

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ухта – 2014

Работа выполнена на кафедре «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов» ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент
Сальников Александр Викторович

Официальные оппоненты:

Мустафин Фаниль Мухаметович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ» ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Попков Андрей Сергеевич, кандидат технических наук, заместитель начальника отдела по линейной части магистрального газопровода Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Ведущая организация: ОАО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород

Защита диссертации состоится « 23 » октября 2014 г. в 10 часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.02 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, г. Ухта, Республика Коми, ул. Первомайская, 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета и на сайте www.ugtu.net

Автореферат разослан «22» августа 2014 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,



Мария Михайловна Бердник

кандидат технических наук

Общая характеристика работы

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, 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 заземления 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, а также методика корректировки высотного положения балочного перехода для уменьшения изгибных напряжений.

Разработаны методические указания по оценке технического состояния балочных переходов трубопроводов в несущем футляре и внедрены в практику работы экспертной организации ООО НТЦ «Эксперт-сервис».

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 и дефектов труб, а также за счет повышения надежности эксплуатации трубопроводов, реализации мероприятий по поддержанию устойчивого положения трубопроводов с минимальными затратами.

Результаты работы представлены в методическом указании и учебном пособии, которые используются в учебном процессе кафедры «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов» Ухтинского государственного технического университета.

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

- XII международной молодежной научной конференции «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 молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2014» (26 – 28 марта 2014 г, УГТУ, г. Ухта);
- конференции преподавателей и сотрудников УГТУ, 2014 г.

Публикации: по теме диссертации опубликовано 9 работ, из них 4 в ведущих рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК Минобрнауки РФ.

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

Содержание работы

Во введении обоснованы актуальность и значимость выбранной темы, степень ее разработанности, охарактеризованы научно-методические пути ее решения.

В первой главе выполнен обзор и анализ конструктивных решений одно-пролетных балочных переходов и методов оценки их технического состояния, раскрыты проблемы, возникающие при длительной эксплуатации балочных переходов, на примере нефтепровода Ухта-Ярославль.

Исследованиями проблем, разработкой различных конструкций балочных переходов в разное время занимались научно-исследовательские - ВНИИСТ, Газпром ВНИИГАЗ, ИПТЭР, учебные - РГУНГ им. И.М. Губкина; и проектные институты - Гипротрубопровод, ВНИПИтрансгаз и др.

Вопросам проектирования, сооружения и эксплуатации надземных трубопроводных переходов посвящены работы отечественных ученых Азметова Х.А., Айнбиндера А.Б., Бабина Л.А., Бородавкина П.П., Булгакова А.В., Быкова Л.И., Гольдштейна А.С., Гумерова А.Г., Камерштейна А.Г., Киреенко В.И., Лунова Л.А., Перуна И.В., Петрова И.П., Спиридонова В.В., Харионовского В.В., Шувалова В.Ю., Ясина Э.М. и др.

Несмотря на большое число работ и выполненных исследований в данном направлении, существенное разнообразие конструкций балочных переходов трубопроводов, отмечен ряд проблем в области диагностирования балочных переходов в несущем футляре и в вопросах их надежности при эксплуатации.

С одной стороны, такой тип балочного перехода является наиболее простым конструктивно, с другой – наиболее сложен для проведения диагностирования стандартными методами из-за невозможности прямого доступа к поверхности трубопровода, скрытого футляром.

Для проведения диагностирования и последующего ремонта перехода требуется полная остановка транспорта перекачиваемой среды, 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 лишь за счет защитного покрытия, катодная защита трубопровода на переходе в стандартном его решении не применяется, так как считается, что в прилегающем к трубопроводу пространстве нет электролитической среды, позволяющей проводить катодную поляризацию металла труб. При этом весьма высока вероятность металлического контакта трубопровода и кожуха, при котором в случае наличия в зазоре атмосферных осадков будет развиваться актив-

ная контактная и щелевая коррозия, выявить которую обычными методами, не разрезая несущую оболочку, не представляется возможным.

Стандартные известные 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 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.

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 эхо-сигналам обнаруживать удаленные дефекты. Однако для реализации ДУЗК на балочном переходе типа «труба в трубе» требуется методическая отработка метода.

Во второй главе выполнено расчетное обоснование несущей способности трубы футляра однопролетного балочного перехода для целей его диагностирования. Выполнен анализ основных особенностей расчета балочных переходов магистральных трубопроводов. Применительно к балочному переходу трубопровода в несущем футляре разработана методика расчета параметров напряженно-деформированного состояния (рисунок 1).

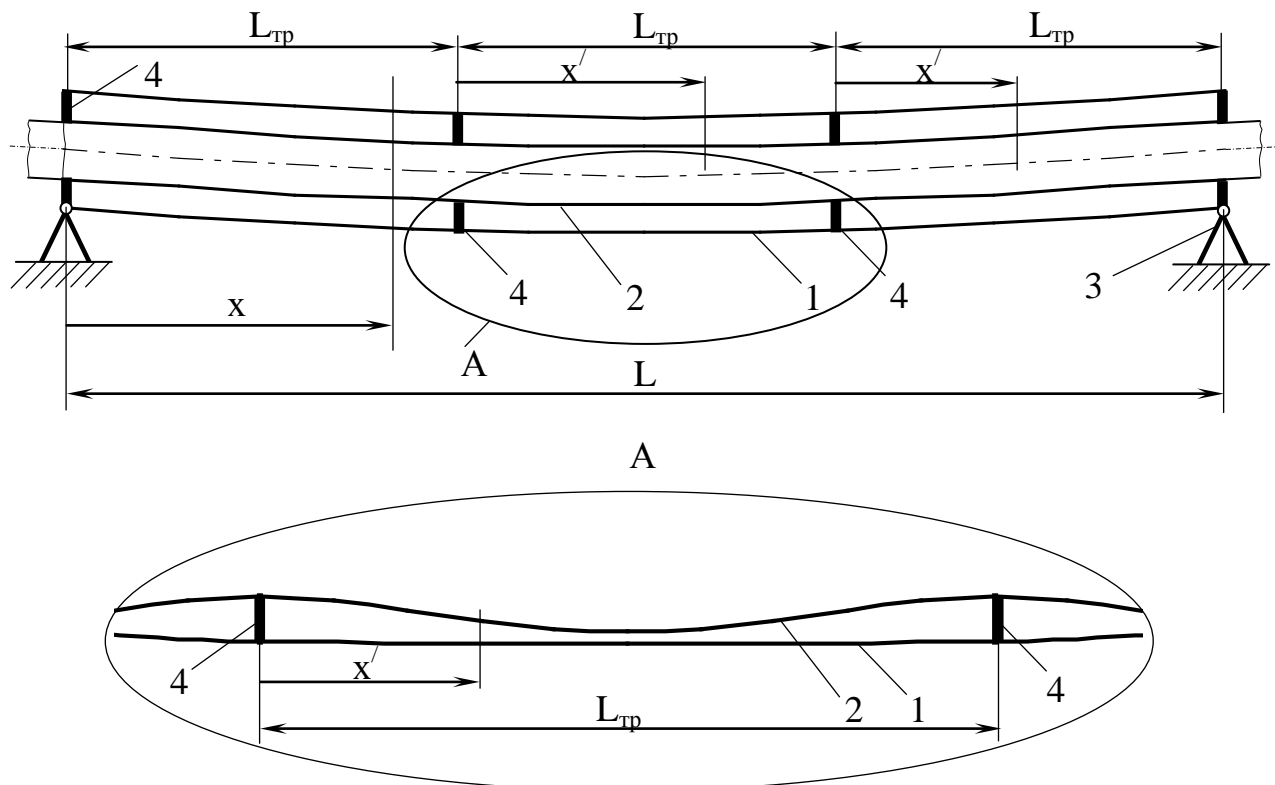
После укладки на опоры трубы-футляра изгибающие моменты и прогибы определяют путем расчета балки длиной L , нагруженной поперечной весовой нагрузкой, складывающейся из веса трубы-футляра, изоляции и обледенения (q_1), а также из веса внутренней трубы, веса ее изоляции и веса транспортируемого продукта (q_2). Ограничив допустимые изгибные напряжения в сечениях трубы-футляра значением нормативного предела текучести, выражение для определения предельного пролета трубы-футляра запишется в следующем виде

$$L = \sqrt{\frac{8W_{\phi} R_2^H}{q_1 + q_2}}, \quad (1)$$

где W_{ϕ} – момент сопротивления поперечного сечения трубы-футляра, m^3 ; R_2^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимаемое минимальному значению предела текучести по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, МПа.

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

момента $M_{тр1}$, обусловленного изгибом трубы-футляра и момента $M_{тр2}$, обусловленного изгибом трубопровода между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра.



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

Момент $M_{тр1}$, обусловленный изгибом трубы-футляра, может быть вычислен по следующей формуле

$$M_{тр1}(x) = M_{ф}(x) \frac{W_{тр} D_{тр}}{W_{ф} D_{ф}}, \quad (2)$$

где $M_{ф}(x)$ – изгибающий момент в рассматриваемом сечении трубы-футляра, определяемый от весовых нагрузок q_1 и q_2 ; $W_{тр}$ – момент сопротивления поперечного сечения трубопровода, m^3 ; $D_{тр}$ – наружный диаметр трубопровода; $D_{ф}$ – наружный диаметр трубы-футляра.

Момент $M_{тр2}(x')$ и деформацию f_2 трубопровода, обусловленные поперечной нагрузкой q_2 , на участке между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра, определяют из расчета неразрезной балки.

Наличие в трубопроводе продольного усилия P , обусловленного воздействием температуры и внутреннего давления продукта, вызывает увеличение начального прогиба f_2 и изгибающих моментов $M_{тр2}(x')$ до следующих значений

$$f_{p, t, q} = \frac{f_2}{1 - \xi}; \quad (M_{тр2})_{p, t, q}(x') = \frac{M_{тр2}(x')}{1 - \xi}; \quad (3)$$

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

$$\xi = \frac{P(kL_{тр})^2}{\pi^2 EJ}, \quad (4)$$

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

Расчетный пролет между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра

$$L_{тр} = \min \left\{ \begin{array}{l} \sqrt{\frac{12(1-\xi)}{q_2} \left[\left(\frac{m}{0,9k_H} R_2^H - 0,3\sigma_{кц} + \alpha\Delta t E \right) W - \frac{(q_1 + q_2)L^2}{8} \frac{W_{тр} D_{тр}}{W_{ф} D_{ф}} \right]}; \\ \sqrt{\frac{12(1-\xi)}{q_2} \left[\left(\psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H + 0,3\sigma_{кц} - \alpha\Delta t E \right) W - \frac{(q_1 + q_2)L^2}{8} \frac{W_{тр} D_{тр}}{W_{ф} D_{ф}} \right]} \end{array} \right\}. \quad (5)$$

Последний член каждого подкоренного выражения в формуле (5) 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 уменьшения параметра R_2^H , выполняющего роль допускаемых изгибных напряжений, в формуле (1) на 10, 20, 30 % и т.д. до тех пор, пока подкоренные выражения в формуле (5) будут положительными. Уменьшение параметра R_2^H вызывает уменьшение пролета перехода L .

Далее следует отметить, что формула (5) 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 (4) 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 трубой-футляром. При этом целесообразно принять значение допустимого прогиба трубопровода равным половине имеющегося зазора

$$[f_{тр}] = 0,5\Delta, = 0,25(D_{внф} - D_{тр}), \quad (6)$$

где $D_{\text{внф}}$ – внутренний диаметр трубы-футляра.

На основании вышеизложенного выражение для определения длины пролета $L_{\text{трф}}$ из условия ограничения прогиба трубопровода запишется в следующем виде

$$L_{\text{трф}} = \sqrt[4]{\frac{384EJ[f_{\text{тр}}](1-\xi)}{q_2}}. \quad (7)$$

Окончательное значение пролета между опорными элементами, расположенными внутри трубы-футляра, принимают равным минимальному из значений, рассчитанных по формулам (5) и (7).

Выполнены расчеты 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 градусам.

Разработана методика расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода при разрушении опорных элементов в несущей трубе-футляре.

При разрушении опорных элементов в несущей трубе-футляре происходит увеличение пролета $L_{\text{тр}}$, рост деформаций и изгибных напряжений. При отсутствии несущей трубы-футляра увеличение пролета $L_{\text{тр}}$, 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.

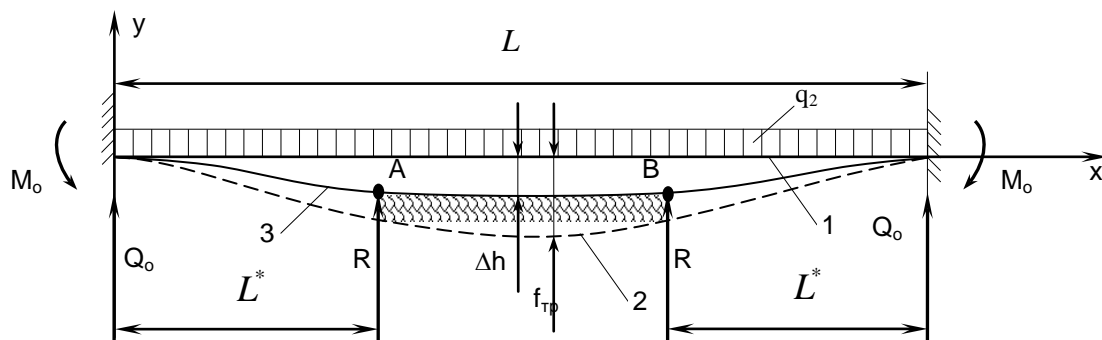
Максимальный изгибающий момент в зоне расположения опорного элемента трубопровода может быть вычислен по формуле

$$M_0 = \frac{q_2(L^*)^2}{6} = \frac{12\Delta_2\Delta h}{(L^*)^2}, \quad (8)$$

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

$$L^* = \sqrt[4]{72\Delta_2\Delta h/q_2}. \quad (9)$$

Для достоверной оценки фактического напряженно-деформированного состояния трубопровода, находящегося в несущей трубе-футляре, требуется знать конфигурацию оси трубопровода.



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

Тогда изгибные напряжения могут быть вычислены по формуле

$$\sigma_{\text{н}} = ED_{\text{н}} / (2\rho), \quad (10)$$

где ρ – радиус изгиба оси трубопровода, определяемый по данным геодезического обследования положения 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 длины пролетов трубопровода и увеличение его прогиба. Рост длины 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

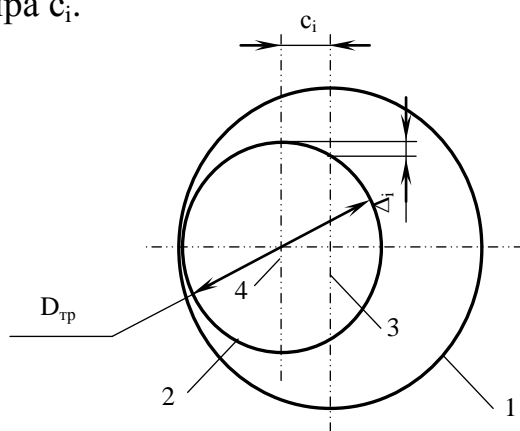
$$z = \Delta h \sin^2(\pi x / L'_{\text{тр}}), \quad (11)$$

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

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

$$M_{иг}^{max} = \frac{2\pi^2}{(L'_{тр})^2} \Delta h E J. \quad (12)$$

При деформировании трубопровода в горизонтальной плоскости происходит смещение его продольной оси с продольной оси несущей трубы-футляра на величину c_i (рисунок 3). 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 .

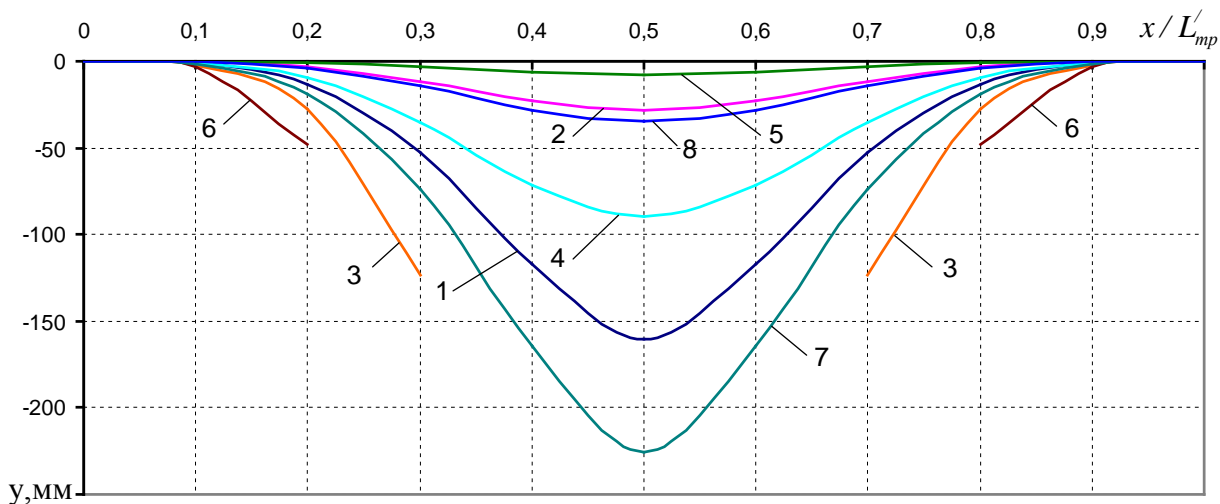


1 – несущая труба-футляр; 2 – трубопровод; 3 – продольная ось несущей трубы-футляра; 4 – продольная ось трубопровода в рассматриваемом контрольном сечении

Рисунок 3 - Поперечное сечение трубопровода на искривленном в горизонтальной плоскости участке

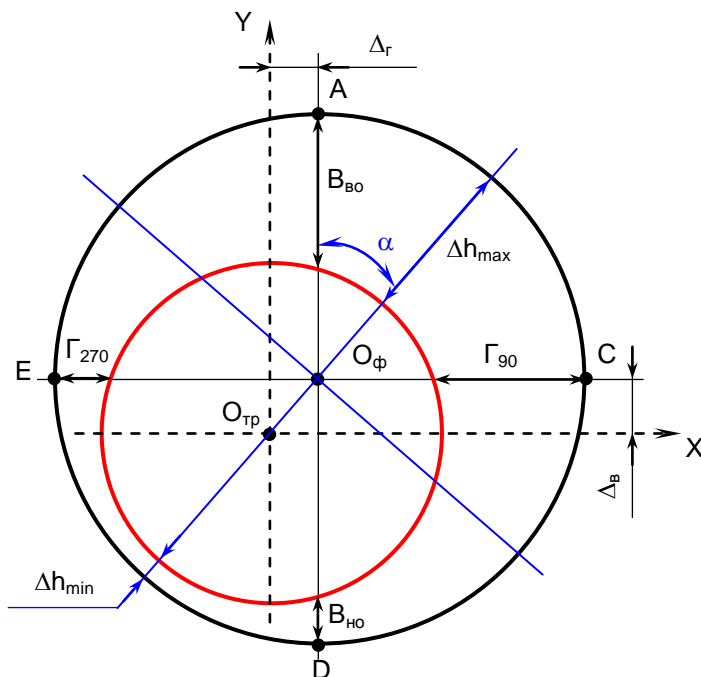
На рисунке 4 показана конфигурация оси трубопровода в вертикальной плоскости, которая получается без учета имеющегося смещения осей трубопровода и несущей трубы-футляра для разных сочетаний их геометрических размеров. При этом было принято, что исходное фактическое положение трубопровода не имеет никаких прогибов в вертикальной плоскости.

Таким образом, 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 5):



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



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

Рисунок 5 - Поперечное сечение трубопровода в несущей трубе-футляре при несоосности труб

$$\Delta_r = 0,5\sqrt{D_{тр}^2 - (D_{\phi} - B_{во} - B_{но})^2}; \quad \Delta_b = 0,5\sqrt{D_{тр}^2 - (D_{\phi} - \Gamma_{90} - \Gamma_{270})^2}, \quad (13)$$

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.

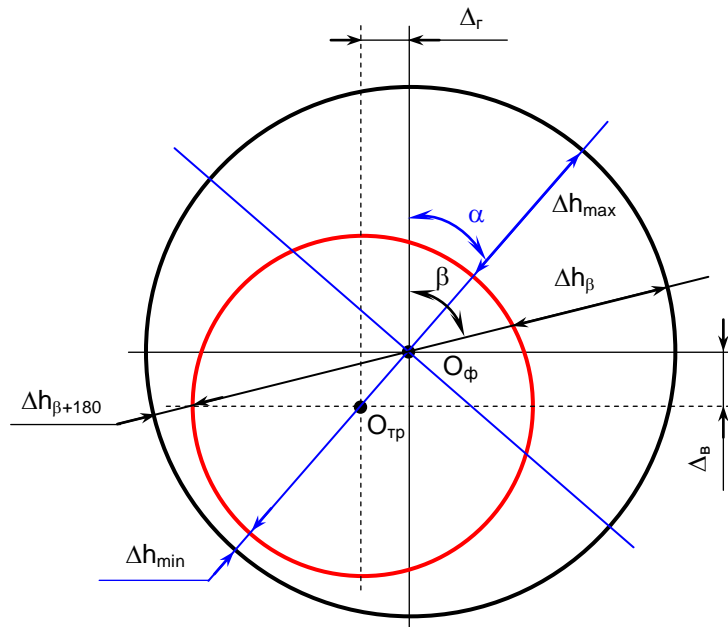
Максимальное и минимальное расстояния от поверхности несущей трубы-футляра до трубопровода (Δh_{max} , Δh_{min}) расположены на осевой линии, проходящей через центры поперечных сечений трубопровода и несущей трубы-футляра. Угол α отклонения этой линии от вертикали составляет

$$\alpha = \text{arctg}\left(\frac{\Delta_r}{\Delta_b}\right). \quad (14)$$

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

$$\Delta h_{max} = (D_{\phi} - D_{тр})/2 + \sqrt{\Delta_r^2 + \Delta_b^2}; \quad \Delta h_{min} = (D_{\phi} - D_{тр})/2 - \sqrt{\Delta_r^2 + \Delta_b^2}. \quad (15)$$

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



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

Рисунке б - Поперечное сечение трубопровода в несущей трубе-футляре для расчета конфигурации зазора, обусловленного несоосностью труб

$$\Delta h_{\beta} = \frac{D_{\phi} - 2\sqrt{(0,5D_{\text{тр}})^2 - h^2}}{2} + h_1; \quad h_{\beta+180} = \frac{D_{\phi} - 2\sqrt{(0,5D_{\text{тр}})^2 - h^2}}{2} - h_1, \quad (16)$$

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

$$h^2 = (\Delta_r^2 + \Delta_b^2) \sin^2(\beta - \alpha); \quad h_1 = \sqrt{\Delta_r^2 + \Delta_b^2} \cos(\beta - \alpha). \quad (17)$$

В третьей главе разработана и опробована методика диагностирования балочного перехода трубопровода с применением дальнедействующего ультразвукового контроля. ДУЗК основан на использовании направленных волн, способных распространяться на большие расстояния от места закрепления датчиков, что позволяет по эхо-сигналам обнаруживать дефекты. В металле трубопровода, моделью которого является тонкостенный цилиндр, при заданной частоте можно возбудить разные моды волны Лэмба. Для волн Лэмба чувствительность различных мод к дефектам разных типов труб (трещины, коррозия) изменяется в значительных пределах. Поэтому одним из важнейших вопросов оптимизации ультразвукового контроля тонкостенных труб с помощью волн Лэмба является рациональный выбор рабочей частоты и параметров преобразователей. Для отработки метода ДУЗК был изготовлен экспериментальный стенд в виде трубной секции из двух стальных горячекатаных бесшовных труб диаметром 210 мм с толщиной стенки 9 мм. Общая длина трубной плети составляла 12 м, сварной кольцевой шов располагался 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. ДУЗК проводился с помощью дефектоскопа УДС 1-20 для контроля рельсов.

По результатам измерений установлено, что индикация продольного имитатора повреждения, расположенного сверху 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 по окружности трубы не менее, чем на

2,5–3 ч. Имитатор дефекта 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, 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. При последующем нанесении на верхнюю поверхность трубы радиальных надрезов отмечается, что их индикация выполняется при любом расположении преобразователя с различной точностью. Установлено, что требуемый коэффициент усиления для выявления каждого радиального имитатора на 1–2 единицы ниже, чем для продольного дефекта. Отмечаются некоторые затруднения в определении положения наиболее удаленного имитатора, так как в данном случае имеет место интенсивное отражение сигнала от торцевой кромки трубы.

По результатам проведенных исследований установлено:

- оценка положения поперечного дефекта может выполняться при положении преобразователя на осевой линии расположения дефекта, а продольного дефекта при отклонении от оси расположения дефекта не менее, чем на 3 ч;
- продольные координаты имитаторов повреждений определяются с точностью до 1 м;
- чем ближе имитатор к ПЭП, тем выше уровень усиления отраженного от имитатора повреждения сигнала;
- метод позволяет определять наличие кольцевых сварных швов, с точностью до 0,7 м.
- 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 7).

Установлено, что коэффициент усиления сигнала для имитаторов повреждений глубиной до 4 мм в зависимости от смещения координаты дефекта на окружности трубы по отношению к оси ввода УЗ колебаний описывается выражением (достоверность аппроксимации до 0,85)

$$A = \text{aln}(\varphi) + 2\ell \pm \Delta\ell, \quad (18)$$

где φ - смещения координаты дефекта на окружности трубы по отношению к оси ввода УЗ колебаний, ч; ℓ - расстояние от точки ввода УЗ колебаний до имитатора дефекта, м; a - коэффициент, определяемый формой и ориентацией дефекта по отношению к оси УЗ колебаний.

Зависимость погрешности определения расстояния от преобразователя до дефекта описывается выражением

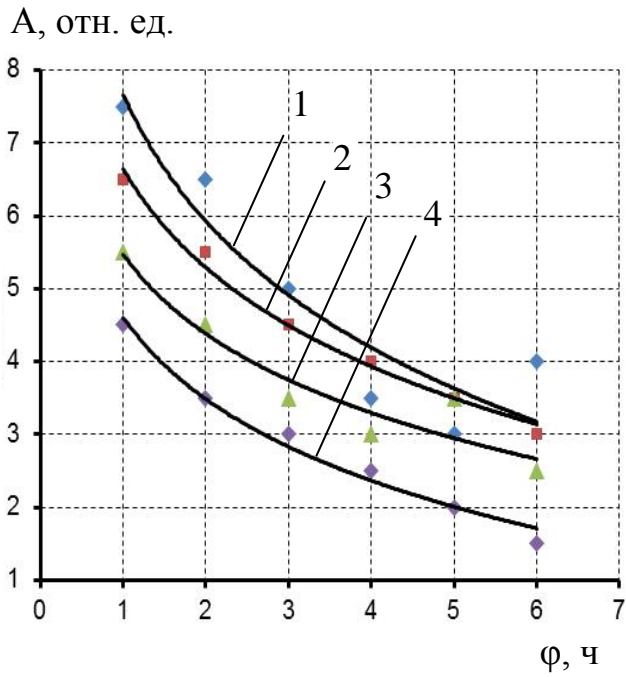
$$\Delta\ell = b \sin\left(\frac{\varphi\pi}{12}\right), \quad (19)$$

где b – коэффициент, определяемый экспериментально, в зависимости от формы, размера и пространственной ориентации дефекта.

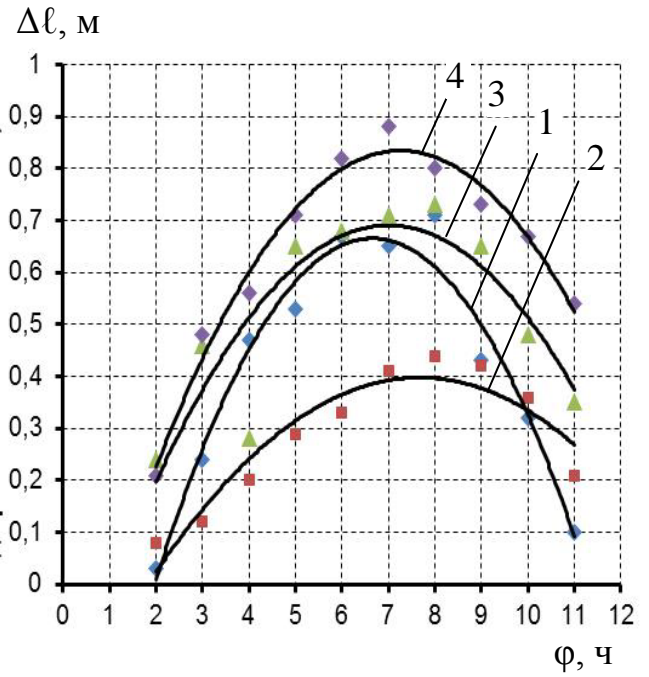
Для имитации жидкой транспортируемой среды (нефти, газового конденсата) полость трубной плети заполнялась водой, после чего проводилось повторное диагностирование с выявлением положения групповых имитаторов повреждений (рисунок 8).

В результате установлено, что выявление группы сосредоточенных дефектов выполняется при увеличении чувствительности на 1,5–2 условных единицы, при этом увеличивается погрешность определения координат дефекта примерно на 10-15 %. Дефекты, приближенные к сварному шву, выявляются неочевидно, имеет место некоторый разброс показаний, не позволяющий однозначно отнести получаемые данные к конкретному отражающему дефекту.

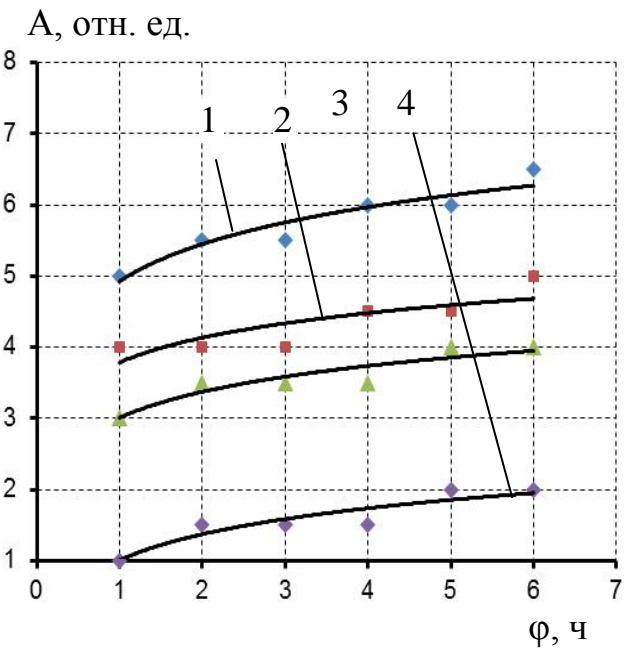
Выполнена экспериментальная отработка ДУЗК с применением ультразвукового дефектоскопа УДС1-20 на двух участках действующего надземного газопровода «Ухта – Вой-Вож» - надземном, расположенном на опорах, выпол-



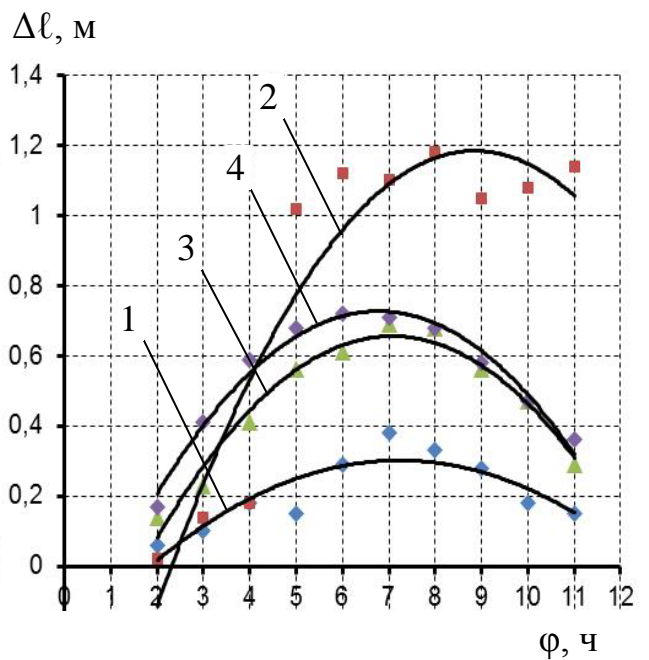
а)



б)



в)



г)

1 - $\ell = 2$ м, 2 - $\ell = 5$ м, 3 - $\ell = 7$ м, 4 - $\ell = 10$ м,

Рисунок 7 - Зависимости коэффициента усиления (A) отраженного сигнала и погрешности измерения расстояния ($\Delta \ell$) от смещения координаты дефекта на окружности трубы по отношению к оси ввода УЗ колебаний (φ) для продольных (а, б) и радиальных (в, г) дефектов

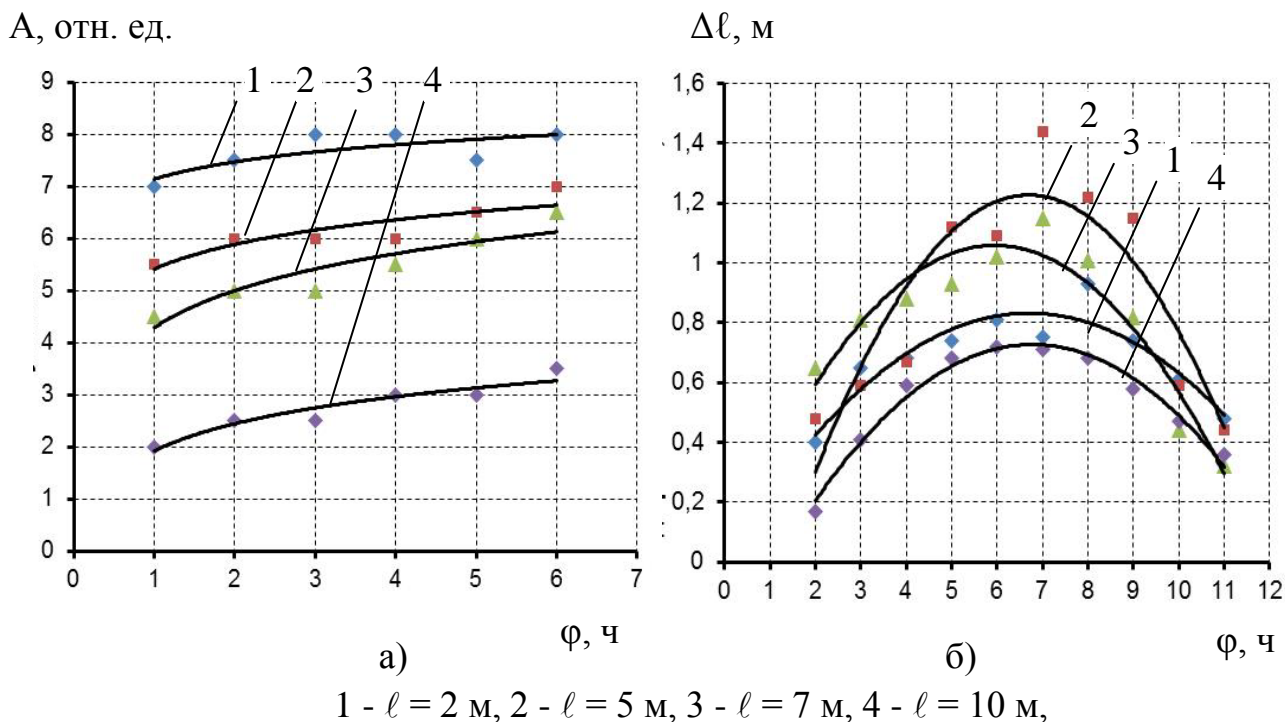


Рисунок 8 - Зависимости коэффициента усиления отраженного сигнала (а) и погрешности измерения расстояния (б) от смещения координаты дефекта на окружности трубы по отношению к оси ввода УЗ колебаний для группы сосредоточенных дефектов

ненном из бесшовных горячекатаных труб диаметром 325 мм с толщиной стенки 12 мм и подземном переходе через автодорогу в защитном футляре диаметром 720 мм.

При проведении измерений оценивалась точность определения положения сварных швов, а также возможность выявления механических повреждений, размеры и координаты которых определены предварительно с помощью измерительных инструментов. Установлено, что положение сварных швов в режиме ВРЧ 1 определяется на расстоянии до 18 м с точностью до 0,5 м (первый и второй сварные швы), при расположении преобразователя в любом месте на окружности трубопровода. 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 четыре последовательно расположенных кольцевых сварных шва). Дефекты в сварных швах малых размеров, допустимые по действующим нормативам, не выявляются.

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 расположения отражающей поверхности параллельно оси УЗ колебаний.

По результатам измерений установлено положение одного сварного шва в пределах защитного футляра, а также зафиксировано одно отражение сигнала на расстоянии 4 м от кромки футляра, формируемое скрытым коррозионным или механическим дефектом.

В четвертой главе разработаны технические решения по стабилизации устойчивости балочного перехода трубопровода при эксплуатации, опробованы методики корректировки высотного положения балочного перехода для уменьшения изгибных напряжений.

В процессе эксплуатации трубопровода возможен размыв грунта на концевых участках балочных переходов, а при наличии опор – их разрушение или выпучивание. Размыв грунта и разрушение опор вызывает увеличение пролетов балочного перехода и, как следствие этого, рост прогибов и изгибающих моментов. При этом увеличение пролета с L_0 до L^* вызывает рост прогиба в $(L^* / L_0)^4$ раз, а изгибающих моментов и изгибных напряжений, в $(L^* / L_0)^2$ раз. Перераспределение и рост изгибных напряжений происходит на участке балочного перехода и при выпучивании имеющихся опор. Своевременное выявление в процессе эксплуатации трубопровода вышеназванных изменений, происходящих на участке балочных переходов, и оценка опасности этих изменений позволяют провести стабилизационные мероприятия и избежать аварийных ситуаций.

В качестве стабилизационного мероприятия на участке однопролетного балочного перехода, получившего дополнительные деформации вследствие увеличения пролета по причине размыва концевых участков, может быть выполнено устройство дополнительной опоры в средней части надземного участка с обязательной последующей корректировкой положения трубопровода путем его подъема на расчетную величину.

Подъем перехода должен обеспечить снижение изгибных напряжений до нормативного уровня

$$|\sigma_n^\phi(x) + \sigma_n^n(x)| \leq [\sigma_n], \quad (20)$$

где $\sigma_n^\phi(x)$ – фактические значения изгибных напряжений по длине балочного перехода; $\sigma_n^n(x)$ – значения изгибных напряжений по длине балочного перехода, возникающие при его подъеме силой Q , вычисляемые по следующим зависимостям

при $0 \leq x \leq (L^*/2)$

$$\sigma_n^n(x) = \frac{Q}{8W}(L^* - 4x), \quad (21)$$

при $(L^*/2) \leq x \leq L^*$

$$\sigma_n^n(x) = \frac{Q}{8W}(4x - 3L^*), \quad (22)$$

L^* – пролет балочного перехода после размыва концевых участков; W – момент сопротивления сечения трубопровода; x – координата по длине контрольного сечения; $[\sigma_n]$ – допустимые изгибные напряжения, определяемые по формуле

$$[\sigma_n] = \min \left\{ \left(\psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H + 0,5 \frac{p(D_H - 2\delta\delta)}{2\delta} \right); \left(\frac{m}{0,9k_H} R_2^H - 0,5 \frac{p(D_H - 2\delta\delta)}{2\delta} \right) \right\}, \quad (23)$$

где ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, вычисляемый по СП 36.13330.2012; R_2^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимаемое равным 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, δ – толщина стенки трубопровода, м.

После определения значения Q , при котором обеспечивается выполнение условия (20), вычисляют высоту подъема трубопровода h_n на участке балочного перехода

$$h_n = Q(L^*)^3 / (192EJ). \quad (24)$$

При смещении 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 $0 \leq x \leq (L_1^*)$

$$\sigma_n(x) = \frac{Q}{W} \frac{L_1^*(L^* - L_1^*)^2}{(L^*)^2} \left(\frac{2L_1^* + L^*}{L_1^*L^*} x - 1 \right), \quad (25)$$

при $(L_1^*) \leq x \leq L^*$

$$\sigma_n(x) = \frac{Q}{W} \frac{L_1^*(L^* - L_1^*)^2}{(L^*)^2} \left(\frac{2L_1^* + L^*}{L_1^*L^*} x - \frac{(L^*)^2(x - L_1^*)}{(L^* - L_1^*)^2 L_1^*} - 1 \right), \quad (26)$$

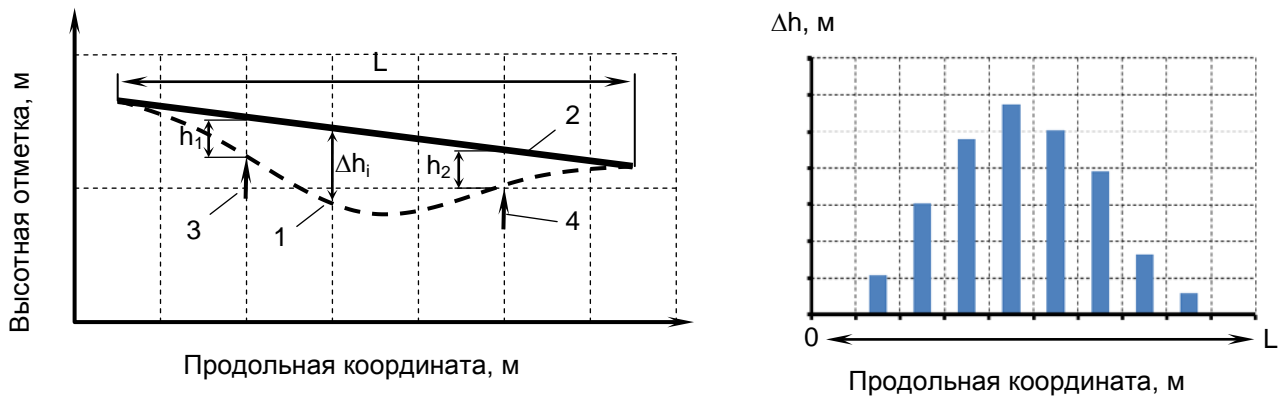
где L_1^* – расстояние от конца балочного перехода до места приложения силы Q .

Высоту подъема трубопровода h_n в месте приложения силы Q определяют по формуле

$$h_n = \frac{Q(L_1^*)^3(L^* - L_1^*)^3}{3EJ(L^*)^3}. \quad (27)$$

При разрушении уже имеющихся опор в балочном переходе с тремя и более пролетами подъем трубопровода следует выполнять на каждой опоре на такую высоту h , при которой верхняя образующая трубопровода над опорами будет находиться на линии, соединяющей концы участка (рисунок 9).

При выпучивании опоры оценку степени опасности напряженно-деформированного состояния трубопровода на участке балочного перехода выполняют исходя из фактической конфигурации верха трубы. В качестве стабилизационного мероприятия, обеспечивающего снижение уровня напряжений в стенке труб, может быть выполнено опускание выпученной опоры, в процессе которого верхняя образующая трубопровода над опорой будет находиться на линии, соединяющей концы участка.



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 9 - Схема к определению параметров подъема трубопровода трехпролетного балочного перехода

Кроме того, может быть рассмотрена возможность изменения конфигурации трубопровода не за счет опускания выпученной опоры, а за счет ослабления степени защемления концевых участков путем удаления обваловки над подземным трубопроводом (рисунок 10).

Протяженность участков трубопровода, примыкающих к концам балочного перехода и на которых требуется удаление обваловки, определяют по формуле

$$L_b = 0,5 \left(\sqrt{\frac{12ED_n h_b}{[\sigma_u]} - L} \right), \quad (28)$$

где h_b – величина произошедшего выпучивания опоры; $[\sigma_u]$ – значение допустимых изгибных напряжений, определяемое по формуле (23).



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

После изменения положения трубопровода на концевых участках следует обеспечить его стабилизацию путем подбивки грунта под трубопровод, а при необходимости путем установки опорных ложементов на концевых участках, и выполнить восстановление обвалования трубопровода. По итогам профилирования оси трубопровода следует предусмотреть меры по стабилизации положения опор в грунте, необходимые для исключения возможности их дальнейшего вертикального перемещения.

Основные выводы:

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».

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Кошелева О.П., Осиев А.Н. Перспективы применения балочных трубопроводных переходов в условиях Крайнего Севера // В сборнике докладов XII

международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2011» (16-18 марта 2011 г., Ухта): в 5 ч.; ч. 2. – Ухта: УГТУ, 2011. - С. 225 - 229.

2. Кошелева О.П., Осиев А.Н. Альтернативные способы прокладки трубопроводов через малые водные преграды в условиях Крайнего Севера // В сборнике докладов XII международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2011» (16-18 марта 2011 г., Ухта): в 5 ч.; ч. 2. - Ухта : УГТУ, 2011. - С. 252-256.

3. Кошелева О.П., Сальников А.В. Методы оценки технического состояния однопролетных балочных переходов // В сборнике материалов межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (14-15 ноября 2013 г.) / под редакцией Н. Д. Цхадая. - Ухта: УГТУ, 2014. - С. 167 - 170.

4. Кошелева О.П., Сальников А.В. Анализ применимости метода действующего ультразвукового контроля для диагностики балочного перехода в футляре // В сборнике материалов международного семинара «Рассохинские чтения» (06-07 февраля 2014 г., Ухта) в 2 ч.; ч. 2 / под редакцией Н. Д. Цхадая. - Ухта: УГТУ, 2014. - С. 161 - 166.

5. Кошелева О.П., Сальников А.В. Поперечное прозвучивание окружности балочного перехода в футляре из одного места установки датчика // В сборнике материалов XV международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2014» (26-28 марта 2014 г., Ухта): в 5 ч.; ч. 2. – Ухта : УГТУ, 2014. - С. 145 - 148.

6. Кошелева О.П., Сальников А.В., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н. Расчетная модель трубопровода в несущем футляре на участке балочного перехода // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2014. - № 2. – С. 18-22.

7. Кошелева О.П., Сальников А.В., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода при разрушении опорных элементов в несущем футляре // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2014. - № 2. – С. 22-25.

8. Кошелева О.П., Сальников А.В., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н. Метод определения фактического положения трубопровода в несущем футляре // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2014. - № 3. – С. 12-15.

9. Кошелева О.П., Бердник М.М., Сальников А.В., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н. Расчетное обоснование параметров ревизионных резов в несущем футляре балочного перехода для целей его диагностирования // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2014. - № 6. – С. 31-35. .

Отпечатано в типографии
Ухтинского государственного технического университета
Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13. Подписано
в печать 18.07.2014 г.
Тираж 130 экз. Заявка № 4630.