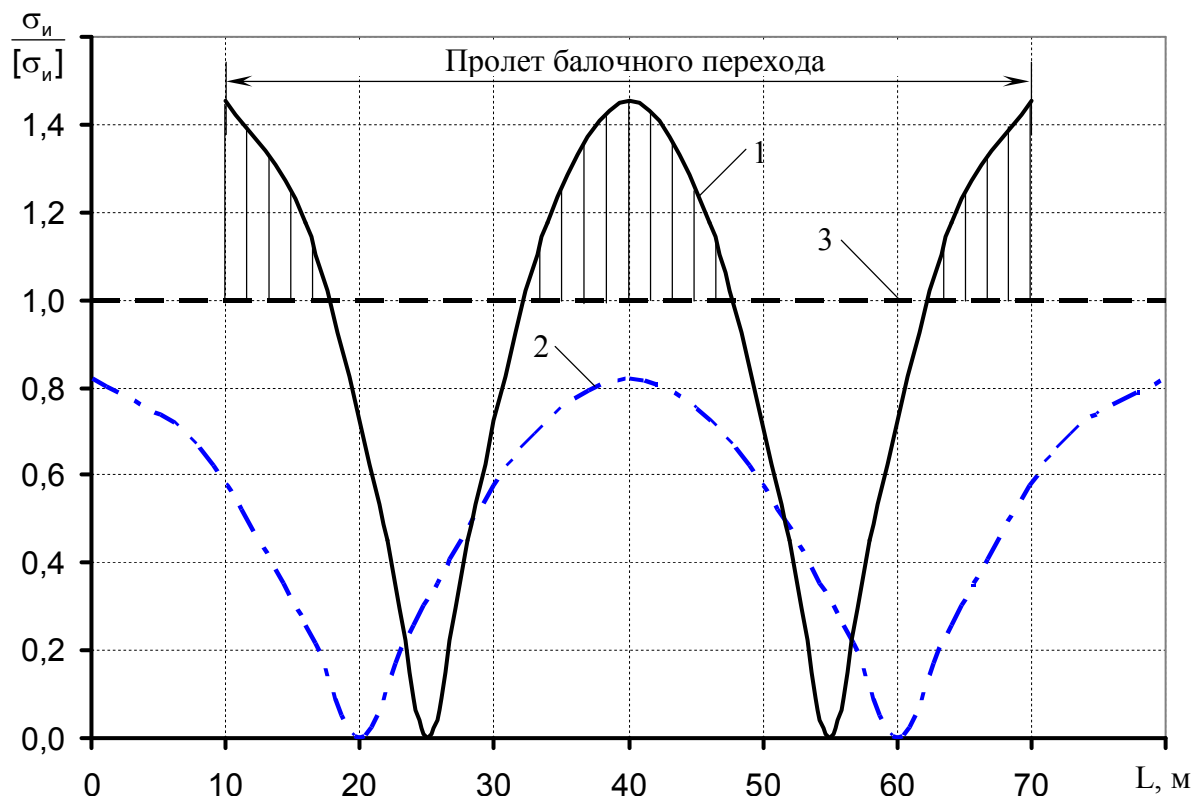
Рисунок 4.6 - Конфигурация балочного перехода в вертикальной плоскости до (1) и после (2) подъема трубопровода

Также было выполнено расчетное моделирование напряженно-деформированного состояния и параметров стабилизации аналогичного двухпролетного балочного перехода при выпучивании опоры.

Исходные данные такие же, как в вышеизложенном примере расчета, но считали, что участок балочного перехода деформировался на $h_b = 0,42$ м вверх вследствие выпучивания опоры, расположенной посередине участка. Принимаем, что отметки верха трубы в вертикальной плоскости описываются зависимостью $y = h_b \sin^2(\pi x/L)$. В этом случае выражение для вычисления изгибных напряжений имеет вид

$$\sigma_u^\phi(x) = \frac{\pi^2}{L^2} h_b E D_n \cos\left(\frac{2\pi x}{L}\right).$$

Результаты расчета изгибных напряжений при $h_b = 0,42$ м и $L = 60$ м приведены на рисунке 4.7 (кривая 1). Полученные данные показывают, что на концевых участках и в средней части балочного перехода изгибные напряжения превышают допустимые значения (участки с заштрихованными областями). Снижение значений изгибных напряжений производим путем освобождения от грунта обваловки подземных участков трубопровода, примыкающих к концам балочного перехода.



1 – распределение фактических напряжений; 2 – распределение напряжений после удаления грунта обваловки на концевых подземных участках трубопровода; 3 – допустимый уровень изгибных напряжений

Рисунок 4.7 - Изменение изгибных напряжений по длине балочного перехода при освобождении от грунта концевых участков

Протяженность участков трубопровода, примыкающих к концам балочного перехода, на которых требуется удаление обваловки, определяем по формуле (4.15) используя следующие значения параметров: $E = 206000$ МПа, $D_n = 1,22$ м, $[\sigma_i] = 198,8$ МПа.

$$L_b = 0,5 \left(\sqrt{\frac{12 \cdot 206000 \cdot 1,22 \cdot 0,42}{198,8}} - 60 \right) \approx 10 \text{ м.}$$

Принимаем, что после освобождения концевых участков балочного перехода отметки верха трубы в вертикальной плоскости описываются той же зависимостью, что и до удаления грунта, и вычисляем значения изгибных напряжений при $h_b = 0,42$ м и

$L = 80$ м. Результаты расчета изгибных напряжений приведены на рисунке 4.7 (кривая 2). Из рисунка 4.7 видно, что после удаления грунта над подземными участками трубопровода протяженностью 10 м, примыкающими к концам балочного перехода, значения изгибных напряжений уменьшаются до регламентируемого уровня. При этом расчетная формула (4.15) дает некоторый запас при определении протяженности участков, освобождаемых от грунта.

Таким образом, чтобы уменьшить напряженно деформированное состояние рассматриваемого балочного перехода до нормативного уровня после выпучивания опоры на 0,42 м можно произвести удаление обваловки на подземных участках, примыкающих к концам балочного перехода. Протяженность участков, на которых удаляется обваловка, составляет 10 м с каждого конца перехода. После изменения положения трубопровода вследствие удаления обваловки следует обеспечить стабилизацию новой конфигурации трубы путем подбивки грунта под трубопровод на деформировавшихся концевых участках, а при необходимости и установкой опорных ложементов на концах балочного перехода, и затем выполнить восстановление обвалования трубопровода.

4.3. Технические решения по стабилизации устойчивого положения балочных переходов на примере нефтепровода Ухта-Ярославль

4.3.1. Технические предложения по реконструкции балочных переходов

По результатам диагностирования, анализа прочности и устойчивости воздушных балочных переходов магистрального нефтепровода Ухта-Ярославль на участке 4-59 км установлено, что из восьми переходов только один удовлетворяет требованиям [93] по прочности, деформациям и устойчивости, остальные перегружены изгибной нагрузкой. Для компенсации этого состояния были разработаны технические предложения по снижению механических напряжений и повышению эксплуатационной надежности воздушных балочных переходов нефтепровода (таблица 4.2). Были предложены следующие основные мероприятия по реконструкции:

- подъем трубы;
- подбивка грунта под трубу;
- засыпка концевых участков переходов;
- установка свайной опоры на 40 км;
- усиление стенок трубы на 6 и 59 км.

Усиление стенок трубы проводят до подъема трубы. Засыпку концевых участков выполняют после подбивки грунта под трубу, начиная от концов балочных переходов к их центру. В период подъема переходов перекачку нефти останавливают. В таблице приведены значения максимального усилия подъема трубы, приложенного в одном сечении в месте опоры или экстремального значения прогиба. Свайную опору для перехода на 40 км выполняют из двух стальных труб, заглубленных в грунт до 4 м с антикоррозионным покрытием и заглушенным нижним торцом. Систему опирания трубы выполняют аналогично конструкции опор, установленных, например, на переходе 48 км.

Таблица 4.2 - Исходные данные для реконструкции балочных переходов

Переход, км трассы	Длина засыпки, м		Координата, м	Максим. усилие, тс	Координата сварных швов для контроля, м	Координата мест усиления, м и конструкция усиления
	Северный конец	Южный конец	Величина подъема трубы, мм	Координата точки приложения силы, м		
4	8	22	15/150 29/70	13,4/15	13 26	-
5	10	10	31(опора)/ /350	18,4/опора	23 35	-
6	12	8	19 (опора)/ /200	13,7/опора	17 29	0,5-2 м кольца с тягами
32	45	(ручей)	34/700	18,6/34	30 41	-
36	(ручей)	24	12/120	9,7/12	11,5 25,0	-
40	-	-	20/300	12,1/20	13 24	20 м Свайная опора из труб Ø 325мм
48	16	12	24/100	10/24	21 32 67 90,109	-
58	8	14	18(опора)/300 41(опора)/180	22,6/30	19 30	-
59	7	8	6,5/30	6,0/7	6,5 19,0	45-47 м Кольца с тягами

Примечание. Координаты сечений указаны от северного конца переходов

Для усиления трубы на переходах 6 и 59 км рекомендована установка двух приварных муфт со стальными тягами, расположенными в нижней части трубы (рисунок 4.8).

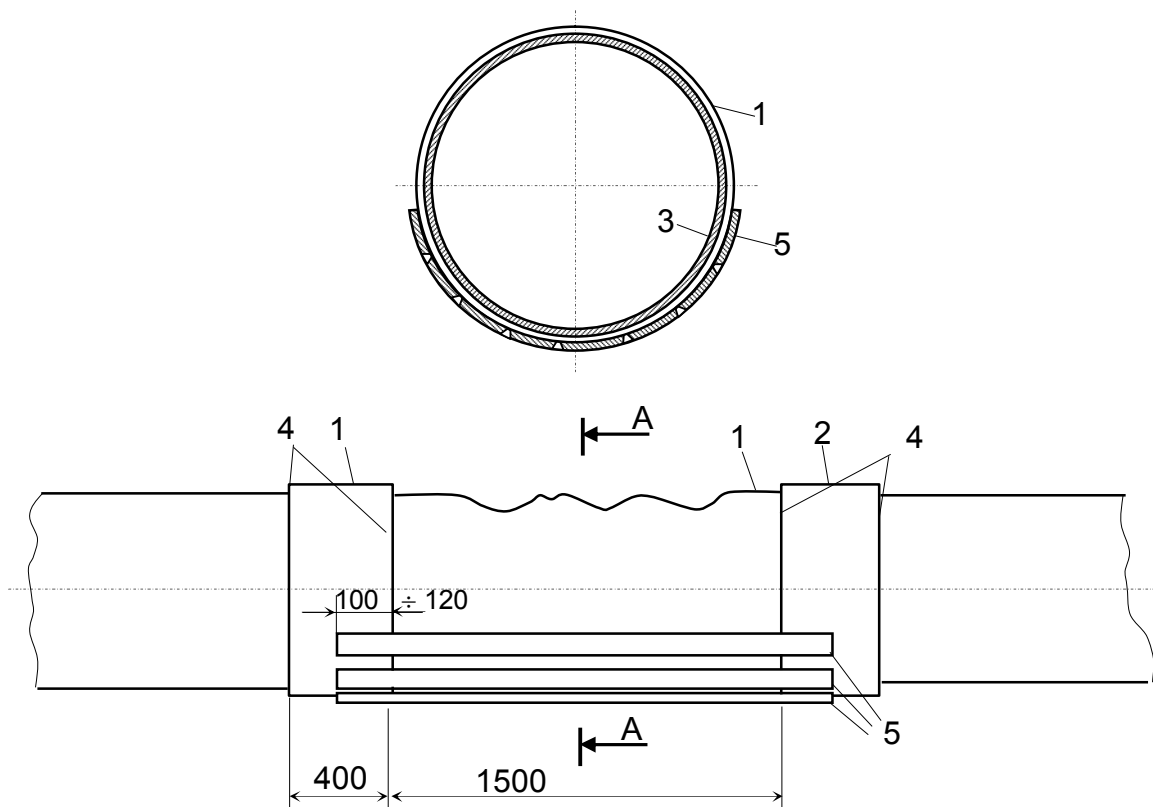


Рисунок 4.8 - Усиливающая конструкция трубы

На балочном переходе на 6 км нефтепровода Ухта-Ярославль на северном конце, на расстоянии 0,5, 1,25 и 2,0 м от грунта расположены три вмятины в верхней части трубы. При подъеме трубы данный участок будет дополнительно нагружаться. Необходимо компенсировать эту нагрузку изгибающим моментом обратного знака. Поэтому до подъема трубы необходимо провести ее усиление специальной конструкцией, содержащей два хомута 1 и 2, приваренных к трубе 3 кольцевыми сварными швами 4 с обеих сторон хомута. К хомуту 1 приваривают стальные тяги 5, вырезанные, например, из трубы с толщиной стенки, близкой к толщине стенки магистрального нефтепровода. Затем, нагревая пламенем горелки каждую из тяг, немедленно приваривают ее к хомуту 2 так, чтобы до начала приварки тяга не успела остыть. Желаемая температура нагрева в момент фиксации тяги на втором хомуте – 100-200 °С. Суммарная площадь сечения тяг составляет 80 см². В этом случае можно выбрать 8 тяг шириной по 10 см и толщиной 1 см. Ко второму хомуту тяги приваривают сначала в районе нижней образующей трубы, переходя затем к соседним с ней тягам. Зазор между тягами может быть 3-4 см. После приварки тяг конструкцию защищают антикоррозионным покрытием.

Аналогично выполняют усиление на 59 км на 45-47 м (рядом с грунтом у южного конца), назначая те же размеры тяг и хомутов, располагая тяги внизу трубы. Засыпку кон-

цевых участков балочного перехода нефтепровода выполняют после подъема переходов и их надежной фиксации в местах опирания.

4.3.2. Расчетное обоснование эффективности технических предложений

Подъем балочных воздушных переходов нефтепровода с целью снижения изгибных напряжений в теле трубы до допустимого уровня можно осуществить по разработанной методике. Результаты нивелирования переходов приведены в таблице 4.3 до подъема переходов и сразу после подъема. При этом перекачку нефти требуется остановить.

Таблица 4.3 - Результаты нивелирования балочных переходов на 4-6 км

Расстояние от северного конца перехода, м	Относительные отметки по нивелирной рейке на участках, мм					
	4 км		5 км		6 км	
	до подъема	после подъема	до подъема	после подъема	до подъема	после подъема
0	1315	1307	1332	1327	1585	1580
2	1313	1298	1421	1409	1626	1617
4	1309	1283	1517	1500	1602	1589
6	1300	1261	1614	1595	1570	1550
8	1293	1242	1714	1690	1535	1510
10	1265	1221	1813	1785	1495	1465
12	1270	1192	1910	1878	1450	1415
14	1238	1150	2007	1969	1406	1367
16	1194	1102	2094	2049	1359	1313
18	1150	1053	2177	2128	1302	1257
20	1102	1005	2256	2200	1239	1195
22	1061	958	2329	2265	1176	1130
24	1000	910	2385	2315	1106	1060
26	939	660	2435	2370	1030	986
28	870	807	2480	2411	956	910
30	805	750	2519	2453	856	820
32	740	699	2560	2493	758	725
34	679	645	2592	2535	651	625

Продолжение таблицы 4.3

35	619	598	2625	2561	540	518
36	568	552	2630	2580	420	404
40	520	510	2640	2594	285	277
41	-	-	-	-	235	231
42	-	-	2640	2605	-	-
44	-	-	2637	2605	-	-
46	-	-	2631	2610	-	-
48	-	-	2619	2605	-	-
50	-	-	2600	2594	-	-
52	-	-	2580	2580	-	-
54	-	-	2562	2562	-	-
55,4	-	-	2554	2554	-	-

По результатам таблицы 4.3 построены кривые (рисунок 4.9) относительных прогибов, измеренных от хорды, соединяющей концы переходов и вычисленных по формуле

$$y_i = v_o - v_i - x_i \frac{v_o - v_k}{\ell}, \quad (4.16)$$

где Y_i – величина относительного прогиба, мм; v_o, v_i, v_k – отметки по нивелирной рейке в начальном, текущем и конечном сечениях переходов, соответственно, мм; x_i – координата сечения, мм; ℓ – длина перехода, м.

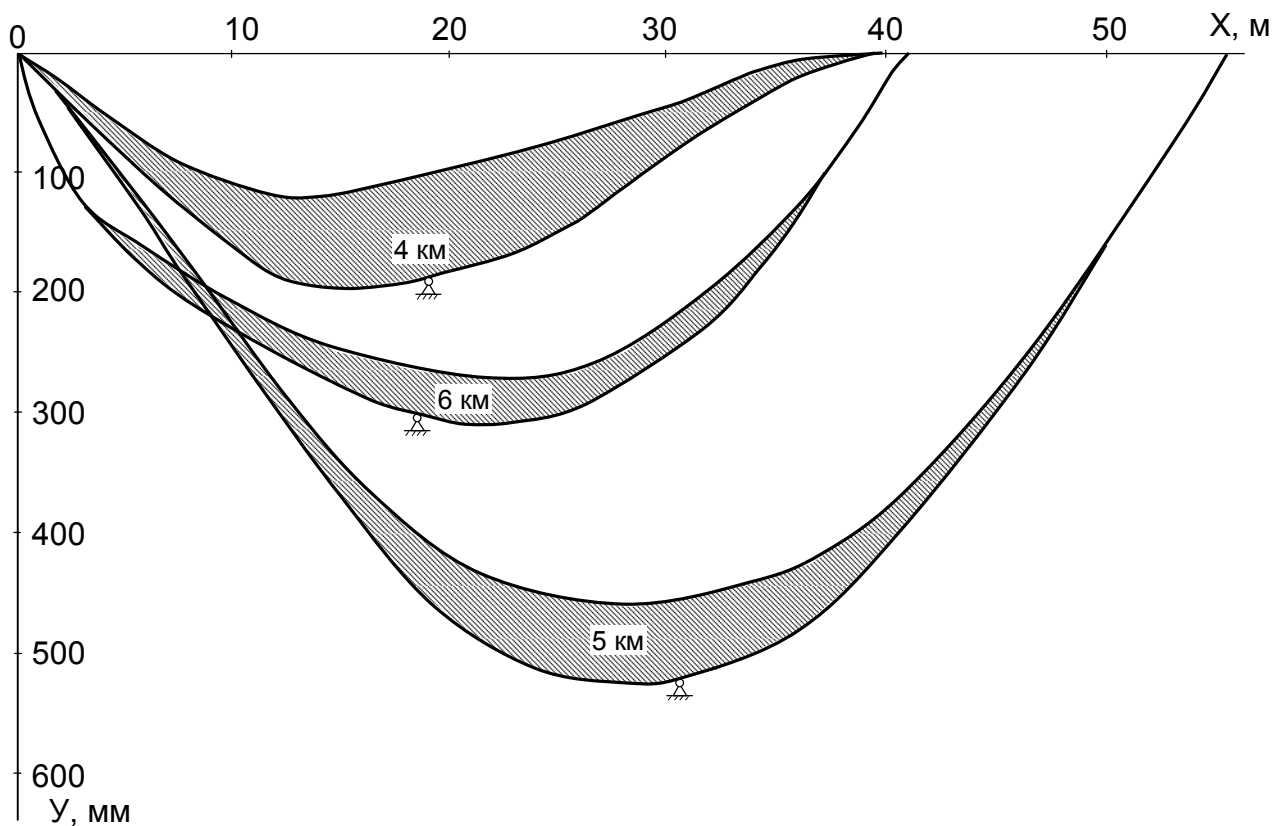


Рисунок 4.9 - Зависимость прогиба Y от координаты X до подъема трубы и после подъема для балочных переходов 4, 5, 6 км

При обследовании перехода на 4 км установлено, что трубопровод не опирался на разрушенную опору, расположенную на 29 м перехода, а контактирует с опорой на 19 м. Данная опора находилась в удовлетворительном состоянии и могла быть использована в дальнейшем для опирания перехода. После подъема в образовавшийся зазор между опорой и трубой требуется поместить прокладки с последующей посадкой на них перехода.

Высотная фиксация переходов на 5 и 6 км также осуществляется на имеющихся опорах путем замены катковых элементов. Изменение высотного положения переходов по краям и в местах опор, где наблюдается наибольшее изменение высоты, приведено в таблице 4.4.

Таблица 3.1 - Изменение высотного положения переходов при подъеме

Переход, км	Рассматриваемое сечение	Координата сечения, мм	Высотные отметки, мм	
			до подъема/после подъема	величина подъема, мм
4	Северный конец опора южный конец	0	1315/1307	1150/1053 97
		19	8	
		40	520/510 10	
5	Северный конец опора южный конец	0	1332/1327	2480/2411 69
		30,5	5	
		55,4	2554/2554 0	
6	Северный конец опора южный конец	0	1585/1580	1239/1195 56
		18,4	5	
		41,0	235/231 4	

Из таблицы 4.4 видно, что переход на 4 км в результате подъема переместится вверх на 8-10 мм по краям и на 97 мм в центре, переход на 5 км - на 5-0 мм и в центре - на 69 мм, переход на 6 км - на 5-4 мм и в центре - на 56 мм. Подъем переходов оказывает существенное влияние на изменение изгибно-напряженного состояния стенок трубы в продольном направлении. В таблице 4.5 приведены значения радиусов изгиба до и после подъема трубы.

Таблица 4.5 - Радиусы изгиба оси переходов в наиболее напряженных местах

Переход, км	Коорд. сеч., м	Радиус оси, м до и после подъема трубы
4	36	375/1142
5	2	250/444
6	30	432/551

Из таблицы 4.5 видно, что радиусы изгиба трубы существенно выросли, что снизило напряжения изгиба в самых опасных сечениях перехода до допустимой величины. Кроме того, наиболее напряженное место перехода 4 км переместилось к 14 м, и радиус изгиба здесь составил после подъема трубы 666 м.

Таким образом, переходы после подъема удовлетворяют условиям прочности и деформативности по [93].

Цель ремонтных работ на 40 км - снизить параметры напряженно-деформированного состояния металла трубы до уровня, допускаемого [93], разгрузить кольцевые сварные швы от изгибных напряжений, резко повысить пространственную устойчивость перехода от продольных и поперечных нагрузок.

Для достижения цели было принято решение смонтировать промежуточную опору в районе максимальной прогиба и установить переход на опору с подъемом до 300 мм. Расчетное обоснование подъема перехода и достигнутого при этом эффекта приведено ниже.

Расчет проведен по результатам геодезического нивелирования верхней образующей трубы перехода до и после установки трубы перехода на опору. Кривые вертикального профиля перехода по трем состояниям приведены на рисунке 4.10. Изменение изгибающего момента рассчитано для трех характерных, наиболее нагруженных сечений $x = 12,5$ и ; $x = 23,6$ и (кольцевые сварные швы); $x = 20$ м (опора). Использован метод наименьших квадратов. Значения максимальных прогибов и изгибающих моментов для трех сечений по результатам измерений приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Значения изгибающих моментов и прогибов перехода

Координата, x , м	Прогибы по состояниям, мм			Моменты по состояниям, т.м			Расчетный момент, т.м перехода с опорой
	летнее	зимнее	с опорой	летнее	зимнее	с опорой	
12, 5	450	422	340	152	142	113	109
20,0	542	504	401	186	171	96	104
23,6	512	476	388	160	155	112	110

Анализ данных таблицы 4.6 показывает, что к зимнему сезону произошло снижение прогибов, в т.ч. максимального - на 38 мм, что объясняется снижением продольного усилия в переходе в силу более низкой температуры перекачиваемой нефти. Также произошло снижение изгибающих моментов - при $x = 20$ м величина M_{max} снизилась на 8 %.

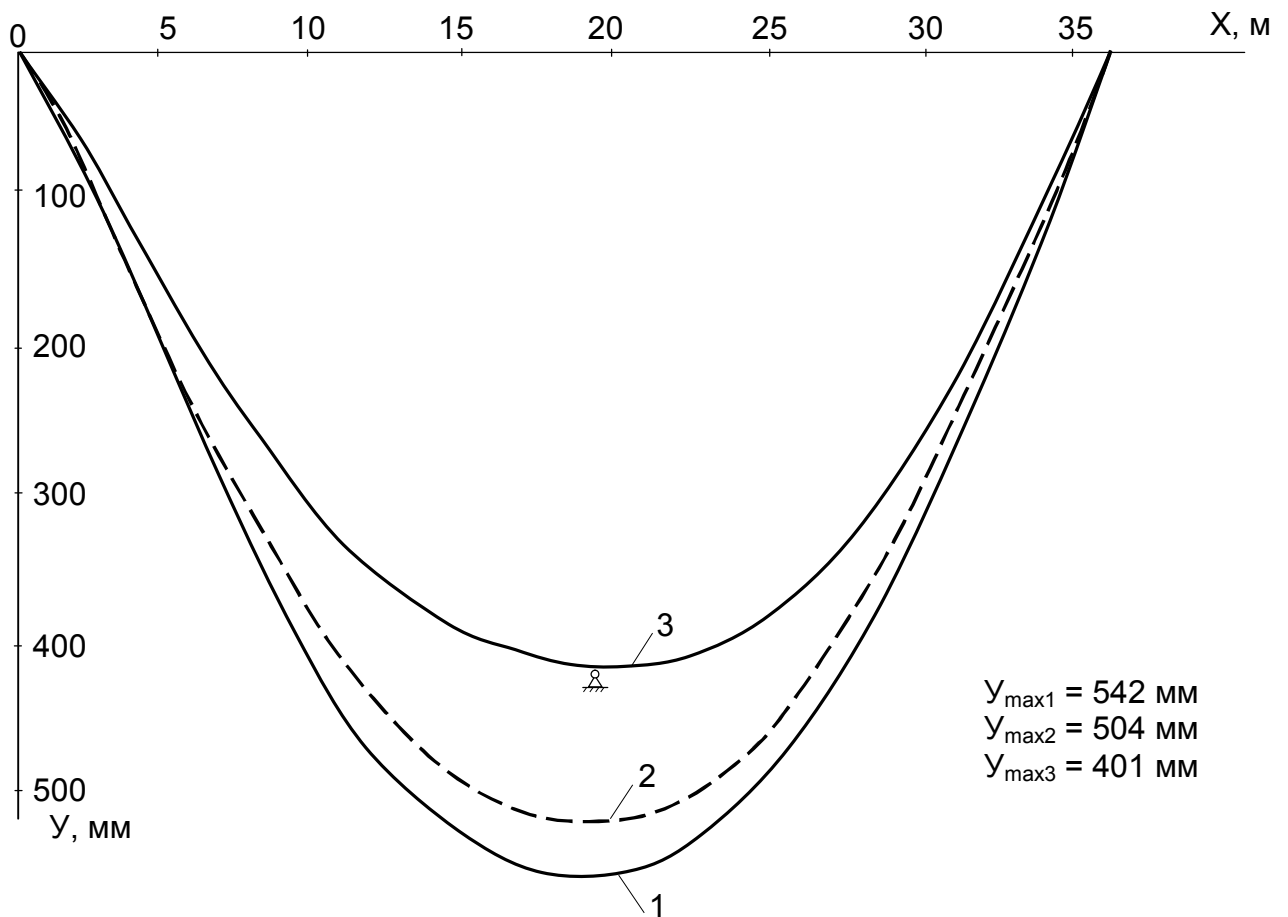


Рисунок 4.10 - Профили перехода: 1 – летнее состояние; 2 - зимнее состояние; 3 - послеремонтное состояние

Теперь определим расчетным путем изменение максимального прогиба при переходе от летнего состояния к зимнему за счет охлаждения нефти. Используем формулу энергетического баланса, когда работа продольной силы переходит в энергию изгиба трубы

$$y_{\max 1} = y_{\max 2} \frac{N + N_{кр}}{N_{кр} - N}, \quad (4.17)$$

где $y_{\max 1}$ - величина максимального прогиба летом, м; $y_{\max 2}$ - то же зимой, м; $N = \alpha \Delta t EF$ - продольное температурное усилие за счет разности температур нефти летом и зимой, тс; $\alpha \Delta t$ - температурная деформация; $N_{кр} = \frac{4\pi^2 EF}{\ell^2}$ - жесткость трубы на сжатие, тс;

EF - критическая эйлера сила, тс.

Подставляя в (4.17) исходные данные для трубы $\varnothing 820 \times 11$ мм: $EJ = 4,8 \cdot 10^4$ т \times м, $\ell = 36$ м, $y_{\max 2} = 504$ мм, а также $\Delta t = 10$ °С, получим $y_{\max 1} = 542$ мм, что совпадает с максимальным летним прогибом, найденным путем измерений. Таким образом, сезонное изме-

нение прогибов связано только с изменением продольной силы, а сама расчетная схема перехода выбрана правильно.

Существенные изменения в прогибах и моментах произошли после установки перехода на опору. Максимальный прогиб снизился по сравнению с летом на 141 мм, зимой - на 103 мм. Соответственно, уменьшились величины изгибающих моментов, особенно в месте установки опоры (см. таблицу 4.6). Определим расчетным путем изменение моментов в переходе и сравним с экспериментальными результатами. Расчетная схема приведена на рисунке 4.11

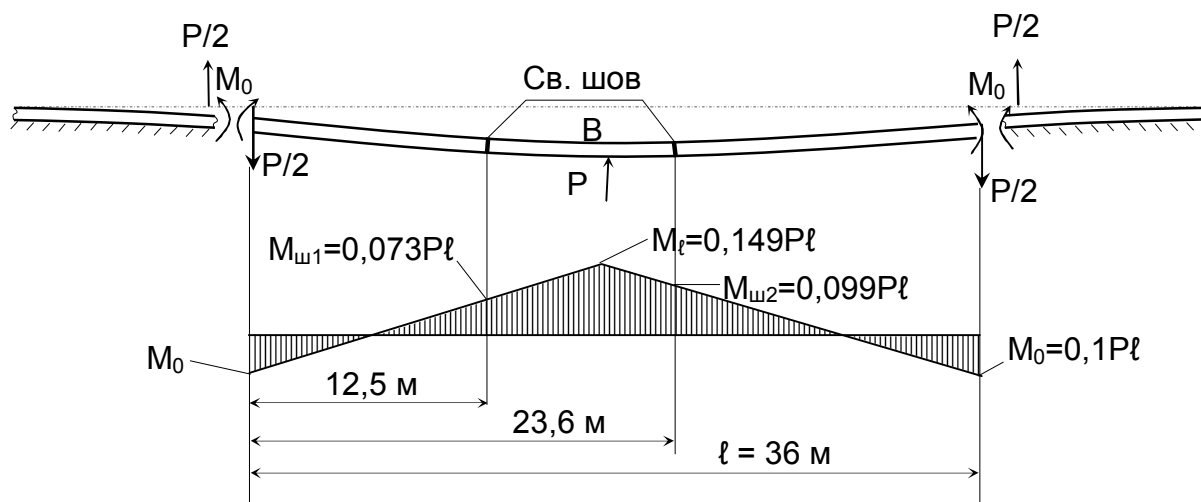


Рисунок 4.11 - Эпюра разгружающих моментов

Усилие P , создаваемое домкратом, изменяет эпюру изгибающих моментов по ломаной линии. Учитываем податливость грунта на концевых участках в виде коэффициентов постели. применяем метод сил. Концевой момент M_0 равен

$$M_0 = -\frac{\Delta_{ip}}{\delta_n} \quad (4.18)$$

где $\Delta_{ip} = \frac{P}{EJ} \left(\frac{\ell^2}{8} - \frac{1}{4\beta^2} \right)$ - угловое перемещение в основной системе; P - поперечная сила,

тс; EJ - изгибная жесткость перехода, тсм²; ℓ - длина перехода, м; $\beta = \sqrt[4]{\frac{C_y D_n}{4EJ}}$ - коэффициент, 1/м; C_y - коэффициент постели грунта при сжатии, тс/м³; D_n - наружный диаметр трубы, м; $\delta_{11} = \frac{1}{EJ} \left(\ell + \frac{1}{\beta} \right)$ - единичное перемещение, 1/тс м.

Эпюра разгружающих моментов приведена на рисунке 4.11 при коэффициенте $C_y = 200$ тс/м³. В сечении, где установлена опора (т.В): $M_0 = 0,149 P\ell$, в концевых сечениях: $M_0 = -0,1 P\ell$, в сварных швах: $M_{ш1} = 0,73 P\ell$, $M_{ш2} = 0,099 P\ell$.

Перемещение т.β методом ;сил выражается в виде

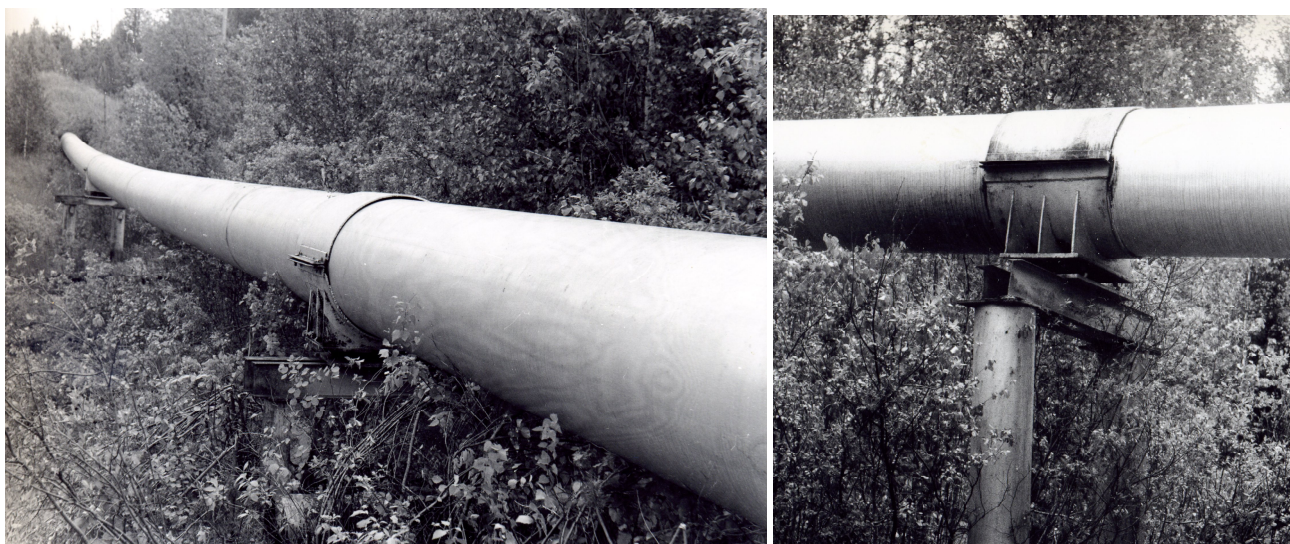
$$Y_B = 0,00825P\ell^3 \quad (4.19)$$

Подставляя в (4.19) известное значение $Y_B = 0,103$ м (величина подъема трубы), получим конечное усилие подъема или вертикальное давление на опору $P = 12,5$ тс и соответствующие значения моментов M_B , $M_{ш1}$, $M_{ш2}$ приведенные в таблице 4.6.

Из условия расчета на прочность по [93] допускаемый изгибающий момент в переходе $M_{доп} = 120$ тм. Сравнивая это значение с приведенными в таблице в двух последних колонках экспериментальными и расчетными значениями изгибающих моментов, приходим к выводу, что прочность перехода обеспечена. Максимальные напряжения изгиба уменьшились на 44-48 %. Кроме того, заметно снизился изгибающий момент в сварных швах на 20-29 %, что повысило надежность перехода в целом,

Устойчивость перехода, рассчитанная по критической силе Эйлера, возросла примерно в 4 раза, т.к. в два раза уменьшилась длина пролета.

Таким образом, выполнение работ позволит снизить изгибно-напряженное состояние ремонтируемых балочных переходов нефтепровода до уровня требований [93] по прочности и деформациям и обеспечить тем самым возможность безаварийной эксплуатации магистрального нефтепровода без вырезки трубы и слива нефти (рисунки 4.12, 4.13).



а)

б)

Рисунок 4.12 – Общий вид балочного перехода нефтепровода Ухта-Ярославль, 58 км:

а) общий вид, б) опора



а)



б)



в)



г)

**Рисунок 4.13 – Общий вид балочного перехода нефтепровода Ухта-Ярославль, 5, 40 км:
а, в) общий вид, б, г) опора**

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана методика расчета напряженно-деформированного состояния балочного перехода трубопровода в несущем футляре с учетом случая разрушения внутренних опорных элементов, определен оптимальный пролет между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра, найдены оптимальные соотношения типоразмеров трубы и футляра для типового сортамента нефтегазопроводных труб.

2. Разработан метод диагностирования фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре, позволяющий определить конфигурацию оси трубопровода без разрезания футляра за счет локальных сверлений в его корпусе.

3. Разработаны технические решения по стабилизации устойчивости балочного перехода трубопровода при эксплуатации. Предложены мероприятия по оценке состояния и регулированию высоты опор, ослаблению степени заземления концевых подземных участков за счет удаления обвалования с последующим закреплением и стабилизацией нового высотного положения балочного перехода.

4. Экспериментально обоснован метод диагностирования балочного перехода трубопровода с применением дальнедействующего ультразвукового контроля, позволяющий проводить выявление дефектов на труднодоступных для диагностирования переходах трубопроводов, скрытых футляром, на расстоянии от места контактной установки датчиков не менее 25 м.

5. Разработанные на примере нефтепровода Ухта-Ярославль диагностические методы и рекомендации по корректировке высотного положения балочных переходов для уменьшения изгибных напряжений в материале труб внедрены в практику работы экспертной организации НТЦ «Эксперт-сервис».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Авдеев Б.А. Техника определения механических свойств материалов. – М.: Машиностроение, 1965. – 488 с.
2. Автахов З.Ф. Новая конструкция балочного трубопроводного перехода // Севергеозкотех-2002: Матер. межрегион. молод. науч. конф. - Ухта: УГТУ, 2002. - С. 93-95.
3. Автахов З.Ф. Повышение эффективности использования балочных трубопроводных переходов: Дис. канд. техн. наук: Уфа: УГНТУ, 2004. - 128 с.
4. Автахов З.Ф., Быков Л.И. Рациональное проектирование балочных трубопроводных переходов // Изв. вузов. Нефть и газ, 2003. - №1. С. 60-64.
5. Автахов З.Ф., Быков Л.И., Лунев Л.А. Оценка напряженно-деформированного состояния надземного трубопроводного перехода // Изв. вузов. Нефть и газ. 2003. - №3. - С. 63-69.
6. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. - М.: Недра, 1982. - 341 с.
7. Аксельрад Э.Л., Ильин В.П. Расчет трубопроводов. - М.: Машиностроение, 1972. - 239 с.
8. Алешин Н.П., Дерябин А.А. Разработка критериев оценки типов дефектов сварных соединений тонкостенных труб волнами Лэмба // Контроль. Диагностика, 2008. - № 2. - С. 30-33.
9. Алешин Н.П., Лукачев В.Г. Ультразвуковая дефектоскопия: Справочное пособие. – М.: Высшая школа, 1987. - 264 с.
10. Балочные переходы. Методы расчёта и реконструкции на стадии эксплуатации трубопровода: учеб. пособие / А. С. Кузьбожев, И. Н. Бирилло, Н. С. Вишневская, М. М. Бердник. – Ухта: УГТУ, 2013. – 111 с.
11. Барская Г.Б. Закрепление пространственного положения однопролетных балочных переходов трубопроводов в условиях Западной Сибири: Дис. канд. техн. наук. - Тюмень, 2000, 157 с.
12. Басович В.С., Дамаскин А.Л., Дымкин Г.Я. Возможности ультразвукового дефектоскопа УДС1-20 ПОИСК-4 при контроле бурового оборудования и инструмента // Дефектоскопия, 1990. - № 8 - С. 92-93.
13. Березин В.Л., Шутов В.Е. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. - М.: Недра, 1979. - 199 с.

14. Березовский Б.И. и др. Справочник мастера строителя (для работ в северной климатической зоне). Л., Стройиздат, 1975. - 400 с.
15. Бирюков С.В., Гуляев Ю.В., Крылов В.В. Поверхностные акустические волны в неоднородных средах. - М.: Наука, 1991. - 415 с.
16. Бирюлев В.В. Металлические неразрезные конструкции с регулированием уровня опор. - М.: Стройиздат, 1984. - 88 с.
17. Бородавкин П.Н., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. - М.; Недра, 1987. - 470 с.
18. Бородавкин П.П. Подземные трубопроводы. - М.: Недра, 1973. - 304 с.
19. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. - М: Недра, 1987. - 472 с.
20. Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1984. - 245 с.
21. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. - М.: Недра, 1968. - 303 с.
22. Бородавкин П.П., Хигер М.Ш., Николаев Н.В. Вопросы проектирования и эксплуатации трубопроводов на торфяных грунтах Западной Сибири. - М.: ВНИИОЭНГ, 1978. - 65 с.
23. Буденков Г.А., Недзвецкая О.В., Далати М. О возможностях акустической дистанционной дефектоскопии протяженных объектов // Дефектоскопия, 2003. № 11. – С. 30-33.
24. Булгаков А.В. Надземные газопроводы с самокомпенсацией температурных напряжений. М.: ВНИИСТ, 1959. - 73 с.
25. Булгаков А.В. Надземные газопроводы с самокомпенсацией температурных напряжений. - М.: ВНИИСТ, 1959. - 73 с.
26. Быков Л.И., Автахов З.Ф. Оценка влияния опорных условий на работу балочных трубопроводных систем // Изв. вузов. Нефть и газ, 2003. - №5. - С. 79-85.
27. Быков Л.И., Лунев Л.А. Новые методы проектирования надземных трубопроводных переходов // Трубопроводный транспорт нефти, 2001. - №6. - С. 18-20.
28. Быков Л.И. Продольно-поперечный изгиб надземных трубопроводов / Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз: В сб. науч. тр. - М.: Недра, 1966. - вып.1. - С. 39-43.

29. Быков Л.И., Автахов З.Ф. К вопросу проектирования балочных трубопроводных переходов//Сооружение, ремонт и диагностика трубопроводов: В сб. науч. тр. - М.: Недра, 2003. - С. 49-59.
30. Васильев Н. П., Шор Л. Д. Сооружение простейших надземных балочных переходов магистральных трубопроводов. - М.: Центр научно-технической информации Миннефтегазпрома СССР, 1965. - 60 с.
31. Васильев Н. П. Балластировка и закрепление трубопроводов. - М.: Недра, 1984. - 165 с.
32. Викторов И.А. Звуковые поверхностные волны в твердых телах. - М.: Наука, 1981. - 88 с.
33. Викторов. И.А. Физические основы применения ультразвуковых волн Рэлея и Лэмба в технике. М.: Наука, 1966. - 167 с.
34. ВРД 39-1.10-016-2000 Методика оценки работоспособности балочных переходов магистральных газопроводов через малые реки, ручьи и другие препятствия. - М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 23 с.
35. ВСН 1-30-71 Указания по производству работ при сооружении магистральных стальных трубопроводов. Строительство надземных переходов. - М.: Мингазпром, 1971. - 104 с.
36. ВСН 39-1.10-003-2000 Положение по техническому обследованию и контролю за состоянием надземных переходов магистральных газопроводов. - М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 47 с.
37. Гольдштейн А.С., Киреенко В.И. Висячие и арочные переходы нефтепроводов. - М: Недра, 1964. - 113 с.
38. Горбачев К.П. Метод конечных элементов в расчетах прочности. - Л.: Судостроение, 1985. - 156 с.
39. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытания на растяжение. – М.: Изд-во стандартов, 1984. – 17 с.
40. Гурвич А.К., Ермолов И.Н. Ультразвуковой контроль сварных швов. - Киев: Техника, 1972. - 460 с.
41. Дерцакян А. К. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов, Л.: Недра, 1977. - 519 с.
42. Дерцакян А. К., Васильев Н. П. Строительство трубопроводов на болотах и многолетне-вечномерзлых грунтах. - М.: Недра, 1978. - 258 с.

43. Дефектоскоп ультразвуковой ГСП УДС1-20 (2.1): Техническое описание и инструкция по эксплуатации. – Кишинев: НПО Волна, 1983. - 64 с.
44. Дымкин Г.Я. Теоретические основы, методология и принципы построения аппаратуры низкочастотного ультразвукового контроля металлопродукции: Дис-я на соиск-е уч. степени докт. техн. наук. М: ЦНИИТМАШ, 1991.
45. Елисеев М. Л. Проектирование и сооружение магистральных нефтепроводов в Западной Сибири. - М.: Недра, 1986. - 184 с.
46. Ермолов И.Н. Контроль ультразвуком: Справочник. - М.: ЦНИИТМАШ, 1992. - 86 с.
47. Ермолов И.Н. Теория и практика ультразвукового контроля. М.: Машгиз, 1981. -240 с.
48. Ермолов И.Н., Алешин Н.П., Потапов А.И. Акустический контроль. - В сб.: Не-разрушающий контроль: в 5 кн. кн.2. Под ред. В.В. Сухорукова. - М.: Высшая школа, 1991. - 288 с.
49. Иванова В.С., Шанявский А.А. Количественная фрактография. Усталостное разрушение. – Челябинск: Metallургия, 1988. – 396 с.
50. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкции магистральных трубо-проводов. - М.: Недра, 1985. - 231 с.
51. Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1978. - 166 с.
52. Казакевич М.И. Аэродинамическая устойчивость надземных и висячих трубо-проводов -М.: Недра, 1977. - 200 с.
53. Камерштейн А.Г., Рождественский В.В., Ручимский М.Н. Расчет трубопрово-дов на прочность: Справочная книга. - М: Недра, 1969. - 440 с.
54. Кириенко В.И. Висячие предварительно напряженные трубопроводные пере-ходы // Строительство трубопроводов, 1982. - №1. - С. 25-26.
55. Клейн Г.К. Расчет надземных трубопроводов. - М.: Стройиздат, 1969. - 237 с.
56. Клементьев А. Ф. Устройство магистральных трубопроводов в сложных усло-виях. - М.: Недра, 1985. - 113 с.
57. Крауткремер Й., Крауткремер Г. Ультразвуковой контроль материалов: Спра-вочник. Пер. с нем. М.: Metallургия, 1991. - 752 с.
58. Кретов Е.Ф. Ультразвуковая дефектоскопия в энергомашиностроении. С-Пб.: Радиоавионика, 1995 - 336 с.

59. Кузьмин С.В., Закураев А.Ф., Иванов В.А. Методы аэродинамического расчета надземных трубопроводов // Изв. вузов. Нефть и газ, 2006. - №1. - с. 62-66.
60. Куликов Ю.А., Гриценко А.И., Жаров А.И. и др. Опоры для надземных газопроводных систем // Газовая промышленность, 1985. - № 10. - С. 10-11.
61. Лепендин Л.Ф.. Акустика. – М.: Высшая школа, 1978. - 448 с.
62. Лунев Л.А. Конструкции переходов через горные реки // Научно-производственные достижения нефтяной промышленности в новых условиях хозяйствования. - М.: ВНИИОНГ, 1989. - № 11. - С. 4-5.
63. Лунев Л.А. Надземные трубопроводные переходы с консольными опорами // Нефтепромысловое строительство. - М.: ВНИИОНГ, 1988. - № 12.
64. Лунев Л.А. Оценка напряженно-деформированного состояния надземного перехода с консольными опорами, имеющими анкера / Л.А. Лунев, С.Н. Акимов // Надежность и ресурс газопроводных конструкций: В сб. докладов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. - С. 251-254.
65. Лунев Л.А. Сейсмическое воздействие на висячий трубопроводный переход // Строительство трубопроводов. - М.: Недра, 1977. - №7. - С. 18-20.
66. Лунев Л.А. Условия работы надземных трубопроводов на сейсмическое воздействие // Строительство трубопроводов, 1980. - №6. - С. 28-29.
67. Лунев Л.А. Учет влияния реакции подвесок висячих переходов на их жесткость // Строительство трубопроводов, 1974. - № 11. - С. 28-29.
68. Лунев Л.Л. Новые методы рационального проектирования балочных и подвесных трубопроводных переходов: Дисс. докт. техн. наук. - Старый Оскол, 2001. - 330 с.
69. Марковец М.П. Определение механических свойств по твердости. – М.: Машиностроение, 1979. – 191 с.
70. Марковец М.П., Матюнин В.М., Шабанов В.М. Переносные приборы для измерения твердости и механических свойств // Заводская лаборатория, 1989. – Т. 55. – № 12. – С. 73-76.
71. Математическое моделирование при расчетах и исследованиях строительных конструкций: Учеб. Пособие / В.В. Горев, В.В. Филиппов, Н.Ю. Тезиков. - М.: Высшая школа, 2002. - 206 с.
72. Методы испытания, контроля и исследования машиностроительных материалов: Справ. пособие. - Т.2. - Методы исследование механических свойств металлов / Под. ред. А.Т. Туманова. – М.: Машиностроение, 1971. – 320 с.

73. Неразрушающий контроль и диагностика. Справочник. Под ред. В.В. Клюева.- М.: Машиностроение, 1995.- 488 с.
74. Перун И.В. Магистральные трубопроводы в горных условиях. - М: Недра, 1987. - 175 с.
75. Петров И.П. Рекомендации по проектированию надземных трубопроводов в виде провисающей нити. М.: ВНИИСТ, 1968. - 56 с.
76. Петров И.П. Рекомендации по проектированию надземных трубопроводов в виде провисающей нити. - М.: ВНИИСТ, 1968. - 56 с.
77. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. - М.: Недра, 1973. -469 с.
78. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземные консольные переходы трубопроводов // Строительство трубопроводов, 1961. - № 2. - С. 6-9.
79. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземные переходы трубопроводов без компенсации продольных деформаций // Строительство трубопроводов, 1960. - № 7. - С. 8-12.
80. Петров И.П., Спиридонов В.В. Расчет опор для надземной прокладки трубопроводов // Строительство трубопроводов, 1963. - № 4. - С. 12-17.
81. Полупан А.В. Определение параметров скрытых несплошностей волнами Рэлея и Лэмба // Контроль. Диагностика, 2006. - № 10. – С. 21-25.
82. Приборы для неразрушающего контроля материалов и изделий: Справочник. - Т.2. Под ред. В.В. Клюева. – М.: Машиностроение, 1986. - 352 с.
83. Расчет и конструирование трубопроводов: Справочное пособие / Под ред. Зверькова Б.В. - Л.: Машиностроение, 1979. - 245 с.
84. Рекомендации по учету динамических ветровых нагрузок при расчете балочных систем надземных трубопроводов. - М.: ВНИИСТ, 1975. - 74 с.
85. Рождественский В.В. Влияние внутреннего давления на деформативность и напряженное состояние трубопроводов при бескомпенсаторной прокладке на опорах. - М.: Тр. ВНИИСТа, вып. 25, 1971. - С. 91-103.
86. Рождественский В.В., Соловьев П.С. и др. Определение величины пролета трубопровода из условия его допустимого провисания. Тр. ВНИИСТ, вып. 25, 1971. - С. 61-66.

87. Рохлин С.И., Харитонов А.В. Экспериментальное исследование отражения волн Лэмба от естественных расслоений в листовом прокате // Дефектоскопия, 1974. - № 6, С. 84-85.
88. Самедов Я.Ю., Щербинский В.Г. Экспериментальное исследование влияния шероховатости на параметры поверхностной волны // Дефектоскопия, 1989. - № 8, С. 85-87.
89. Самсонов С.Н. Напряженное состояние балочных трубопроводных переходов с поддерживающими конструкциями: дис. канд. техн. наук. - Старый Оскол, 2002. - 136 с.
90. Сельский А.А. Контроль бесшовных труб на основе эффекта свертывания акустического поля волн Лэмба Дис. канд. техн. наук. – Красноярск: КГТУ, 2000. – 113 с.
91. Сельский А.А. Способ оперативного сплошного контроля труб // Безопасность труда в промышленности, 1998. - № 2. С. 28-29.
92. СНиП 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.
93. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. – М.: ЦИТП Госстроя РФ, 2012. – 52 с.
94. СП 109-34-97 Сооружение переходов под автомобильными и железными дорогами. – М.: Высоконадежный трубопроводный транспорт, 1998. – 37 с.
95. Спиридонов В.В. Новая система надземной прокладки северных газопроводов // Строительство трубопроводов, 1968. - №1. - С. 6-9.
96. Спиридонов В.В. Расчет надземных переходов трубопроводов с учетом смешения прилегающих надземных участков // Строительство трубопроводов, 1966. - №2. - С. 5-9.
97. Спиридонов В.В. Рациональные системы прокладки трубопроводов в Западной Сибири и на Крайнем Севере // Строительство трубопроводов, 1966. - №4. - С. 8-14.
98. Спиридонов В.В., Гехман А. С. Расчет свайных опор трубопроводов, прокладываемых в районах вечной мерзлоты // Строительство трубопроводов, 1968. - № 8. - С. 13-15.
99. СТО Газпром 2-2.1-459-2010 Нормы проектирования переходов трубопроводов через водные преграды, в том числе в условиях Крайнего Севера. – М. Газпром ЭКС-ПО, 2010. – 114 с.

100. Сукацкас В., Волковас В. Пространственное управление полем точечного источника волн Лэмба в стенке цилиндра // Дефектоскопия, 2007. № 6. – С. 36-42.
101. Таран В.Д. Сооружение магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1964. - 544 с.
102. Телегин Л.Г. Сооружение газонефтепроводов, - М.: Недра, 1984. - 304 с.
103. Телегин Л.Г., Карпенко М.П. Учет природно-климатических условий при строительстве линейной части магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1974. - 64 с.
104. Толипов Х.Б. Прохождение волн Рэлея в упругом клине // Дефектоскопия, 2002. № 7. – С. 21-25.
105. Феодосьев В.И. Соппротивление материалов. - М.: Наука, 1979. - 560с.
106. Финкель В.М. Портрет трещины. – М.: Металлургия, 1980. – 160 с.
107. Финкель В.М. Физика разрушения. – М.: Металлургия, 1970. – 376 с.
108. Харионовский В.В. и др. Методика расчета многопролетных трубопроводов (применительно к промышленным сооружениям на п-ве Ямал). - М.: ВНИИГАЗ, 1988. - 37 с.
109. Харионовский В.В. и др. Рекомендации по прочностным расчетам надземных газопроводов. - М.: ВНИИГАЗ, 1988. - 46 с.
110. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. - М.: Недра, 2000.- 467 с.
111. Харитонов А.В. Развитие и проблемы теории нормальных волн в ультразвуковой дефектоскопии // Дефектоскопия, 1979. - № 7, С. 64-67.
112. Херцберг Р.В. Деформация и механика разрушения конструкционных материалов. Пер. с англ. / Под ред. Бернштейна М.Л., Ефищенко С.П. – М.: Металлургия, 1989. – 254 с.
113. Шварц Л.Е. Воздействие порывов ветра на трубопроводы // Труды ВНИИСТ, вып. 34. - М.: ВНИИСТ, 1976. - С. 83-94.
114. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие / Под ред. Ю.Д. Земенкова. - ТюмГНГУ, 2001. – 623 с.
115. Якименко К.Ю. Совершенствования конструктивных решений балочных трубопроводных переходов: Дис. канд. техн. наук. - Тюмень: ТГНУ, 2007. 126 с.
116. Ясин Э.М., Березин В., Ращепкин К.Е. Надежность магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1972. - 182 с.
117. Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов, - М.: Недра, 1968. - 138 с.

118. Han-Sam Yoon, Jae-Hyund Park, Won-Bae Na. Fundamental guided waves attenuations and sensor location estimation in fluid-filled steel pipes // Дефектоскопия, 2007. № 9. – С. 87-95.

119. Seco F., Jimenez A.R. Modal analysis of the piezoelectric generation of ultrasonic guided waves for NDT of cylindrical structures // Дефектоскопия, 2007. № 10. – С. 58-67.

ПРИЛОЖЕНИЯ



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
«ЭКСПЕРТ-СЕРВИС»**
(ООО НТЦ «Эксперт-сервис»)

169307, Республика Коми, г. Ухта,
ул. Печорская д. 57
Тел/факс (8216) 75-90-75, 75-90-65
e-mail: expert-servis@es-ntc.ru

ОКПО 73320324, ОГРН 1041100605270, ОКВЭД
74.30.4 ИНН1102046038, КПП 110201001
в ФАКБ «Северный Народный Банк », (ОАО) г. Ухта
К/с 30101810000000000785, Р/с №
40702810407470000572,
БИК 048717785

Исх.№ 03/187-14 от 05.06.2014г г.

На № _____ от _____ г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО НТЦ «Эксперт-сервис»

А. А. Клименко



05 ИЮНЯ 2014 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы

КОШЕЛЕВОЙ ОЛЬГИ ПЕТРОВНЫ

Совершенствование методов оценки целостности балочных переходов трубопроводов в несущей цилиндрической оболочке

представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук

по специальности 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Комиссия в составе:


председателя Малютина В.В. - руководителя экзаменационного центра аттестации персонала неразрушающего контроля

членов комиссии: Ануфриева В.Ф. - начальника Управления технического надзора, Канева В.Н. - начальника лаборатории неразрушающего контроля

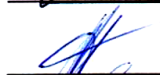
составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы «Совершенствование методов оценки целостности балочных переходов трубопроводов в несущей цилиндрической оболочке», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ, использованы в экспертной деятельности организации ООО НТЦ «Эксперт-сервис» в виде «Методики оценки технического состояния балочных переходов трубопроводов в несущем футляре».

Использование указанных результатов позволило: повысить качество мониторинга балочных переходов трубопроводов за счет нового информативного метода действующего ультразвукового контроля для своевременного выявления и устранения скрытых нарушений и дефектов, скрытых несущим футляром, а так же эффективно проводить диагностирование фактического положения трубопровода в несущей трубе-футляре, позволяющее определить конфигурацию оси трубопровода без разрезания футляра за счет локальных сверлений в его корпусе.

Председатель комиссии

 В. В. Малютин

Члены комиссии

 В.Ф. Ануфриев

 В.Н. Канев

ООО НТЦ «Эксперт-сервис»

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «НТЦ Эксперт-сервис»

А. А. Клименко

«30» мая 2014 г.



**Методика оценки технического состояния
балочных переходов трубопроводов в несущем
футляре**

Разработан:

Научный руководитель
доцент кафедры ПЭМГ УГТУ,
к.т.н., доцент

А. В. Сальников

Ответственный исполнитель
аспирант кафедры ПЭМГ УГТУ

О. П. Кошелева

Ухта 2014