

ФГБОУ ВО «УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов»

На правах рукописи



СЕРЕДЁНОК ВИКТОР АРКАДЬЕВИЧ

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РЕКОНСТРУКЦИИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ МЕТОДОМ «ТРУБА В
ТРУБЕ» НА ОСЛОЖНЕННЫХ УЧАСТКАХ ТРАССЫ

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
д-р техн. наук, профессор,
ректор ФГБОУ ВО «Ухтинский
государственный технический
университет
Руслан Викторович Агинец

Ухта - 2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
ГЛАВА 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР МЕТОДОВ СООРУЖЕНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНЫМИ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ ПРОКЛАДКИ»	14
1.1 Обзор существующих методов прокладки трубопроводов на переходах через водные преграды	14
1.1.1 Траншейный метод прокладки трубопроводов на переходах через водные преграды	15
1.1.2 Бестраншейные методы прокладки трубопроводов на переходах через водные преграды	18
1.2 Способ перехода трубопровода через водные преграды методом «труба в трубе»	27
Выводы по главе 1.....	31
ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИК ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА-КОНДУКТОРА ПЕРЕД ПРОВЕДЕНИЕМ РЕКОНСТРУКЦИИ МЕТОДОМ «ТРУБА В ТРУБЕ».....	33
2.1 Типы повреждений трубопровода-кондуктора, диагностируемых перед проведением реконструкции методом «труба в трубе»	33
2.2 Оценка пространственного положения трубопровода-кондуктора с определением локальных радиусов изгиба	34
2.3 Оценка дефектов геометрии формы трубопровода-кондуктора	44
2.4 Исследование химического состава стали трубопровода-кондуктора..	46
2.5 Оценка коррозионного состояния металла трубы-кондуктора при реконструкции трубопровода методом «труба в трубе»	57
Выводы по главе 2.....	68

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОГО АЛГОРИТМА РЕАЛИЗАЦИИ МЕТОДИКИ РЕКОНСТРУКЦИИ ТРУБОПРОВОДА МЕТОДОМ «ТРУБА В ТРУБЕ».....	71
3.1 Этап 1. Оценка коррозионного состояния, химического состава металла и пространственного положения трубопровода-кондуктора	71
3.2 Этап 2. Определение наличия и ориентации на поверхности трубопровода-кондуктора дефекта типа «вмятина»	75
3.3 Этап 3. Расчет усилия и выбор оптимального варианта протаскивания рабочего трубопровода	78
Выводы по главе 3.....	83
ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫХ МЕТОДОМ «ТРУБА В ТРУБЕ».....	84
4.1 Лабораторные исследования.....	85
4.1.1 Описание объекта исследования и необходимого оборудования... ..	87
4.1.2 Методика проведения испытаний	88
4.2 Результаты лабораторных испытаний	90
Выводы по главе 4.....	100
ГЛАВА 5. РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «БЕЛОУСОВО – ЛЕНИНГРАД» НА УЧАСТКЕ «СЕРПУХОВ – ЛЕНИНГРАД»	101
5.1 Описание объекта внедрения	101
5.2 Техничко-экономическое сравнение способов перехода проектируемого газопровода через водные преграды	103
5.3 Проектные решения по реконструкции магистрального газопровода «Белоусово – Ленинград»на участке «Серпухов – Ленинград».....	106

5.4 Проведение диагностического обследования трубы-кондуктора при реконструкции магистрального газопровода «Белоусово – Ленинград» методом «труба в трубе» на участке «Серпухов – Ленинград»	107
5.4.1 Оценка пространственного положения трубы-кондуктора.....	108
5.4.2 Оценка дефектов геометрии формы трубы-кондуктора	122
5.5 Расчеты электрохимической защиты	129
5.5.1 Исходные данные для расчета	129
5.5.2 Расчет электрических характеристик трубопровода.....	130
5.5.3 Расчет параметров установки катодной защиты	134
5.5.4 Расчет параметров анодного заземлителя.....	136
Выводы по главе 5.....	138
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	139
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ (Акт о внедрении)	157

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Газотранспортная система РФ активно развивается: ежегодно вводятся в эксплуатацию новые газовые магистрали, большая часть которых сооружается в крайне сложных инженерно-геологических условиях, расширяются направления транспортировки и распределения природного газа. Тенденция увеличения общей протяженности газотранспортных систем обусловлена открытием новых крупных месторождений природного газа, что вызвало увеличение загрузки ряда газопроводов.

В этой связи важной задачей является обеспечение надежной работы и безопасности как самих газопроводов, так и безопасности населенных пунктов и промышленных объектов [26,27,56,71]. Бесперебойная транспортировка ценного углеводородного сырья потребителю является одной из ключевых задач обеспечения экономической безопасности государства.

Основная часть системы магистрального транспорта газа России построена в 70-80-е годы прошлого века и сегодня срок её эксплуатации приближается к предельному, особую актуальность для газотранспортной системы имеет реконструкция линейных объектов магистральных газопроводов [50,61,65,73]. Вследствие перераспределения загрузки газотранспортных систем при снижении требуемой производительности выполняется реконструкция, сопровождающаяся переходом на трубопроводы меньшего диаметра.

Трассы трубопроводов пересекают на своём пути множество различных естественных и искусственных препятствий, для сооружения в таких условиях разработаны и применяются, например, траншейный метод, метод наклонно-направленного бурения (ННБ), метод микротоннелирования [1,2,7,14,23,28,39,45,50,71]. Подводные переходы являются наиболее затратными и технологически сложными объектами линейной части

магистральных газопроводов, именно поэтому развитие новых технологий, позволяющих сократить временные, трудовые и материальные ресурсы при реконструкции магистральных газопроводов на сложных участках трассы и обеспечить надежную работу и безопасность их эксплуатации, является актуальной научно-технической задачей.

Для снижения времени и стоимости строительства при реконструкции линейной части магистральных газопроводов предлагается использовать существующий газопровод на участках переходов через водные преграды с прокладкой нового трубопровода меньшего диаметра внутри реконструируемого.

Степень разработанности. Существенный вклад в развитие технологий строительства и реконструкции магистральных подземных трубопроводов внесли многие отечественные и зарубежные специалисты в области трубопроводного транспорта, среди которых: Р.М. Аскарлов, Ю.В. Александров, И.И. Велиюлин, В.А. Грачев, А.Г. Гумеров, Ю.Д. Земенков, П.В. Крылов, А.Г. Малков, М.Ю. Митрохин, А.Н. Платонов, К.Е. Ращепкин, С.В. Романцов, В.В. Салюков, В.П. Черний, Н.Х. Халлыев, В.В. Харионовский, А.М. Шарыгин, В.М. Шарыгин, М. Alrsai, Н. Karampour, Т. Iseley, S. Kramer, М. Szymiczek, J. Thomson, М. Najafi, R. Wisniowski, G. Wrobel, J. Ziaja. В ряде случаев прокладка трубопровода на сложных участках трассы (авто и ж.д. дороги) предполагает применение кожуха – трубы большего диаметра, внутрь которого прокладывают рабочий трубопровод. Однако кожух должен обеспечивать снижение нагрузок на трубопровод, его рассчитывают на весь срок службы трубопровода, ведут контроль параметров при его эксплуатации, что существенно увеличивает стоимость сооружения, включая последующие эксплуатационные затраты.

Идея работы. Для снижения времени и стоимости строительства при реконструкции линейной части магистральных газопроводов предлагается использовать существующий газопровод на участках переходов через водные

преграды с прокладкой нового трубопровода меньшего диаметра внутри реконструируемого, при этом выводимый из эксплуатации участок трубопровода рассматривают не как «кожух», а как «проводник» (кондуктор) только для производства строительных работ.

В настоящее время не разработаны требования к участкам, на которых возможно применение метода «труба в трубе», не обоснованы методы и критерии диагностирования участков, не разработаны подходы обеспечения электрохимической защиты трубопроводов, размещенных внутри трубопровода-кондуктора, таким образом, разработка методики реконструкции магистральных газопроводов методом «труба в трубе» является актуальной проблемой нефтегазовой отрасли, что требует проведения дополнительных теоретических, а также экспериментальных исследований.

Цель работы – научное обоснование применения метода «труба в трубе» при реконструкции магистральных газопроводов большого диаметра на участках трассы со сложными инженерно-геологическими условиями прокладки, включая водные преграды.

Задачи исследования:

1. Выполнить критический анализ технологий прокладки газонефтепроводов большого диаметра на участках трассы со сложными инженерно-геологическими условиями прокладки.

2. Усовершенствовать методы неразрушающего контроля, применяемые при оценке технического состояния реконструируемого участка газопровода.

3. Обосновать объем и виды применения неразрушающих методов контроля трубопровода-кондуктора, разработать методику его диагностического обследования, включающую методы определения его пространственного положения, дефектов геометрии формы, а также коррозионного состояния с целью оценки возможности применения метода «труба в трубе» при реконструкции на рассматриваемом участке трассы.

4. С учетом теории планирования экспериментов разработать стенд и методику экспериментального определения защитного потенциала рабочего трубопровода внутри трубопровода-кондуктора при различных вариантах размещения анода катодной защиты. Установить рациональную схему электрохимической защиты рабочего трубопровода внутри трубы-кондуктора на участке реконструкции.

5. Обосновать возможность практического применения метода «труба в трубе» при реконструкции магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград» на участке «Серпухов-Ленинград» при пересечении трассой оз. Глушица и оз. Купенец. Апробировать предлагаемые технические решения при разработке проектной документации на реконструкцию магистрального газопровода, включая основную и резервную нитки (дюкер).

Соответствие паспорту специальности. Представленная диссертация соответствует паспорту специальности 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», а именно, следующим областям исследования: 2 «Разработка и оптимизация методов проектирования, сооружения и эксплуатации сухопутных и морских нефтегазопроводов, нефтебаз и газонефтехранилищ с целью усовершенствования технологических процессов с учетом требований промышленной экологии» и 6 «Разработка и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования насосных и компрессорных станций, линейной части трубопроводов и методов защиты от коррозии».

Научная новизна:

1. Разработаны критерии, позволяющие оценить возможность реализации технологии реконструкции трубопровода методом «труба в трубе» в зависимости от кривизны реконструируемого участка, наличия вмятин (гофр) и других дефектов геометрии формы трубы, а также геометрических характеристик реконструируемого трубопровода.

2. Разработаны подходы по определению рационального шага измерения точек пространственного положения трубопровода с поверхности грунта или воды для оценки его кривизны с учетом глубины заложения трубопровода, диаметра, фактического радиуса изгиба.

3. Предложены формулы для определения усилия протаскивания рабочего трубопровода в трубопровод-кондуктор в зависимости от наличия участков кривизны, размеров вмятин, при различных вариантах заполнения межтрубного пространства при протаскивании.

4. Разработан алгоритм рекогносцировочного диагностирования трубопровода-кондуктора на участке реконструкции с целью обоснования возможности реализации метода «труба в трубе» и определении силовых параметров протаскивания.

Положения, выносимые на защиту.

1. Реализация разработанного алгоритма комплексного диагностирования реконструируемого участка трубопровода, включающий оценку его пространственного положения, определение дефектов геометрии формы трубопровода путем проведения профилометрического обследования участка, оценку коррозионного состояния, позволяет выполнить обоснование возможности реализации реконструкции магистрального газопровода методом «труба в трубе», определить варианты заполнения межтрубного пространства и требуемые усилия протаскивания, что позволяет сократить время на прокладку трубопровода на участках трассы со сложными инженерно-геологическими условиями прокладки до 5,5 раз, а стоимость строительных работ - до 6 раз.

2. Электрохимическая защита участка трубопровода реконструируемого методом «труба в трубе» с применением глубинных анодов на границах реконструируемого участка обеспечивают эффективную защиту от коррозии рабочего газопровода и равномерное распределение защитного потенциала на поверхности рабочего трубопровода в соответствии

с ГОСТ Р 51164-98 при снижении силы тока, расходуемой на обеспечение защиты, до 70%.

Методология и методы исследования. Поставленные в работе задачи решались с использованием методов сравнения, научного анализа и эксперимента, при этом при проведении экспериментальной части исследования применялись дедукция, абстрагирование, идеализация, измерение, сравнение, а также методы статистической обработки полученных результатов.

Степень достоверности и апробация результатов. Научные положения и выводы, сформулированные в работе, базируются на апробированных теоретических данных, результатах измерений на реальных участках газопроводов, результатах имитационного моделирования, проведенного с использованием сертифицированной и поверенной измерительной техники, а также современного научно-исследовательского оборудования и компьютерного обеспечения. Достоверность результатов подтверждается внедрением результатов работы при реконструкции газопроводов «Серпухов – Ленинград». Результаты, полученные в работе, не противоречат результатам, представленным в работах других исследователей.

Основные результаты и положения работы докладывались и обсуждались на XXXV тематическом семинаре «Диагностика оборудования и трубопроводов компрессорных станций» (г. Светлогорск, ОАО «Оргэнергогаз» (ИТЦ «Оргтехдиагностика»), 05-08 сентября 2016 г.), 8-ой Международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром» (г. Сочи, ПАО «Газпром», 09-10 октября 2016 г.), XI Международной конференции по стандартизации «Нефтегазстандарт-2016» (Краснодарский край, 25-27 октября 2016 г.), VII Международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (г. Москва, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 26 октября 2017 г.), XV Международном форуме «Газ России» (г. Москва, Российское газовое

общество, 05 декабря 2017 г.), Международной научно-практической конференция обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (г. Нижневартовск, 20 апреля 2017 г.), выездном заседании Комиссии по региональной политике ПАО «Газпром» (г. Махачкала ООО, «Газпром трансгаз Махачкала», 01 июня 2018 г.), VIII Международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее (GTS-2019)» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 23-25 октября 2019 г.), Международной конференции «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 01-02 февраля 2018 г., 06-07 февраля 2020 г.), Форуме GEOil&Gas (Италия, г. Флоренция, 02-05 февраля 2020 г.), Межрегиональном вебинаре им. профессора И.Н. Андропова «Актуальные проблемы транспорта газа и нефти» (г. Ухта, 27 сентября 2019 г., 27 марта 2020 г.).

Теоретическая значимость исследования:

Доказана возможность обеспечения эффективной защиты от коррозии рабочего трубопровода на участке реконструкции методом «труба в трубе» путем установки систем защиты с применением глубинных анодных заземлителей на границах участка.

Раскрыты основные уравнения, необходимые для расчета усилия протаскивания рабочего трубопровода внутри трубопровода-кондуктора на участке реконструкции в зависимости от кривизны и наличия и расположения дефектов геометрии формы труб трубопровода-кондуктора.

Введено новое понятие – трубопровод-кондуктор – это выводимый из эксплуатации участок трубопровода, в который протаскивают рабочий трубопровод. Трубопровод-кондуктор служит только для прокладки рабочего трубопровода меньшего диаметра на сложных участках трассы в момент реконструкции. Требования к его сроку службы, надежности, длительной прочности и т.д. не предъявляются.

Введено новое понятие – эквивалентный радиус изгиба трубопровода, учитывающий размер и местоположение дефектов геометрии формы трубы, расположенных в местах локального изгиба трубопровода.

Изучено влияние геометрических несовершенств труб трубопровода-кондуктора и их пространственного расположения на увеличение усилия протаскивания рабочего трубопровода с учетом кривизны трубопровода-кондуктора и жесткости рабочего трубопровода.

Проведена модернизация алгоритма осуществления реконструкции магистральных газопроводов на сложных участках трассы, позволяющая сократить время на выполнение работ и ускорить ввод газопровода в эксплуатацию.

Практическая значимость работы определяется тем, что:

Разработан, изготовлен и испытан ультразвуковой прибор, основанный на излучении и приеме продольных и поперечных низкочастотных волн различной поляризации, позволяющий выявлять наличие, местоположение и оценивать размеры коррозионных дефектов труб на расстоянии до 150 м от места установки прибора. Прибор защищен патентами РФ на изобретения №2655983 «Способ ультразвукового эхо-импульсного неразрушающего контроля трубопроводов и аппаратура для его осуществления» и №2655982 «Аппаратура для обнаружения дефектов трубопроводов».

Разработаны критерии, позволяющие оценить целесообразность и возможность применения метода «труба в трубе» при реконструкции участка магистрального газопровода.

Предложены новые принципы рационального выбора шага измерения пространственного положения оси трубопровода трассопоисковым оборудованием с поверхности грунта.

Разработаны новые критерии выявления расслоений металла труб при одностороннем доступе ультразвукового прямого преобразователя к металлу трубы (патент РФ на изобретение №2499255, опубл. 20.11.2013 г.).

Определены дополнительные диагностические методы исследования трубопровода-кондуктора, позволяющие обеспечить эффективность проведения работ по реконструкции.

Представлены результаты внедрения разработанной технологии методом «труба в трубе» при реконструкции участка магистрального газопровода «Серпухов-Ленинград» на участке «Белоусово-Ленинград» при пересечении озер Глушица и Купинец в Новгородской области. Эффект от внедрения разработанных технических решений – 75 млн. руб.

Сведения о публикациях: по теме диссертации автором опубликовано 14 печатных работ, из них 8 работ в изданиях, включенных в перечень ВАК Минобрнауки РФ (из них 7 статей в журналах, рекомендованных Экспертным советом ВАК по проблемам нефти газа для опубликования работ по специальности 25.00.19), получены три патента на изобретения РФ.

Структура и объем работы: диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, содержит 156 страниц текста без приложений, 53 рисунка, 27 таблиц, список литературы из 115 наименований и одного приложения.

Личный вклад автора состоит в постановке цели и задач выполненной работы, анализе отечественной и зарубежной практики строительства и реконструкции магистральных трубопроводов на осложненных участках трассы, проведении теоретических и экспериментальных исследований, обработке полученных результатов, их апробации, участии в подготовке публикаций по выполненной работе, оформлении результатов интеллектуальной деятельности для получения патентов на изобретения РФ, участии в разработке проектной документации на реконструкцию участка газопровода.

ГЛАВА 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР МЕТОДОВ СООРУЖЕНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНЫМИ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ ПРОКЛАДКИ

1.1 Обзор существующих методов прокладки трубопроводов на переходах через водные преграды

В настоящее время согласно существующей нормативно-технической документации методы прокладки трубопроводов на переходах через водные преграды можно классифицировать на траншейные (trenchmethod) и бестраншейные (trenchlessmethod) способы прокладки (рисунок 1.1) [1,58,67,72,74] .

К группе бестраншейных методов согласно СП 36.13330.2012 относят: метод наклонно-направленного бурения, метод микротоннелирования, метод «труба в трубе (в кожухе)».

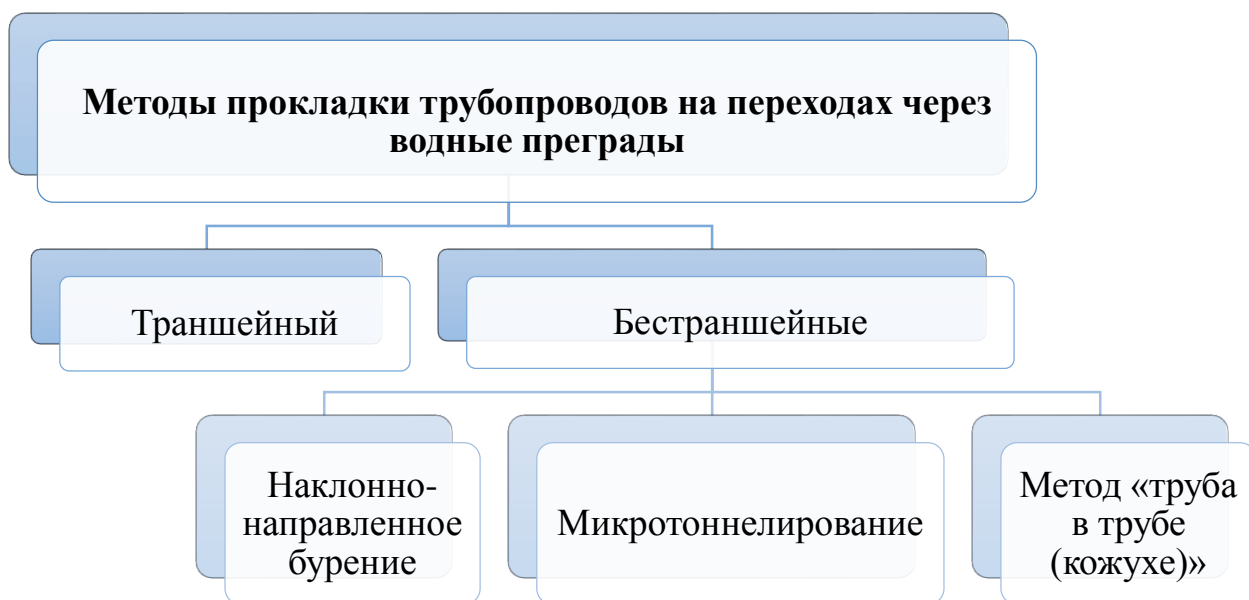


Рисунок 1.1 – Классификация методов прокладки трубопроводов на переходах через водные преграды

Согласно требованиям действующей нормативно-технической документации по проектированию магистральных трубопроводов при выборе способа прокладки необходимо проведение технико-экономического обоснования [59].

1.1.1 Траншейный метод прокладки трубопроводов на переходах через водные преграды

Траншейный метод строительства магистральных трубопроводов на переходах через водные преграды получил наибольшее распространение среди методов прокладки [2,28,33,50]. Прокладка трубопровода согласно данному методу осуществляется путем предварительной подводной разработки траншеи с применением специальной землеройной техники и одновременной подготовки дюкера.

Перед укладкой в подводную траншею рабочий трубопровод представляет собой протяженный участок, суммарная длина которого, как правило, на 10-30 м превышает ширину водной преграды. На подготовительном этапе дюкер сваривают в нитку, наносят изоляционное покрытие, футеруют и устанавливают в исходном перед укладкой положении (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 –Подготовленная к укладке в подводную траншею плеть трубопровода

С целью предотвращения возможного всплытия трубопровода, на подготовительном этапе плеть трубопровода должна быть забалластирована [28,55].

Прокладка трубопровода в подводную траншею предполагает большой объем выполняемых земляных работ. По статистике, порядка 50-70% от общей стоимости строительства подводного перехода приходится на долю подводных работ [52].

В настоящее время в практике строительства газонефтепроводов применяются три основных метода укладки трубопровода в подводные траншеи: протаскивание по дну, погружение с поверхности воды смонтированного участка трубопровода и укладка с плавучих средств или опор.

1. *Укладка способом протаскивания.* Дюкер протаскивают по траншее с одного берега на другой. При укладке данным способом выполняют следующие технологические операции:

- сваривание дюкера в плеть;
- проведение гидроиспытаний участка перед укладкой;
- изоляция, футеровка и балластировка рабочей плети трубопровода;
- организация спусковой дорожки для укладки трубопровода, укладка тягового троса;
- протаскивание плети по подводной траншее;
- проведение обследований уложенного в траншею магистрального трубопровода.

Очевидно, что недостатком данного метода укладки газонефтепроводов является значительный объем земляных и подводных работ, а также необходимость применения мощной техники для протаскивания (тяговый трос, трубоукладчики).

2. *Укладка трубопровода с поверхности воды.* При данном виде укладки дюкер устанавливают на плаву над предварительно разработанной

подводной траншеей, в которую необходимо осуществить заложение трубопровода, а затем погружают на дно с последовательным отсоединением понтонов, удерживающих трубопровод на поверхности воды. После погружения проводят откачку воды [2,50].

При данном способе возникает необходимость применения специальных устройств, которые предварительно поддерживают смонтированный участок трубопровода на поверхности воды.

3. *Укладка трубопровода с поверхности воды с последовательным наращиванием секций МТ.* Технология реализации данного способа аналогична вышеописанному. Отличительной особенностью этого метода является то, что трубопровод укладывают с поверхности воды в подводную траншею не в полностью сваренном состоянии (сваренном в нитку), а последовательно наращивают его длину, добавляя секции в процессе укладки. Перед сваркой каждой последующей секции предварительно проводят ее сварку, изоляцию, футеровку и балластировку [33].

При последовательном добавлении секций, дроблении последовательных крупных операций на более мелкие, отсутствует необходимость в использовании мощной техники, что снижает затраты на строительство и является преимуществом данного метода над вышеописанными. Однако, необходимость специальных плавучих средств, поддерживающих МТ на поверхности воды, является недостатком данного способа.

Строительство подводных переходов магистральных трубопроводов траншейным методом имеет ряд ограничений:

- в процессе строительства производится большой объем работ с привлечением тяжелой техники и трудовых ресурсов;
- значительные финансовые затраты;
- длительные сроки строительства.



Рисунок 1.3 –Забалластированный трубопровод, уложенный в траншею

Как будет показано в разд. 1.1.2, траншейный метод строительства газонефтепроводов применяется в случаях невозможности использования бестраншейных методов, характеризующихся, как правило, рядом ограничений.

1.1.2 Бестраншейные методы прокладки трубопроводов на переходах через водные преграды

Несмотря на традиционность траншейного метода, на сегодняшний день на территории РФ и за рубежом открытый способ строительства переходов магистральных трубопроводов применяется крайне редко в связи с применением бестраншейных методов прокладки газонефтепроводов [2,14,33,44]. В настоящее время порядка 90% всего объема работ по прокладке и реконструкции магистральных трубопроводов выполняют именно бестраншейно.

Особенностями бестраншейных способов строительства нефтегазопроводов являются высокий уровень механизации, почти стационарный режим работы, меньший объем ручных работ, что позволяет в среднем на 30-50% снизить капитальные затраты в сравнении с траншейными технологиями, кроме этого такие методы не требуют многих и часто дорогостоящих согласований на проведение ремонтных работ [33,48].

1. Метод наклонно-направленного бурения (ННБ)

Сущность метода наклонно-направленного бурения состоит в применении специальных буровых установок и оборудования, которые осуществляют бурение пилотной скважины по заранее определенной траектории [7,14,23,34,44,47]. Последующие действия при реализации строительства перехода данным методом сводятся к расширению пилотной скважины с помощью буровых головок, омываемых специальным буровым раствором и протаскиванием в расширенную полость плети трубопровода.

Прокладка трубопровода методом направленного горизонтального бурения выполняется в три основных этапа (рисунок 1.4) [14,44,47]:

- 1) бурение экспериментальной пилотной скважины небольшого диаметра по заданной траектории (рисунок 1.4а);
- 2) расширение скважины до заданного согласно проекту диаметра (рисунок 1.4 б);
- 3) протягивание плети рабочего трубопровода (рисунок 1.4 в).

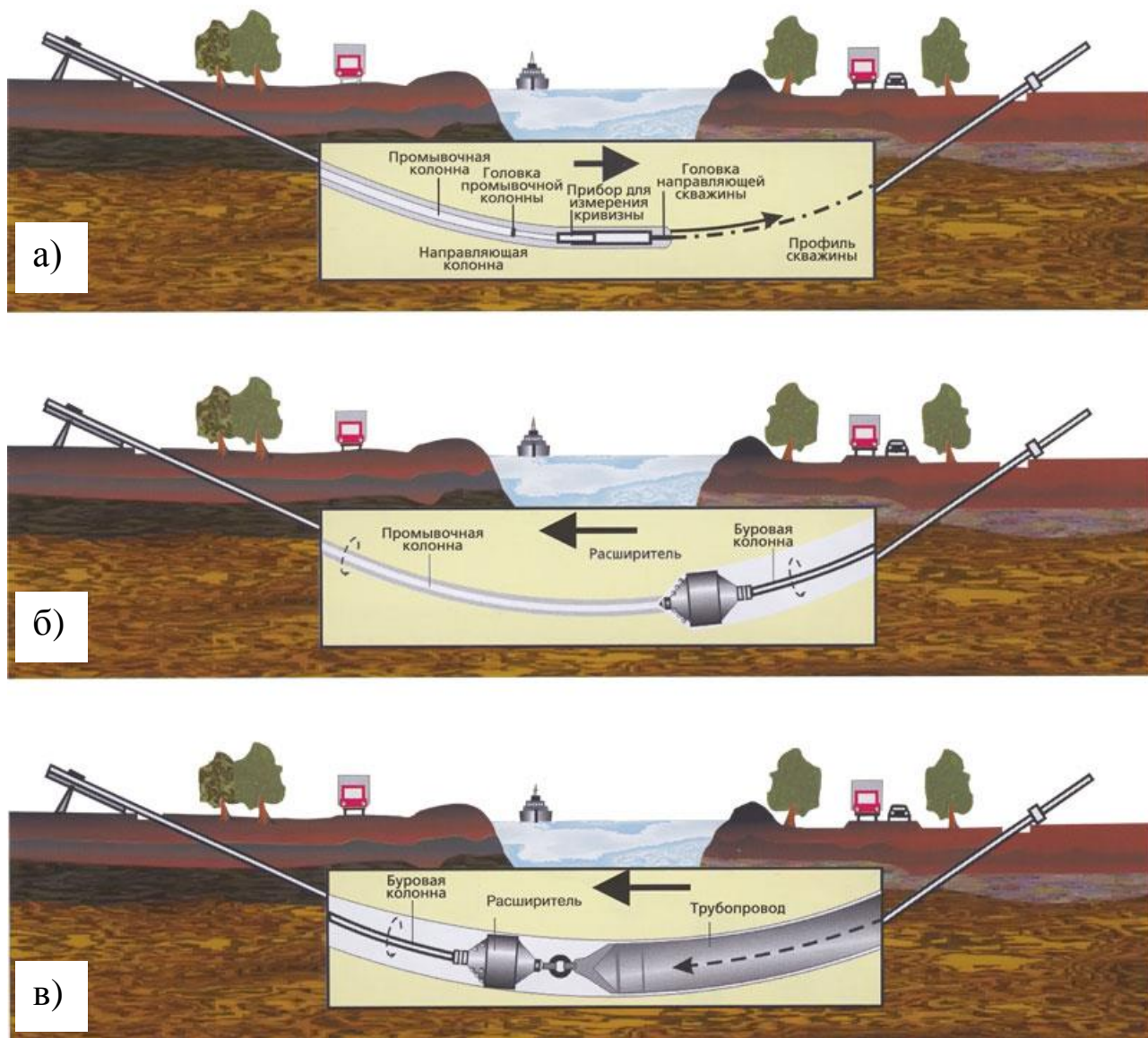


Рисунок 1.4 – Технология прокладки трубопровода методом направленного горизонтального бурения

Бурение пилотной скважины – осуществляется буровой головкой, соединенной с помощью полого корпуса с гибкой ведущей трубой, что позволяет управлять зенитным и азимутальным углом пилотной скважины и обходить встречающиеся на пути препятствия в любом направлении. Буровой инструмент полый и имеет возможность прокачивания бурового раствора. Применение бурового раствора позволяет уменьшить силы трения

на головке и на штанге, что предохраняет пилотную скважину от обвалов. Также необходимо отметить, что буровой раствор способствует охлаждению буровой головки, а также очищению скважины от обломков путём их выноса (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 – Площадка буровой установки

Контроль пространственного позиционирования долота осуществляется с помощью локатора, который принимает и дешифрует сигналы, поступающие от передатчика, встроенного в долоте. При этом в любой момент строительства скважины имеется информация о месте нахождения долота, уклоне скважины и глубине. Эти данные являются ключевыми при контроле соответствия траектории прокладываемой скважины с проектной, что уменьшает риск осложнений при протаскивании рабочего трубопровода. При отклонении долота от проектной траектории буровщик останавливает процесс бурения и корректирует положение долота (бурголовки). Следующим этапом является продавливание буровых штанг. Данная технологическая операция завершается выходом буровой головки в заданной проектной точке [70].

Буровая штанга представляет собой трубу длиной, порядка 2-5 м и диаметром 50-80 мм. Проектный диаметр достигается при расширении предварительной (пилотной) скважины буровой штангой [7,14,47].

Расширение скважины выполняют после пилотного бурения. На ответной стороне скважины долото отсоединяется от буровых штанг и вместо него присоединяется ример – расширитель обратного действия. При одновременном действии тягового усилия и вращения, расширитель двигается обратно в направлении буровой машины, расширяя лидерную скважину до необходимого для протаскиваемого трубопровода диаметра.

С целью обеспечения свободного и беспрепятственного протягивания рабочей плети трубопровода при прокладке подводного перехода, диаметр расширенной скважины должен превышать диаметр будущего трубопровода примерно на 25-30%.

Стоит отметить, что процесс расширения лидерной скважины для трубопроводов большого диаметра проходит постепенно в несколько этапов с применением расширительных головок различного диаметра.



Рисунок 1.6 – Схема протягивания рабочей плети трубопровода

На заключительном этапе работ осуществляется протаскивание плети трубопровода. Плеть трубопровода, подготовленную к протаскиванию, располагают на ответной от буровой установки стороне скважины. К протаскиваемому трубопроводу и расширителю крепится оголовок с вертлюгом, воспринимающим тяговое усилие (рисунок 1.6). Далее буровая установка затягивает участок трубопровода в скважину, построенную по заданной траектории.



Рисунок 1.7 – Метод ННБ. Конфигурация трубопровода на входе

Безусловными преимуществами метода ННБ являются высокая надежность построенного объекта вследствие минимизации воздействия на трубопровод эксплуатационных факторов, экологичность и сохранение аутентичности ландшафта, существенное снижение риска аварийных ситуаций, что дает гарантию безаварийной работы трубопроводов [34,44].

Однако, высокая протяженность подводных переходов (>2 км) и строительство их в осложненно-геологических условиях (скальных, трещиноватых грунтах, условиях карста) ограничивают применимость данного метода.

2. *Метод микротоннелирования*

Тоннельные переходы магистрального трубопровода представляют собой микротоннели из железобетонных цельносекционных труб, проложенных между временными стартовым и приемным котлованами с применением технологий щитовой проходки микротоннелепроходческими комплексами (МТПК) [14,33]. Старт и выход тоннельного комплекса производится через порталы стены.

Преимущества микротоннелирования очень близки с методом ННБ: экологичность, сохранение ландшафта, сохранение русловых процессов пересекаемой водной преграды, отсутствие влияния на режим судоходства. Применение метода микротоннелирования позволяет обеспечить прокладку трубопровода ниже линии предельного размыва русла водоема.

Однако строительство подводных переходов методом микротоннелирования сопряжено со следующими сложностями:

- в горных породах, обладающих высокой прочностью, имеется вероятность заклинивания инструмента. Вследствие относительно высокой прочности пород появляется опасность возникновения неравномерного горного давления;

- на границе чередования прочности горных пород, например, при попадании в зону карстовых участков при незначительном отклонении щита от заданной траектории резко возрастают усилия продавливания всего инструмента, происходит заклинивание, при превышении усилия, возможно разрушение секций труб;

- при преодолении карстовых участков возникает риск отклонения инструмента от проектной траектории прокладки микротоннеля, что повлечет за собой изменение проектного положения и расчетной схемы прокладываемого трубопровода.

Таблица 1.1 – Сравнение траншейного и бестраншейных методов строительства подводных переходов магистральных трубопроводов

Траншейный метод	Бестраншейный метод
Большой объем земляных работ, с привлечением тяжелой техники и рабочей силы	Небольшое количество используемого рабочего оборудования, минимальный объем земляных работ, привлечение не более двух бригад
Крупные финансовые затраты на строительство перехода	Уменьшение финансовых затрат до 30-50%
Существенные сроки строительства перехода	Снижение сроков строительства от 2 до 20 раз
Нарушение режима движения водного транспорта	Непрерывность движения речного и судоходного транспорта
Нанесение большого невосполнимого ущерба водной среде	Сохранение экологии и ландшафта

В таблице 1.2 приведена сравнительная характеристика распространенных методов прокладки трубопровода через водные преграды с критериями ППМГ и возможностью реализации.

Таблица 1.2 – Сравнение способов прокладки трубопровода через водные преграды

Критерий сравнения	Траншейный метод	Метод ННБ	Метод микротоннелирования
Возможность выполнения подводных переходов протяженностью более 2 км	Возможно	Невозможно	Возможно
Возможность строительства переходов в сложных инженерно-геологических условиях	Возможно	Невозможно	Может быть затруднено в ряде случаев
Необходимость балластировки трубопровода	Необходима	Отсутствует	Отсутствует
Необходимость выполнения мероприятий по укреплению берегов и дна водной преграды	Работы необходимы	Укрепление не требуется	Укрепление не требуется
Нанесение минимального ущерба водным ресурсам	Значительный ущерб	Ущерб минимальный	Ущерб минимальный
Минимальное воздействие на трубопровод давления вышележащего грунта	Трубопровод испытывает давление	Давление минимальное	Давление минимальное
Минимизация объемов земляных работ при строительстве	Значительный объем работ	Минимальный объем работ	Минимальный объем работ
Механизация процесса строительства перехода	Отсутствует	Процесс механизирован	Процесс механизирован

1.2 Способ перехода трубопровода через водные преграды методом «труба в трубе»

Способ перехода через водные преграды методом «труба в кожухе» регламентируется п. 10.1.2 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [59].

Данный способ строительства подводных переходов предусматривает прокладку кожуха (трубопровода большего диаметра) с последующим протаскиванием в него рабочего газопровода. При этом наружный диаметр трубопровода внутреннего трубопровода несколько меньше внутреннего диаметра трубопровода-кожуха [8,24,25].

Данный метод предусматривается в случае одновременного пересечения газопроводом водной преграды и автомобильной или железной дороги [54].

При строительстве подводных переходов методом «труба в кожухе» сварочно-монтажные работы и изоляцию кожуха производят в соответствии с такими же требованиями, как и для рабочего газопровода. Конструкция участка трубопровода, прокладываемого методом «труба в трубе», представляет собой металлический кожух, внутри которого размещается рабочий газопровод меньшего диаметра, оснащенный с внешней стороны опорно-центрирующими устройствами.

Прокладка кожуха осуществляется траншейным или бестраншейным способом (ННБ). Диаметр кожуха определяется условиями производства работ и конструкцией перехода и должен превышать наружный диаметр прокладываемого рабочего трубопровода не менее чем на 0,2 м.

Перед протаскиванием рабочего газопровода в кожух необходимо выполнить комплекс работ, а именно:

- сварку труб в «плеть» равной длине перехода;
- очистку стыков, подготовку к изоляции;

- изоляцию стыков, при этом расстояние между трубопроводом и поверхностью грунта должно быть не менее 0,5 м;
- осмотр и ремонт в случае повреждения изоляционного покрытия;
- предварительное гидравлическое испытание;
- устройство основания под направляющие опоры трубопровода, установку и регулировку направляющих опор;
- укладку трубопровода на отрегулированные по высоте направляющие опоры с соблюдением всех правил, обеспечивающих сохранность труб и изоляции в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014.

Протаскивание рабочего газопровода в кожух выполняется на опорно-центрирующих устройствах с опорами качения (роликами). Применяемые при протаскивании ролики (спейсеры) должны обеспечивать снижение сил трения при протаскивании и сохранность защитного покрытия.

Таким образом, в соответствии с действующими нормативными документами национального и отраслевого уровней, к кожуху предъявляются требования такие же, как и к рабочему трубопроводу. В процессе эксплуатации должен быть обеспечен его нормативный срок службы. Между рабочим трубопроводом и кожухом формируется зазор, который герметизируется от попадания грунтовой воды при помощи манжет.

С целью обеспечения электрохимической защиты от коррозии участка, проложенного методом «труба в кожухе», рабочая труба поляризуется при помощи штатных станций катодной защиты. Рабочая труба под кожухом не защищена электрохимически, т.к. на указанном участке рабочий трубопровод находится не в грунтовой среде, а в воздушном зазоре. Отсутствие электролитического (через среду, обладающую ионной проводимостью) или металлического контактов между трубопроводами и кожухом определяют при проведении периодических электроизмерений на соответствующих участках трассы трубопроводов.

Сам же кожух защищается локальными гальваническими анодами (протекторами), которые способны обеспечить эффективную защиту на непротяженных участках трассы.

Очевидно, что при реконструкции сложных участков трассы (водные преграды, гористая местность, курумы, участки карстообразования и пр.) стоит задача сохранить выведенный из эксплуатации участок трубопровода большего диаметра и использовать его как трубу-кондуктор, т. е. только как проводник для рабочего трубопровода. При этом нет необходимости обеспечивать значительный ресурс трубы-кондуктора, нет необходимости защищать ее от коррозии, не нужно обеспечивать герметичность зазора между рабочей трубой и кожухом.

В отечественной и зарубежной практике реконструкции трубопроводов метод «труба в трубе» освоен и применяется для трубопроводов диаметров 50-300 мм при этом не демонтируется стальной трубопровод большего диаметра, а внутри его прокладывается новый трубопровод из полимерных материалов, которые не подвержены коррозии [76,77,79,80,82-85].

В настоящее время за рубежом при реконструкции трубопроводов широкое распространение получили методы «Swagelining» (или т.н. метод санации) и метод санации полимерным рукавом.

1. Метод «Swagelining»

При реконструкции методом «Swagelining» производится последовательная протяжка сварных секций полиэтиленовых труб друг с другом. Данный метод позволяет устанавливать новый трубопровод внутри существующего без уменьшения диаметра проходного сечения. На подготовительном этапе перед протяжкой полиэтиленовых труб их диаметр уменьшается примерно на 25-30%.

Трубу с уменьшенным диаметром, оснащенную специальной головкой для протягивания, затягивают в реконструируемый участок трубопровода.

После установки новой трубы в необходимое положение, её диаметр увеличивают до плотного прилегания к внутренней стенке существующего трубопровода. В данном случае отсутствует необходимость в применении специальных отвердителей, эпоксидного клея (в т.ч. цементного раствора).

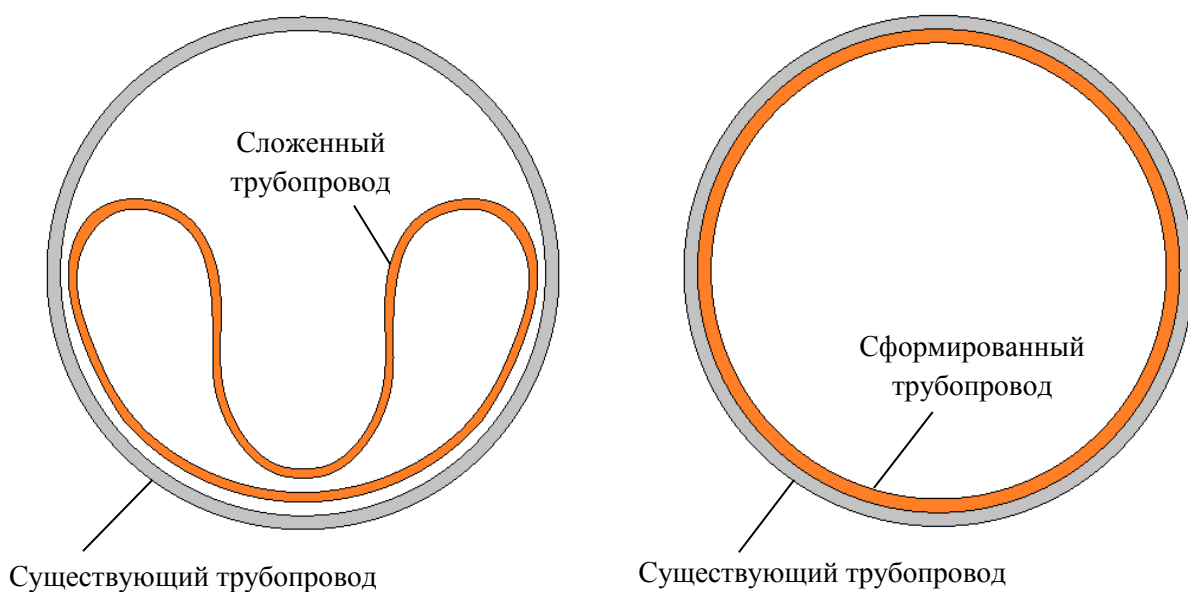


Рисунок 1.8 – Иллюстрация изменения положения протаскиваемого трубопровода

2. *Метод санации полимерным рукавом*

При реконструкции трубопровода данным методом в существующий трубопровод запасовывается в сложенном состоянии, а затем распрямляется в нем без образования зазора между созданным и реконструируемым трубопроводом (рисунок 1.8).

Протягиваемый гибкий полимерный рукав предварительно пропитывают эпоксидным клеем. Под давлением воды, пропускаемой по нему, рукав распрямляется, а эпоксидный клей под действием высокой температуры воды затвердевает и тем самым обеспечивает плотное прилегание созданного трубопровода к существующему. Для облегчения протаскивания полимерного рукава он собирается в барабаны U-образной формы.

Вышеописанные технологии ремонта трубопроводов применяются в коммунальном хозяйстве для газопроводов за рубежом, но они не подходят для ремонта и реконструкции трубопроводов газа высокого давления.

Однако, очевидно, что если реализовать метод «труба в трубе» для реконструкции стальных трубопроводов большого диаметра, то необходимо учитывать следующие обстоятельства:

– следует обеспечить требования ГОСТ Р 51164-98 по защитному потенциалу рабочего трубопровода на всем протяжении участка [17];

– т.к. для труб большого диаметра характерна невысокая стойкость к образованию вмятин (из-за соотношения «толщина стенки – диаметр»), необходимо учитывать результаты профилометрии внутритрубными инспекционными снарядами;

– для труб большого диаметра критическим радиусом изгиба является пропорционально большая величина, чем для трубопровода меньшего диаметра, следовательно, дополнительно требуется выполнить оценку кривизны трубы-кондуктора с целью определения возможности её протаскивания.

Выводы по главе 1

1. В связи с системной реконструкцией газотранспортной системы Российской Федерации и плановым перераспределением производительности системы между отдельными коридорами существует потребность в совершенствовании методов строительства магистральных трубопроводов, особенно на осложнённых участках трассы, включая водные преграды.

2. Выполнен анализ методов сооружения трубопроводов на осложнённых участках трассы, включая водные преграды, который показал, что рассмотренные методы имеют свои преимущества и недостатки, в том

числе ограничения по применению, связанные с протяженностью участков и инженерно-геологическими условиями прокладки.

3. Отмечено, что в ряде случаев целесообразным является применение метода строительства «труба в трубе». Данный метод предусмотрен рядом нормативных документов национального и отраслевого уровней. Однако предлагается пересмотреть требования к внешней трубопроводу, которая будет использоваться в качестве стенки скважины без прогнозирования ее ресурса и обеспечения герметизации пространства между трубами.

4. Введено новое понятие – трубопровод-кондуктор – это выводимый из эксплуатации участок трубопровода, в который протаскивают рабочий трубопровод. Трубопровод-кондуктор служит только для прокладки рабочего трубопровода меньшего диаметра на сложных участках трассы в момент реконструкции. Требования к его сроку службы, надежности, длительной прочности и т.д. не предъявляются.

5. Литературный обзор показал, что в настоящее время не разработаны требования к трубопроводу-кондуктору, которые должны включать принципы его диагностирования, критерии применимости данного метода строительства перехода, подходы по обеспечению эффективной электрохимической защиты строящегося трубопровода внутри трубы-кондуктора, что предопределяет задачи настоящей работы.

ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИК ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА-КОНДУКТОРА ПЕРЕД ПРОВЕДЕНИЕМ РЕКОНСТРУКЦИИ МЕТОДОМ «ТРУБА В ТРУБЕ»

2.1 Типы повреждений трубопровода-кондуктора, диагностируемых перед проведением реконструкции методом «труба в трубе»

Для обоснования возможности проведения реконструкции участка трубопровода методом «труба в трубе» необходимо определение технического состояния трубопровода-кондуктора. В качестве основных типов особенностей и повреждений трубопровода-кондуктора выделяют:

1. Наличие недопустимых участков кривизны трубопровода-кондуктора, которые приводят к увеличению силы соприкосновения внутренней поверхности стенки трубы-кондуктора и наружной поверхности рабочего трубопровода (или спейсеров) и последующему росту усилия протягивания вплоть до достижения предельных осевых напряжений в сечении рабочего трубопровода;

2. Наличие вмятин (гофр) и других дефектов геометрии формы трубы, которые за счет геометрических несовершенств создают дополнительное усилие, требуемое для протаскивания рабочего трубопровода;

3. Химический состав стали трубопровода-кондуктора;

4. Коррозионное состояние трубопровода-кондуктора, которое может ограничить применение способа вследствие возможного разрушения трубы и затруднение при протаскивании рабочего трубопровода.

Комплекс диагностических работ по определению технического состояния трубопровода-кондуктора включает оценку пространственного положения трубопровода-кондуктора с определением локальных радиусов изгиба труб; оценку дефектов геометрии формы трубопровода-кондуктора; исследование химического состава стали для обеспечения возможности

выполнения сварочно-монтажных работ; оценку коррозионного состояния стенок труб с учетом возможного наличия расслоений металла.

В настоящей главе последовательно будут рассмотрены указанные возможные повреждения трубопровода-кондуктора и предложены решения по проведению их диагностического обследования.

2.2 Оценка пространственного положения трубопровода-кондуктора с определением локальных радиусов изгиба

При строительстве подводных переходов газонефтепроводов методом «труба в трубе» с использованием существующего трубопровода в качестве трубопровода-кондуктора учитывают точность определения его пространственного положения, что будет определять техническую возможность использования имеющихся трубопроводов-дюкеров на переходах через водные преграды для протаскивания проектируемого рабочего трубопровода. При продольном профилировании проектируемого трубопровода учитывают глубину его заложения, радиусы изгиба, величины углов поворота [19].

В настоящее время для оценки кривизны трубопровода высокую актуальность приобретают методы, основанные на съемке пространственного положения подземного трубопровода с поверхности грунта, поскольку в данном случае нет необходимости в проведении вскрышных работ, следовательно, цена такой работы будет минимальна [5,12,18,20,32,49,68]. Интерпретацию полученных данных регламентирует ВРД 39-1.10-026-2001 [15,66].

Однако, в соответствии с данным документом расчет значения радиуса кривизны ρ возможен только при условии изгиба трубопроводов в одной (вертикальной) проекции с равными расстояниями между точками измерений глубины заложения трубопровода и только для двух случаев – три точки

измерения одновременно располагаются только на нисходящей или верхсходящей осях трубопровода [11,40].

Для обхода данных ограничений предлагается использовать зависимости, полученные в работе [27]. В соответствии с данной работой радиус кривизны трубопровода – радиус окружности, проходящей через точки $i - 1; i; i + 1$ (2.1). Таким образом, поиск радиуса кривизны сводится к вычислению радиуса описанной вокруг треугольника окружности. В данном случае становится неважным факт строгого соблюдения одинаковых расстояний между точками измерений, кроме того, значения радиуса можно будет получить для подземного трубопровода, произвольно расположенного в пространстве.

$$\rho_i = \frac{a_i b_i c_i}{\sqrt{(a_i + b_i + c_i)(-a_i + b_i + c_i)(a_i - b_i + c_i)(a_i + b_i - c_i)}} \quad (2.1)$$

где a_i – расстояние между координатами i и $i - 1$;

b_i – расстояние между координатами $i + 1$ и i ;

c_i – расстояние между координатами $i + 1$ и $i - 1$;

Стоит отметить, что одним из условий технического осуществления реконструкции участка трубопровода методом «труба в трубе» является превышение радиусом кривизны участков реконструируемого трубопровода радиуса упругого изгиба внутреннего трубопровода. Это исключает появление зон пластичной деформации стенок рабочего трубопровода.

В настоящее время недостаточно разработаны подходы по определению рационального шага измерения пространственного положения точек трубопровода для оценки его локальных радиусов кривизны, который будет существенным образом влиять на погрешность измерения. Некоторые вопросы решения этой задачи освещены в работах К.М. Гумерова, Г.Е. Коробкова, В.В. Коннова, Р.А. Харисова, Р.Р. Исламова и др.

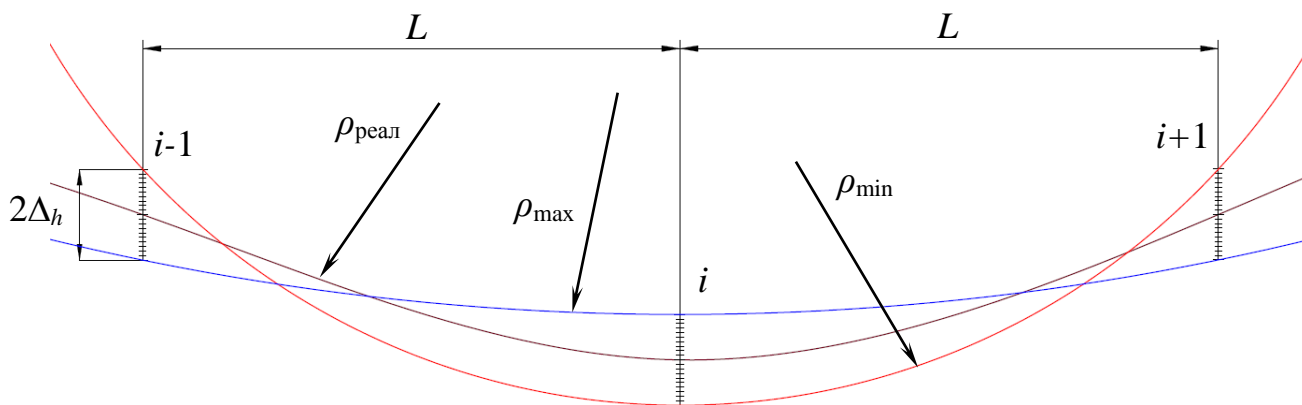


Рисунок 2.1 – Иллюстрация к вопросу влияния погрешности измерения положения оси трубопровода на расчетный радиус изгиба

На рисунке 2.1 изображен профиль трубопровода с истинным радиусом изгиба $\rho_{\text{реал}}$. Измерения глубины h выполняют в трех точках: $i-1$; i ; $i+1$ с шагом L . Поскольку оборудование, применяемое для поиска трассы трубопровода, имеет погрешность измерений, то неизвестно, на каком расстоянии от оси трубопровода располагается измеренная точка. Таким образом, в результате проведения измерения может быть определен только некоторый диапазон, равный погрешности прибора (на рисунке 2.1 обозначен как $2\Delta_h$).

При этом возможны два экстремальных варианта определения радиуса изгиба в зависимости от отклонения измеренного значения положения точки от истинной величины (ρ_{min} и ρ_{max}) (рисунок 2.1):

1. в точках $i-1$ и $i+1$ измеренная глубина составляла $h+\Delta_h$, а в точке i – $h-\Delta_h$, при этом $\rho_{\text{реал}} \geq \rho_{\text{расч}}$;
2. в точках $i-1$ и $i+1$ измеренная глубина $h-\Delta_h$, а в точке i – $h+\Delta_h$, при этом $\rho_{\text{реал}} \leq \rho_{\text{расч}}$.

Для последующего теоретического моделирования в качестве объекта исследования выбран трубопровод диаметром $D=1420$ мм с нормативным радиусом кривизны $1000D$ ($\rho_{\text{реал}}=1420$ м). Приняты следующие допущения:

рассматривается плоская задача пространственного положения трубопровода; значение глубины залегания трубопровода от поверхности земли принято как константа.

При численном моделировании получения достоверных значений радиуса упругого изгиба предлагается изменять шаг между точками измерений (пикетами) на поверхности земли, при этом погрешность трассопоискового оборудования задается величиной постоянной.

Предлагаемый алгоритм нахождения $\rho_{\text{расч}}$ следующий:

1. Построить дугу с радиусом $\rho_{\text{реал}}$;
2. На расстоянии L от точки i найти точку пересечения с построенной дугой $\rho_{\text{реал}}$;
3. На полученной точке построить отрезок, равный диапазону погрешности Δ_h ;
4. Построить дуги, соответствующие максимальному и минимальному радиусу.

Из предложенного алгоритма становится очевидным, что значения принятого за реальный радиус изгиба $\rho_{\text{реал}}$ оказывает влияние на величину $\rho_{\text{расч}}$, поскольку дуга $\rho_{\text{расч}}$ строится на основе точек пересечения с дугой $\rho_{\text{реал}}$. Проанализируем, как значения изначально принятого $\rho_{\text{реал}}$ влияют на значения $\rho_{\text{расч}}$.

Для оценки погрешности определения радиуса кривизны при использовании данных трассоискателя зададимся следующим критерием:

$$|\rho_{\text{реал}} - \rho_{\text{расч}}| \leq 50 \text{ м.} \quad (2.2)$$

В таблице 2.1 представлены значения радиуса изгиба в зависимости от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования, рассчитанные для первого граничного случая для трубопровода диаметром 1420 мм.

Таблица 2.1 – Расчетные значения минимального радиуса упругого изгиба трубопровода (D=1420 мм) от шага измерений при разных значениях погрешности оборудования

Шаг измерения, м	Минимальный радиус кривизны подземного трубопровода, ρ_{\min} , М				
	1%	2%	3%	5%	7%
10	525,19	322,22	232,44	149,33	110,07
20	995,86	766,85	623,5	453,89	356,88
30	1194,02	1030,12	905,8	729,72	611
40	1283,41	1170,8	1076,38	926,9	813,92
50	1329,47	1249,81	1179,16	1059,41	961,78
60	1355,91	1297,36	1243,67	1148,62	1067,09
70	1372,37	1327,83	1286,1	1210,05	1142,52
80	1383,26	1348,38	1315,22	1253,57	1197,46
90	1390,83	1362,84	1335,96	1285,26	1238,29
100	1396,3	1373,38	1351,2	1308,93	1269,24
110	1400,37	1381,28	1362,7	1327,01	1293,15
120	1403,48	1387,35	1371,58	1341,1	1311,96
130	1405,91	1392,11	1378,57	1352,28	1326,97
140	1407,85	1395,91	1384,17	1361,28	1339,14
150	1409,42	1398,99	1388,72	1368,63	1349,11

На рисунке 2.2 представлен график зависимости радиуса кривизны подземного трубопровода от шага измерений между пикетами на поверхности земли при различных значениях погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром D=1420 мм.

Из рисунка 2.2 видно, что чем больше погрешность измерений и меньше шаг между точками измерений, тем меньше значения рассчитанного радиуса изгиба.

Рассмотрим подробно полученную зависимость на других диаметрах трубопроводов: 720, 820, 1020, 1220, 1420 мм. При этом в расчетах примем погрешность трассопоискового оборудования равную 1% (рисунок 2.3).

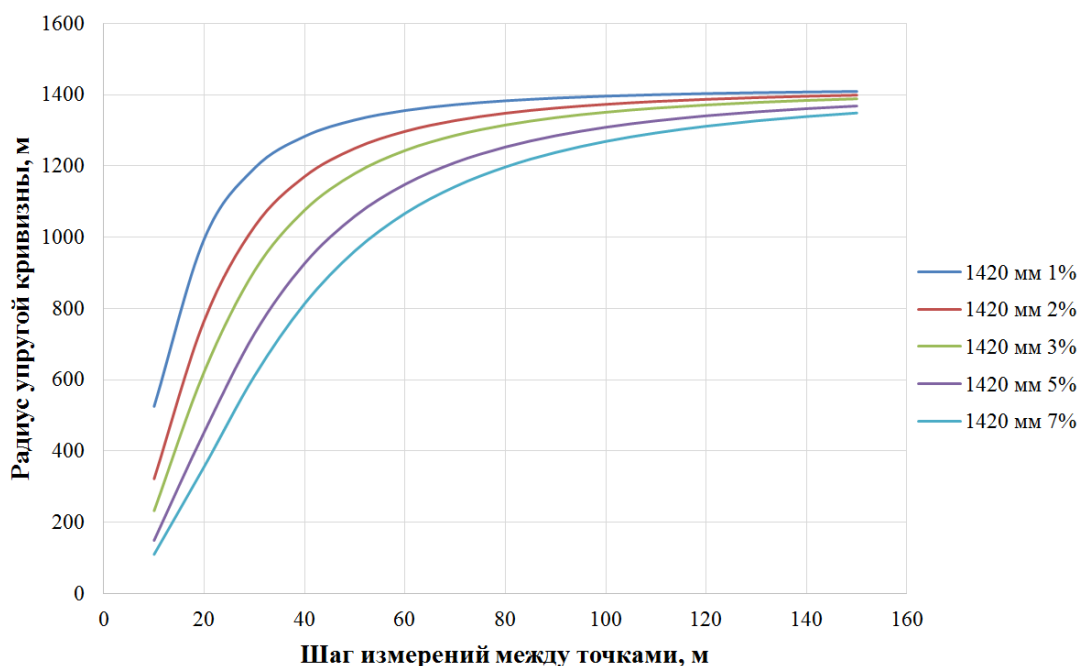


Рисунок 2.2 – Зависимость радиуса упругого изгиба трубопровода от шага измерений при разных значениях погрешности оборудования

Таблица 2.2 – Расчетные значения минимального радиуса упругого изгиба трубопровода при значении погрешности оборудования 1% для трубопроводов различного диаметра

Шаг измерения, м	Минимальный радиус кривизны подземного трубопровода, ρ_{\min} , М				
	720 мм	820 мм	1020 мм	1220 мм	1420 мм
10	135,52	138,6931	143,43	146,8	149,33
20	346,41	367,9604	403,39	431,32	453,89
30	486,81	530,4821	607,44	673,07	729,72
40	567,29	627,5036	738,13	837,37	926,9
50	614,3	685,5406	819,78	944,04	1059,41
60	643,26	721,8059	872,18	1014,23	1148,62
70	662,08	745,5885	907,15	1061,83	1210,05
80	674,9	761,8816	931,39	1095,19	1253,57
90	683,97	773,4699	948,77	1119,3	1285,26
100	690,62	781,9776	961,6	1137,21	1308,93
110	695,62	788,3939	971,32	1150,83	1327,01
120	699,47	793,3451	978,85	1161,41	1341,1
130	702,49	797,2415	984,79	1169,78	1352,28
140	704,91	800,3605	989,55	1176,51	1361,28
150	706,88	802,8947	993,43	1182	1368,63

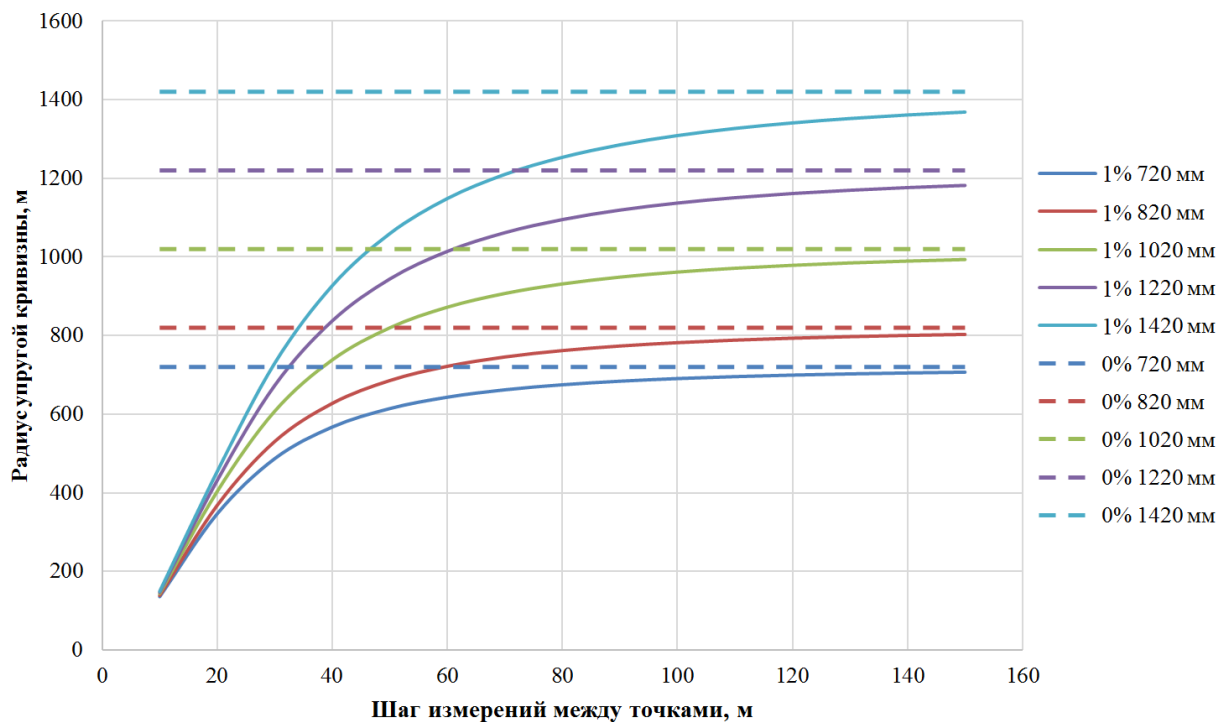


Рисунок 2.3 – Зависимость радиуса упругого изгиба трубопровода от шага измерений при значении погрешности оборудования 1% для трубопроводов разного диаметра

На рисунке 2.3 пунктирными линиями обозначены соответствующие диаметрам реальные (действительные) радиусы трубопровода, принятые при проведении расчетов.

Результаты численного моделирования показали, что при малых шагах измерения L возникает существенная ошибка в определении радиуса изгиба (рисунок 2.3). Если принять в качестве критерия приемлемости оценки кривизны трубопровода максимальную ошибку 5%, т.е. $|\rho_{реал} - \rho_{расч}| \leq 50$ м, из графиков видно, что для указанных параметров трубопровода не превышение указанной ошибки достигается при использовании оборудования с погрешностью измерения 1% при шаге измерения порядка 60 м.

Кроме того, необходимо учесть второй расчетный случай. Выше мы рассматривали пример, при котором в точках $i-1$, $i+1$ измеренная глубина

составляла $h+\Delta_h$, а в точке i глубина составляла $h-\Delta_h$ (рисунок 2.1). Но возможны обратные случаи, которые также будут являться наиболее консервативными для определенной конфигурации точек.

В таблице 2.3 представлены значения радиуса изгиба в зависимости от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования, рассчитанные для второго граничного случая для трубопровода диаметром 1420 мм.

Таблица 2.3 – Расчетные значения максимального радиуса упругого изгиба трубопровода ($D=1420$ мм) от шага измерений при разных значениях погрешности оборудования

Шаг измерения, м	Максимальный радиус кривизны подземного трубопровода, ρ_{\max} , М				
	1%	2%	3%	5%	7%
10	2017,09	589,75	345,4	188,96	130,13
20	2473,69	9591,39	5108,84	1256,77	716,61
30	1751,53	2285,1	3286,26	26569,41	4366,3
40	1589,15	1804,09	2086,28	3036,28	5575,29
50	1523,77	1643,92	1784,65	2153,4	2714,35
60	1490,46	1568,28	1654,69	1859,66	2122,64
70	1471,07	1525,95	1585,1	1718,32	1876,03
80	1458,75	1499,68	1542,97	1637,55	1744,49
90	1450,42	1482,18	1515,37	1586,42	1664,47
100	1444,52	1469,91	1496,22	1551,76	1611,6
110	1440,19	1460,97	1482,36	1527,08	1574,59
120	1436,91	1454,24	1471,99	1508,82	1547,56
130	1434,37	1449,04	1464,01	1494,91	1527,15
140	1432,36	1444,94	1457,75	1484,06	1511,34
150	1430,75	1441,66	1452,74	1475,42	1498,83

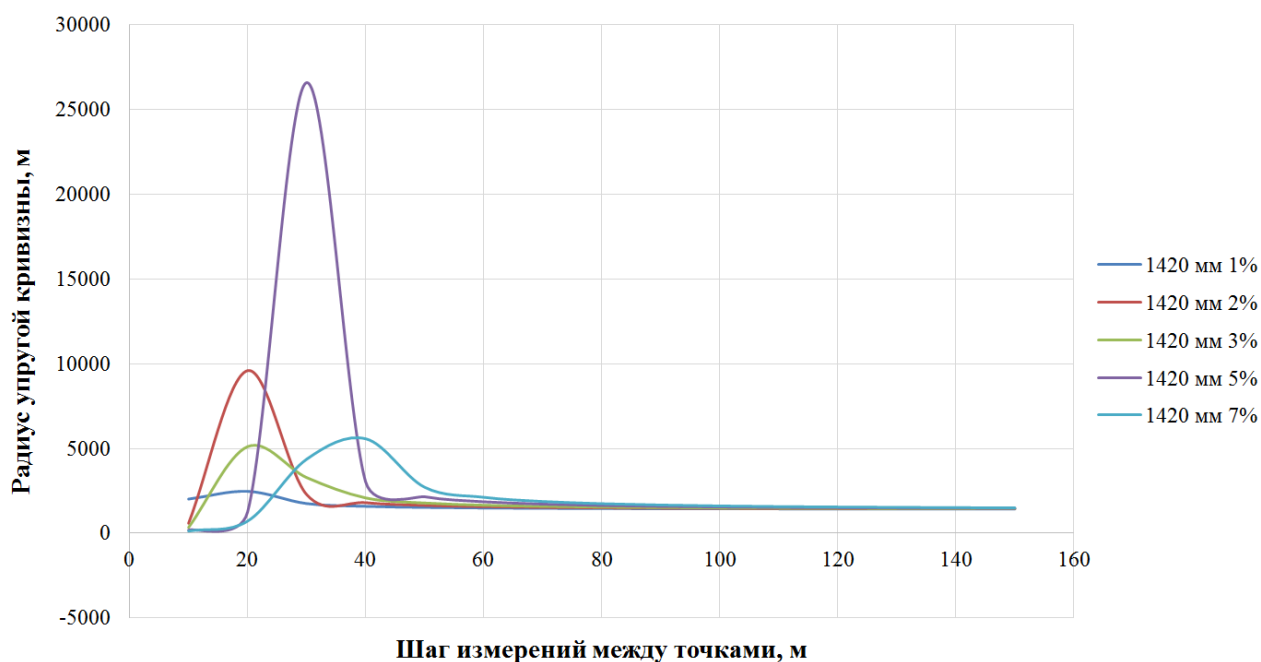


Рисунок 2.4 – Зависимость радиуса упругого изгиба трубопровода от шага измерений при разных значениях погрешности оборудования

Проанализируем, как на них влияет расстояние между точками при постоянной погрешности (рисунок 2.4). Как видно, значения при таком случае аномально большие по причине изгиба трубопровода в противоположную относительно истинной плоскость. Однако, также заметно, что они возникают только при малых шагах измерения между точками.

Аналогично рассмотрим полученную зависимость на трубопроводах диаметром 720, 820, 1020, 1220, 1420 мм, при погрешности трассопоискового оборудования – 1%.

По результатам численного моделирования, значение минимального шага проведения съемки пространственного для трубопровода диаметром 1420 мм при определении максимального радиуса кривизны совпадают с результатами, полученными ранее (при ρ_{\min}) – для обеспечения ошибки измерения радиуса не более 50 м необходимый шаг измерения составляет порядка 60 м.

Таблица 2.4 – Расчетные значения максимального радиуса упругого изгиба трубопровода при значении погрешности оборудования 1% для трубопроводов различного диаметра

Шаг измерения, м	Максимальный радиус кривизны подземного трубопровода, ρ_{\max} , М				
	720 мм	820 мм	1020 мм	1220 мм	1420 мм
10	216,99	209,31	199,35	193,17	188,96
20	9021,77	3567,55	1924,93	1470,07	1256,77
30	1383,62	1807,61	3185,42	6530,46	26569,41
40	985,66	1183,44	1651,04	2247,91	3036,28
50	869,86	1020,35	1350,02	1724,45	2153,4
60	817,67	949,28	1228,37	1530,81	1859,66
70	789,12	911,02	1165,06	1433,73	1718,32
80	771,63	887,8	1127,35	1377,05	1637,55
90	760,09	872,55	1102,88	1340,71	1586,42
100	752,04	861,96	1086,01	1315,87	1551,76
110	746,19	854,29	1073,86	1298,08	1527,08
120	741,8	848,54	1064,8	1284,86	1508,82
130	738,42	844,12	1057,86	1274,76	1494,91
140	735,77	840,65	1052,41	1266,86	1484,06
150	733,63	837,87	1048,06	1260,56	1475,42

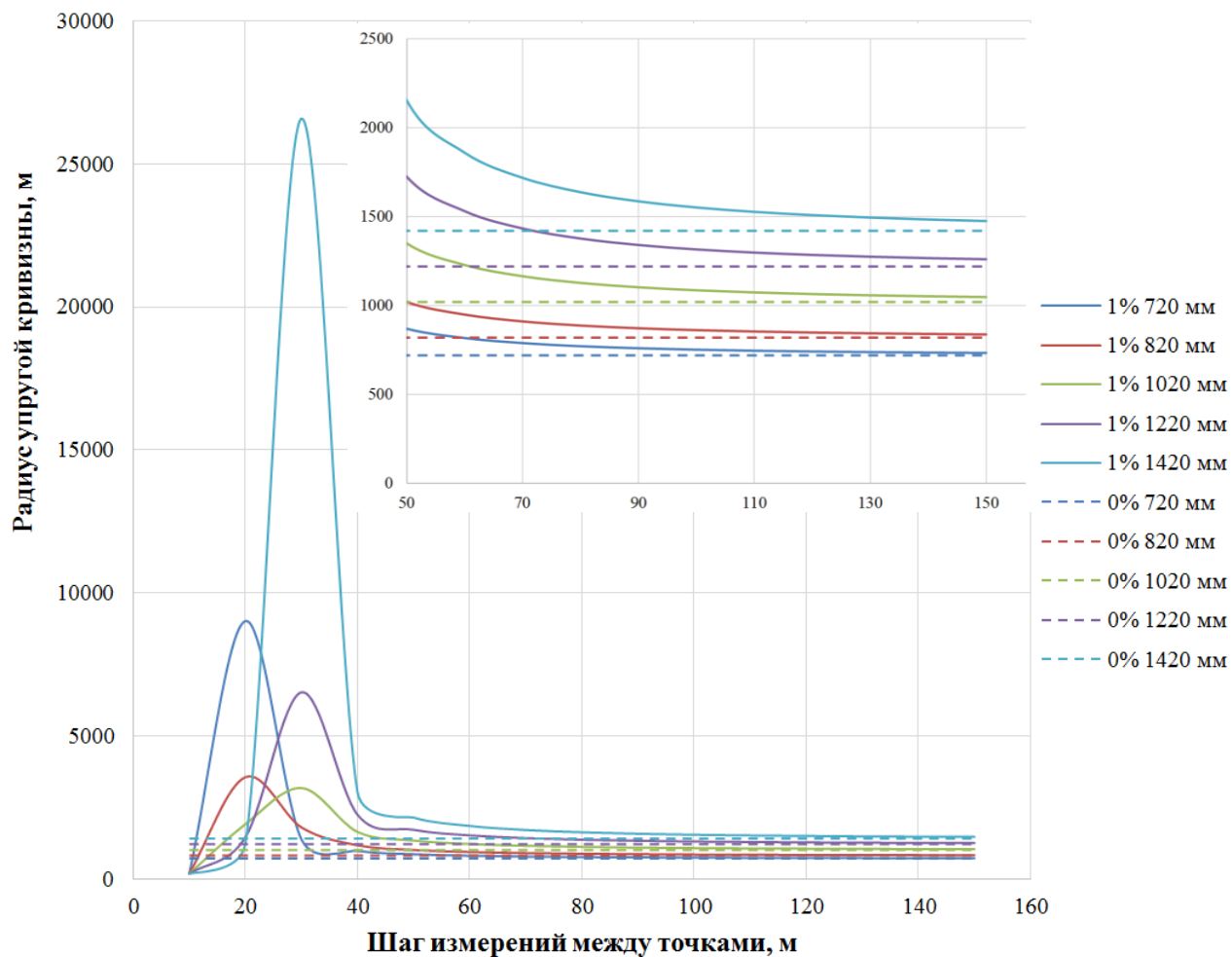


Рисунок 2.5 – Зависимость максимального радиуса кривизны трубопровода от шага измерений при значении погрешности оборудования 1% для трубопроводов разного диаметра

2.3 Оценка дефектов геометрии формы трубопровода-кондуктора

Как было отмечено ранее, возможность проведения реконструкции участка магистрального трубопровода методом «труба в трубе» ограничивают ряд факторов, основными из которых являются дефекты геометрии формы трубопровода-кондуктора (гофры, вмятины). Вследствие геометрических несовершенств создаются дополнительные усилия, требуемые для протаскивания рабочего трубопровода.

Наиболее распространенным дефектом геометрии трубопровода, затрудняющим выполнение реконструкции методом «труба в трубе» является вмятина [4,35]. Данный дефект, как правило, появляется в результате механических воздействий и характеризуется локальным утонением проходного сечения трубопровода, при этом не происходит уменьшения толщины стенки трубы и излома оси трубопровода [37,38].

С целью выявления, локализации и оценки размеров дефектов геометрии сечения трубопровода в настоящее время на практике применяются профилемеры (рисунок 2.6) [46]. Записанные профилемерами данные позволяют выявить не только такие дефекты старого трубопровода как вмятины, гофры, но и оценить размеры данных дефектов.

Принцип работы профилемера основывается на восстановлении формы внутреннего поперечного сечения трубы по данным рычажной измерительной системы. Восстановление сечения производится путём регистрации углового положения рычагов, покрывающих 100% внутренней окружности трубы. Определение положения оси трубопровода проводится с использованием данных инерциальной навигационной системы.

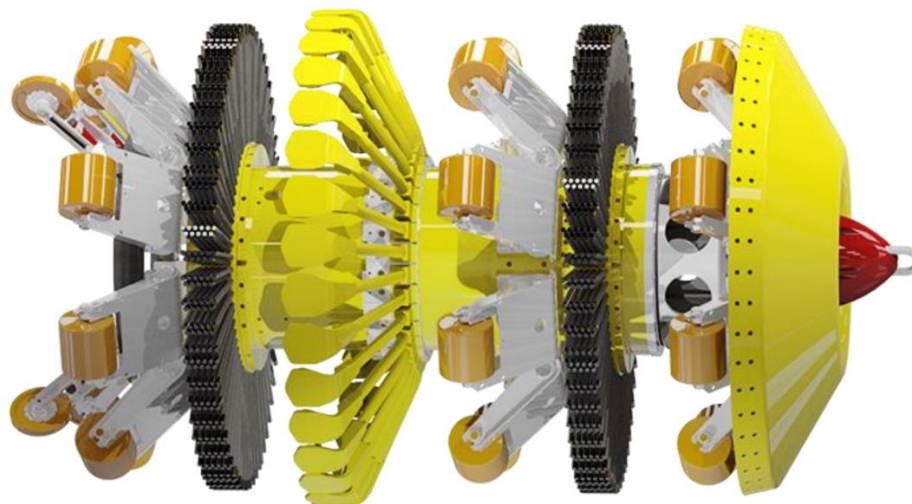


Рисунок 2.6 –Внутритрубный профилемер ПРТ

Т.к. трубы большого диаметра являются тонкостенными цилиндрическими оболочками (соотношение толщины стенки к диаметру менее чем 1:40), для магистральных трубопроводов большого диаметра характерна невысокая стойкость к образованию вмятин. Вместе с тем известно, что, формируясь преимущественно в момент строительства газопровода, дефект стенки трубопровода типа «вмятина» в процессе эксплуатации не развивается, следовательно, размеры и геометрические параметры дефекта не изменяются во времени.

Это означает, что для учета вмятин можно использовать диагностические данные, полученные в процессе эксплуатации на основе профилометрии. Записанные профиломерами данные позволяют не только выявить и локализовать такие дефекты старого трубопровода как вмятины и гофры, но и оценить размеры данных дефектов геометрии сечения трубопровода. При этом учитывается глубина и часовая ориентация вмятин (гофр).

2.4 Исследование химического состава стали трубопровода-кондуктора

В ряде случаев при реконструкции магистральных газопроводов методом «труба в трубе» возможно возникновение необходимости в наращивании или уменьшении длины трубопровода-кондуктора с береговых участков. Проведение сварочно-монтажных работ возможно только после определения значения «эквивалент углерода» – параметра, позволяющего оценить свариваемость участка трубопровода. Определение данного параметра требует знаний химического состава трубной стали. Для обеспечения возможности выполнения сварочно-монтажных работ трубопровода-кондуктора при реконструкции методом «труба в трубе» необходимо определение химического состава металла.

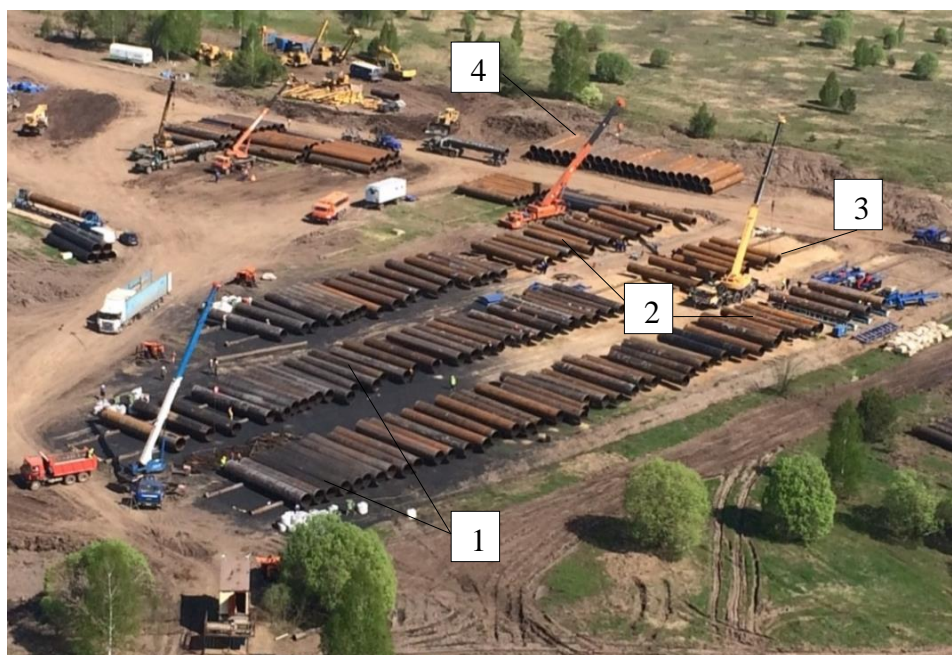
В качестве критерия оценки качества труб при определении химического состава используется нормативное массовое содержание химических элементов (массовая доля, %) (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Нормативные значения массовой доли химических элементов в стали магистральных трубопроводов

№ п/п	Химический элемент	Нормативное содержание
1	Углерод	0,07 – 0,21%
2	Марганец	не более 1,85%
3	Кремний	не более 0,45%
4	Ниобий	не более 0,05%
5	Ванадий	не более 0,12%
6	Титан	не более 0,035%
7	Хром	не более 0,3%
8	Никель	не более 0,3%
9	Медь	не более 0,3%
10	Массовая доля серы	не более 0,011%
11	Массовая доля фосфора	не более 0,02%
12	Эквивалент углерода	не более 0,46%

В ряде работ отмечается, что неоднородность стали трубопроводов по отдельным химическим элементам является ключевым фактором в образовании локальных и стресс-коррозионных дефектов металла труб магистральных газопроводов [2-4].

Стендовые экспериментальные исследования особенностей изменения химического состава трубной стали проводились на труборемонтной базе, организованной на участке капитального ремонта магистрального газопровода «Уренгой – Ужгород», расположенного в зоне ответственности Починковского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород (рисунок 2.7).



1 – зона доставки и очистки труб; 2 – зона освидетельствования и ремонта; 3 – зона подготовки к применению; 4 – зона складирования труб

Рисунок 2.7 – Внешний вид труборемонтной базы

В качестве объекта исследований выбран участок магистрального газопровода длительной эксплуатации (срок работы 31,5 лет) с наружным диаметром 1420 мм, на котором присутствуют множественные стресс-коррозионные дефекты.

Анализ химического состава металла труб проводился с использованием портативного оптического эмиссионного спектрометра EsaPort (рисунок 2.8). Погрешность оценки массовой доли химических элементов – не более 0,005%.

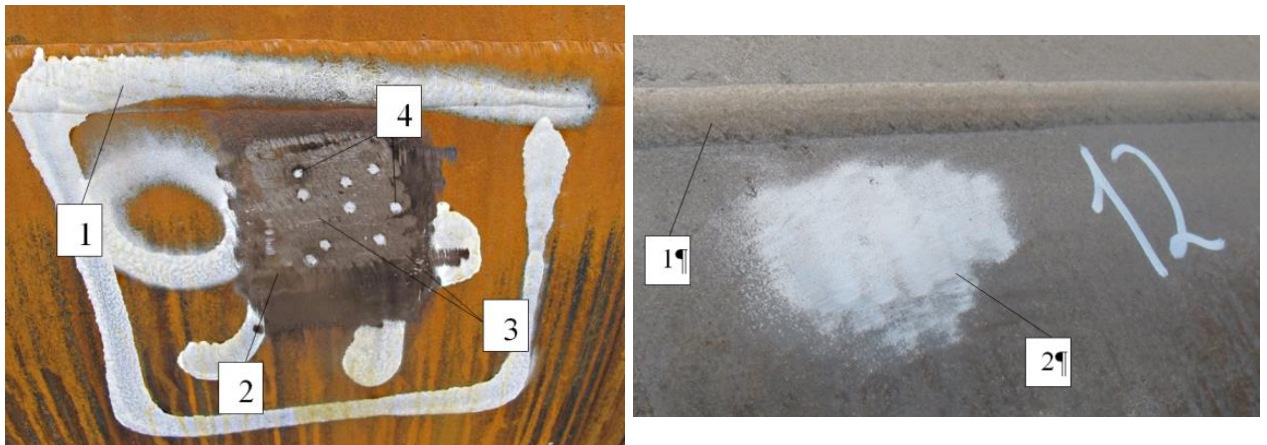


Рисунок 2.8 – Оптический эмиссионный спектрометр EsaPort

Определение количества химического элемента осуществляется путем анализа спектра, регистрируемого при кратковременном сжигании поверхностного слоя металла электрической дугой в аргоновой среде. При этом на поверхности металла остается след малой площади, не влияющий на свойства изделия или конструкции.

На трубном элементе выбирались участки контроля двух видов: соответствующие местам обнаружения стресс-коррозионных дефектов (рисунок 2.9, а) и бездефектные участки (рисунок 2.9, б) (в т. ч. расположенные в зоне термического влияния сварных швов).

Размеры одного контрольного участка не превышали 100 см^2 . Для проведения измерений осуществлялась подготовка поверхности участков: тщательно очищалась от продуктов коррозии и возможных остатков абразива. На каждом участке контроля выполнялось по десять измерений, в качестве результата по участку принималось среднее значение. Результаты измерений представлены в виде гистограмм (рисунок 2.10, пунктирной горизонтальной линией отмечен максимально допустимый уровень [1]).

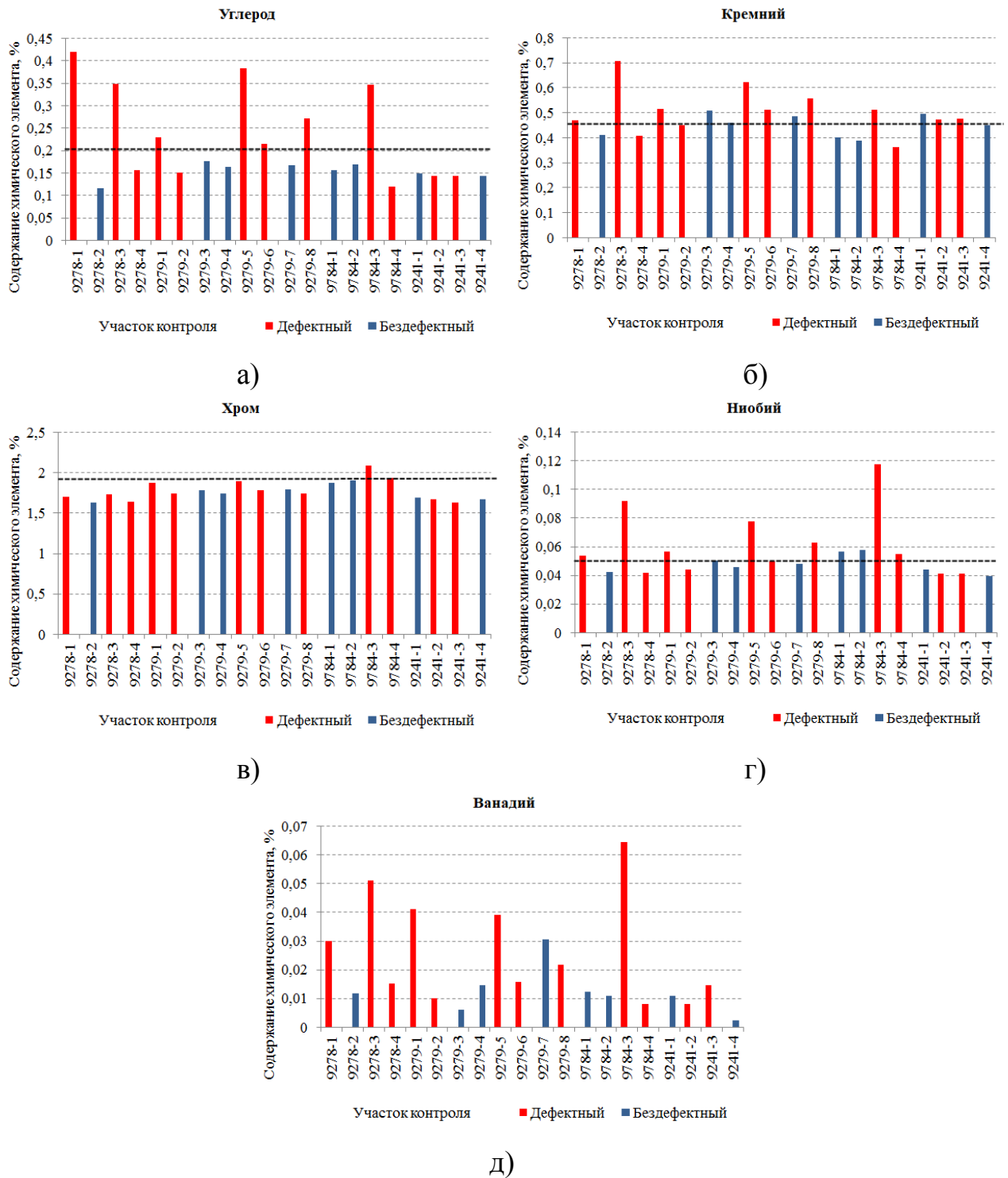


а) б)
 1 – продольный сварной шов; 2 – контрольный участок, подготовленный для оценки химического состава; 3 – стресс-коррозионные трещины; 4 – след от работы анализатора

Рисунок 2.9 – Внешний вид участков контроля:

а) дефектного; б) бездефектного

По полученным графикам видно, что участки металла, содержащие стресс-коррозионные дефекты, в 75% случаев характеризуются значительно превышенным относительно среднего уровня содержанием углерода, а также характеризуются повышенной неоднородностью содержания иных элементов (кремния, хрома, ванадия, ниобия) (в 1,3-6,3 раза выше, чем на бездефектных). Тем или иным превышением относительно среднего уровня или установленных норм характеризуются все 100% дефектных участков;



д)
Рисунок 2.10 – Содержание химических элементов в металле контрольных участков труб

Результаты расчета эквивалента углерода для всех контрольных участков представлены на рисунке 2.11.

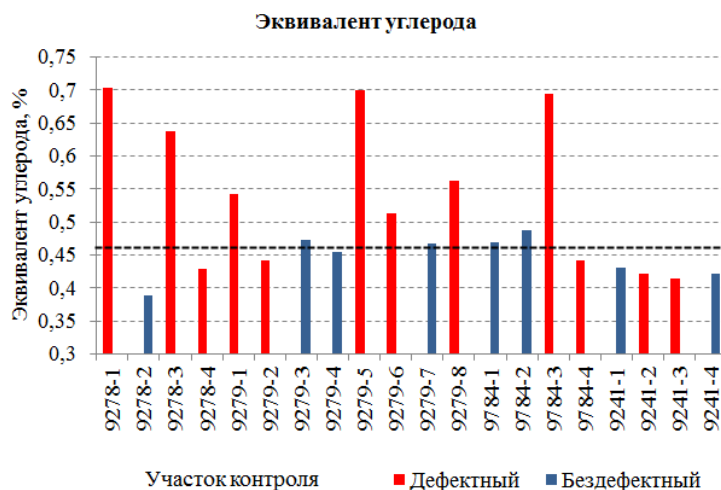


Рисунок 2.11 – Значения эквивалента углерода, определенные для контрольных участков

Метод контролируемой шлифовки является широко распространенным методом ремонта труб с дефектами КРН, поэтому дальнейшие исследования выполнялись с целью оценки влияния глубины вышлифовки на результаты измерений химического состава трубной стали (рисунки 2.12 и 2.13).



а)

б)

Рисунок 2.12 – Участки контроля до вышлифовки: а) дефектный участок; б) бездефектный участок



а)

б)

Рисунок 2.13 – Участки контроля после вышлифовки: а) дефектный участок;
б) бездефектный участок

При проведении измерений использовались вихретоковые дефектоскопы МВД-2МК и ВИД-345, ультразвуковой толщиномер А1210 (погрешность измерения не более 0,05 мм).

Поверхность измерения химического состава стали на участках контроля шлифовалась на глубину от 0 до 0,9 мм с шагом 0,1 мм. Контроль глубины проводился ультразвуковым толщиномером. Толщина стенки трубы в дефектной области составляла 15,8 мм, после выполнения вышлифовки - 14,9 мм; на бездефектной области перед вышлифовкой 15,9 мм, после - 15,0 мм.

Результаты исследования представлены на рисунках 2.14-2.18. На графиках линиями обозначены максимальные допустимые значения массовой доли элементов (таблица 2.5).

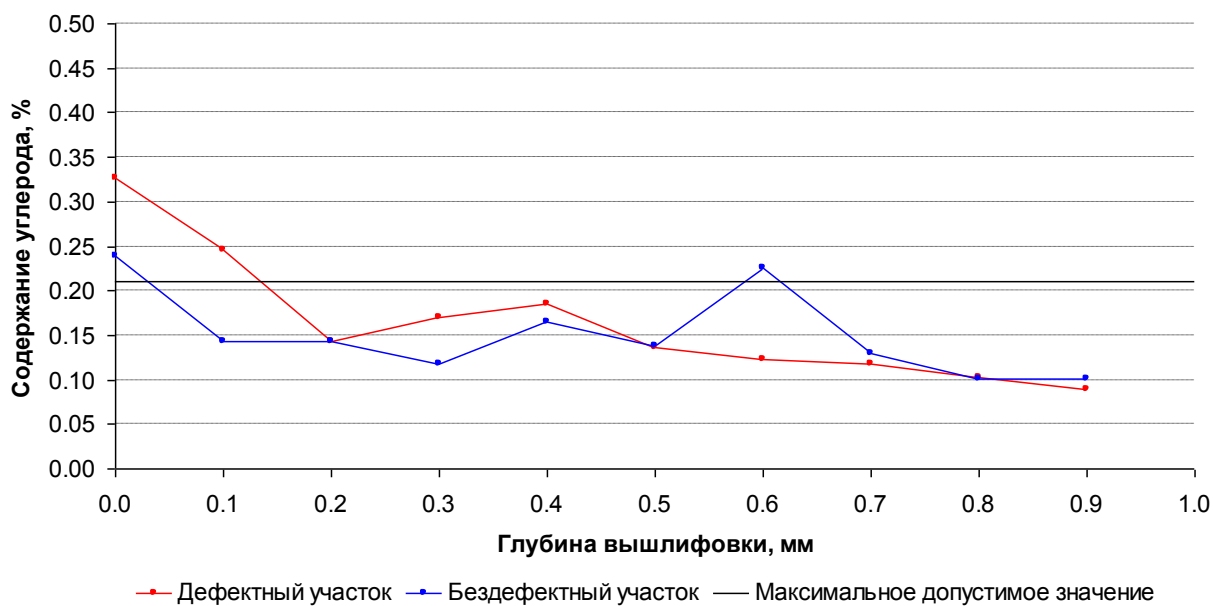


Рисунок 2.14 – Изменение содержания углерода от глубины вышлифовки

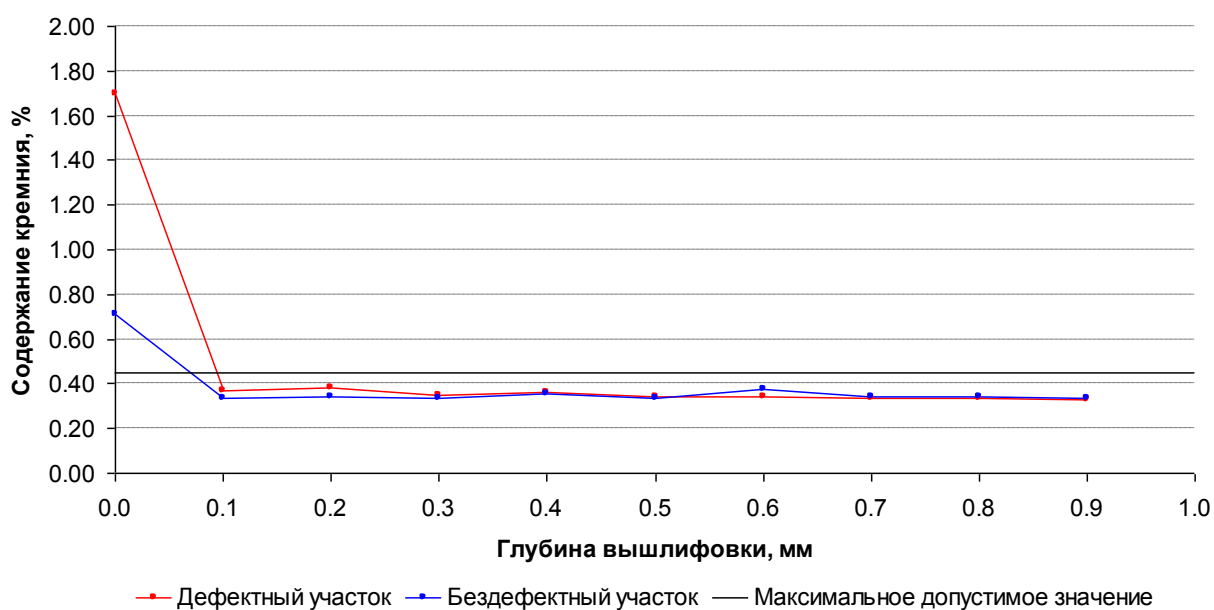


Рисунок 2.15 – Изменение содержания кремния от глубины вышлифовки

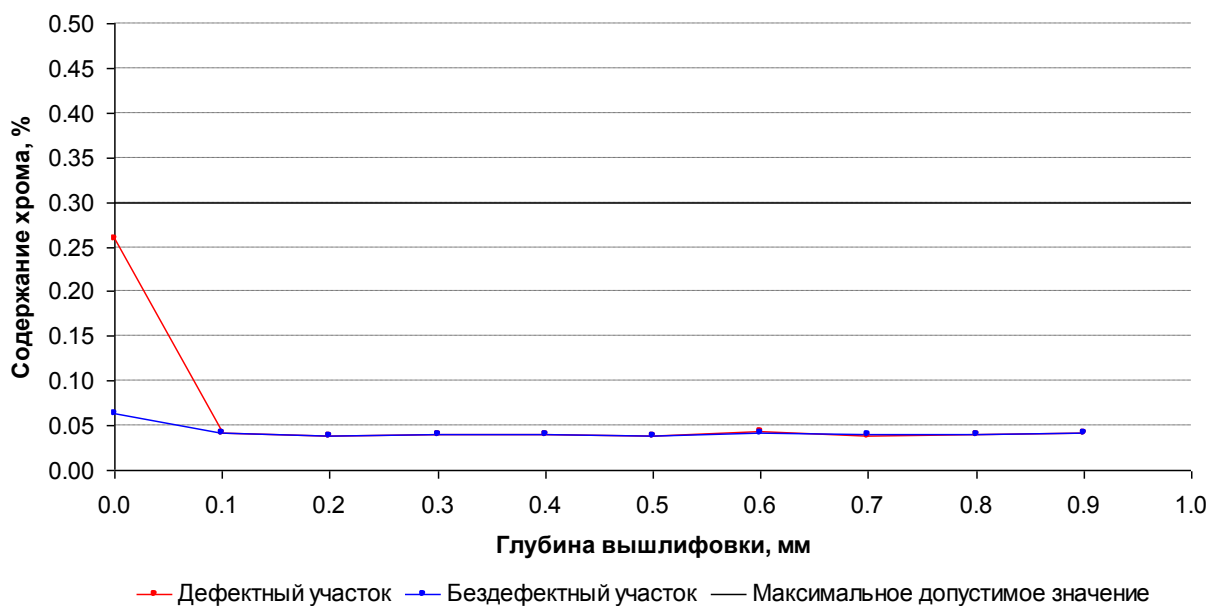


Рисунок 2.16 – Изменение содержания хрома от глубины вышлифовки

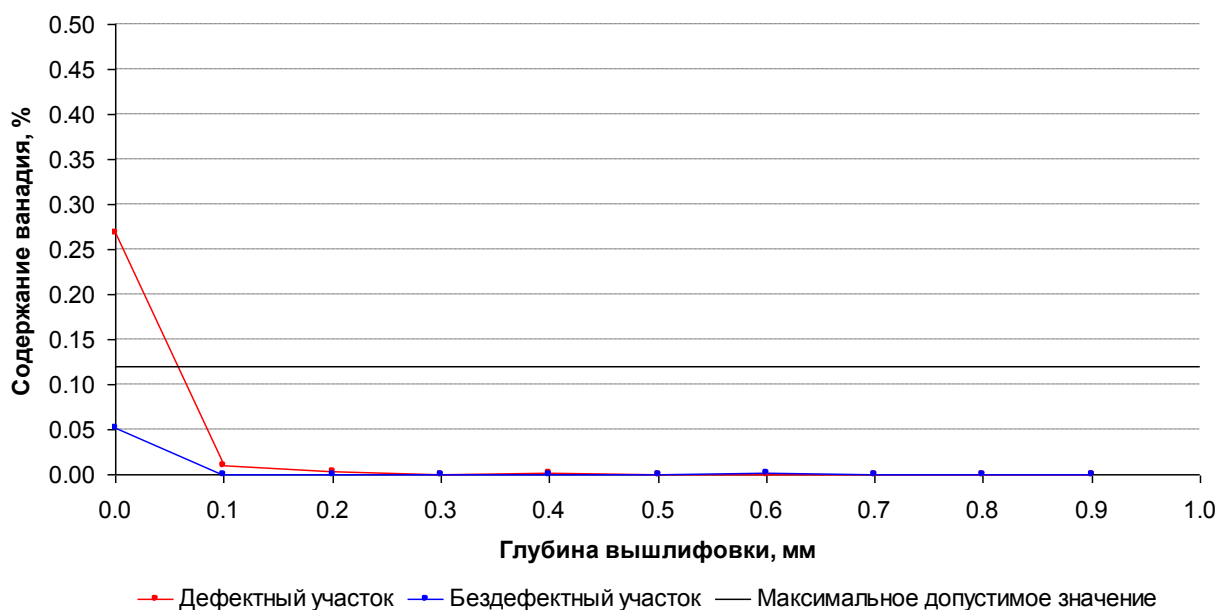


Рисунок 2.17 – Изменение содержания ванадия от глубины вышлифовки

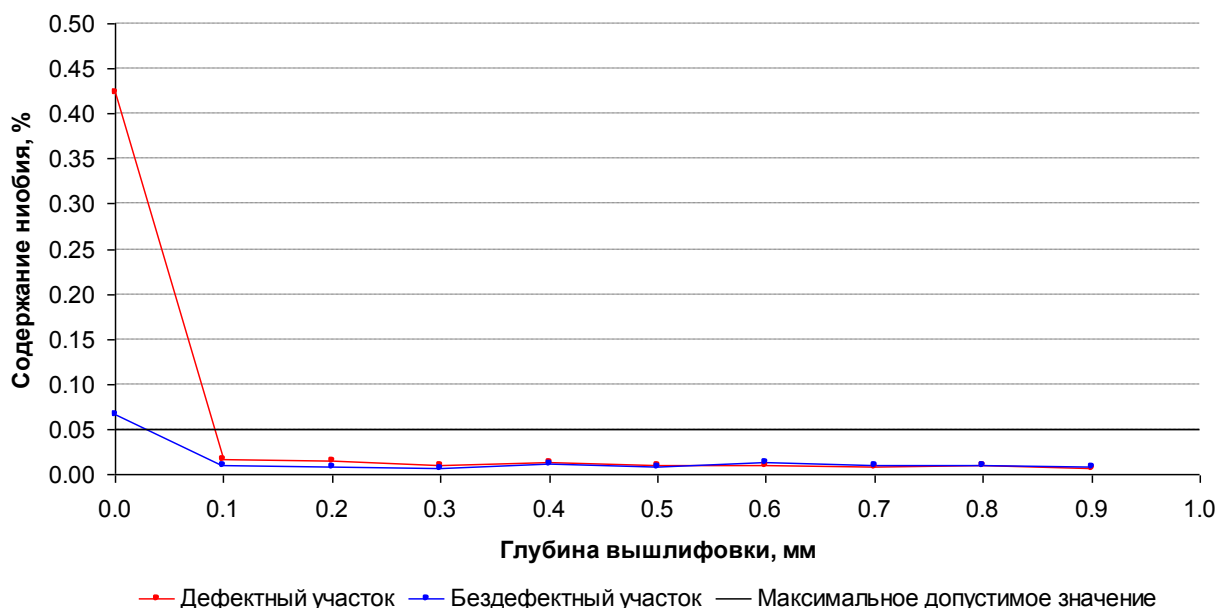


Рисунок 2.18 – Изменение содержания ниобия от глубины вышлифовки

По полученным результатам следует отметить, что при недостаточной подготовке поверхности повышается вероятность получения некорректных значений содержания химических элементов, в несколько раз превышающих допустимые значения, регламентируемые действующей нормативно-технической документацией.

По результатам проведенных исследований сформулированы рекомендации по определению химического состава трубной стали магистральных трубопроводов длительной эксплуатации:

1. Перед проведением контроля необходимо диагностировать область контроля химического состава на предмет наличия дефектов, в т.ч. дефектов КРН. Рекомендуется в качестве точек контроля выбирать бездефектные участки.
2. Перед проведением оптико-эмиссионного контроля химического состава необходимо удалить поверхностный слой металла трубы на глубину не менее 0,2 мм.

2.5 Оценка коррозионного состояния металла трубы-кондуктора при реконструкции трубопровода

В настоящее время для оценки коррозионного состояния, а также обнаружения других повреждений металла изделий широко применяется технология неразрушающего контроля трубопроводов длинноволновыми ультразвуковыми методами, эффективность которой не вызывает сомнений, особенно при контроле сложных конструкций, а также подземных сооружений [75,78].

Основным недостатком существующей технологии ультразвукового контроля является то, что определение наличия дефектов потери металла возможно только путем пошагового сканирования всей поверхности контролируемого изделия, поскольку область, подвергаемая непосредственному контролю, расположена прямо под самим датчиком (рисунок 2.19).

Для того чтобы обследовать всю поверхности изделия, требуется проведение большого количества измерений, а также доступ к большей площади его поверхности, что является большим недостатком при наличии дорогостоящего изоляционного покрытия. При этом существенно увеличиваются затраты на проведение диагностирования, в результате чего организации, осуществляющие неразрушающий контроль сооружения ультразвуковым методом, ограничиваются только локальными участками, в частности, контролем качества сварных соединений.

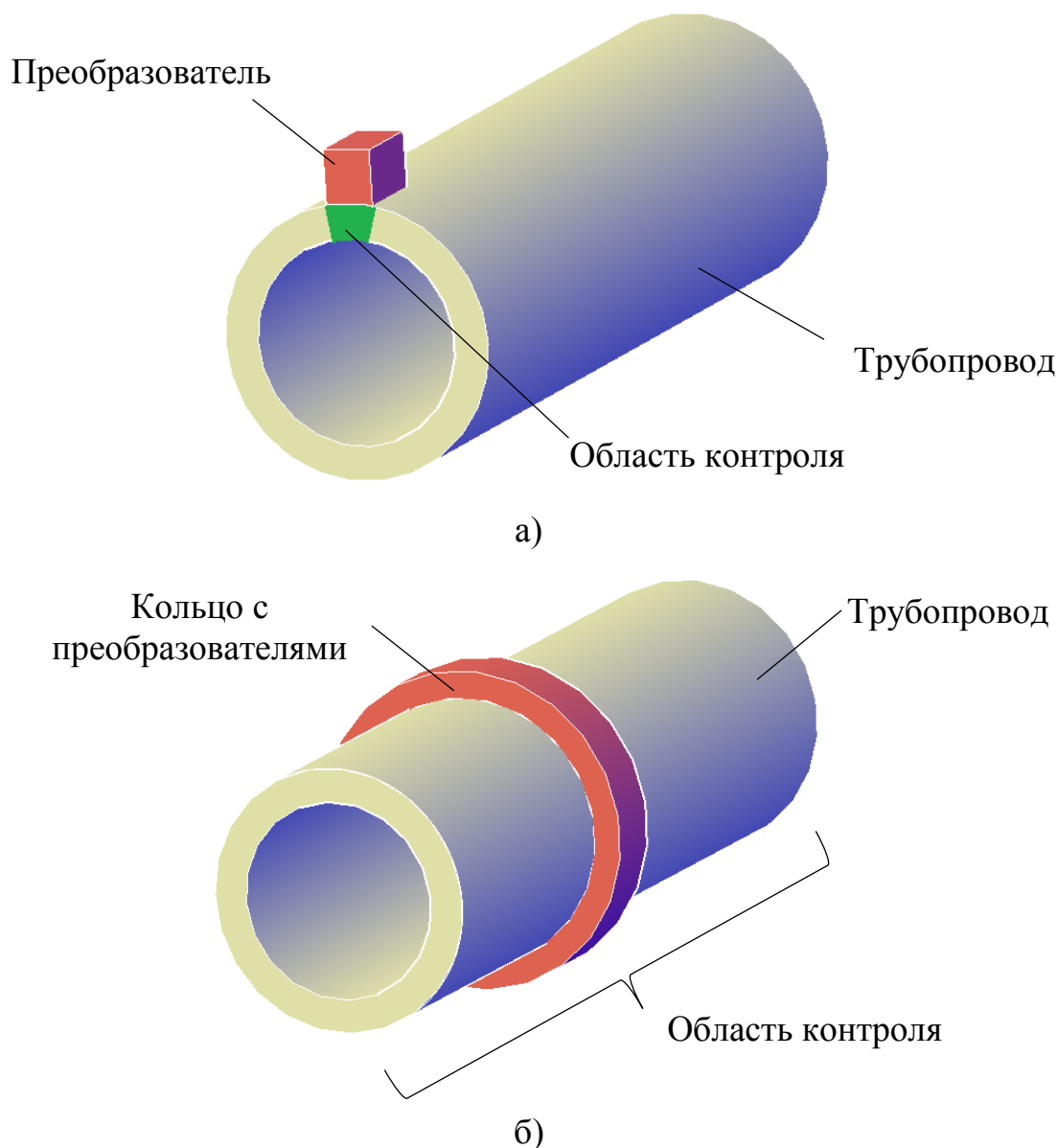


Рисунок 2.19 – Схема контроля трубопровода: а) традиционной системой УЗ контроля; б) системой контроля трубопроводов длинноволновым ультразвуковым методом

Длинноволновый метод или метод LRUT (Long Range Ultrasonic Technology) – метод, основанный на генерировании в стенке металла труб направленных ультразвуковых волн, способных распространяться на большие расстояния от места установки датчиков [78,81]. В LRUT направленная волна (продольной или поперечной ориентации) возбуждается несколькими десятками пьезо- или электромагнитных преобразователей,

размещенными на специальном кольце, которое устанавливается на трубопровод. Генерируемые волны распространяются на значительные (до 150 метров) расстояния в металле трубопроводов [6,41].

Выпуск диагностического оборудования (в т.ч. и программного обеспечения), реализующих технологию LRUT, освоен зарубежными компаниями (торговые названия Wavemaker, TFT+ и др.) (рисунок 2.20).



Рисунок 2.20 – Общий вид системы «Wavemaker»

Стандартная комплектация данных приборов включает в себя следующие основные компоненты (рисунок 2.3) [9,10]:

– кольцо с размещенными на нем акустическими преобразователями, которое устанавливается на поверхности трубопровода в месте контроля;

- электронный блок для управления работой кольца акустических преобразователей, приема, первичной обработки данных, а также передачи их на компьютер;

- ЭВМ с программой для дешифровки и сохранения результатов контроля.

Существующие в настоящее время системы, реализующие технологию длинноволнового метода, имеют ряд недостатков, главным образом связанных с тем, что известными приборами можно только проконтролировать, что дефект находится внутри базы измерения без точного определения продольной координаты расположения дефекта, невозможностью исследования части трубопровода, расположенной под местом закрепления кольцевой решетки, а также громоздкостью передающей кольцевой акустической системы, состоящей из электромагнито-акустических преобразователей.

Для определения коррозионного состояния трубопровода-кондуктора предлагается использовать усовершенствованный способ ультразвукового эхо-импульсного неразрушающего контроля трубопроводов (патенты РФ №2655983 «Способ ультразвукового эхо-импульсного неразрушающего контроля трубопроводов и аппаратура для его осуществления» и №2655982 «Аппаратура для обнаружения дефектов трубопроводов»). При проведении контроля на внешней поверхности контролируемого трубопровода закрепляется набор модулей антенных решеток пьезоэлектрических преобразователей, производящих прием рассеянных на дефектах трубопровода ультразвуковых волн (рисунок 2.21). Генерируемые в стенке газопровода поперечные волны имеют горизонтальную и вертикальную поляризацию. Обработка принятого сигнала позволяет обнаружить наличие, местоположение, форму и характер дефекта в контролируемом участке трубопровода.

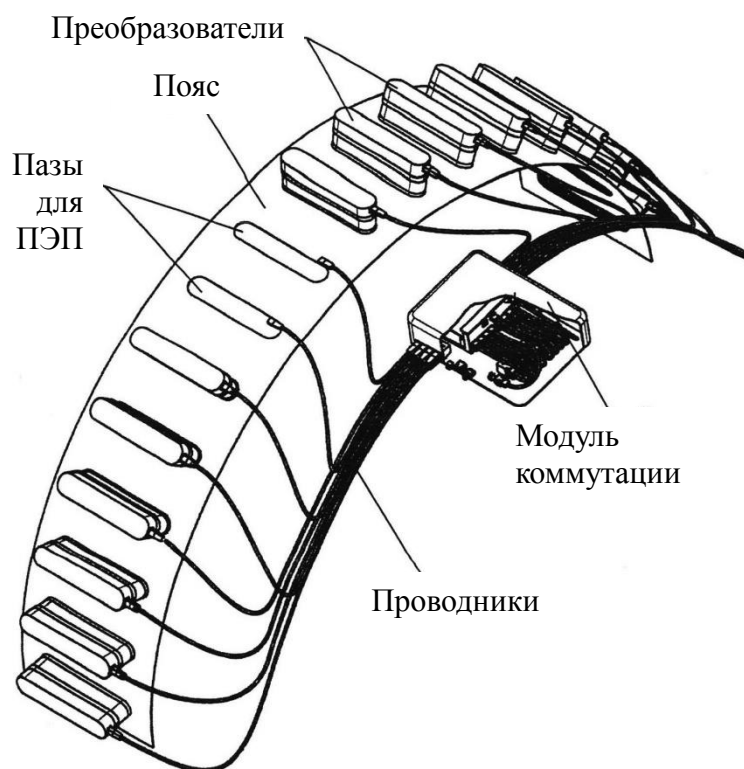


Рисунок 2.21 – Конструктивная схема аппаратуры для реализации ультразвукового эхо-импульсного способа

Прибор состоит из приемо-передающей акустической системы, выполненной в виде пьезоэлектрических преобразователей (ПЭП), объединенных в съемные модули антенных решеток (рисунок 2.21), прикрепляемых к открытому участку трубопровода с помощью прижимного устройства для обеспечения сухого акустического контакта пьезоэлектрических преобразователей с наружной поверхностью трубопровода. Прибор оснащен также устройством позиционирования модулей антенных решеток на трубопроводе, выполненным в виде пояса с пазами, направленными вдоль образующих трубопровода.

Конструкция пьезоэлектрического преобразователя представлена на рисунке 2.22. Два одинаковых пьезоэлектрических преобразователя установлены в корпусе, заполненном демпферной жидкостью. Корпус с

преобразователями имеет протектор, предназначенный для контакта ПЭП с наружной поверхностью стенки контролируемого трубопровода.

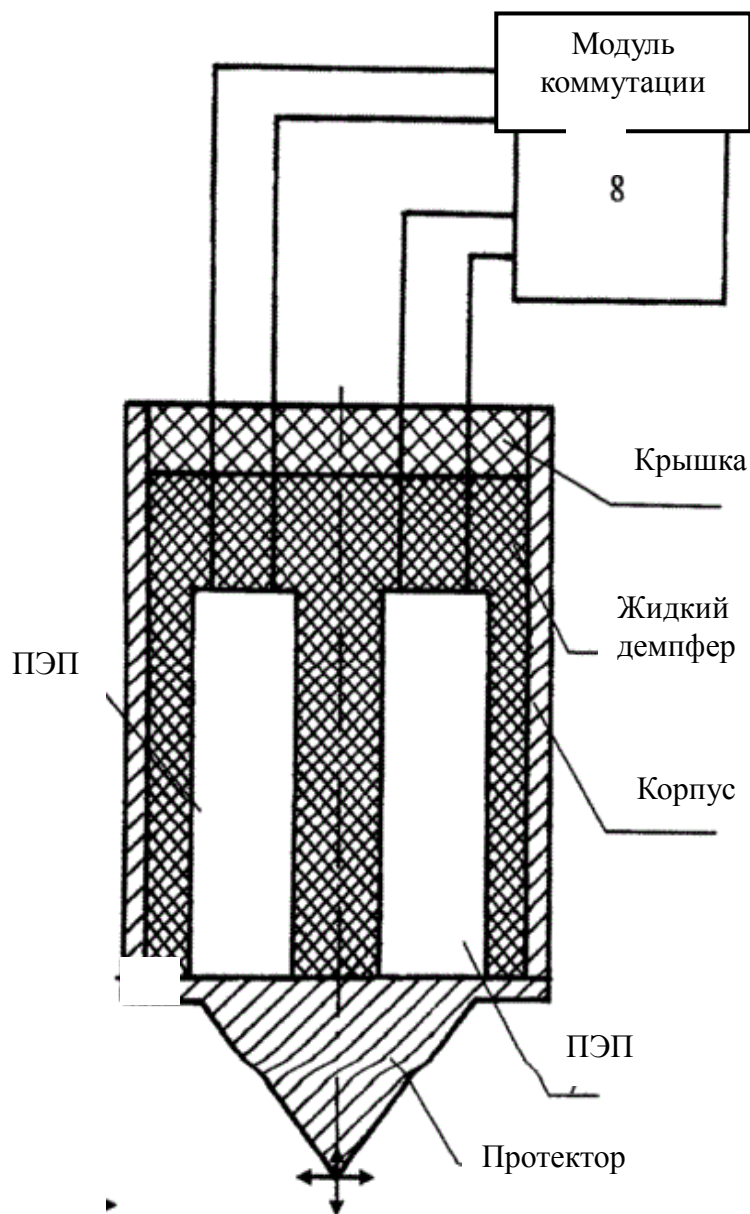


Рисунок 2.22 – Конструкция пьезоэлектрического преобразователя
(патент РФ №2655983)

Выводы пьезоэлектрических преобразователей соединены с модулем коммутации, который подключается к управляющему компьютеру. Совместно с компьютером модуль коммутации образуют программно-аппаратный комплекс для коммутации и интерпретации данных. Модуль

коммутации обеспечивает совместную работу модулей пьезоэлектрических преобразователей. Синфазное соединения преобразователей позволяет генерировать продольные акустические волны, распространяющиеся по окружности трубы, а противофазное соединение – поперечные волны, распространяющиеся вдоль оси трубы.

Усовершенствованный метод позволяет контролировать часть трубопровода, расположенную под местом закрепления кольца с преобразователями. Использование в конструкции пьезоэлектрических (вместо электромагнитно-акустических) преобразователей позволило значительно снизить габариты системы, сделав ее более компактной. Прибор оснащен устройством позиционирования, а использование двух поляризаций поперечных волн позволяет повысить точность измерений.

Для установки кольца с ультразвуковыми преобразователями необходим доступ к небольшому участку трубы без изоляции (0,5 м). Кольцо располагают на расстоянии 1 м от ближайшего кольцевого шва. Антенны состоят из двух рядов преобразователей, размещенных равномерно вокруг трубы с шагом, равным или меньшим λ , и расстоянием между рядами по оси трубы $0,25 \lambda$, где λ – длина акустической волны. Сигнал на каждое из колец преобразователей подается с задержкой на четверть периода акустической волны ($1/4 \lambda$). Прибор излучает ультразвуковые волны в обе стороны вдоль трубы. Преобразователи, размещенные на кольце, создают сплошной фронт волны, обеспечивающий 100% покрытие окружности трубы [10,11]. Применяемые нормальные волны распространяются на значительные расстояния в трубах, расположенных под землей или под водой. Кроме этого, трубопроводы могут быть покрыты изоляционным покрытием. Такой контроль может быть реализован без использования контактной жидкости, может проводиться через краску, зачистка поверхности не требуется (применяется технология т.н. «сухого точечного контакта»).

Время прохождения волны от кольца к дефекту и обратно к кольцу дает возможность определить местоположение дефекта в трубе с достаточной точностью (приблизительно ± 100 мм). Сварные соединения трубопроводов являются симметричными отражателями, поэтому они симметрично отражают волны обратно к кольцу преобразователей. Такие отражатели как коррозионные повреждения являются асимметричными отражателями и поэтому вызывают изменение моды волны, что позволяет отличать коррозию от сварных соединений. Таким образом, при помощи длинноволнового акустического метода возможен эффективный контроль трубопроводов на труднодоступных участках трассы, например, на участках подводных переходов.

Результаты контроля представляются в виде С-скана – развертки трубы с картой цветов, характеризующей амплитуду и распределение сигналов по окружности (рисунок 2.23) [29].

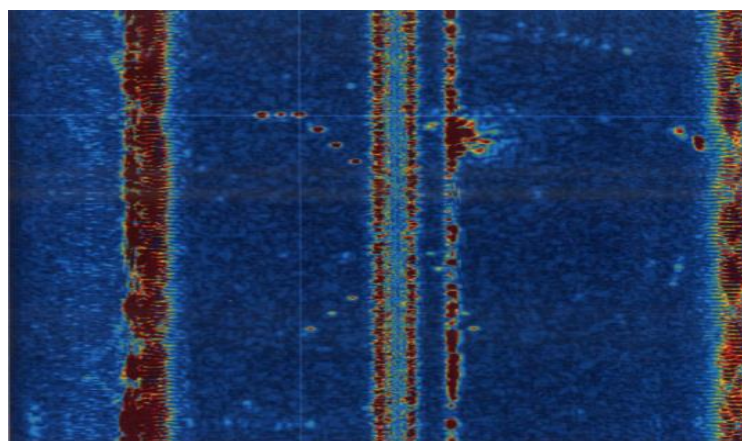
Стоит отметить, что поскольку ультразвуковые волны затухают с пройденным расстоянием, существуют ограничения метода по протяженности диагностирования. Протяженность будет зависеть от типоразмера труб, частоты расположения кольцевых сварных швов, наличия среды в трубе и других параметров (таблица 2.6).

Таким образом, для прямых труб зона прозвучивания может составлять не более 200 м для самых благоприятных условий.

Т.к. переходы через водные преграды можно прозвучивать только с береговых участков, а длины переходов, требующих реконструкции, имеют гораздо большую протяженность, то предлагается следующая схема диагностирования данным методом: прозвучивание проводится с береговых точек участков, благодаря чему контролируется порядка 10-20% общей длины перехода. Общая оценка коррозионного состояния производится с применением вероятностных подходов на основе полученных результатов контроля.



а)



б)

Рисунок 2.23 – Ультразвуковой прибор, установленный на фрагменте трубопровода $D=1420$ мм (а); визуализация результатов контроля в виде С-скана трубопровода (б)

Таблица 2.6 – Зависимость дальности прозвучивания от различных характеристик контролируемого объекта

Протяженность контроля	Поверхность трубы и особенности прокладки	Геометрия труб	Транспортируемый продукт
<p>Высокая (± 200 м)</p>  <p>Низкая (± 30 м)</p>	<p>Металл без покрытия Краска Наличие теплоизоляции</p> <p>Эпоксидное покрытие</p> <p>Множественная коррозия</p> <p>Пластиковые покрытия</p> <p>Подземный трубопровод</p> <p>Битумное покрытие</p>	<p>Прямые трубы</p> <p>Имеются изгибы трубы</p> <p>Наличие креплений, кронштейнов</p> <p>Наличие тройников</p> <p>Множество мест изгиба</p>	<p>Газы</p> <p>Жидкость с низкой вязкостью (керосин, спирт)</p> <p>Высоковязкая нефть</p>

Способ выявления в стенке трубопровода-кондуктора дефекта типа «расслоение»

При проведении ультразвуковой дефектоскопии магистральных газопроводов нередко случаи регистрации anomalно низких значений толщины стенки. Последующее детальное обследование таких участков показывает, что anomalные значения толщины обусловлены не локальным уменьшением толщины, связанной с коррозией, а с нарушением сплошности

в толще металла неметаллическими включениями либо дефектами в виде пористости, газовых пузырей и т.п. Принято считать, что регистрируемая внутренняя неоднородность стали обусловлена физико-химическими явлениями, протекающими в процессе изготовления штрипса и непосредственно трубы, при этом поверхность нарушения сплошности параллельна плоскости прокатки. В этом случае раскатанные включения и полости образуют несплошность, размещенную примерно посередине толщины листа трубы, которая называется расслоение стенки трубы (рисунок 2.24).



Рисунок 2.24 – Внешний вид расслоения стенки трубопровода

Поскольку расслоение металла является опасным дефектом стенки трубы и в меньшей степени относительно коррозионного утонения влияет на прочностные характеристики трубопровода, важной технической задачей является идентификация расслоений при возможном одностороннем доступе к трубопроводу. Такая задача может быть решена разработанным способом по патенту на изобретение РФ №2499255 «Способ выявления внутренних расслоений стенок труб».

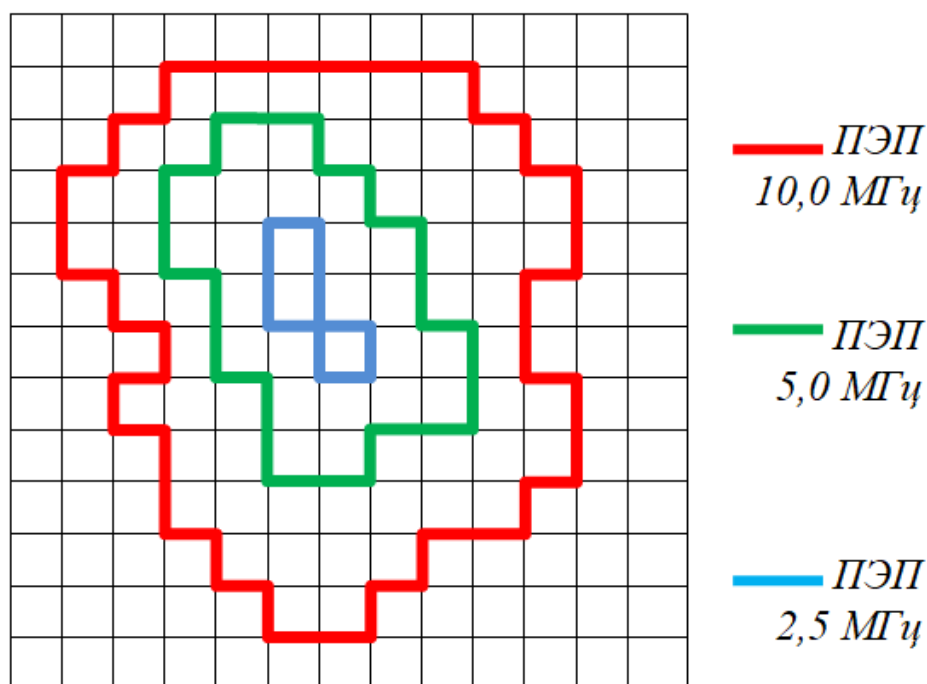


Рисунок 2.25 – Координатная сетка с изолиниями расслоения, выявляемого ПЭП с различными рабочими частотами (патент №2499255)

Предлагаемый способ реализуется следующим образом: на контролируемую поверхность наносят координатную сетку (рисунок 2.25) и далее выполняют измерения толщины стенки трубы в каждой ячейке координатной сетки последовательно двумя ультразвуковыми преобразователями с разными рабочими частотами (например, 5,0 и 2,5 МГц). Важным условием при подборе преобразователей для проведения контроля является то, что частота одного из них должна быть не менее чем в два раза выше другого. Если контуры обнаруживаемых зон с уменьшенной толщиной не совпадают, то делают вывод о наличии расслоения в металле.

Выводы по главе 2

1. Для обеспечения возможности проведения реконструкции участка трубопровода методом «труба в трубе» необходимо проведение

диагностических обследований трубопровода-кондуктора и оценка технического состояния старого трубопровода. Определены основные типы повреждений трубопровода-кондуктора, которые могут ограничить применимость метода: наличие участков с непроектным радиусом кривизны (в том числе отводов холодного гнутья), значительные коррозионные утонения, дефекты геометрии формы трубы типа «вмятины» и «гофры», а также химический состав стали трубопровода-кондуктора.

2. Установлено, что для оценки фактических радиусов изгиба целесообразно использовать метод пошагового определения координат оси трубопровода трассоискателями с поверхности грунта или воды, что является наиболее просто реализуемым способом. Однако, для такого способа не определены требования к шагу измерения координат точек оси в зависимости от диаметра трубопровода и точности диагностического оборудования, а также от требований к погрешности измерения радиуса кривизны.

3. Предполагая изгиб в сечении трубопровода только в одной плоскости и рассматривая его как совокупность трёх точек оси, через которые можно соединить часть окружности, была решена задача определения минимального шага измерения координат точек. Установлено, что для трубопровода диаметром 1420 мм при использовании трассопоискового прибора с погрешностью не более 1% для обеспечения ошибки измерения радиуса не более 50 м необходимый шаг измерения составляет порядка 60 м.

4. Поскольку дефекты типа «вмятина» формируются преимущественно в момент строительства трубопровода, то их учёт на начальном этапе эксплуатации может выполняться на основе данных предшествующей профилометрии. При этом учитывается глубина и часовая ориентация вмятин и гофр.

5. Установлено, что при оценке химического состава обнаруживаются превышение количества отдельных химических элементов,

при этом содержание углерода, кремния, хрома, ванадия, ниобия на дефектных участках труб в 1,3 - 6,3 раза выше, чем на бездефектных. Опытным путем установлено, что при исследовании химического состава стали длительно эксплуатируемых трубопроводов необходимо проводить вышлифовку в месте измерения на глубину 0,2 мм для получения адекватных данных.

6. Для определения коррозионного состояния трубопровода-кондуктора предлагается применение инновационного длинноволнового метода акустического контроля. Диагностические кольца с преобразователями устанавливаются на береговых участках трубопровода, что позволяет продиагностировать участки трубопровода протяженностью 100-200 м с каждой стороны и с высокой вероятностью оценить его коррозионное состояние. Разработан и успешно испытан прибор, реализующий технологию LRUT, превосходящий по своим характеристикам зарубежные аналоги.

7. Предложен способ идентификации расслоений металла при возможном одностороннем доступе к трубопроводу. Сканирование участка ведут ультразвуковыми преобразователями с разной рабочей частотой (длиной волны генерируемого сигнала). Если контуры обнаруживаемых зон с уменьшенной толщиной не совпадают, то делают вывод о наличии расслоения в металле.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОГО АЛГОРИТМА РЕАЛИЗАЦИИ МЕТОДИКИ РЕКОНСТРУКЦИИ ТРУБОПРОВОДА МЕТОДОМ «ТРУБА В ТРУБЕ»

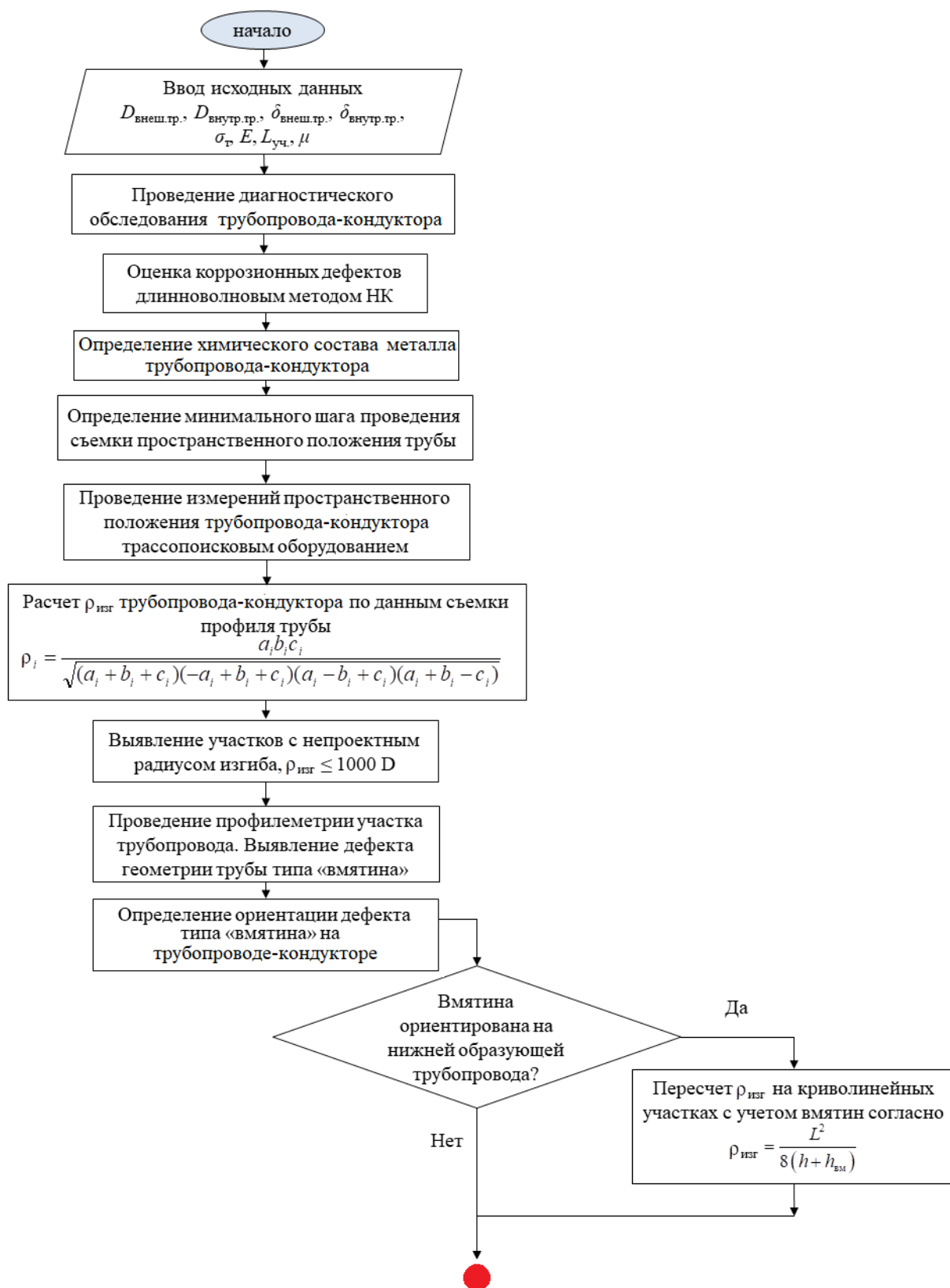
3.1 Этап 1. Оценка коррозионного состояния, химического состава металла и пространственного положения трубопровода-кондуктора

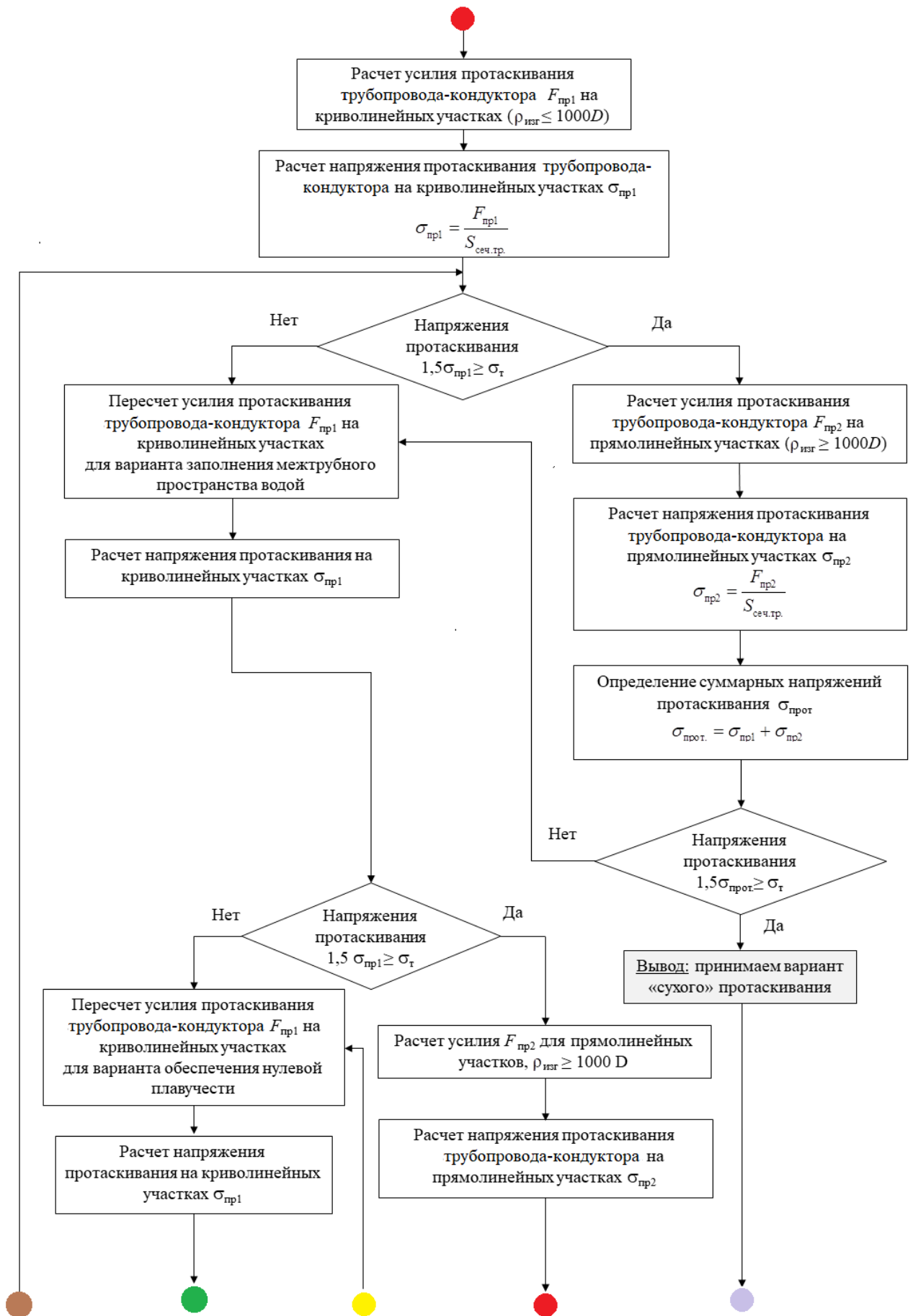
Для определения возможности реализации метода реконструкции участка трубопровода «труба в трубе», выбора оптимального варианта протаскивания рабочей плети в трубопровод-кондуктор предлагается реализовывать методику комплексного диагностирования. Общий вид алгоритма проведения комплексного диагностирования представлен на рисунке 3.1.

Согласно разработанной методике, определение коррозионного состояния трубопровода-кондуктора предлагается проводить с применением инновационного длинноволнового метода акустического контроля. Метод основан на распространении по трубопроводу направленных ультразвуковых волн, способных распространяться на большие расстояния от места закрепления датчиков. При обследовании подводных переходов диагностические кольца с преобразователями устанавливаются на береговых участках трубопровода, что позволяет продиагностировать участки трубопровода протяженностью 100-200 м с каждой стороны и оценить его коррозионное состояние. Общая оценка коррозионного состояния производится с применением вероятностных подходов на основе полученных результатов контроля.

Оценку пространственного положения реконструируемого трубопровода предлагается проводить с применением современных роботизированных комплексов, либо методов пошагового определения координат оси трубопровода трассоискателями с поверхности грунта или воды, с последующим пересчетом результатов обследования планово-

высотного положения в значения радиусов изгиба трубопроводов, что является наименее трудозатратным способом.





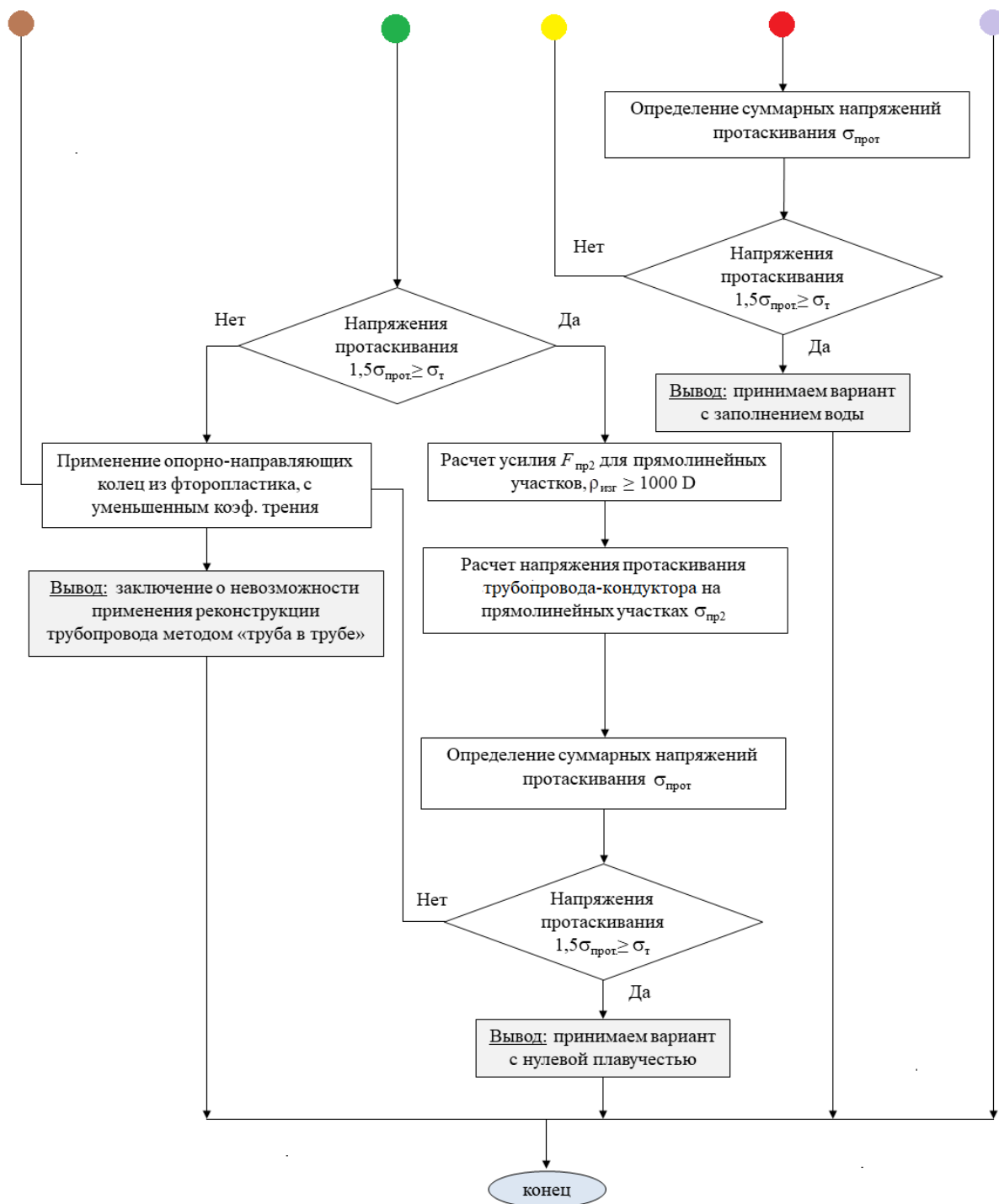


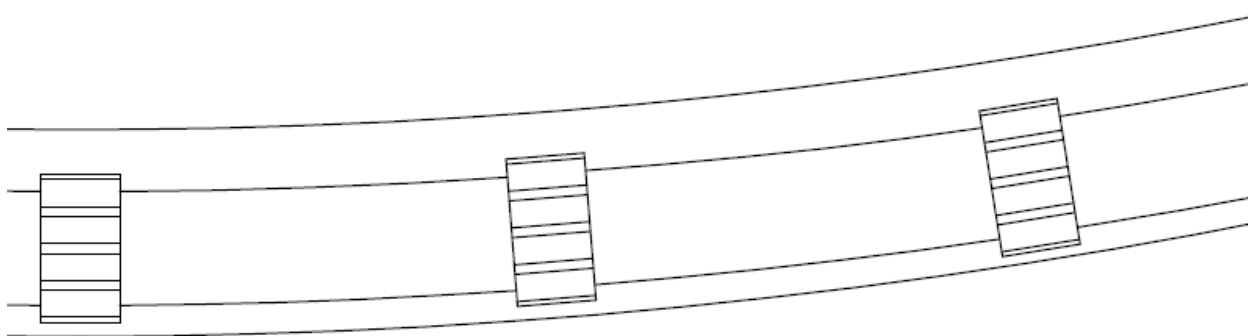
Рисунок 3.1 – Алгоритм диагностического обследования трубы-кондуктора

3.2 Этап 2. Определение наличия и ориентации на поверхности трубопровода-кондуктора дефекта типа «вмятина»

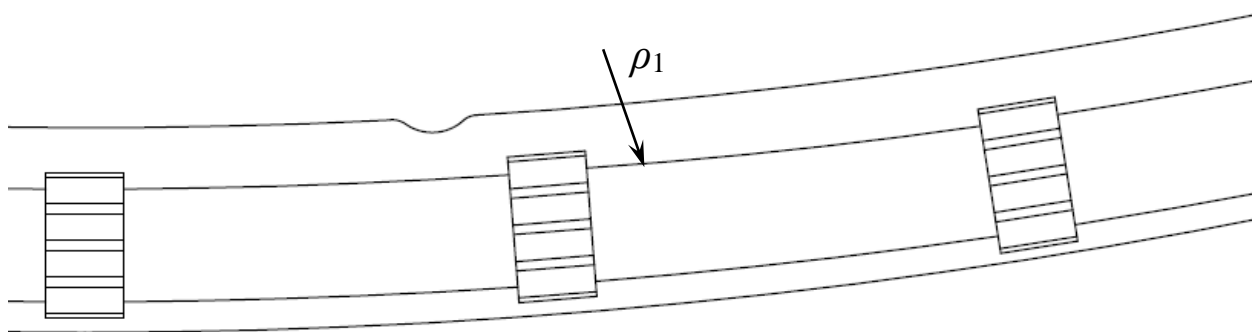
Стоит отметить, что наиболее опасным случаем, затрудняющим выполнение строительства газопровода методом «труба в трубе», является случай одновременного наличия вмятины на поверхности трубопровода-кондуктора и непроектного радиуса изгиба на рассматриваемом участке.

Для заключения о возможности протаскивания рабочего трубопровода в полость трубопровода-кондуктора и оценки напряжений изгиба внутреннего трубопровода, возникающих в процессе протаскивания, при наличии на трубопроводе-кондукторе дефекта типа «вмятина» рассмотрим два случая расположения вмятины в разной часовой ориентации, при этом происходит увеличение зенитного угла, определяющего пространственное положение трубопровода-кондуктора:

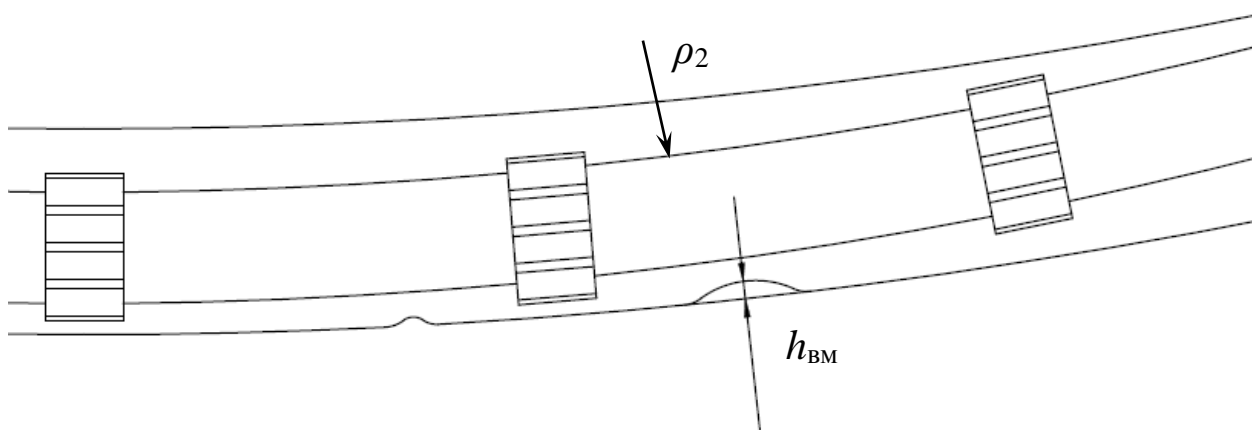
1. вмятина расположена на верхней образующей участка трубопровода-кондуктора (11-12-1 часов) (рисунок 3.2 б);
2. вмятина расположена на нижней образующей участка трубопровода-кондуктора (5-6-7 часов) (рисунок 3.2 в).



а)



б)



в)

Рисунок 3.2 – Ориентация дефекта типа «вмятина» на поверхности трубопровода-кондуктора: а) отсутствие вмятины на участке трубопровода-кондуктора; б) вмятина расположена на верхней образующей участка трубопровода-кондуктора; в) вмятина расположена на нижней образующей

Для определения совместного действия упруго искривления трубопровода и наличия вмятины введем понятие «эквивалентный радиус изгиба», который позволит рассчитать искривления рабочего трубопровода с учетом вмятины, а значит и определить усилия протаскивания.

Очевидно, что из двух предложенных случаев расположения вмятин наиболее опасным является первый, поскольку при расчете радиуса кривизны участка трубопровода глубина вмятины будет суммироваться с величиной стрелы прогиба трубопровода, а, следовательно, эквивалентный

радиус изгиба примет меньшее значение, что приведет к увеличению усилия протягивания рабочего трубопровода на рассматриваемом участке (формула 3.1).

$$\rho = \frac{L^2}{8(h + h_{\text{вм}})}, \quad (3.1)$$

где ρ – радиус кривизны участка трубопровода, м;

L – длина ремонтного участка трубопровода, м;

h – величина стрелы прогиба трубопровода, м;

$h_{\text{вм}}$ – значение глубины вмятины, м.

Таким образом, при диагностировании предлагается учитывать дефект типа «вмятина» следующим образом:

1. Выявляют вмятины стандартными средствами внутритрубной диагностики. Определяют высоту, линейную координату и окружную координату вмятин (гофр).

2. Определяют локальные радиусы упругого изгиба трубопровода с установлением значения радиуса, направления искривления трубы и линейной координаты.

3. В случае совпадения линейных координат вмятин (гофр) и ненормативных радиусов изгиба по линейной координате, на данных участках определяют, вмятина располагается на внешнем радиусе изгиба (в растянутой зоне трубы) или на внутреннем радиусе изгиба (в сжатой зоне трубы).

4. Если вмятина располагается в растянутой зоне трубы, производят ее учет по формуле 3.1.

3.3 Этап 3. Расчет усилия и выбор оптимального варианта протаскивания рабочего трубопровода

Для определения расчета усилия при протаскивании рабочего трубопровода необходимо учитывать:

- локальное усилие сопряжения внешней стенки рабочего трубопровода с внутренней стенкой трубопровода-кондуктора, которое будет зависеть от локальных радиусов искривления трубы-кондуктора, наличия и местоположения на этой трубе геометрических несовершенств.

- общее усилие сопряжения стенок рабочего трубопровода и трубопровода-кондуктора, которое зависит от веса рабочего трубопровода с учетом среды, находящейся внутри рабочего трубопровода, и среды, которая находится внутри трубопровода-кондуктора.

- коэффициент трения-скольжения, который зависит от сопрягаемых материалов, скорости перемещения, среды, которой заполнен трубопровод-кондуктор.

Учитывая эти соображения, можно предположить три варианта сред, размещенных в рабочем трубопроводе и трубопроводе-кондукторе:

- вариант «сухого» протаскивания, предполагает наличие в обоих трубопроводах воздуха;

- вариант протаскивания рабочего трубопровода в трубу-кондуктор, заполненную водой;

- вариант протаскивания рабочего трубопровода в условиях «нулевой плавучести», заключающийся в том, что рабочий трубопровод заполняют средой, плотность которой такова, что обеспечивается условие начала флотации рабочего трубопровода внутри трубопровода-кондуктора. Т.е. масса рабочего трубопровода с помещенной внутрь средой равна массе вымещаемой среды, расположенной в трубопроводе-кондукторе.

3.3.1 Метод «сухого» протаскивания

Метод «сухого» протаскивания наименее трудоемкий, не требует заполнения трубопровода-кондуктора, однако усилие протаскивания будет наибольшим, что обусловлено тем, что вес рабочего трубопровода в воздухе наибольший, а коэффициент трения-скольжения – максимальный.

Реакция, которую оказывает рабочий трубопровод при искривлении в процессе протаскивания его в полость внешнего трубопровода-кондуктора:

$$F = \frac{48 \cdot E \cdot I_x \cdot h}{L^3}, \quad (3.2)$$

где F – реакция, возникающая в рабочем трубопроводе при протаскивании его через искривленный участок трубопровода-кондуктора, кН;

L – длина ремонтного участка трубопровода, м;

I_x – момент инерции сечения ремонтного трубопровода, м⁴;

E – модуль упругости материала трубы (для стали $2,06 \cdot 10^5$), МПа;

h – величина стрелы прогиба трубопровода, м.

Значение радиуса кривизны участка трубопровода можно определить как:

$$\rho = \frac{L^2}{8h},$$

где L – расстояние между точками измерений, м;

R – радиус кривизны цилиндрической поверхности, мм;

Тогда преобразовав формулу 3.2, получаем следующее выражение для определения усилия F , необходимого для протаскивания трубопровода на криволинейных участках:

$$F = \mu \frac{6 \cdot E \cdot I_x}{L \cdot \rho}. \quad (3.3)$$

где μ – коэффициент трения скольжения, учитывающий силу трения колец-спейсеров, установленных на рабочем трубопроводе, по

металлу ремонтируемой трубы (для пары пластик – сталь $\mu=0,15-0,3$).

Пусть F_i – значение усилия протаскивания внутреннего трубопровода на участке с номером i ($i = 1, 2, \dots, n$, n – количество рассматриваемых участков трубопровода). Тогда общее усилие $F_{\text{пр1}}$, необходимое при протаскивании ремонтного трубопровода по криволинейному участку:

$$F_{\text{пр1}} = \mu \sum_{i=1}^n \frac{6 \cdot E \cdot I_x}{L \cdot \rho} . \quad (3.4)$$

Тогда напряжения протаскивания на криволинейном участке $\sigma_{\text{пр1}}$ определяются как:

$$\sigma_{\text{пр1}} = \frac{F_{\text{пр1}}}{S_{\text{сеч.тр.}}} , \quad (3.5)$$

где $S_{\text{сеч.тр.}}$ – площадь сечения внутреннего трубопровода, м^2 .

Усилие протаскивания для прямолинейных участков трубопровода определяется согласно выражению:

$$F_{\text{пр2}} = \mu \cdot q \cdot L , \quad (3.6)$$

где L – длина ремонтного участка трубопровода, м;

q – распределенная нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м;

Распределенная нагрузка от собственного веса металла трубы определяется по формуле (3.7) соответственно:

$$q_{\text{ст}} = \rho_{\text{ст}} \cdot \pi \cdot g \frac{D_{\text{н}}^2 - (D_{\text{н}} - 2\delta)^2}{4} , \quad (3.7)$$

где $\rho_{\text{ст}}$ – плотность стали (в расчетах принята 7800), $\text{кг}/\text{м}^3$;

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, м.

Тогда общее усилие $F_{\text{пр2}}$, необходимое при протаскивании ремонтного трубопровода по прямолинейному участку:

$$F_{\text{пр2}} = \sum_{i=1}^n \mu \cdot q \cdot L . \quad (3.8)$$

где n – количество прямолинейных участков.

Напряжения протаскивания на прямолинейном участке, $\sigma_{\text{пр2}}$:

$$\sigma_{\text{пр2}} = \frac{F_{\text{пр2}}}{S_{\text{сеч.тр}}} . \quad (3.9)$$

Суммарное напряжение протаскивания рабочего трубопровода определяется по формуле (2.12) соответственно:

$$\sigma_{\text{протаск.}} = \sigma_{\text{пр1}} + \sigma_{\text{пр2}} . \quad (3.10)$$

3.3.2 Метод протаскивания заполненного водой внутреннего трубопровода в заполненный водой трубопровод-кондуктор

Метод заполнения трубопровода-кондуктора водой или другой жидкой средой перед протаскиванием рабочего трубопровода необходимо проводить одновременно с заполнением рабочего трубопровода водой. В качестве плюсов такой технологии можно отметить снижение коэффициента трения-скольжения, что уменьшит усилия протаскивания, кроме этого примерно на 1/8 часть (около 12,8%) уменьшается вес трубы в воде. Так, коэффициент трения-скольжения пары пластик – сталь при сухом контакте составляет 0,15...0,3, при мокром контакте 0,1...0,18, т.е. примерно в 1,5 раза меньше.

В этом случае усилие протаскивания рабочего трубопровода будет складываться из следующих слагаемых:

– усилие протягивания, возникающее от трения, вызванного реакционным давлением рабочего трубопровода на трубопровод-кондуктор при искривлении последнего. Формулы для расчета усилия протаскивания будут аналогичными первому случаю (сухое протаскивание) за исключением снижения коэффициента трения-скольжения.

– усилие протягивания, возникающее от трения, обусловленного весом рабочего трубопровода (для прямолинейных участков). Для этого случая берем значение кажущуюся стали в воде ($7800 - 1000 = 6800 \text{ кг/м}^3$).

Недостатки метода заключаются в следующем:

– необходимо заполнять рабочий трубопровод на береговом участке перед его протаскиванием, что увеличивает его вес и усложняет проведение работ;

– возникает необходимость последующего удаления влаги из рабочего трубопровода перед его замыканием с остальными участками и вводом в эксплуатацию.

3.3.3 Метод обеспечения «нулевой плавучести»

При третьем способе усилия протаскивания минимальны. Усилие протаскивания будет складываться только из суммы усилий, возникающих на искривленных участках трассы. Распределенную нагрузку трубопровод оказывать не будет, т.к. плотность среды в рабочем трубопроводе подбирается таким образом, чтобы в воде, которой заполнен трубопровод-кондуктор, обеспечивалась нулевая плавучесть рабочего трубопровода.

Выведем формулу для расчета плотности такой среды.

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{ст}} \left(\left(\frac{D_{\text{внеш.тр}}^2}{D_{\text{внутр.тр}}^2} \right) - 1 \right). \quad (3.11)$$

где $\rho_{\text{ст}}$ – плотность стали (принимается равной 7800 кг/м^3);

$D_{\text{внеш.тр}}$ – диаметр трубопровода-кондуктора, м;

$D_{\text{внутр.тр}}$ – диаметр рабочего трубопровода, м.

Каждый из вариантов выбирают по результатам сравнения расчетного усилия протягивания с продольным усилием, соответствующим критическому напряжению в материале труб.

Выводы по главе 3

1. Для определения совместного действия упруго искривления трубопровода и дефекта типа «вмятина» на рассматриваемом участке было введено понятие «эквивалентный радиус изгиба», которое позволит рассчитать искривления рабочего трубопровода при наличии вмятины и определить усилия протаскивания.

2. Установлено, что наиболее опасным вариантом ориентации дефекта геометрии трубопровода-кондуктора типа «вмятина» является расположение дефекта на нижней образующей участка трубопровода-кондуктора, т.к. в ходе расчета значение эквивалентного радиуса изгиба примет меньшее значение, что приведет к увеличению усилия протягивания рабочего трубопровода на рассматриваемом участке.

3. Предложены формулы для определения усилия протаскивания трубопровода в трубу-кондуктор в зависимости от наличия участков кривизны, размеров вмятин, при условии «сухого» протаскивания, а также протаскивания внутреннего трубопровода в заполненную водой трубу-кондуктор и при заполнении протаскиваемого нового трубопровода средой расчётной плотности для обеспечения нулевой плавучести.

4. Разработан алгоритм комплексного диагностирования трубопровода-кондуктора с применением предлагаемых методов контроля, позволяющий установить возможность реконструкции трубопровода методом «труба в трубе» в конкретных условиях.

ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫХ МЕТОДОМ «ТРУБА В ТРУБЕ»

Как было показано в главе 1, использование метода «труба в трубе» не запрещается действующими нормативными документами, однако в соответствии с требованиями противокоррозионной защиты трубопроводов рабочий трубопровод должен быть обеспечен средствами защиты от коррозии. Важным вопросом является выбор способа поляризации рабочего трубопровода внутри трубопровода-кондуктора, обеспечивающего равномерное распределение защитного потенциала на поверхности рабочего трубопровода при минимальных энергетических затратах.

В первой главе показано, что либо необходимо обеспечить сухой зазор между трубопроводами, как это выполнено на переходах через авто- и железные дороги, либо необходимо обеспечить защитный потенциал на всей поверхности трубопровода, соответствующий ГОСТ Р 51164-98 [17].

При размещении рабочего трубопровода внутри трубопровода-кондуктора будет происходить экранирование тока катодной защиты, что приведет к нарушению процессов токораспределения. Международный опыт относительно этого вопроса представлен в стандарте ISO 15589-1:2015 «Промышленность нефтяная, нефтехимическая и газовая. Катодная защита систем трубопроводов. Часть 1. Наземные трубопроводы». Предлагается использовать трубопровод-кондуктор в качестве жертвенного анода, если изоляция трубопровода имеет удовлетворительное переходное сопротивление, и никаких дополнительных мероприятий не нужно предпринимать, если трубопроводы имеют неудовлетворительное сопротивление покрытие. Отмечается, что возможна прокладка трубопровода во внешнем трубопроводе, выполненном из токопроводящего материала, но

для обеспечения работоспособности электрохимической защиты от коррозии должен быть выполнен ряд условий:

– внешние стальные трубы имеют покрытие с неудовлетворительным переходным сопротивлением или совсем не имеют покрытия;

– внешние трубы с нормативным покрытием, должны быть соединены с локальным анодным заземлителем, т.е. с плюсовым контактом станции катодной защиты.

Кроме того, внешняя электрохимическая защита трубопровода-кондуктора может оказаться эффективной для защиты трубы проложенной внутри другой при условии отсутствия контакта между рабочей трубой и кондуктором и наличия достаточного количества электролита в кольцевом пространстве [16,17]. Без электролита в кольцевом зазоре дефекты покрытия могут поражаться атмосферной коррозией.

Так как решения по организации электрохимической защиты от коррозии не регламентируются действующей российской нормативной документацией, необходимо провести работу по экспериментальному определению эффективных решений по организации электрохимической защиты от коррозии (далее – ЭХЗ) участка трубопровода, прокладываемого методом «труба в трубе».

4.1 Лабораторные исследования

Для оценки эффективности защиты от коррозии рабочего трубопровода внутри трубопровода-кондуктора был спланирован однофакторный эксперимент, в котором группа регистрируемых параметров – распределение потенциала «труба-земля» вдоль модели рабочего трубопровода, входные зависимые друг от друга параметры – напряжение на выходе модели станции катодной защиты (далее – СКЗ) или сила тока на выходе СКЗ. Диапазон вариации фактора напряжения на выходе СКЗ [-0,4; -1,3] В, шаг вариации – 0,1 В.

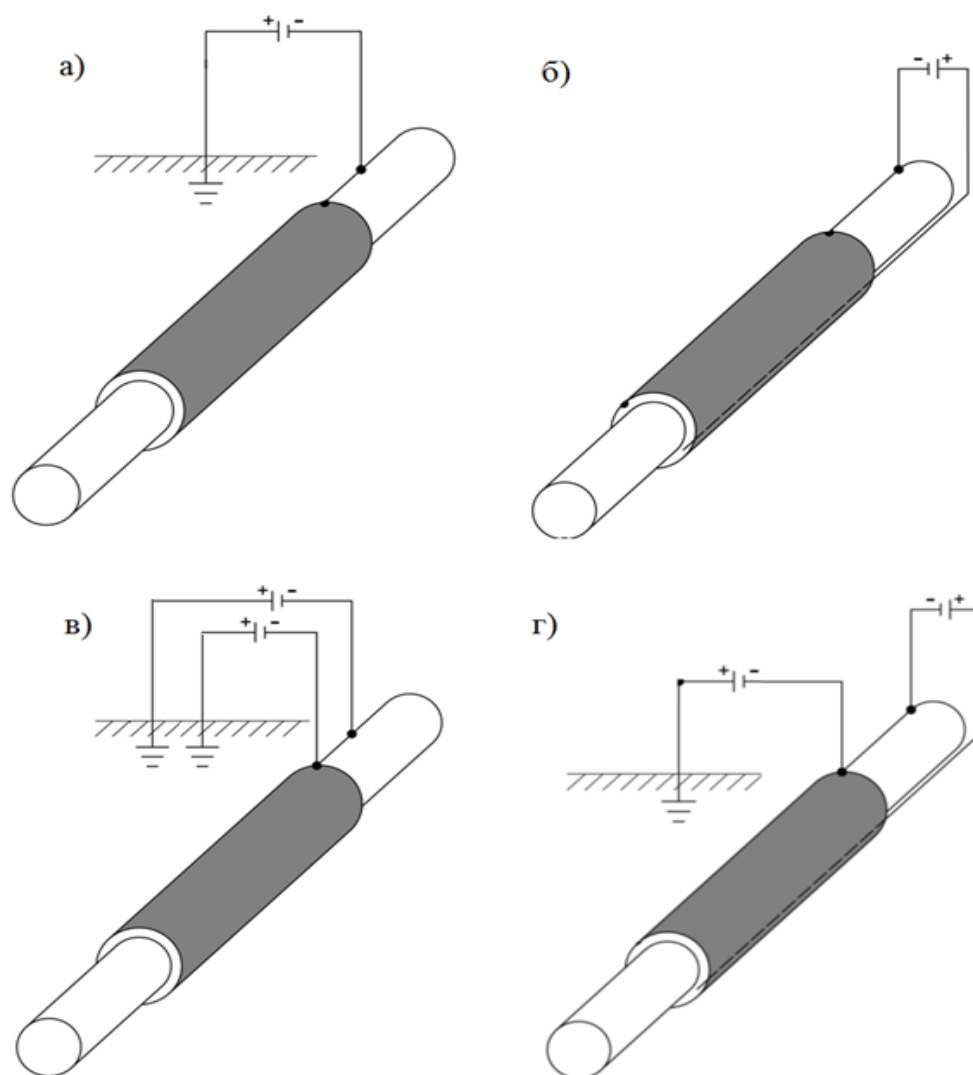


Рисунок 4.1 – Схемы проведения экспериментов по организации ЭХЗ модели «труба в трубе»:

- а) без защиты кондуктора; б) с установкой протяженного АЗ в полость между рабочим трубопроводом и кондуктором; в) с защитой трубопровода и кондуктора; г) с защитой рабочего трубопровода с применением протяженного АЗ, трубопровода-кондуктора – глубинным АЗ

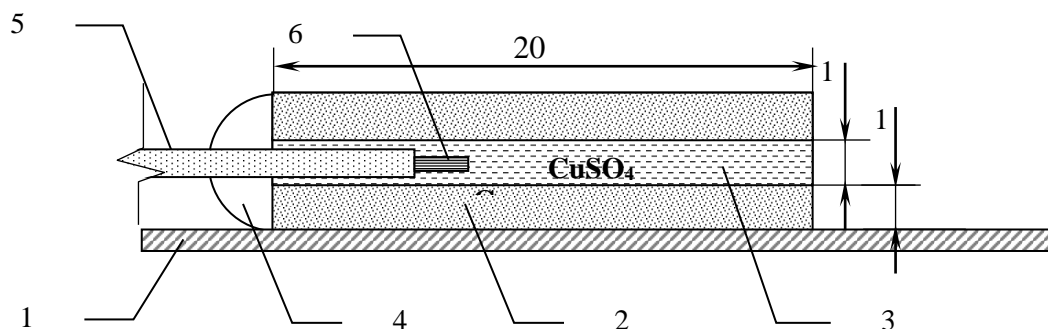
Для выбора оптимального решения по организации ЭХЗ выполнялось несколько групп экспериментов с различными вариантами подключения анодного заземления (далее – АЗ) (рисунок 4.1):

1. защита рабочего трубопровода глубинным АЗ без подключения кондуктора;

2. установка протяженного АЗ в полость между рабочим трубопроводом и кондуктором;
3. установка двух СКЗ с глубинными АЗ для защиты обоих трубопроводов;
4. защита двумя СКЗ, при этом кондуктор защищается с применением глубинного АЗ, рабочий трубопровод – протяженным АЗ.

4.1.1 Описание объекта исследования и необходимого оборудования

Исследования были выполнены при помощи стенда, который представлял собой модель рабочего трубопровода, помещенного внутрь модели трубопровода-кондуктора. Для определения поляризационного потенциала рабочего трубопровода в межтрубное пространство с шагом 100 мм установлены неполяризующиеся миниатюрные медносульфатные электроды сравнения оригинальной конструкции (рисунок 4.2).



1 – поверхность модели трубопровода ; 2 – пластиковая трубка; 3 – полость трубки; 4 – герметик; 5 – изолированный провод; 6 – зачищенный провод

Рисунок 4.2 – Конструкция медносульфатного электрода сравнения

Для проведения исследований были изготовлены две конструкции стенда. Первая конструкция стенда выполнена из стальных изолированных полимерной лентой труб наружным диаметром 26,8 и 57 мм (межтрубный зазор 15 мм при коаксиальной центровке), длина – 1,2 м. Вторая конструкция – наружный диаметр труб 26,8 и 42,3 мм (максимальный межтрубный зазор 5

мм), длина – 2,0 м. Трубы заглублялись на глубину более 30 мм в резервуар, заполненный песчаным увлажненным грунтом сопротивлением 120 Ом·м.

В ходе подготовительного этапа модели трубопровода меньшего диаметра были установлены внутрь моделей большего диаметра таким образом, чтобы не допустить контакта по металлу между ними.

Для моделирования работы ЭХЗ в качестве модели станций катодной защиты использованы источники постоянного тока Б5-49, имеющие возможность ступенчатой регулировки выходного тока с шагом до 1 мА, а также с регулировкой выходного напряжения с шагом до 0,1 В. Измерения потенциалов производились прецизионным вольтметром В7-62 с точностью измерения не хуже 0,08%.

Все применяемое в работе испытательное оборудование аттестовано в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.568 и имело действующие аттестационные документы (свидетельства о поверке, свидетельства о калибровке и т.д.).

4.1.2 Методика проведения испытаний

Сущность испытаний заключалась в экспериментальной проверке схем организации ЭХЗ и распределения потенциала на поверхности трубопровода-кондуктора при прокладке методом «труба в трубе».

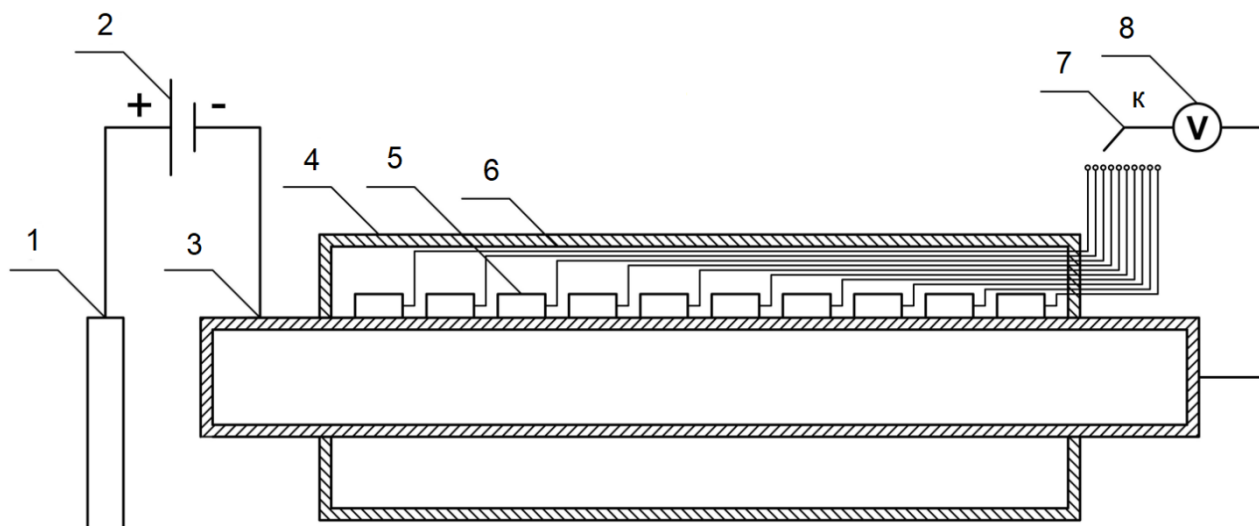


Рисунок 4.3 – Схема электрических подключений при проведении испытаний
(вариант подключения АЗ №1):

- 1 – анодное заземление; 2 – источник тока; 3 – модель трубопровода;
4 – модель кондуктора; 5 – МЭС; 6 – токопроводы от МЭС; 7 – ключ;
8 – измерительный вольтметр

Таблица 4.1 – Порядок проведения испытаний

№ п/п	Описание действия
1	Заглубить модель для проведения исследований в резервуар с грунтом на глубину 30 мм до верхней образующей трубы.
2	Обработать грунт 1% водным раствором NaCl.
3	Подключить модель «труба к трубе» к источнику постоянного тока.
4	Выставить напряжение на источнике тока равное 0,4 В.
5	Провести измерения защитного потенциала во всех контрольных точках на образце.
6	Увеличить напряжение на источнике тока на 0,1 В.
7	Повторить п. 3.
8	Повторить п.п. 4-5 до значения напряжения на источнике тока равного 0,8 В.

4.2 Результаты лабораторных испытаний

В результате проведения лабораторных испытаний были получены результаты распределения потенциала на поверхности трубопровода-кондуктора по следующим вариантам организации ЭХЗ реконструируемого трубопровода, прокладываемого методом «труба в трубе».

4.2.1 Защита рабочего трубопровода глубинным анодным заземлением без подключения кондуктора

Данная схема является оптимальной, так как не требуется организация ЭХЗ внешнего трубопровода (рисунок 4.1а). График распределения потенциалов при различных режимах выходного напряжения модели СКЗ представлен на рисунке 4.4.

Таблица 4.2 – Значения защитного потенциала при различных режимах выходного напряжения модели СКЗ

Номер точки измерения	Величина защитного потенциала, $U_{\text{защ}}$, В				
	0,4В	0,5В	0,6В	0,7В	0,8В
1	0,817	0,963	1,082	1,162	1,255
2	0,805	0,943	1,059	1,144	1,232
3	0,805	0,94	1,055	1,141	1,23
4	0,817	0,949	1,063	1,13	1,22
5	0,816	0,936	1,059	1,12	1,23
6	0,744	0,872	0,983	1,072	1,163
7	0,809	0,934	1,046	1,135	1,225
8	0,817	0,94	1,052	1,141	1,232
9	0,829	0,951	1,061	1,15	1,241
10	0,84	0,959	1,069	1,159	1,25

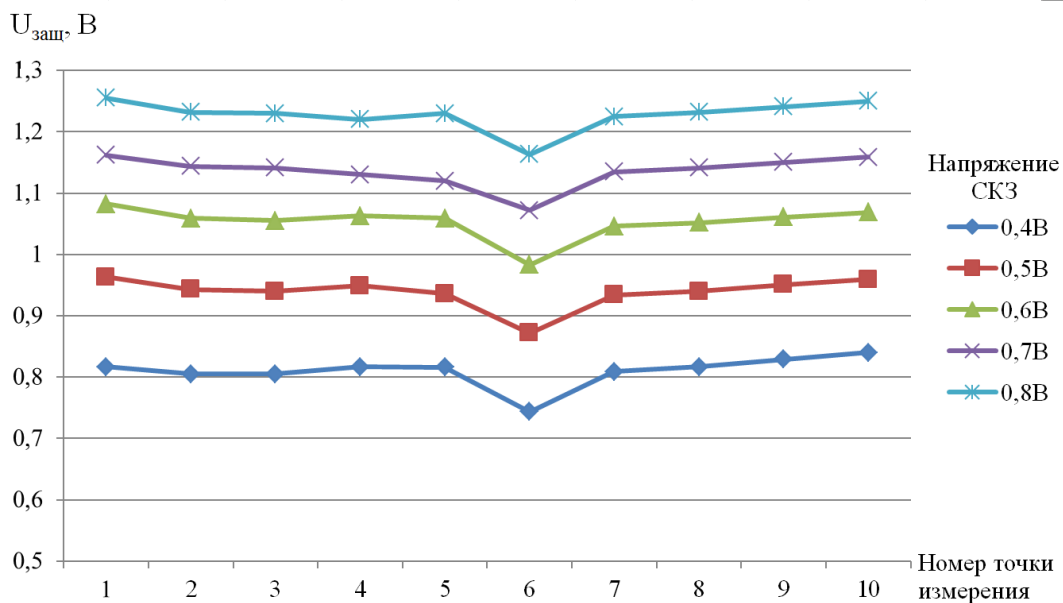
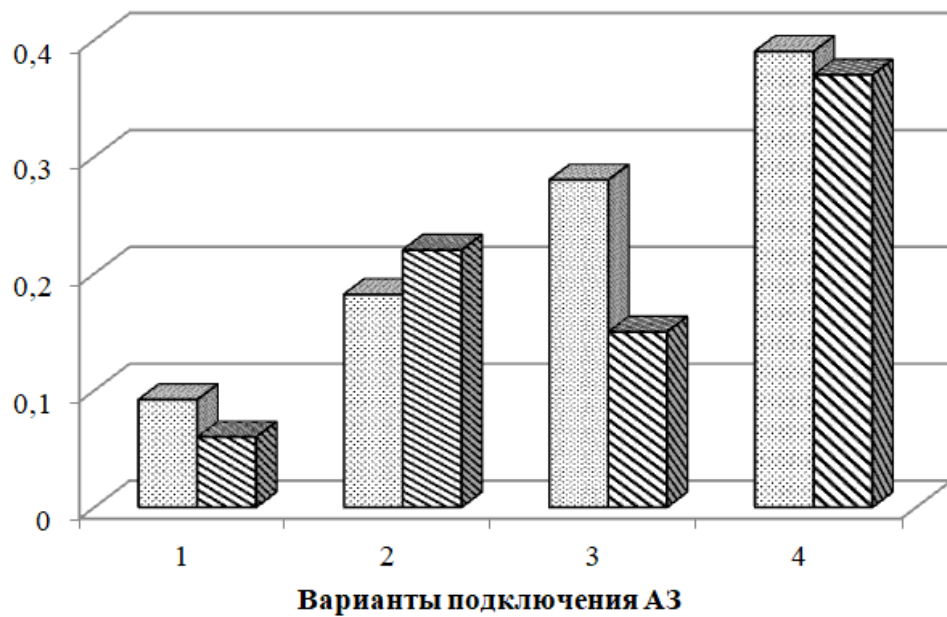


Рисунок 4.4 – График распределения защитных потенциалов при организации схемы защиты нового трубопровода от источника тока

Получено, что при значении напряжения на выходе станции $U_{скз}$ равном 0,5В и более защитный потенциал трубопровода соответствует значениям регламентируемым ГОСТ Р 51164-98 на всей протяженности модели. При этом минимальный потенциал отмечается в точке измерения 6.

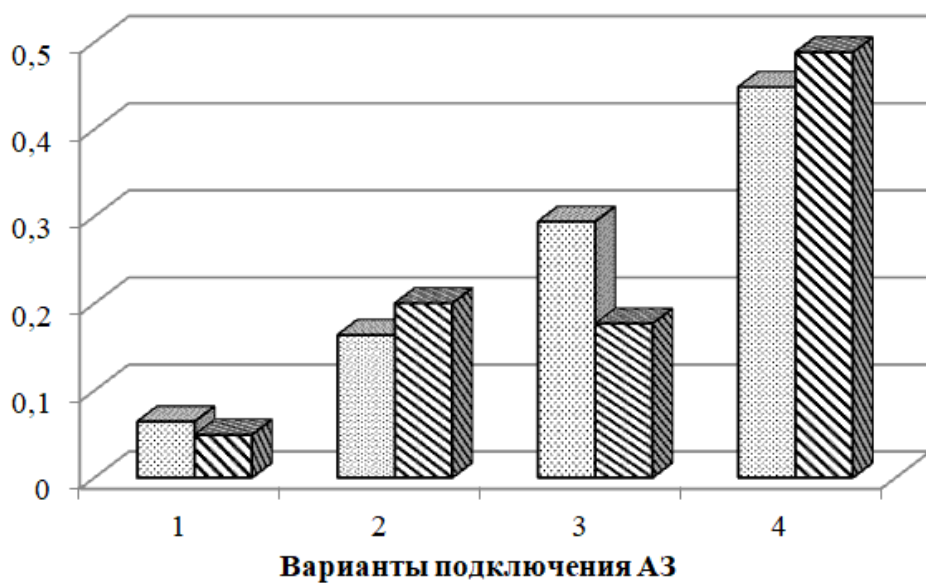
Стоит отметить, что при данном варианте подключения анодного заземления требуются наименьшие энергетические затраты для обеспечения защиты (рисунок 4.5). Кроме этого, обнаружен эффект локального недопустимого снижения потенциала рабочего трубопровода при появлении контакта по металлу между рабочим трубопроводом и трубопроводом-кондуктором, эффективность защиты может быть восстановлена применением протяженного АЗ, установленного в межтрубное пространство.

Сила тока, А



а)

Мощность, Вт

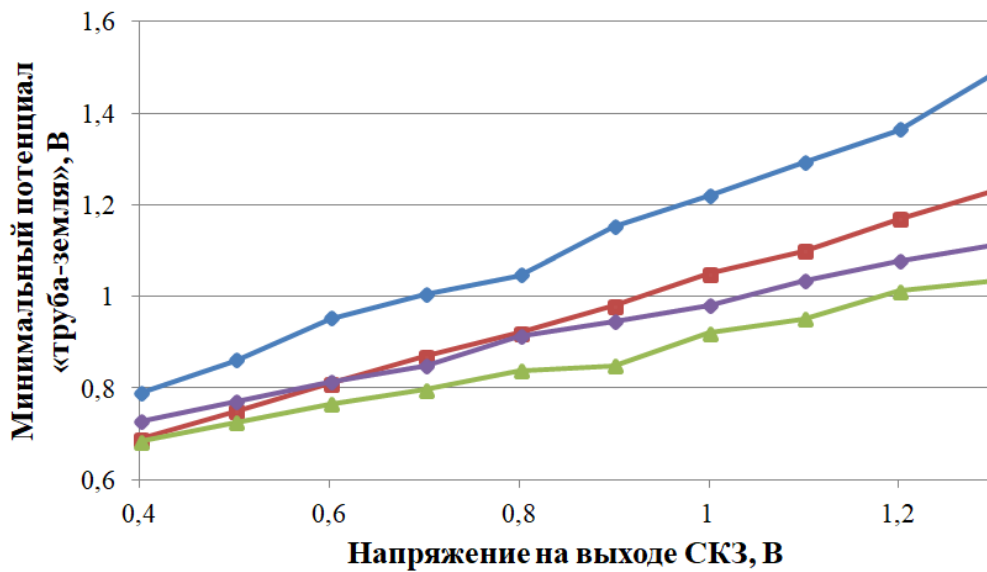


б)

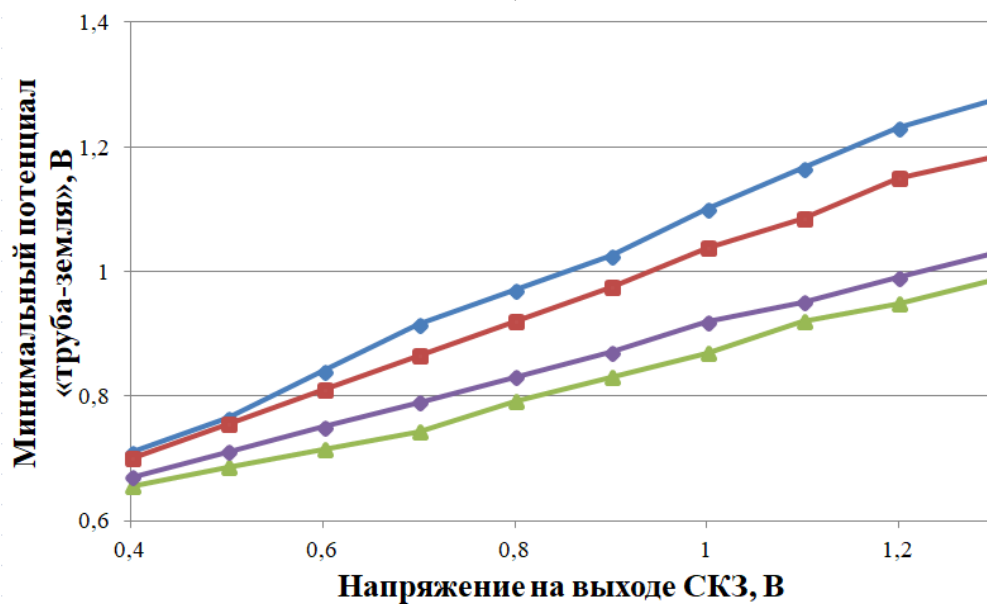
Рисунок 4.5 – Минимальная сила тока СКЗ а) и мощность б), требуемая для обеспечения электрохимической защиты модели стенда при различных вариантах подключения АЗ

Результаты эксперимента показали, что вариант защиты рабочего трубопровода точечным АЗ без подключения к трубопроводу-кондуктору

(вариант №1) позволяет обеспечить соответствие потенциала «труба-земля» требованиям ГОСТ Р 51164-98 при наименьшем напряжении СКЗ (рисунок 4.6).



а)



б)

Рисунок 4.6 – Зависимости изменения минимального потенциала «труба-земля» рабочего трубопровода от напряжения на выходе модели СКЗ: а) стэнд из труб наружным диаметром 26,8 и 57 мм; б) стэнд с трубами наружным диаметром 26,8 и 42,3 мм

4.2.2 Установка протяженного АЗ в полость между рабочим трубопроводом и кондуктором.

Далее была проведена проверка схемы организации защиты нового трубопровода с использованием протяженного АЗ (рисунок 4.1б). Распределение потенциалов, приведенное на рисунке 4.7, показывает, что защитный потенциал трубопровода соответствует значениям, регламентируемым ГОСТ Р 51164-98, на всей протяженности модели при значении напряжения на выходе станции $U_{скз}$ равном 0,8В, соответственно схема, в которой не применяется ЭХЗ внешнего трубопровода, является оптимальной. В данной схеме меньшими значениями выходного напряжения модели СКЗ осуществляется больший сдвиг защитного потенциала.

Таблица 4.3 – Значения защитного потенциала при различных режимах выходного напряжения модели СКЗ

Номер точки измерения	Величина защитного потенциала, $U_{защ}$, В				
	0,4В	0,5В	0,6В	0,7В	0,8В
1	0,657	0,725	0,799	0,882	0,971
2	0,64	0,703	0,777	0,863	0,951
3	0,639	0,699	0,775	0,859	0,948
4	0,638	0,7	0,78	0,859	0,947
5	0,64	0,7	0,78	0,858	0,945
6	0,571	0,627	0,704	0,789	0,878
7	0,633	0,688	0,766	0,851	0,94
8	0,64	0,695	0,772	0,857	0,946
9	0,65	0,704	0,782	0,866	0,956
10	0,658	0,712	0,789	0,874	0,963

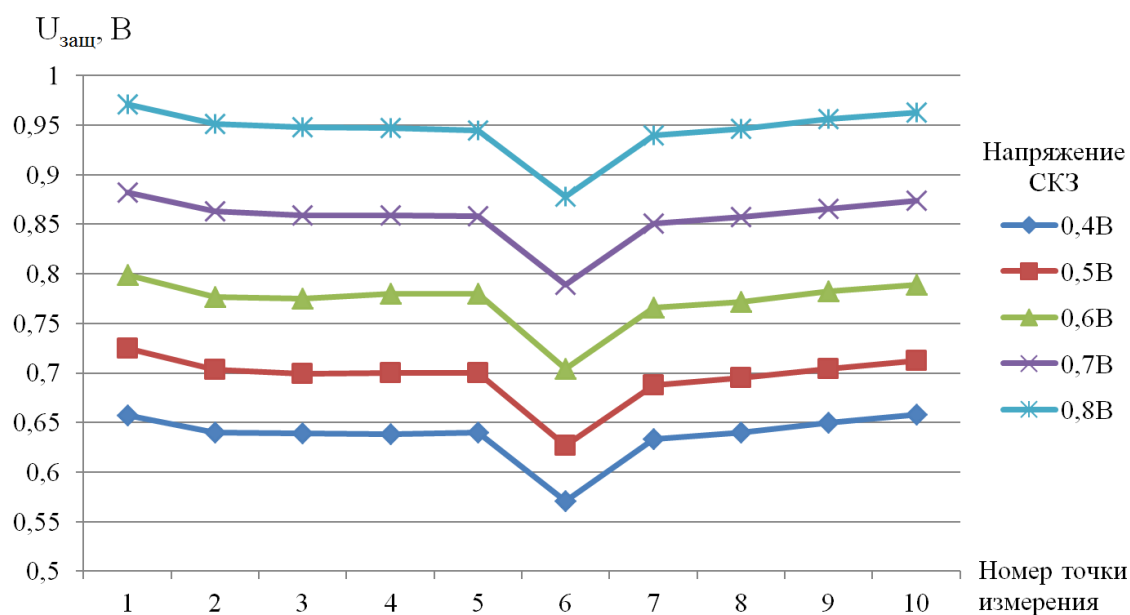
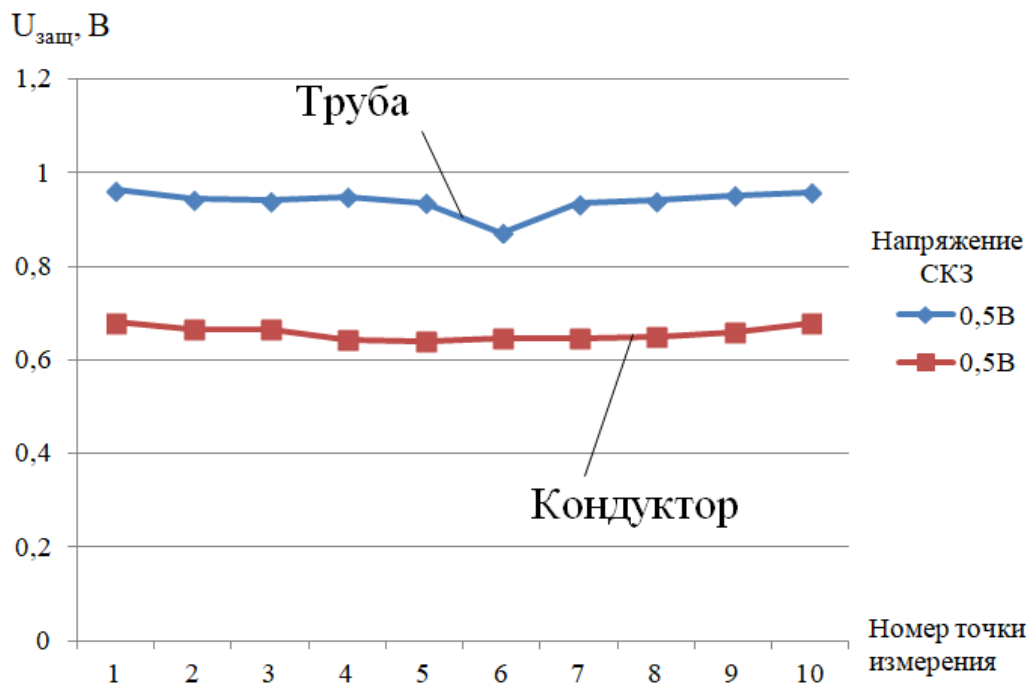


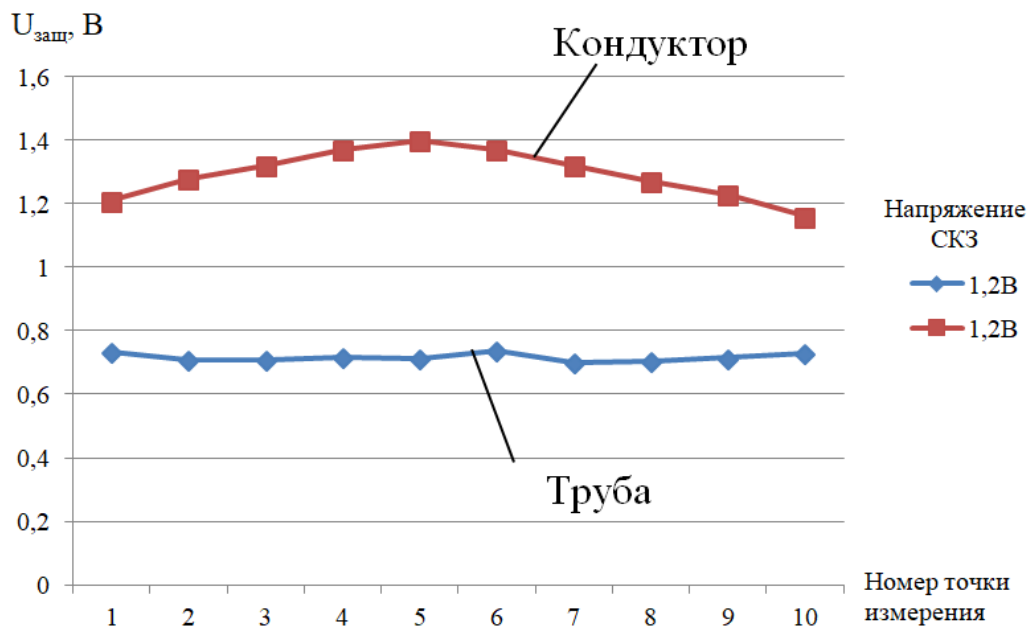
Рисунок 4.7 – График распределения защитных потенциалов при организации схемы защиты нового трубопровода с помощью протяженного АЗ

Данная схема предпочтительна также тем, что не требуется организация системы ЭХЗ внешнего трубопровода, которым является выведенный из эксплуатации участок, отработавший нормативный срок службы и изоляционное покрытие которого находится, в основном, в неудовлетворительном состоянии. Организация ЭХЗ внешнего трубопровода приведет к значительным материальным затратам. Соответственно, применение решений по прокладке трубопроводов методом «труба в трубе» эффективно, при обосновании того, что ЭХЗ внешнего трубопровода не требуется, и он используется только как кондуктор для прокладки нового трубопровода.

При этом возникает вопрос, как будет распределяться защитный потенциал на трубопроводе-кондукторе, если во время эксплуатации произойдет контакт по металлу с кондуктором.



а)



б)

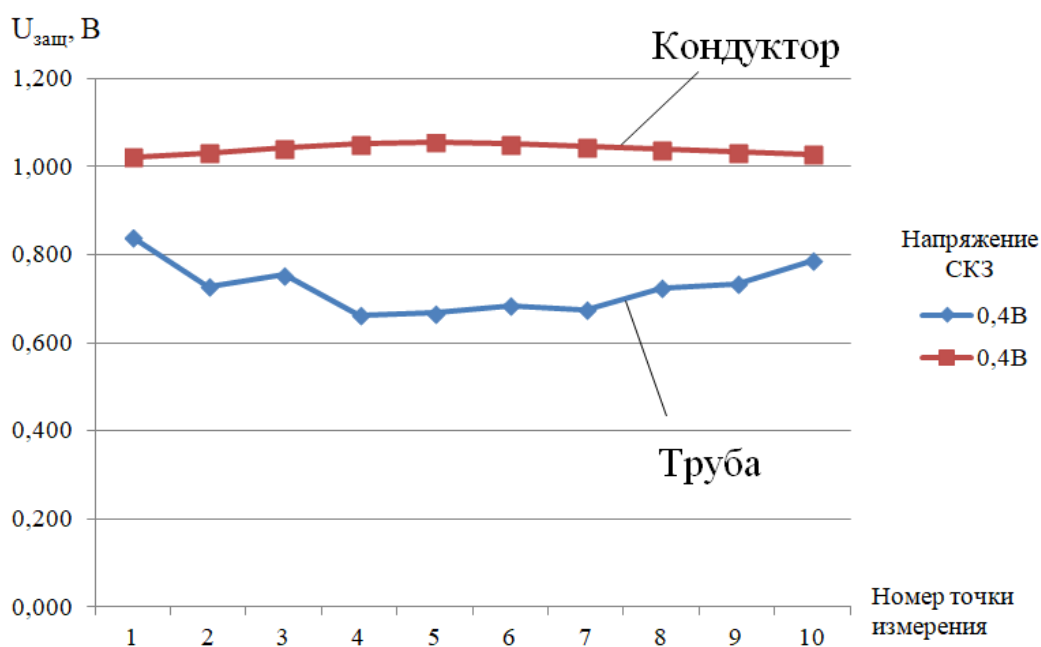
Рисунок 4.8 – График распределения защитных потенциалов:

- а) без контакта по металлу между трубопроводом и кондуктором;
 б) с контактом по металлу между трубопроводом и кондуктором

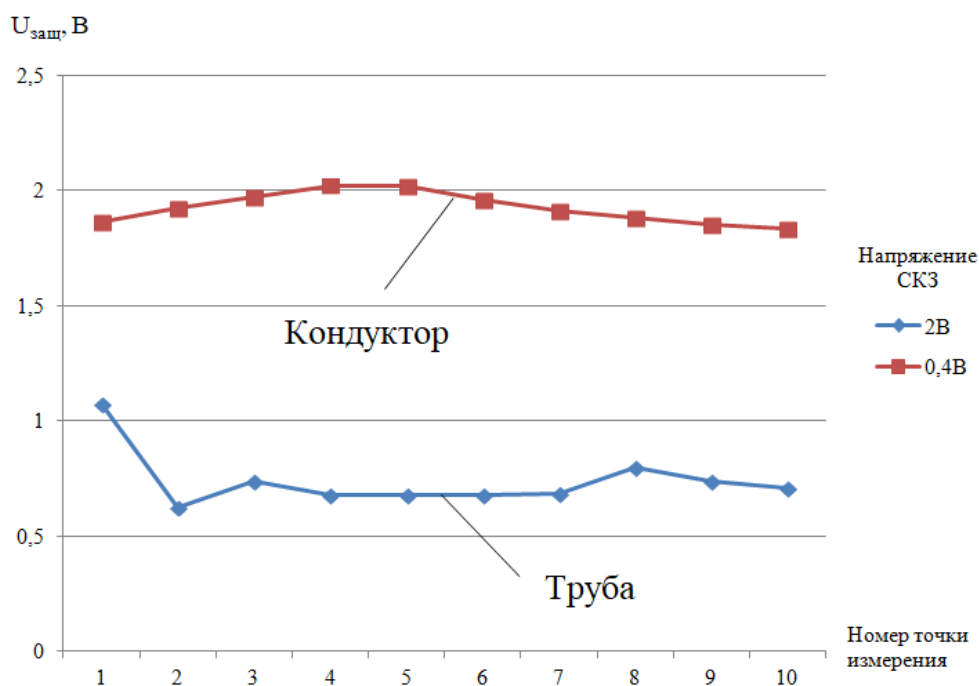
Для проверки распределения защитного потенциала на трубопроводе были проведены измерения его распределения до контакта по металлу с кондуктором и после него. Также были проведены измерения распределения защитного потенциала на поверхности кондуктора.

По результатам измерений был отмечен эффект «провала» защитного потенциала на модели внутреннего трубопровода, при резком возрастании защитного потенциала на модели внешнего трубопровода в случае контакта по металлу между ними (рисунок 4.8). Следовательно, возникновение контакта по металлу между внутренним и внешним трубопроводами недопустимо, так как приведет к снижению защитного потенциала внутреннего трубопровода относительно внешнего, образованию коррозионной макропары и его разрушению.

При необходимости организации ЭХЗ трубопровода и кондуктора была проведена проверка изменения защитного потенциала на их поверхности при увеличении силы тока на СКЗ, работающей на трубопровод (рисунок 4.1в).



а)



б)

Рисунок 4.9 - График распределения защитных потенциалов:

а) с одинаковым влиянием СКЗ на трубопровод и кондуктор;

б) с увеличением влияния СКЗ на трубопровод

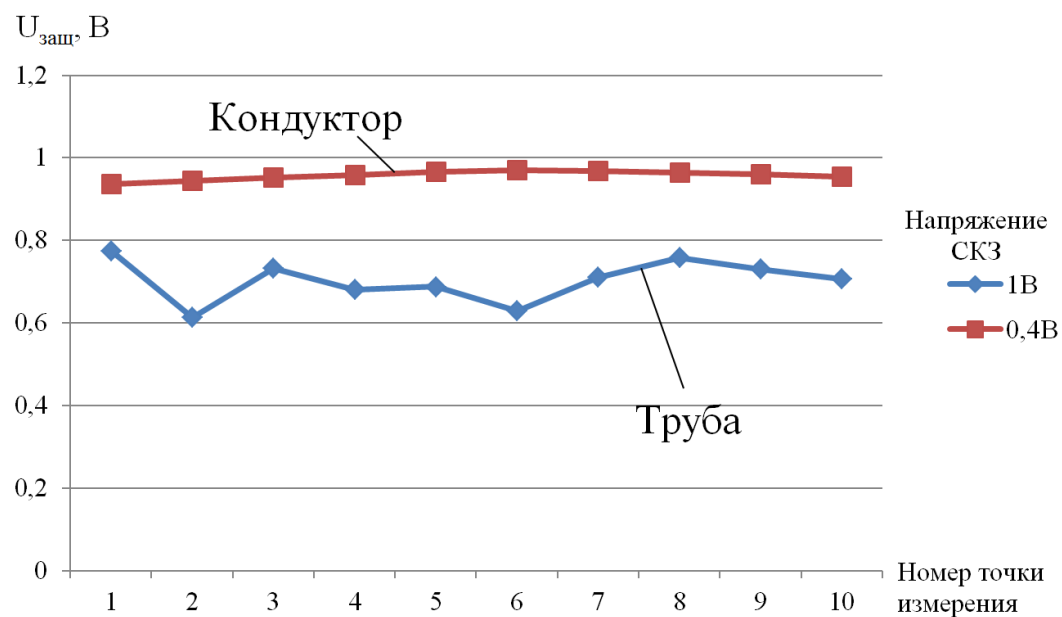
В результате увеличения силы тока было отмечено увеличение защитного потенциала на кондукторе, а не на трубопроводе (рисунок 4.9).

Образующаяся разность потенциалов приведет к разрушению трубопровода, что недопустимо.

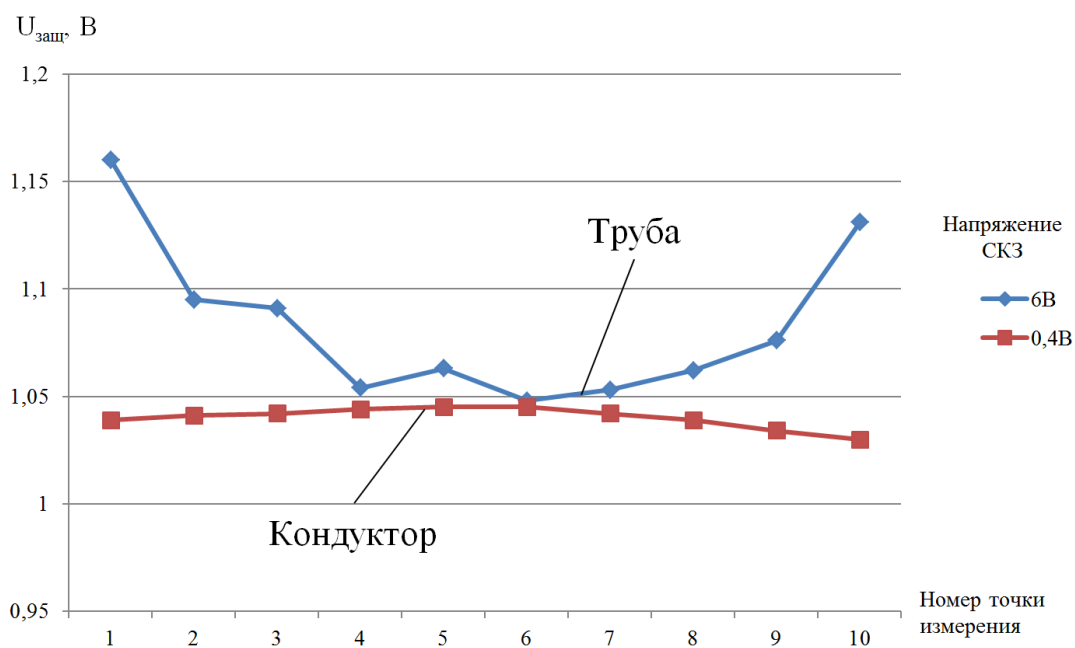
4.2.3 Защита двумя СКЗ, при которой кондуктор защищается применением глубинного АЗ, рабочий трубопровод – протяженным АЗ

Далее была проведена проверка схемы организации ЭХЗ трубопровода и кондуктора с защитой с помощью АЗ (рисунок 4.1г)(кондуктор защищается с применением глубинного АЗ, рабочий трубопровод – протяженным АЗ).

При данной схеме удалось сдвинуть потенциал трубопровода в более отрицательную область относительно кондуктора (рисунок 4.10).



а)



б)

Рисунок 4.10– График распределения защитных потенциалов с применением

АЗ: а) с одинаковым влиянием СКЗ на трубопровод и кондуктор;

б) с увеличением влияния СКЗ на трубопровод

Данное решение также применимо при образовании контакта по металлу между трубопроводами. Увеличение силы тока на СКЗ работающей на новый трубопровод приводит к смещению потенциала нового трубопровода в более отрицательную область и соответственно к его защите в образовавшейся коррозионной паре.

Выводы по главе 4

1. Разработана методика проведения лабораторного исследования и оригинальный стенд, оснащенный малогабаритными датчиками, позволяющими экспериментально проверить схемы организации ЭХЗ и оценить распределение защитного потенциала между трубопроводами при прокладке методом «труба в трубе».

2. Установлено, что с точки зрения обеспечения эффективной защиты от коррозии при минимальных энергетических затратах наиболее целесообразно защиту рабочего трубопровода обеспечивать без защиты трубопровода-кондуктора: для принятых моделей исследования установлено, что минимальная величина напряжения на выходе станции $U_{скз}$, при которой обеспечивается защищенность при данной схеме, равна 0,5В.

3. Обнаружен эффект локального снижения потенциала «труба-земля» рабочего трубопровода при металлическом контакте между рабочим трубопроводом и трубопроводом-кондуктором, что предопределяет необходимость применения средств для исключения такого контакта при монтаже трубопровода (например, применение спейсеров).

4. Обнаружен эффект увеличения потенциала трубопровода кондуктора, а не рабочего трубопровода, при увеличении тока защиты.

ГЛАВА 5. РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «БЕЛОУСОВО-ЛЕНИНГРАД» НА УЧАСТКЕ «СЕРПУХОВ-ЛЕНИНГРАД»

5.1 Описание объекта внедрения

Разработанные технические решения реализации метода реконструкции «труба в трубе» были применены при реконструкции магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград» на участке «Серпухов-Ленинград» при пересечении озер Купенец и Глушица:

- переход через оз. Купенец и оз. Глушица, основная нитка, ПК 142+00 – ПК 151+00, существующий диаметр трубопровода 720 мм;
- переход через оз. Купенец и оз. Глушица, резервная нитка, ПК 1+50 – ПК 10+50, существующий диаметр трубопровода 720 мм:



Рисунок 5.1 – Конструкция перехода «труба в трубе»

Реконструируемый газопровод проходит по территории муниципального образования «Новгородский район» Новгородской области (рисунок 5.2).



Рисунок 5.2 – Территориальное местоположение магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград»

В соответствии с проектом реконструкции производительность трубопровода будет снижена, расчетом установлено, что диаметр вновь сооружаемого трубопровода должен составлять 325 мм (таблица 5.1). Марка стали труб – 17ГС.

Таблица 5.1 – Геометрические параметры рабочей плети сооружаемого трубопровода

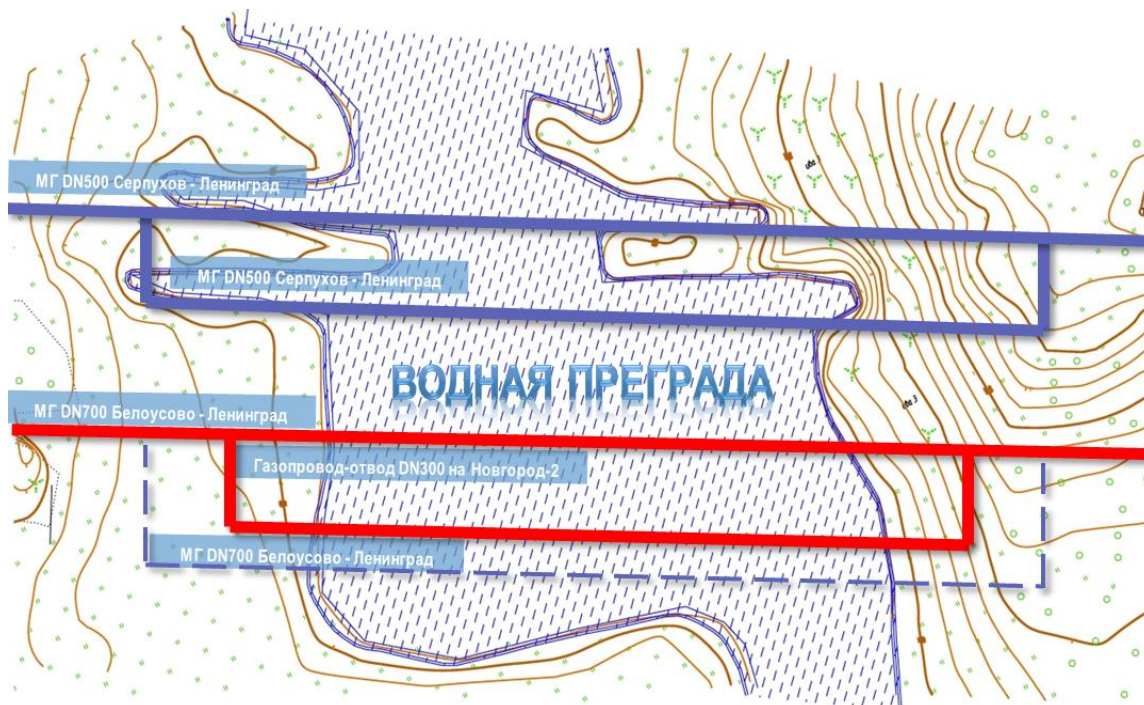
№ п/п	Исходные данные	Значение
1	Наружный диаметр труб, мм	325,0
2	Внутренний диаметр труб, мм	313,0
3	Толщина стенки труб, мм	6,0
4	Толщина антикоррозионной покрытия, мм	3,0

5.2 Технико-экономическое сравнение способов перехода проектируемого газопровода через водные преграды

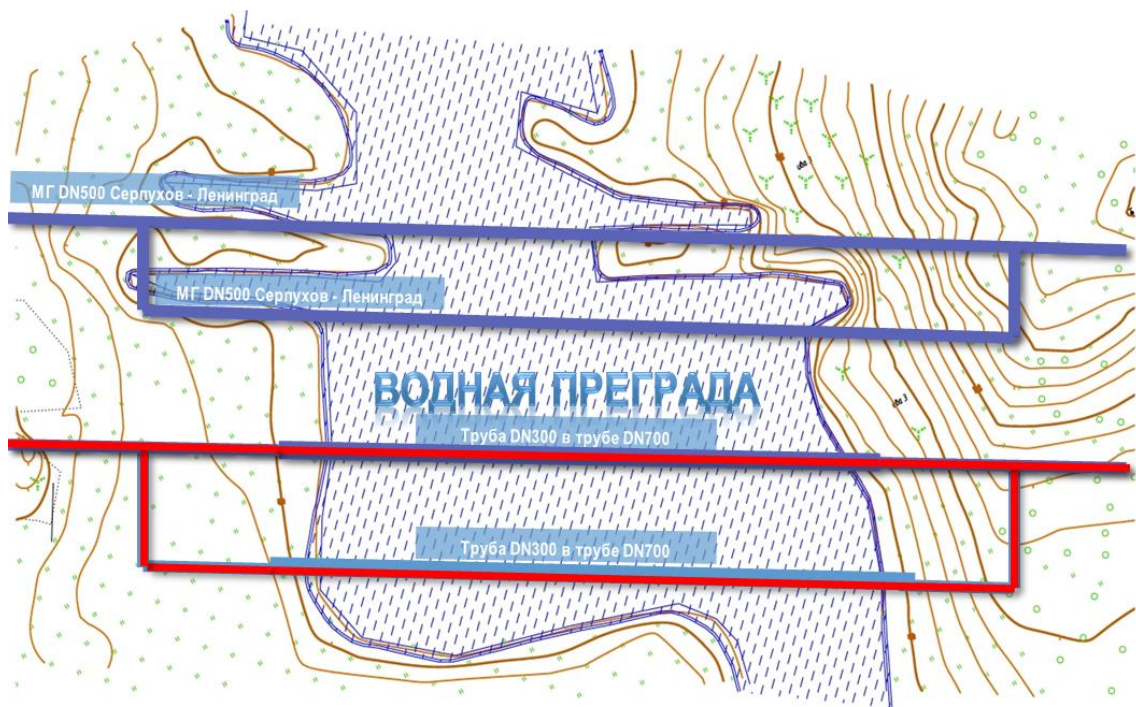
При реконструкции магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград» на участке пересечения озера Купенец и озера Глушица рассматривались следующие варианты строительства перехода:

Вариант 1. Строительство основной и резервной ниток магистрального газопровода «Белоусово – Ленинград» через водные преграды с разработкой подводной траншеи под каждую из них или методом ГНБ (ННБ) (рисунок 5.3 а);

Вариант 2. Строительство перехода (Ду 300) через водные преграды с использованием существующего трубопровода (Ду 720) в качестве трубопровода-кондуктора без выполнения земляных работ в русле водной преграды (по результатам рассмотрения существующего состояния МГ) (рисунок 5.3 б).



а)



б)

Рисунок 5.3 – Варианты строительства перехода:

а) методом ГНБ (ННБ); б) методом «труба в трубе»

В соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации (п. 10.1 СП 36.13330.2012) выбор способа прокладки проектируемого газопровода на переходе через водные преграды должен быть обоснован технико-экономическими расчетами.

Для выполнения требования нормативной документации проведем технико-экономическое сравнение переходов проектируемого газопровода через озера Купенец и Глушица следующими способами прокладки:

- траншейный;
- наклонно-направленное бурение;
- методом «труба в трубе» с использованием существующего газопровода.

Предлагаемое оптимизационное решение по прокладке проектируемого газопровода DN 325 с использованием существующего

газопровода DN720 в качестве трубопровода-кондуктора без разработки русла водоема позволяет:

1. Исключить земляные работы по устройству подводной траншеи;
2. Исключить водолазные работы;
3. Исключить дно- и берегоукрепительные мероприятия.

Расчет стоимости строительства переходов производился согласно типовому прейскуранту цен на прокладку магистральных трубопроводов открытыми и закрытыми метода строительства с учетом строительно-монтажных работ по всем рассматриваемым способам перехода. Результаты технико-экономического сравнения приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты технико-экономического сравнения

№ п/п	Наименование водной преграды	Метод наклонно-направленного бурения, тыс. руб.	Траншейный способ, тыс. руб.	Метод прокладки «труба в трубе», тыс. руб.
1	Оз. Купенец (основная нитка)	25648,12	23677,96	4101,90
2	Оз. Купенец (резервная нитка)	17546,47	16454,77	3587,18
3	Оз. Глушица (основная нитка)	27452,45	26075,32	5412,05
4	Оз. Глушица (резервная нитка)	20985,18	19516,76	4341,72

Выполненный технико-экономический расчет стоимости реализации различных методов показал, что по сравнению с традиционным (траншейным) методом в среднем стоимость строительства перехода методом «труба в трубе» снижается на 75-80%.

Таким образом, предлагается на участках пересечения озер Купенец и Глушица не демонтировать трубопровод диаметром 720 мм, а использовать имеющиеся трубопроводы как трубопроводы-кондукторы.

В соответствии с разработанными и научно обоснованными в настоящей работе подходами необходимо выполнить диагностику имеющихся трубопроводов на указанных участках (основная и резервная нитки), а также выполнить расчет системы ЭХЗ, который позволит оценить эффективность противокоррозионной защиты.

5.3 Проектные решения по реконструкции магистрального газопровода «Белосово-Ленинград» на участке «Серпухов – Ленинград»

Итак, предлагаемая конструкция подводного перехода, реконструируемого методом труба в трубе, представляет собой трубопровод-кондуктор, выведенный из эксплуатации, внутри которого размещается рабочий газопровод меньшего диаметра, оснащенный с внешней стороны опорно-центрирующими устройствами (рисунок 5.4).

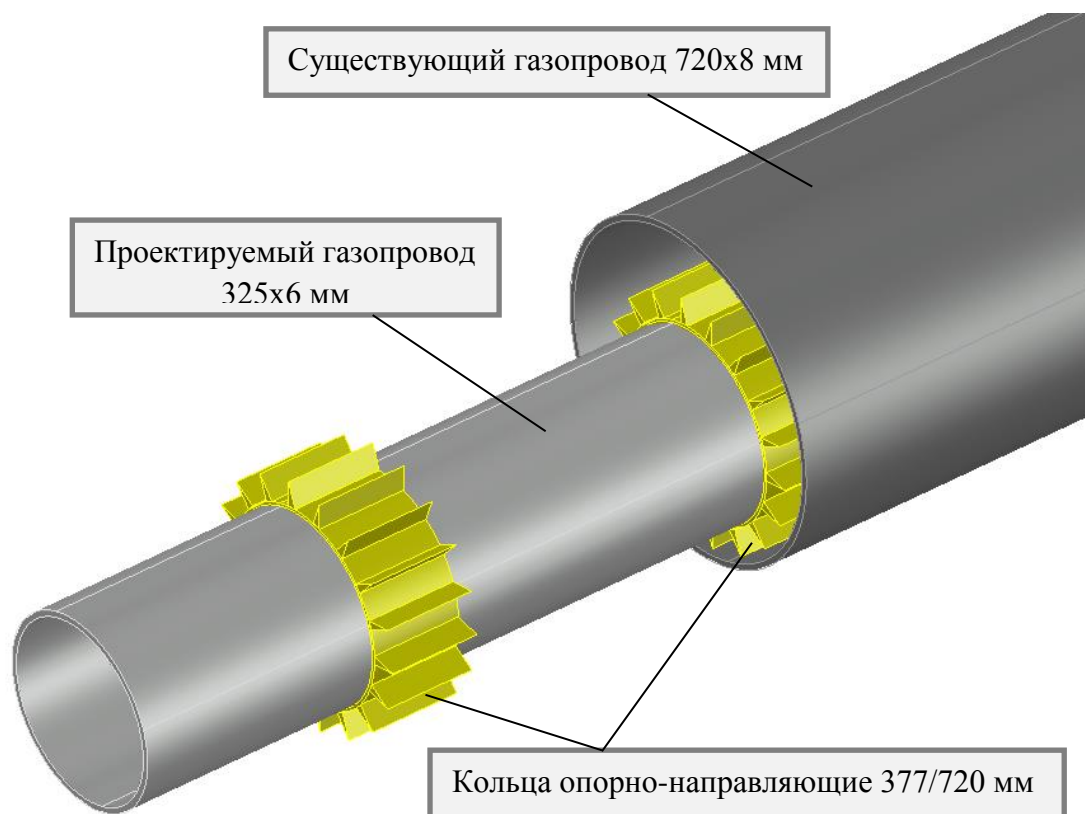


Рисунок 5.4 – Конструкция перехода «труба в трубе»

При производстве строительного-монтажных работ перед началом протаскивания проектируемого газопровода в существующий газопровод трубная плеть в пределах границы протаскивания оснащается опорно-центрирующими устройствами.

Для центрации рабочего трубопровода внутри трубопровода-кондуктора, исключения металлического контакта между трубопроводами, а также снижения усилий при протаскивании проектом предусмотрено применение опорно-направляющих колец с роликами. Шаг расстановки опорно-направляющих колец регламентируется техническими условиями завода-изготовителя (обычно 2 метра). Кроме этого предусмотрена установка вдвоенных опорно-направляющих колец на следующих участках: на входе и выходе рабочей трубной плети на расстоянии 0,5 м от края трубопровода-кондуктора; второе и третье опорные кольца на входе рабочей трубной плети в трубопровод-кондуктор с шагом 1 м; а также с шагом 12 м.

Проектом предусмотрено протаскивание рабочей трубной плети в трубопровод-кондуктор при помощи лебедки (на каждом озере отдельными участками).

После завершения протаскивания рабочей плети газопровода межтрубное пространство необходимо заполнить водой.

Длина протаскивания составила 211 метров на переходе через оз. Купенец и 323 метра на переходе через оз. Глушица.

5.4 Проведение диагностического обследования трубы-кондуктора при реконструкции магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград» на участке «Серпухов – Ленинград» методом «труба в трубе»

В соответствии с разработанными в предыдущих главах диссертации подходами необходимо выполнить диагностику имеющихся трубопроводов

на указанных участках (основная и резервная нитки), обосновать техническую возможность проведения реконструкции методом «труба в трубе», определить вариант протаскивания рабочего трубопровода и рассчитать усилия протаскивания.

5.4.1 Оценка пространственного положения трубопровода-кондуктора

Нахождение непосредственной оси газопровода и глубины заложения существующего газопровода на переходах через оз. Купенец и оз. Глушица осуществлялось при помощи бесконтактного трассоискателя БИТА-1, принцип действия которого основан на электромагнитных измерениях. Полный комплект оборудования представлен на рисунке 5.5.



Рисунок 5.5 – Комплект оборудования БИТА-1

БИТА-1 - это комплекс приборов и приспособлений, предназначенных для определения силы тока, оценки качества изоляции по градиенту снижения силы тока. Кроме этого прибор позволяет определять ось и глубину заложения стальных подземных или подводных трубопроводов. Комплекс состоит из генератора специальных сигналов, приемника специальных сигналов с «лапой», измерительная рамка («А-рамка») [30,31].

Определение рационального шага проведения измерений пространственного положения трубопровода-кондуктора на переходе через водную преграду

Для проведения съемки пространственного положения трубопровода на переходах через оз. Купенец и оз. Глушица и последующего расчета значений радиуса кривизны трубопровода необходимо определить минимальный шаг проведения измерений пространственного положения трассы.

Как было отмечено в главе 2 настоящей работы, наличие погрешности трассопоискового прибора вносит определенную погрешность в рассчитанные значения радиуса кривизны трубопровода.

Известно, что погрешность прибора зависит от характеристик конкретного экземпляра прибора, от условий проведения измерений (реальной глубины измерения, температуры и др.), от напряжения питания и пр. Определение фактического значения погрешности бесконтактного трассоискателя БИТА-1 проводилось на основе экспериментального исследования. Фактическая погрешность трассопоискового прибора БИТА-1, установленная экспериментальным путем, составила не более $\pm 1\%$. Именно такую погрешность далее применяли в расчетах.

С целью определения минимального шага проведения измерений пространственного положения участка трубопровода необходимо ограничиться некоторым диапазоном $\rho_{\text{реал}}$.

Очевидно, что на участках с $\rho_{\text{реал}} > 1000D$ напряжения принимают нормативное значение, а сам радиус соответствует нормативному. При значениях $\rho_{\text{реал}} < 250D$ металл трубопровода испытывает напряжения, превышающие предел текучести, что говорит о разрушении участка. Следовательно, исследуемый диапазон радиусов упругого изгиба будет лежать в пределах $250D < \rho_{\text{реал}} < 1000D$.

Для трубопровода диаметром 720 мм минимально допустимый радиус изгиба составляет 300D. Данное значение принимается из условия, согласно которому напряжения изгиба не должны превышать предел текучести материала $\sigma_T=300-350$ МПа.

В таблице 5.3 представлены расчетные значения минимального (максимального) радиуса изгиба, полученные в зависимости от шага измерений при значении погрешности трассопоискового оборудования, соответствующей $\pm 1\%$.

Таблица 5.3 – Расчетные значения минимального (максимального) радиусов кривизны, полученные в зависимости от шага измерений при значении погрешности трассопоискового оборудования $\pm 1\%$

Шаг изм., м	Расчетные значения радиуса кривизны, R , м	
	Максимальный радиус кривизны, R_{min} , м	Максимальный радиус кривизны, R_{max} , м
5	190,78	294,07
10	204,85	217,36
15	207,68	205,34
20	208,69	204,05
25	209,17	202,56
30	209,42	201,76
35	209,58	201,28
40	209,68	200,97
45	209,75	200,76
50	209,79	200,61

На рисунке 5.6 представлен график зависимости радиуса кривизны подземного трубопровода диаметром $D=720$ мм, от шага измерений между пикетами на поверхности земли при погрешности трассопоискового оборудования $\pm 1\%$. Пунктирной линией (рисунок 5.6) обозначен соответствующий диаметру 720 мм реальный (действительный) радиус кривизны трубопровода, которым мы задались.

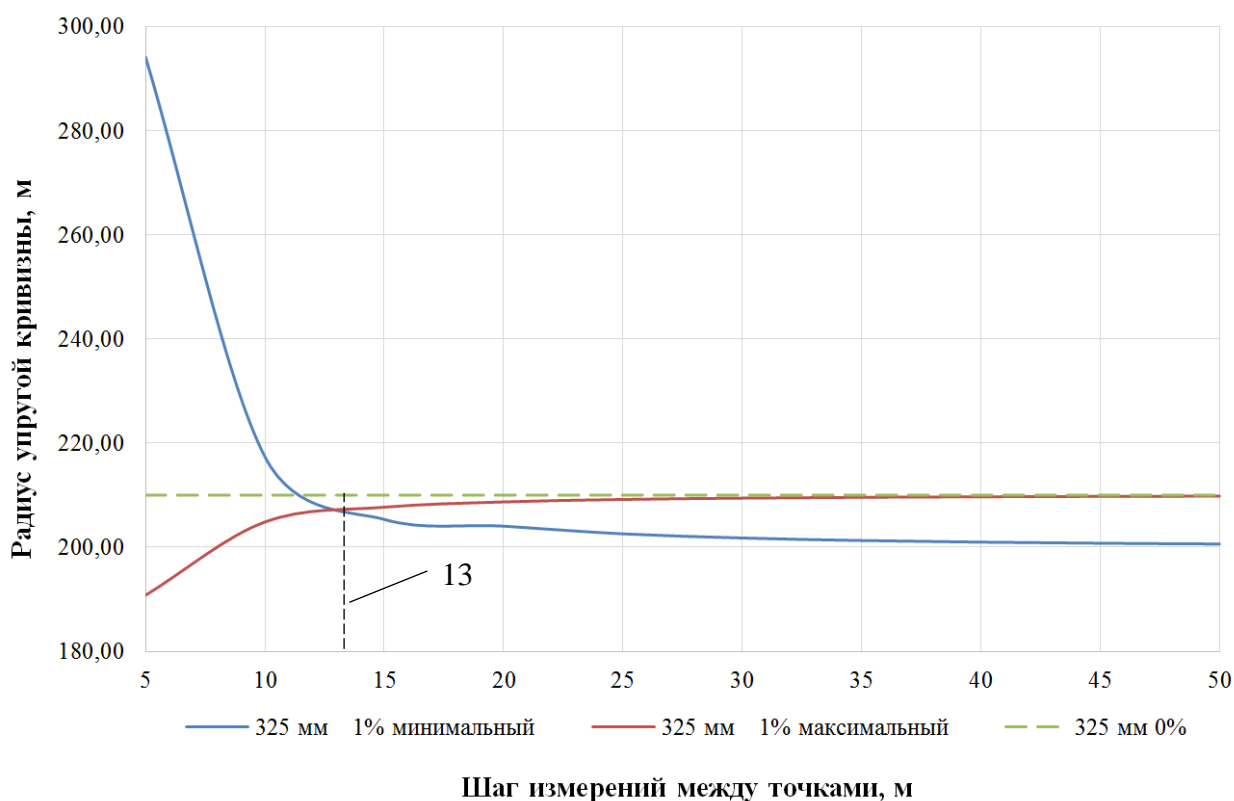


Рисунок 5.6 – Зависимость радиуса кривизны подземного трубопровода диаметром $D=720$ мм, от шага измерений между пикетами на поверхности земли при погрешности трассопоискового оборудования $\pm 1\%$

Как видно из рисунка 5.6, минимальные отклонения максимального (минимального) радиуса, полученного по результатам съемки пространственного положения, от значения реального (действительного) радиуса кривизны трубопровода, достигаются при шаге измерений в 13 м.

Результаты измерения пространственного положения трубопровода-кондуктора на переходах через озера Купенец и Глушица (основная и резервная нитки) с шагом измерений в 13 м представлены в таблицах 5.4, 5.5.

Таблица 5.4 – Газопровод «Белоусово-Ленинград», основная нитка, Ø720 мм, переход через оз. Купенец и оз. Глушица, ПК 142+00 – ПК 151+00

Расстояние, м	h до центра трубы, м	ПК	Примечание	Расстояние, м	h до центра трубы, м	ПК	Примечание
0	1,41	142+00		559	1,42		
13	1,57			572	1,21		
26	1,48			585	1,72		
39	1,5			598	1,92		
52	1,42			611	1,02		
65	1,67			624	1,48		
78	1,3			637	1,69		
91	1,59			650	1,9		
104	1,24			663	1,94		
117	1,46			676	2,59		оз. Глушица
130	1,47			689	3,34		оз. Глушица
143	1,37			702	3,37		оз. Глушица
156	1,38			715	3,48		оз. Глушица
169	1,33			728	3,7		оз. Глушица
182	1,59			741	3,79		оз. Глушица
195	1,64			754	3,84		оз. Глушица
208	1,53		оз. Купенец	767	3,86		оз. Глушица
221	1,69		оз. Купенец	780	3,6		оз. Глушица
234	2,07		оз. Купенец	793	3,28		оз. Глушица
247	2,27		оз. Купенец	806	2,86		оз. Глушица
260	2,18		оз. Купенец	819	2,27		оз. Глушица
273	2,32		оз. Купенец	832	1,99		оз. Глушица
286	2,47		оз. Купенец	845	1,91		оз. Глушица
299	2,78		оз. Купенец	858	1,68		оз. Глушица
312	2,58		оз. Купенец	871	1,47		оз. Глушица
325	2,39		оз. Купенец	884	1,32		оз. Глушица
338	1,92		оз. Купенец	897	1,16		оз. Глушица
351	1,7		оз. Купенец	910	1,18		оз. Глушица
364	1,46		оз. Купенец	923	1,28		
377	1,35			936	1,28		
390	1,26			949	1,55		
403	1,46			962	1,63		
416	1,46			975	1,75		
429	1,55			988	1,64		
442	1,28			1001	1,64		
455	1,42			1014	1,71		
468	1,38			1027	1,63		
481	1,27			1040	1,68	151+00	
494	1,34						
507	1,42						
520	1,46						
533	1,42						
546	1,37						

Таблица 5.5 – Газопровод «Белоусово-Ленинград», резервная нитка, Ø720 мм, переход через оз. Купенец и оз. Глушица, ПК 1+50 – ПК 10+50

Расстояние, м	h до центра трубы, м	ПК	Примечание	Расстояние, м	h до центра трубы, м	ПК	Примечание
0	1,51	1+50		559	1,63		
13	1,5			572	1,51		
26	1,44			585	1,8		
39	1,46			598	1,57		
52	1,55			611	1,72		
65	1,54			624	1,65		
78	1,47			637	1,62		
91	1,44			650	1,92		
104	1,54			663	2,65		
117	1,68			676	3,32		оз. Глушица
130	1,57			689	3,87		оз. Глушица
143	1,79			702	3,76		оз. Глушица
156	1,37			715	3,16		оз. Глушица
169	1,44			728	2,8		оз. Глушица
182	1,29			741	2,97		оз. Глушица
195	1,28			754	3,34		оз. Глушица
208	1,36			767	3,32		оз. Глушица
221	1,42			780	3,38		оз. Глушица
234	1,72		оз. Купенец	793	2,89		оз. Глушица
247	2,07		оз. Купенец	806	2		оз. Глушица
260	2,41		оз. Купенец	819	1,59		оз. Глушица
273	2,74		оз. Купенец	832	1,77		оз. Глушица
286	2,82		оз. Купенец	845	1,74		оз. Глушица
299	2,55		оз. Купенец	858	1,72		оз. Глушица
312	2,76		оз. Купенец	871	1,62		оз. Глушица
325	2,68		оз. Купенец	884	1,6		оз. Глушица
338	2,64		оз. Купенец	897	1,42		оз. Глушица
351	1,9		оз. Купенец	910	1,35		оз. Глушица
364	1,38		оз. Купенец	923	1,27		оз. Глушица
377	1,21		оз. Купенец	936	1,25		оз. Глушица
390	1,07			949	1,57		
403	1,26			962	1,51		
416	1,43			975	1,75		
429	1,43			988	1,53		
442	1,45			1001	1,54		
455	1,7			1014	1,51	10+50	
468	1,42						
481	1,7						
494	1,25						
507	0,94						
520	1,37						
533	1,7						
546	1,49						

По результатам измерений пространственного положения существующего газопровода «Белоусово – Ленинград» на переходах через оз. Купенец и оз. Глушица был проведен расчет радиуса кривизны трубопровода согласно методике, описанной в п. 2.1, с последующим заключением о технической возможности протаскивания проектируемого газопровода на подводных переходах.

В таблицах 5.6, 5.7 представлены результаты расчета радиусов изгиба трубопровода-кондуктора (основная и резервная нитки).

Таблица 5.6 – Газопровод «Белоусово-Ленинград», основная нитка, $\varnothing 720$ мм, переход через оз. Купенец и оз. Глушица

Расстояние, м	Расстояние между точками с номерами $i - 1$ и i , a , м	Расстояние между точками с номерами i и $i + 1$, b , м	Расстояние между точками с номерами $i - 1$ и $i + 1$, c , м	Расчетные значения радиуса кривизны, R , м
0				
13	13,00098458	13,00031153	26,00009423	676,0698493
26	13,00031153	13,00001538	26,00009423	1536,407841
39	13,00001538	13,00024615	26,00006923	1690,0385
52	13,00024615	13,00240362	26,00055576	512,2365481
65	13,00240362	13,00526432	26,00027692	272,7443499
78	13,00526432	13,00323421	26,00012308	256,2292401
91	13,00323421	13,00471068	26,00006923	264,2246081
104	13,00471068	13,00186141	26,000325	296,6448412
117	13,00186141	13,00000385	26,00101729	804,9088647
130	13,00000385	13,00038461	26,00015577	1536,41875
143	13,00038461	13,00000385	26,00015577	1536,41875
156	13,00000385	13,00009615	26,00003077	2816,691667
169	13,00009615	13,00259974	26,00084806	545,2921304
182	13,00259974	13,00009615	26,00184801	804,9860068
195	13,00009615	13,00046538	26,00006923	1056,298437
208	13,00046538	13,00098458	26,00004808	625,9968978
221	13,00098458	13,00555266	26,00560709	768,7338817
234	13,00555266	13,00153837	26,00646843	939,6347758
247	13,00153837	13,00031153	26,00023269	582,8467654
260	13,00031153	13,00075382	26,00004808	734,8441845
273	13,00075382	13,00086536	26,00161726	16903,15635
286	13,00086536	13,00369563	26,00406891	1056,785958
299	13,00369563	13,00153837	26,00023269	331,5089427
312	13,00153837	13,00138839	26,00292484	16905,70656
325	13,00138839	13,00849338	26,00837557	604,2248478
338	13,00849338	13,00186141	26,00915416	676,7767097
351	13,00186141	13,0022152	26,00406891	8453,972809
364	13,0022152	13,00046538	26,00235566	1300,385873
377	13,00046538	13,00031153	26,00076922	8450,75501

390	13,00031153	13,00153837	26,00023269	582,8467654
403	13,00153837	13	26,00076922	845,1249967
416	13	13,00031153	26,00015577	1877,834027
429	13,00031153	13,00280354	26,00062307	469,5681884
442	13,00280354	13,00075382	26,000325	412,3130755
455	13,00075382	13,00006154	26,00019231	938,9547213
468	13,00006154	13,00046538	26,00043269	2414,42375
481	13,00046538	13,00018846	26,00003077	938,9372221
494	13,00018846	13,00024615	26,00043269	16900,84625
507	13,00024615	13,00006154	26,00027692	4225,145
520	13,00006154	13,00006154	26	2112,52
533	13,00006154	13,00009615	26,00015577	16900,30626
546	13,00009615	13,00009615	26	1690,025
559	13,00009615	13,00169604	26,0004923	650,1019197
572	13,00169604	13,01	26,00173071	234,9490629
585	13,01	13,00153837	26,00969242	545,8486157
598	13,00153837	13,00744402	26,00110767	264,2562303
611	13,00744402	13,00001538	26,00339209	367,6500731
624	13,00001538	13,00138839	26,00084806	994,2574239
637	13,00138839	13,00169604	26,00307674	8453,005176
650	13,00169604	13,00006154	26,0012019	994,298012
663	13,00006154	13,01623986	26,00915416	277,4942554
676	13,01623986	13,02161664	26,03766503	1697,380217
689	13,02161664	13,00003462	26,01169737	235,2189259
702	13,00003462	13,00046538	26,00037692	2112,611875
715	13,00046538	13,00186141	26,00209415	1536,762395
728	13,00186141	13,00031153	26,00184801	1300,309714
741	13,00031153	13,00009615	26,00037692	4225,193751
754	13,00009615	13,00001538	26,00009423	5633,402084
767	13,00001538	13,00259974	26,00110767	603,7185641
780	13,00259974	13,00393787	26,00646843	2818,784417
793	13,00393787	13,00678285	26,01052864	1692,078885
806	13,00678285	13,01338157	26,01960991	996,4111202
819	13,01338157	13,00301503	26,0145517	546,1545214
832	13,00301503	13,00024615	26,00249219	845,2929973
845	13,00024615	13,00203446	26,00184801	1126,944417
858	13,00203446	13,00169604	26,00372281	8453,635258
871	13,00169604	13,00086536	26,00249219	2817,491701
884	13,00086536	13,00098458	26,00184801	16903,60637
897	13,00098458	13,00001538	26,00037692	938,9747206
910	13,00001538	13,00038461	26,00027692	2112,5875
923	13,00038461	13	26,00019231	1690,0625
936	13	13,00280354	26,00140189	626,0946677
949	13,00280354	13,00024615	26,00235566	889,7629586
962	13,00024615	13,00055383	26,00076922	4225,385004
975	13,00055383	13,00046538	26,00000192	734,8402717
988	13,00046538	13	26,00023269	1536,432386
1001	13	13,00018846	26,00009423	2414,329464
1014	13,00018846	13,00024615	26,00000192	1126,704417
1027	13,00024615	13,00009615	26,00001731	1300,035096
1040				

Таблица 5.7 – Газопровод «Белоусово-Ленинград», резервная нитка, Ø720 мм, переход через оз. Купенец и оз. Глушица

Расстояние, м	Расстояние между точками с номерами $i - 1$ и i , a , м	Расстояние между точками с номерами i и $i + 1$, b , м	Расстояние между точками с номерами $i - 1$ и $i + 1$, c , м	Расчетные значения радиуса кривизны, R , м
0				
13	13,00000385	13,00013846	26,00009423	3380,04925
26	13,00013846	13,00001538	26,00003077	2112,5275
39	13,00001538	13,00031153	26,00023269	2414,368036
52	13,00031153	13,00000385	26,00012308	1690,049
65	13,00000385	13,00018846	26,00012308	2816,721667
78	13,00018846	13,00003462	26,00019231	4225,10375
91	13,00003462	13,00038461	26,00009423	1300,046634
104	13,00038461	13,00075382	26,00110767	4225,55001
117	13,00075382	13,00046538	26,00001731	676,0638499
130	13,00046538	13,00186141	26,00023269	512,21746
143	13,00186141	13,00678285	26,00076922	264,2459237
156	13,00678285	13,00018846	26,00235566	345,1141802
169	13,00018846	13,00086536	26,00012308	768,2477265
182	13,00086536	13,00000385	26,0004923	1207,246427
195	13,00000385	13,00024615	26,00009423	1877,820694
208	13,00024615	13,00013846	26,00037692	8450,372501
221	13,00013846	13,00346108	26,00249219	704,4291591
234	13,00346108	13,00471068	26,00812373	3383,181733
247	13,00471068	13,00444539	26,00915416	16917,85939
260	13,00444539	13,00418779	26,00863126	16916,83905
273	13,00418779	13,00024615	26,00323249	676,3146424
286	13,00024615	13,00280354	26,00069422	482,9833149
299	13,00280354	13,00169604	26,00006923	352,2061449
312	13,00169604	13,00024615	26,000325	582,8529716
325	13,00024615	13,00006154	26,00027692	4225,145
338	13,00006154	13,0210445	26,01169737	241,9293374
351	13,0210445	13,01039584	26,03051286	770,9443493
364	13,01039584	13,00111149	26,00915416	483,4547474
377	13,00111149	13,00075382	26,00184801	5634,542125
390	13,00075382	13,00138839	26,00004808	512,2065526
403	13,00138839	13,00111149	26,00249219	8452,435115
416	13,00111149	13	26,00055576	994,223895
429	13	13,00001538	26,00000769	8450,012499
442	13,00001538	13,00240362	26,00140189	734,9589613
455	13,00240362	13,00301503	26,00001731	319,0010611
468	13,00301503	13,00301503	26	301,9257143
481	13,00301503	13,00778613	26,00055576	231,7041837
494	13,00778613	13,00369563	26,01110532	1208,725286
507	13,00369563	13,00710959	26,00027692	228,5706698
520	13,00710959	13,00418779	26,01110532	1692,191431
533	13,00418779	13,00169604	26,00027692	313,1079587
546	13,00169604	13,00075382	26,00009423	482,9498919
559	13,00075382	13,00055383	26,00000769	650,0655769

572	13,00055383	13,00323421	26,00055576	412,3240486
585	13,00323421	13,00203446	26,00006923	325,1325951
598	13,00203446	13,00086536	26,00012308	444,8381566
611	13,00086536	13,00018846	26,00012308	768,2477265
624	13,00018846	13,00003462	26,00019231	4225,10375
637	13,00003462	13,00346108	26,00140189	512,2865419
650	13,00346108	13,02048002	26,02039392	394,0560695
663	13,02048002	13,01725393	26,03766503	2828,940477
676	13,01725393	13,01162941	26,02860734	1413,017044
689	13,01162941	13,00046538	26,00372281	256,3355431
702	13,00046538	13,01383879	26,00969242	345,406185
715	13,01383879	13,00498366	26,01771704	705,6670348
728	13,00498366	13,00111149	26,00069422	319,0259567
741	13,00111149	13,00526432	26,00560709	845,5967766
754	13,00526432	13,00001538	26,00235566	433,5486006
767	13,00001538	13,00013846	26,00003077	2112,5275
780	13,00013846	13,00923134	26,00355553	307,5362477
793	13,00923134	13,03042977	26,03659732	424,3862101
806	13,03042977	13,00646378	26,03247971	353,5240215
819	13,00646378	13,00124609	26,00101729	286,6217842
832	13,00124609	13,00003462	26,00043269	804,854581
845	13,00003462	13,00001538	26,00004808	16900,09624
858	13,00001538	13,00038461	26,00027692	2112,5875
871	13,00038461	13,00001538	26,00027692	2112,5875
884	13,00001538	13,00124609	26,00076922	1056,383748
897	13,00124609	13,00018846	26,0012019	1536,604206
910	13,00018846	13,00024615	26,00043269	16900,84625
923	13,00024615	13,00001538	26,00019231	2816,744167
936	13,00001538	13,00393787	26,00173071	497,2430746
949	13,00393787	13,00013846	26,00129997	444,8985401
962	13,00013846	13,0022152	26,00062307	563,4488284
975	13,0022152	13,00186141	26,00000769	367,5066303
988	13,00186141	13,00000385	26,00084806	734,9120064
1001	13,00000385	13,00003462	26,00000769	4225,01375
1014	13,00000385	13,00013846	26,00009423	3380,04925
1027	13,00013846	13,00001538	26,00003077	2112,5275
1040				

По результатам обследований и проведенных расчетов было обнаружено 27 участков с ненормативной кривизной труб на основной нитке и 38 участков на резервной.

На рисунках 5.7, 5.8 представлены гистограммы распределения количества участков трубопровода-кондуктора с различными ненормативными радиусами кривизны для основной и резервной ниток соответственно.

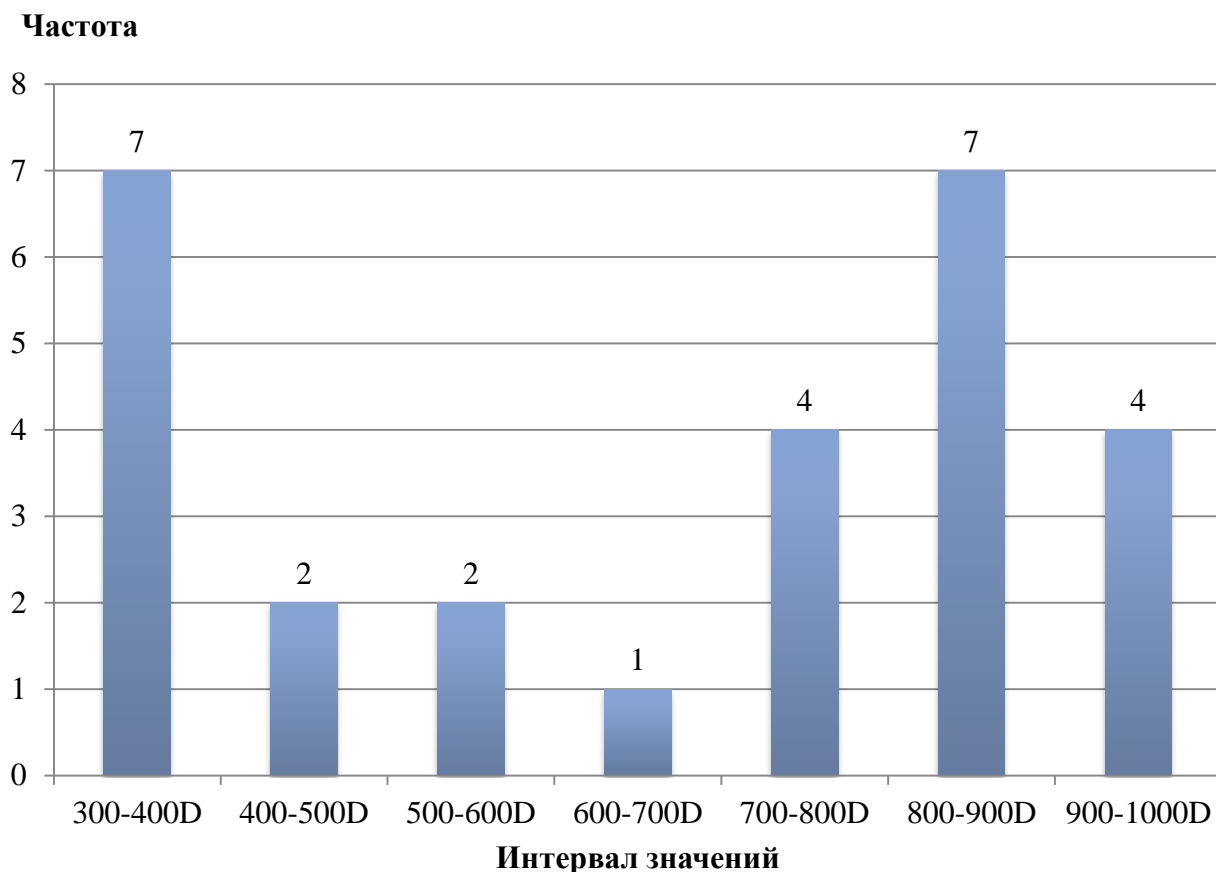


Рисунок 5.7–Гистограмма количественного распределения непроектных радиусов изгиба для основной нитки трубопровода-кондуктора на участке реконструкции

На основании формул 3.4-3.10 (см. глава 3) произведем расчет реакции, которая будет возникать при протаскивании рабочего трубопровода в искривленный трубопровод-кондуктор для основной нитки (таблица 5.8).

Таблица 5.8 – Результаты расчета усилия протаскивания реконструируемого газопровода «Белоусово-Ленинград» (основная нитка)

Диапазон значений радиуса кривизны	Расчетные значения радиуса кривизны, ρ , м	F, H	$F_{протаск} H$
300-400D	234,95	26226,686	3934,003
	235,22	26196,597	3929,490
	256,23	24048,525	3607,279
	264,22	23320,823	3498,123
	264,26	23318,033	3497,705
	272,74	22592,348	3388,852
	277,49	22205,632	3330,845

400-500D	296,64	20772,097	3115,815
	331,51	18587,539	2788,131
500-600D	367,65	16760,327	2514,049
	412,31	14944,797	2241,720
600-700D	469,57	13122,557	1968,384
700-800D	512,24	12029,472	1804,421
	545,29	11300,246	1695,037
	545,85	11288,726	1693,309
	546,15	11282,403	1692,360
800-900D	582,85	10572,136	1585,820
	582,85	10572,136	1585,820
	603,72	10206,636	1530,995
	604,22	10198,083	1529,713
	626,00	9843,396	1476,509
	626,09	9841,859	1476,279
	650,10	9478,414	1421,762
900-1000D	676,07	9114,347	1367,152
	676,78	9104,828	1365,724
	734,84	8385,408	1257,811
	734,84	8385,363	1257,804

Усилие $F_{\text{пр1}}$, необходимое при протаскивании ремонтного трубопровода по криволинейному участку определим согласно (3.4):

$$F_{\text{пр1}} = 0,15 \cdot 403699,42 = 60,5 \text{ кН.}$$

Тогда напряжения протаскивания, возникающие на криволинейном участке $\sigma_{\text{пр1}}$, будут равны:

$$\sigma_{\text{пр1}} = \frac{60,5 \cdot 10^3}{0,005026} = 12,05 \text{ МПа.}$$

Усилие $F_{\text{пр2}}$, необходимое при протаскивании трубопровода по прямолинейному участку:

$$F_{\text{пр2}} = \sum_{i=1}^{52} 0,15 \cdot 384,43 \cdot 13 = 39 \text{ кН.}$$

Тогда напряжения протаскивания, возникающие на криволинейном участке $\sigma_{\text{пр2}}$, будут равны (3.9):

$$\sigma_{\text{пр2}} = \frac{39 \cdot 10^3}{0,005026} = 7,76 \text{ МПа.}$$

Суммарное напряжение протаскивания рабочего трубопровода определяется по формуле (3.10) соответственно:

$$\sigma_{\text{протаск.}} = \sigma_{\text{пр1}} + \sigma_{\text{пр2}} = 19,81 \text{ МПа.}$$

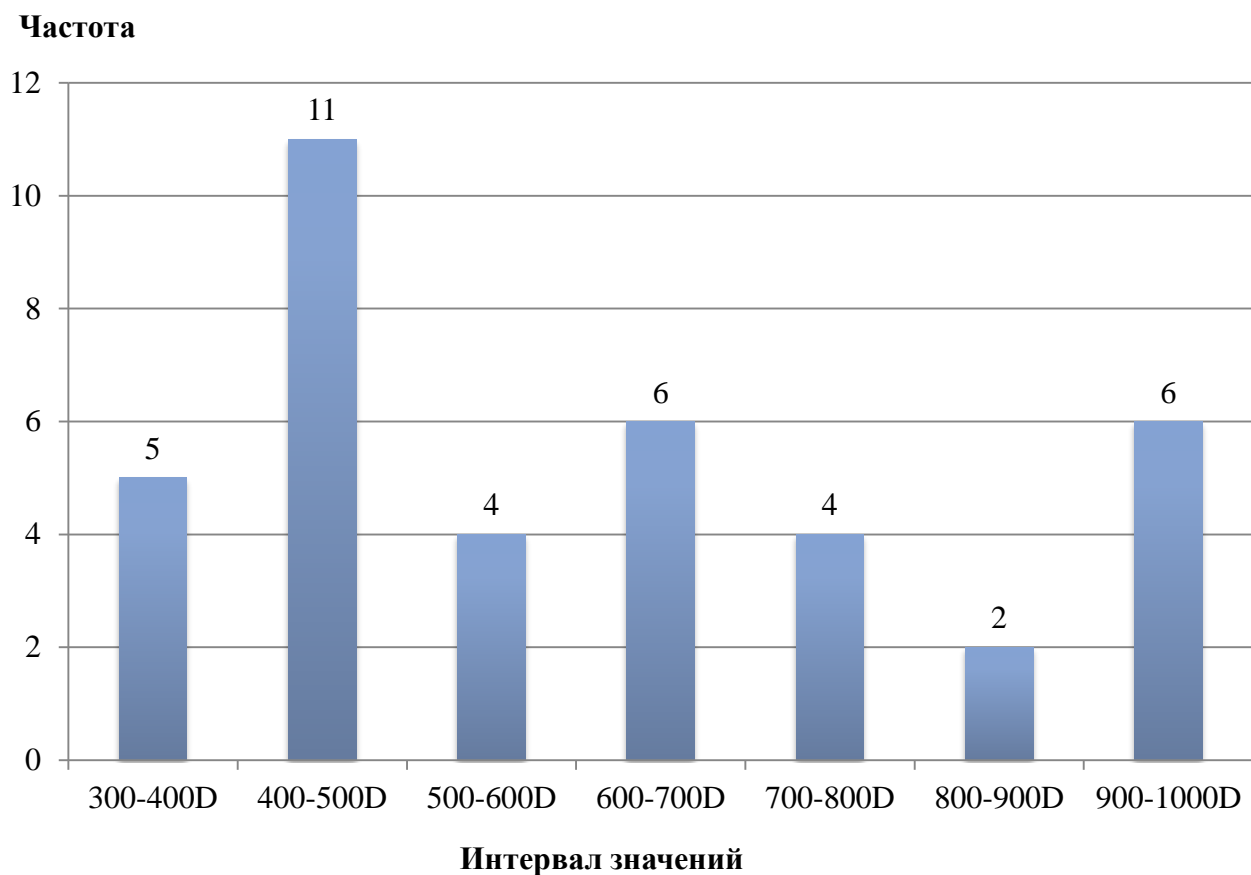


Рисунок 5.8 – Гистограмма количественного распределения непроектных радиусов изгиба для резервной нитки трубопровода-кондуктора на участке реконструкции

Аналогичный расчет произведем для резервной нитки.

Таблица 5.9 – Результаты расчета усилия протаскивания реконструируемого газопровода «Белоусово-Ленинград» (резервная нитка)

Диапазон значений радиуса кривизны	Расчетные значения радиуса кривизны, ρ , м	$F, Н$	$F_{\text{протаск}} Н$
300-400D	228,57	26958,557	4043,784
	231,70	26593,976	3989,096
	241,93	25469,980	3820,497
	256,34	24038,552	3605,783
	264,25	23318,942	3497,841
	286,62	21498,489	3224,773
400-500D	301,93	20408,780	3061,317
	307,54	20036,452	3005,468
	313,11	19679,907	2951,986
	319,00	19316,348	2897,452
	319,03	19314,840	2897,226
	325,13	18952,069	2842,810
	345,11	17854,773	2678,216
	345,41	17839,679	2675,952
	352,21	17495,252	2624,288
	353,52	17430,033	2614,505
500-600D	367,51	16766,869	2515,030
	394,06	15637,205	2345,581
	412,32	14944,400	2241,660
	424,39	14519,641	2177,946
600-700D	433,55	14212,790	2131,919
	444,84	13852,084	2077,813
	444,90	13850,204	2077,531
	482,95	12758,954	1913,843
	482,98	12758,071	1913,711
	483,45	12745,630	1911,845
700-800D	497,24	12392,200	1858,830
	512,21	12030,177	1804,527
	512,22	12029,921	1804,488
	512,29	12028,298	1804,245
800-900D	563,45	10936,105	1640,416
	582,85	10572,024	1585,804
900-1000D	650,07	9478,944	1421,842
	676,06	9114,428	1367,164
	676,31	9111,048	1366,657
	704,43	8747,417	1312,113
	705,67	8732,072	1309,811
	734,91	8384,589	1257,688
	734,96	8384,054	1257,608

Усилие $F_{\text{пр1}}$, необходимое при протаскивании ремонтного трубопровода по криволинейному участку:

$$F_{\text{пр1}} = 0,15 \cdot 610193,75 = 91,53 \text{ кН.}$$

Тогда напряжения протаскивания, возникающие на криволинейном участке $\sigma_{\text{пр1}}$ будут равны:

$$\sigma_{\text{пр1}} = \frac{91,53 \cdot 10^3}{0,005026} = 18,21 \text{ МПа.}$$

Усилие $F_{\text{пр2}}$, необходимое при протаскивании ремонтного трубопровода по прямолинейному участку:

$$F_{\text{пр2}} = \sum_{i=1}^{38} 0,15 \cdot 384,43 \cdot 13 = 28,5 \text{ кН.}$$

Тогда напряжения протаскивания, возникающие на криволинейном участке $\sigma_{\text{пр2}}$ будут равны:

$$\sigma_{\text{пр2}} = \frac{28,5 \cdot 10^3}{0,005026} = 5,67 \text{ МПа.}$$

Суммарное напряжение протаскивания рабочего трубопровода определяется по формуле (3.10) соответственно:

$$\sigma_{\text{протаск.}} = \sigma_{\text{пр1}} + \sigma_{\text{пр2}} = 23,88 \text{ МПа.}$$

Как видно по результатам расчетов, суммарные напряжения, возникающие при протаскивании внутреннего трубопровода DN 300 мм в трубу-кондуктор DN 700 мм, не превышают предела текучести стали, что говорит о технической возможности проведения реконструкции существующего газопровода «Белоусово-Ленинград» методом прокладки «труба в трубе» на основной и резервной нитках, как на одном озере, так и на другом.

5.4.2 Оценка дефектов геометрии формы трубопровода-кондуктора

Выявление, локализация и оценка размеров дефекта типа «вмятина» на существующем газопровode «Белоусово-Ленинград» на переходах через

оз. Купенец и оз. Глушица осуществлялось при помощи многоканального профилемера ПРН.

Многоканальный профилемер ПРН предназначен для измерения величины внутреннего проходного сечения и радиусов поворота трубопроводов различного диаметра. Профилемер диагностирует следующие дефекты: вмятины, овальность, гофры, направления изгибов и углов поворота трубопровода.

Основные рабочие характеристики многоканального профилемера ПРН приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Основные рабочие характеристики многоканального профилемера ПРН

Наименование характеристики	Значение характеристики
Среда эксплуатации	Жидкость, газ
Максимальное давление при эксплуатации, МПа	14
Рабочий диапазон скорости, м/с	до 6,0
Максимальная длина обследуемого участка, км	350
Температурный диапазон, °С	-15 ÷ (+60)

Возможны три расчетных случая:

1. Вмятина расположена на прямолинейном участке трубопровода ($\rho_{\text{расч}} > 1000D$).

2. Вмятина находится на криволинейном участке трубопровода ($\rho_{\text{расч}} < 1000D$), при этом вмятина ориентирована на верхней образующей участка «старого» (в зоне действия растягивающих напряжений).

3. Вмятина находится на криволинейном участке трубопровода ($\rho_{\text{расч}} < 1000D$), при этом вмятина ориентирована на нижней образующей участка «старого» (в зоне действия сжимающих напряжений).

По результатам проведения внутритрубного обследования внешней трубы были получены данные о наличии на диагностируемом участке вмятин. Результаты проведения профилометрии трубопровода диаметром D=720 мм представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Результаты проведения профилометрии трубопровода-кондуктора (основная нитка)

№ п/п	Ориентация дефекта типа «вмятина»					
	Участок прямолинейный $\rho_{расч}>1000D$		Участок криволинейный (верхняя образующая) $\rho_{расч}<1000D$		Участок криволинейный (нижняя образующая) $\rho_{расч}<1000D$	
	Расстояние, м	Глубина вмятины, мм	Расстояние, м	Глубина вмятины, мм	Расстояние, м	Глубина вмятины, мм
1	26	8,0	104	13,0	52	7,0
2	39	9,0	169	14,0	65	9,0
3	130	13,0	208	14,0	78	8,0
4	143	9,0	247	11,0	91	13,0
5	156	15,0	260	12,0	104	11,0
6	195	14,0	299	15,0	169	9,0
7	286	10,0	325	12,0	208	15,0
8	351	12,0	338	8,0	247	7,0
9	364	15,0	390	12,0	299	8,0
10	377	10,0	429	8,0	598	11,0
11	416	13,0	442	11,0	611	12,0
12	468	14,0	559	10,0	767	8,0
13	507	14,0	585	11,0		
14	520	12,0	611	10,0		
15	546	11,0	767	11,0		
16	637	14,0	819	14,0		
17	676	13,0				
18	702	10,0				
19	715	15,0				
20	728	15,0				
21	741	14,0				
22	754	12,0				
23	780	13,0				
24	793	11,0				

Таблица 5.12 – Результаты проведения профилометрии трубопровода-кондуктора (резервная нитка)

№ п/п	Ориентация дефекта типа «вмятина»					
	Участок прямолинейный $\rho_{расч} > 1000D$		Участок криволинейный (верхняя образующая) $\rho_{расч} < 1000D$		Участок криволинейный (нижняя образующая) $\rho_{расч} < 1000D$	
	Расстояние, м	Глубина вмятины, мм	Расстояние, м	Глубина вмятины, мм	Расстояние, м	Глубина вмятины, мм
1	39	8,0	117	9,0	143	8,0
2	52	11,0	130	13,0	156	14,0
3	65	15,0	156	13,0	299	9,0
4	78	9,0	273	12,0	455	9,0
5	91	11,0	286	13,0	468	10,0
6	104	15,0	299	9,0	533	8,0
7	182	10,0	312	13,0	572	13,0
8	195	9,0	364	11,0	585	15,0
9	208	13,0	390	10,0	650	13,0
10	234	11,0	546	14,0	702	11,0
11	325	14,0	559	11,0	728	5,0
12	351	9,0	572	9,0	780	9,0
13	377	13,0	598	11,0	806	8,0
14	416	8,0	637	14,0	962	6,0
15	429	9,0	650	13,0		
16	494	15,0	702	10,0		
17	520	13,0	754	14,0		
18			793	13,0		
19			806	15,0		

Таблица 5.13 – Результаты расчета усилия протаскивания реконструируемого газопровода «Белоусово-Ленинград» с учетом наличия на реконструируемом участке вмятин (основная нитка)

№ п/п	Участок криволинейный (нижняя образующая) $\rho_{расч} < 1000D$					
	Расстояние, м	Глубина вмятины, мм	Расчетные значения радиуса кривизны, ρ , м	Расчетные значения радиуса кривизны с учетом вмятин, ρ , м	F , Н	$F_{протаск}$, Н
1	52	7,0	512,24	437,91	14071,30	2110,69
2	65	9,0	272,74	244,35	25217,55	3782,63
3	78	8,0	256,23	233,57	26382,04	3957,31

4	91	13,0	264,22	227,27	27112,78	4066,92
5	104	11,0	296,64	256,95	23980,68	3597,10
6	169	9,0	545,29	442,49	13925,45	2088,82
7	208	15,0	626,00	433,37	14218,73	2132,81
8	247	7,0	582,85	488,50	12613,96	1892,09
9	299	8,0	331,51	294,53	20921,05	3138,16
10	598	11,0	264,26	232,29	26526,61	3978,99
11	611	12,0	367,65	304,13	20260,60	3039,09
12	767	8,0	603,72	491,38	12540,15	1881,02

Усилие и напряжения протаскивания с учетом криволинейных участков с дефектами типа «вмятина», расположенных на нижней образующей (основная нитка) будут равны:

$$F_{\text{пр1(вм.)}} = 0,15 \cdot 237770,91 = 35,7 \text{ кН.}$$

$$\sigma_{\text{пр1(вм.)}} = \frac{35,7 \cdot 10^3}{0,005026} = 7,1 \text{ МПа.}$$

Усилие $F_{\text{пр1}}$, необходимое при протаскивании ремонтного трубопровода по криволинейному участку:

$$F_{\text{пр1}} = 0,15 \cdot 212377,31 = 31,9 \text{ кН.}$$

Тогда напряжения протаскивания, возникающие на криволинейном участке $\sigma_{\text{пр1}}$ будут равны:

$$\sigma_{\text{пр1}} = \frac{31,9 \cdot 10^3}{0,005026} = 6,34 \text{ МПа.}$$

Усилие $F_{\text{пр2}}$, необходимое при протаскивании ремонтного трубопровода по прямолинейному участку:

$$F_{\text{пр2}} = \sum_{i=1}^{52} 0,15 \cdot 384,43 \cdot 13 = 39 \text{ кН.}$$

Тогда напряжения протаскивания, возникающие на криволинейном участке $\sigma_{\text{пр2}}$ будут равны:

$$\sigma_{\text{пр2}} = \frac{39 \cdot 10^3}{0,005026} = 7,76 \text{ МПа.}$$

Суммарное напряжение протаскивания рабочего трубопровода определяется по формуле (3.10) соответственно:

$$\sigma_{\text{протаск.}} = \sigma_{\text{пр1(вм.)}} + \sigma_{\text{пр1}} + \sigma_{\text{пр2}} = 21,2 \text{ МПа.}$$

Таблица 5.14 – Результаты расчета усилия протаскивания реконструируемого газопровода «Белоусово – Ленинград» с учетом наличия на реконструируемом участке вмятин (резервная нитка)

№ п/п	Участок криволинейный (нижняя образующая) $\rho_{\text{расч}} < 1000D$					
	Расстояние, м	Глубина вмятины, мм	Расчетные значения радиуса кривизны, ρ , м	Расчетные значения радиуса кривизны с учетом вмятин, ρ , м	F, H	$F_{\text{протаск}}, H$
1	143	7,8	264,25	240,756	25594,12	3839,12
2	156	4,1	345,11	323,449	19050,70	2857,60
3	299	7,9	352,21	311,215	19799,60	2969,94
4	455	3,6	319,00	302,554	20366,43	3054,96
5	468	6,1	301,93	277,714	22188,08	3328,21
6	533	6,7	313,11	284,823	21634,22	3245,13
7	572	6	412,32	369,099	16694,54	2504,18
8	585	5,6	325,13	299,333	20585,53	3087,83
9	650	4,6	394,06	362,916	16978,98	2546,85
10	702	3,9	345,41	324,701	18977,27	2846,59
11	728	5	319,03	296,628	20773,29	3115,99
12	780	2,9	307,54	295,079	20882,35	3132,35
13	806	7,8	353,52	312,706	19705,21	2955,78
14	962	4,1	563,45	507,906	12132,03	1819,80

Усилие и напряжения протаскивания с учетом криволинейных участков с дефектами типа «вмятина», расположенных на нижней образующей (резервная нитка), будут равны:

$$F_{\text{пр1(вм.)}} = 0,15 \cdot 293417,9 = 44 \text{ кН.}$$

$$\sigma_{\text{пр1(вм.)}} = \frac{44 \cdot 10^3}{0,005026} = 8,8 \text{ МПа.}$$

Усилие $F_{\text{пр1}}$, необходимое при протаскивании ремонтного трубопровода по криволинейному участку:

$$F_{\text{пр1}} = 0,15 \cdot 367965,072 = 55,2 \text{ кН.}$$

Тогда напряжения протаскивания, возникающие на криволинейном участке $\sigma_{\text{пр1}}$ будут равны:

$$\sigma_{\text{пр1}} = \frac{55,2 \cdot 10^3}{0,005026} = 11 \text{ МПа.}$$

Усилие $F_{\text{пр2}}$, необходимое при протаскивании ремонтного трубопровода по прямолинейному участку:

$$F_{\text{пр2}} = \sum_{i=1}^{38} 0,15 \cdot 384,43 \cdot 13 = 28,5 \text{ кН.}$$

Тогда напряжения протаскивания, возникающие на прямолинейном участке $\sigma_{\text{пр2}}$ будут равны:

$$\sigma_{\text{пр2}} = \frac{28,5 \cdot 10^3}{0,005026} = 5,67 \text{ МПа.}$$

Суммарное напряжение протаскивания рабочего трубопровода определяется по формуле (3.10) соответственно:

$$\sigma_{\text{протаск.}} = \sigma_{\text{пр1(вм.)}} + \sigma_{\text{пр1}} + \sigma_{\text{пр2}} = 25,47 \text{ МПа.}$$

Результаты расчетов напряжений протаскивания внутреннего трубопровода DN 300 мм в трубу-кондуктор DN 700 мм с учетом данных о наличии вмятин на криволинейных участках, показали, что общие напряжения протаскивания не превышают предела текучести стали, что говорит о технической возможности проведения реконструкции существующего газопровода «Белоусово-Ленинград» методом прокладки «труба в трубе».

5.5 Расчеты электрохимической защиты

В соответствии с результатами, полученными в главе 4 настоящей работы, предлагается обеспечить электрохимическую защиту трубопроводов внутри трубопровода-кондуктора с применением штатных средств защиты, устанавливаемых на береговых участках трассы.

5.5.1 Исходные данные для расчета

Таблица 5.15 – Данные для расчета электрических параметров трубопровода и параметров установки катодной защиты

№ п/п	Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Величина
1	Диаметр трубы	D_T	мм	325
2	Толщина стенки трубы	δ_T	мм	6
3	Удельное электрическое сопротивление металла трубы	ρ_T	Ом·м	$2,45 \cdot 10^{-7}$
4	Глубина заложения трубопровода	H_T	м	2
5	Среднее значение удельного электрического сопротивления грунта	ρ_r	Ом·м	100
6	Материал труб	Сталь марки 17Г1С		
7	Тип антикоррозионного покрытия	Заводское полимерное трехслойное		
8	Проектный срок эксплуатации трубопровода		год	30
9	Собственный потенциал металла трубы	U_e	В	0,55
10	Общая длина катодной и анодной линий	$l_{пр}$	м	300
11	Площадь поперечного сечения проводов линий	$S_{пр}$	мм ²	50
12	Длина электрода заземлителя	l_3	м	100

5.5.2 Расчет электрических характеристик трубопровода

Продольное сопротивление трубопровода – это сопротивление непосредственно металла трубопровода по его длине [62-64]. Продольное сопротивление трубопровода R_T , Ом/м, определяют из выражения:

$$R_T = \frac{\rho_T}{\pi \cdot (D_T - \delta_T) \cdot \delta_T}, \quad (5.1)$$

где ρ_T – удельное электрическое сопротивление металла труб, для стали 17Г1С равно $2,45 \cdot 10^{-7}$ Ом·м.

$$R_T = \frac{2,45 \cdot 10^{-7}}{3,14 \cdot (0,325 - 0,006) \cdot 0,006} = 407,66 \cdot 10^{-7} \text{ Ом/м.}$$

Сопротивление растеканию трубопровода определяется из трансцендентного уравнения, решаемого методом последовательных приближений:

$$R_p = \frac{\rho_T \cdot D_T}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot R_p}{D_T^2 \cdot H_T \cdot R_T}. \quad (5.2)$$

При первом приближении произведение под знаком логарифма принимают равным нулю. Получившееся число принимают начальным значением сопротивления растеканию и подставляют это значение в формулу. Далее проводим шесть итераций, в результате которых получаем истинное значение сопротивления растеканию:

$$1) \quad R_p = \frac{100 \cdot 0,325}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 0}{0,325^2 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 16,25 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$2) \quad R_p = \frac{100 \cdot 0,325}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 16,25}{0,325^2 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 219,93 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$3) \quad R_p = \frac{100 \cdot 0,325}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 219,93}{0,325^2 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 262,26 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$4) R_p = \frac{100 \cdot 0,325}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 262,26}{0,325^2 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 265,12 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$5) R_p = \frac{100 \cdot 0,325}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 265,12}{0,325^2 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 265,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$6) R_p = \frac{100 \cdot 0,325}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 265,3}{0,325^2 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 265,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

На новый трубопровод DN 325 мм нанесена полимерная изоляция, в связи с этим согласно таблице 5.16 начальное значение сопротивления изоляции $R_{из0}$ принимается равным $1 \cdot 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$, коэффициент $\gamma=0,08$ 1/год.

Таблица 5.16 – Характеристики антикоррозионного покрытия строящихся и реконструируемых трубопроводов

Тип антикоррозионного покрытия	Начальное сопротивление покрытия уложенного в траншею и засыпанного трубопровода $R_{из0}$, Ом·м ²	Коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления покрытия во времени, γ , 1/год
Заводские двух-, трехслойные полиэтиленовые и полипропиленовые покрытия	$3 \cdot 10^5$	0,05
Полимерные покрытия на основе терморезистивных смол и битумно-полимерные мастики	$1 \cdot 10^5$	0,08

Следующий шаг расчета - определение переходного сопротивления трубопровода. Переходным сопротивлением называют сопротивление металла трубопровода, окружающего грунта и изоляционного покрытия растеканию тока в поперечном трубопроводу направлении.

Переходное сопротивление трубопровода R_p , Ом·м², рассчитывают из выражения:

$$R_p = R_{из0} + R_p, \quad (5.3)$$

где R_p – сопротивление растеканию трубопровода, Ом·м².

$$R_{II} = 10^5 + 265,3 = 100265,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

Сопротивление растеканию трубопровода на единицу длины R_p' , Ом·м, определяется по формуле решается аналогично уравнению (5.2):

$$R_p' = \frac{\rho_{\Gamma}}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot \pi \cdot R_p'}{D_{\Gamma} \cdot H_{\Gamma} \cdot R_{\Gamma}}. \quad (5.4)$$

- 1) $R_p' = \frac{100}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 3,14 \cdot 0}{0,325 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 15,92 \text{ Ом} \cdot \text{м};$
- 2) $R_p' = \frac{100}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 3,14 \cdot 157}{0,325 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 2484,15 \text{ Ом} \cdot \text{м};$
- 3) $R_p' = \frac{100}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 3,14 \cdot 2484,15}{0,325 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 2917,69 \text{ Ом} \cdot \text{м};$
- 4) $R_p' = \frac{100}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 3,14 \cdot 2917,69}{0,325 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 2942,95 \text{ Ом} \cdot \text{м};$
- 5) $R_p' = \frac{100}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 3,14 \cdot 2942,95}{0,325 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 2944,3 \text{ Ом} \cdot \text{м};$
- 6) $R_p' = \frac{100}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 3,14 \cdot 2944,3}{0,325 \cdot 2 \cdot 407,66 \cdot 10^{-7}} = 2944,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$

Начальное значение сопротивления изоляционного покрытия на единицу длины, Ом·м, вычисляют по формуле:

$$R_{\text{изл}0}' = \frac{R_{\text{изл}0}}{\pi \cdot D_{\Gamma}}. \quad (5.5)$$

$$R_{\text{изл}0}' = \frac{10^5}{3,14 \cdot 0,325} = 10325,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Прогнозное изменение переходного сопротивления трубопровода во времени $R_{II}'(t)$, Ом·м, рассчитывают по формуле:

$$R_{II}'(t) = R_p' + R_{\text{изл}0}' \cdot e^{-\gamma \cdot t}. \quad (5.6)$$

$$R_{II}'(t) = 2944,3 + 10350,3 \cdot e^{-0,08 \cdot 30} = 3883,26 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

На следующем шаге вычисления определяется постоянная распространения тока в трубопроводе α , 1/м, по формуле:

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_{II}}} \quad (5.7)$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{407,66 \cdot 10^{-7}}{100265,3}} = 2,0164 \cdot 10^{-5} \text{ 1/м.}$$

Постоянную распространения тока на заключительном этапе эксплуатации, определяют используя прогнозное значение переходного сопротивления (см. ф-лу 5.6):

$$\alpha(t) = \sqrt{\frac{R_T}{R'_{II}(t)}} \quad (5.8)$$

$$\alpha(t) = \sqrt{\frac{407,66 \cdot 10^{-7}}{3883,26}} = 1,0246 \cdot 10^{-4} \text{ 1/м.}$$

Характеристическое электрическое сопротивление трубопровода Z , Ом, определяют из выражения:

$$Z = \sqrt{R_T \cdot R'_{II}} \quad (5.9)$$

$$Z = \sqrt{407,66 \cdot 10^{-7} \cdot (10325,3 + 2944,3)} = 0,735 \text{ Ом.}$$

Входное электрическое сопротивление трубопровода $Z_{вТ}$, Ом, определяют из выражения:

$$Z_{вТ} = \frac{1}{2} \sqrt{R_T \cdot R'_{II}} \quad (5.10)$$

$$Z_{вТ} = \frac{1}{2} \sqrt{407,66 \cdot 10^{-7} \cdot (10325,3 + 2944,3)} = 0,367 \text{ Ом.}$$

Входное сопротивление трубопровода как функция времени $Z_{вТ}(t)$, Ом, вычисляется по формуле [63,64]:

$$Z_{\text{BT}}(t) = \frac{1}{2} \sqrt{R_T \cdot R_{\text{II}}'(t)}. \quad (5.11)$$

$$Z_{\text{BT}}(t) = \frac{1}{2} \sqrt{407,66 \cdot 10^{-7} \cdot 3883,26} = 0,198 \text{ Ом.}$$

5.5.3 Расчет параметров установки катодной защиты

Длину защитной зоны L_3 , м, определяют по формуле:

$$L_3 = \frac{2}{\alpha(t)} \ln \frac{U_{\text{ТЗО}}}{k \cdot U_{\text{ТЗМ}}}, \quad (5.12)$$

где k – коэффициент, учитывающий взаимовлияние соседних установок катодной защиты (принят 0,5 для линейной части газонефтепроводов);

$U_{\text{ТЗО}}$ – смещение потенциала «труба-земля» в точке дренажа, В, вычисляют по формуле (5.13);

$U_{\text{ТЗМ}}$ – минимальное смещение потенциала «труба-земля», В, определяемое по формуле (5.14);

$$U_{\text{ТЗО}} = |U_o| - |U_e|, \quad (5.13)$$

где U_o – Максимальный (по модулю) защитный потенциал «Труба-земля», В;

U_e – собственный потенциал металла трубы в грунте, В;

$$U_{\text{ТЗМ}} = |U_m| - |U_e|, \quad (5.14)$$

где U_m – минимальный защитный потенциал, В.

Если в соответствии с [23] принять максимальный защитный потенциал U_o и минимальный защитный потенциал U_m равными 1,5 и 0,9 В, соответственно, тогда:

$$U_{\text{ТЗО}} = 1,5 - 0,55 = 0,95 \text{ В}$$

$$U_{\text{ТЗМ}} = 0,9 - 0,55 = 0,35 \text{ В}$$

$$L_3 = \frac{2}{1,0246 \cdot 10^{-4}} \cdot \ln \frac{0,95}{0,5 \cdot 0,35} = 33021,2 \text{ м.}$$

Выходную силу тока I , А, на станции катодной защиты вычисляют для начального и заключительного периода эксплуатации трубопровода:

$$I = \frac{2 \cdot U_{\text{ТЗ0}}}{Z_{\text{ВТ}}}; \quad (5.15)$$

$$I_k = \frac{2 \cdot U_{\text{ТЗ0}}}{Z_{\text{ВТ}}(t)}. \quad (5.16)$$

$$I = \frac{2 \cdot 0,95}{0,367} = 5,18 \text{ А};$$

$$I_k = \frac{2 \cdot 0,95}{0,198} = 9,59 \text{ А.}$$

Сопротивление анодной линии определяют по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \rho_{\text{пр}} \frac{l_{\text{пр}}}{S_{\text{пр}}}, \quad (5.17)$$

где $\rho_{\text{пр}}$ – удельное электрическое сопротивление материала проводов (для меди – $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$);

$l_{\text{пр}}$ – общая длина соединительных проводов, м;

$S_{\text{пр}}$ – площадь поперечного сечения соединительных проводов, мм^2 .

$$R_{\text{пр}} = 0,0175 \cdot \frac{300}{50} = 0,105 \text{ Ом.}$$

Напряжение на выходе станции катодной защиты U , В, вычисляется на конечный период по формуле:

$$U = I \cdot (Z_{\text{ВТ}}(t) + R_{\text{пр}} + R_{\text{аз}}), \quad (5.18)$$

где $R_{\text{аз}}$ – переходное сопротивление анода, Ом.

Переходное сопротивление анода зависит множества факторов, к которым относят сопротивление грунта, геометрических размеров

заземлителей и их взаимного размещения. Переходное сопротивление одного заземлителя принимают равным величине его сопротивления растеканию R_p тока (3,0 Ом).

$$U = 9,59 \cdot (0,198 + 0,105 + 3) = 31,68 \text{ В.}$$

Мощность станции катодной защиты P , Вт, вычисляется как:

$$P = U \cdot I. \quad (5.19)$$

$$P = 9,59 \cdot 31,68 = 303,81 \text{ Вт.}$$

Т.к. проектируемый участок трубопровода будет работать в условиях грунтов с высокой коррозионной опасностью, то расчетную мощность преобразователя станции необходимо увеличить в 1,5 раза. Таким образом принимаем мощность станции катодной защиты была равной 0,5 кВт.

5.5.4 Расчет параметров анодного заземлителя

Сопротивление растеканию тока одного подповерхностного заземлителя находится по формуле:

$$R_{в1} = \frac{\rho_r}{2 \cdot \pi \cdot l_3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_3}{d_3} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot h + l_3}{4 \cdot h - l_3} \right), \quad (5.20)$$

где ρ_r – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

l_3 – длина элемента заземлителя, м;

d_3 – диаметр элемента заземлителя, м;

h – средняя глубина заложения элемента заземлителя, м.

$$R_6 = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 100} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 100}{0,85} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 60 + 100}{4 \cdot 60 - 100} \right) = 0,9 \text{ Ом.}$$

Длину рабочей части глубинного анодного заземления вычисляют по формуле:

$$l_3 = \frac{3,5 \cdot \rho_i}{\pi \cdot R_p}, \quad (5.21)$$

где ρ_i – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;
 R_p – сопротивление растеканию анодного заземления, Ом.

$$l_3 = \frac{3,5 \cdot 100}{3,14 \cdot 3} = 37,1 \text{ м.}$$

Средняя сила тока $I_{з.ср}$, А, стекающего с анода, эксплуатации трубопровода, рассчитывается по упрощенной формуле:

$$I_{з.ср} = \frac{I_n + 3 \cdot I_k}{4}, \quad (5.22)$$

где I_n и I_k – сила защитного тока на начальный и конечный периоды работы трубопровода, А.

$$I_{з.ср} = \frac{5,18 + 3 \cdot 9,59}{4} = 4,49 \text{ А.}$$

Срок службы глубинного анодного заземления T_p , годы, проверяется по формуле:

$$T_p = \frac{G_3 \cdot k_i}{q_3 \cdot I_{з.ср} \cdot k_r}, \quad (5.23)$$

где G_3 – масса рабочей части анода, кг (принимается равной 60 кг);
 q_3 – скорость растворения материала электродов анода кг/А·год (принят равным 0,25 кг/А·год);
 k_i – коэффициент использования массы заземлителя (принят равным 0,77);
 k_r – коэффициент неоднородности грунта (принят равным 1).

$$T_p = \frac{60 \cdot 0,77}{0,25 \cdot 4,49 \cdot 1} = 41 \text{ год.}$$

Выводы по главе 5

1. Выполнено технико-экономическое сравнение способов перехода реконструируемого магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград» через водные преграды. Выполненный технико-экономический расчет стоимости реализации различных методов показал, что по сравнению с традиционным (траншейным) методом в среднем стоимость строительства перехода методом «труба в трубе» снижается на 75-80%.

2. Представлены проектные решения по реконструкции магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград» на переходе через озеро Глушица и озеро Купенец.

3. Для заключения о технической возможности реконструкции магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград» методом «труба в трубе» было проведено диагностическое обследование трубопровода-кондуктора, включающее измерения, с последующим расчетом радиуса кривизны трубопровода, а также оценку дефектов геометрии формы внешнего трубопровода.

4. По результатам расчетов напряжений протаскивания внутреннего трубопровода установлено, что общие напряжения протаскивания не превышают предела текучести стали, что говорит о технической возможности проведения реконструкции существующего газопровода «Белоусово-Ленинград» методом прокладки «труба в трубе».

5. Приведены расчеты электрохимической защиты для протаскиваемого трубопровода, включающие расчет электрических характеристик трубопровода, расчет параметров установки катодной защиты, расчет параметров анодного заземлителя.

6. Реализованы разработанные и научно-обоснованные технические решения при реконструкции магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ методов строительства трубопроводов на осложнённых участках трассы, включая водные преграды, показал, что в ряде случаев целесообразным является применение метода «труба в трубе». Данный метод предусмотрен рядом нормативных документов национального и отраслевого уровней. Однако, предлагается пересмотреть требования к внешнему трубопроводу-кондуктору, включающие принципы его диагностирования, критерии применимости данного метода строительства, подходы по обеспечению эффективной электрохимической защиты строящегося трубопровода внутри трубопровода-кондуктора.

2. Выполнено усовершенствование методов диагностирования трубопроводов, адаптированных к задачам определения состояния трубопровода-кондуктора: разработаны подходы по определению рационального шага измерения пространственного положения трубопровода, разработан, изготовлен и промышленно апробирован ультразвуковой прибор для оценки коррозионного состояния трубопровода; обоснованы принципы определения химического состава стали длительно эксплуатируемых трубопроводов, а также поиска расслоений стенок труб.

3. Определены три основных типа повреждения трубопровода-кондуктора, которые могут ограничить применимость метода: наличие участков с непроектным радиусом кривизны, в том числе применение отводов холодного гнутья, значительные коррозионные утонения, а также дефекты геометрии формы трубы типа «вмятины» и «гофры», особенно расположенные на участках изгибов. Решена задача определения минимального шага измерения координат точек при оценке кривизны с поверхности грунта (или воды). Обоснованы формулы для определения усилия протаскивания трубопровода в трубу-кондуктор в зависимости от наличия участков кривизны, размеров вмятин, при условии «сухого»

протаскивания, а также протаскивания внутреннего трубопровода в заполненную водой трубу-кондуктор и при заполнении протаскиваемого нового трубопровода средой расчётной плотности для обеспечения нулевой плавучести. Также разработан алгоритм комплексного диагностирования трубопровода-кондуктора с применением предлагаемых методов контроля, позволяющий установить возможность реконструкции трубопровода методом «труба в трубе» в конкретных условиях.

4. Разработана методика проведения лабораторного исследования и оригинальный стенд, оснащенный малогабаритными датчиками, позволяющими экспериментально проверить схемы организации ЭХЗ и измерить распределение защитного потенциала между трубопроводами при прокладке методом «труба в трубе». Наиболее целесообразно организовывать защиту реконструируемого трубопровода, прокладываемого методом «труба в трубе» без защиты трубопровода-кондуктора. Экспериментальным путем доказано, что применение протяженного АЗ позволяет сдвинуть потенциал трубопровода в отрицательную область относительно кондуктора в случае контакта по металлу между ними.

5. Выполнено технико-экономическое сравнение способов перехода реконструируемого магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград» через озера Купенец и Глушица. Выполненный технико-экономический расчет стоимости реализации различных методов показал, что по сравнению с традиционным (траншейным) методом в среднем стоимость строительства перехода методом «труба в трубе» снижается на 75-80%. На основании проведенного диагностического обследования и расчетов показана возможность реконструкции трубопровода методом «труба в трубе» на указанном участке. Выполнен расчет параметров электрохимической защиты для реконструируемого трубопровода. Разработанный вариант реконструкции газопровода фактически реализован в 2018 г, эффект составил 75 млн. руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамян, С.Г. Краткий обзор бестраншейных технологий реконструкции трубопроводов. Часть 1. Методы реконструкции без разрушения старого трубопровода / С.Г. Абрамян, Р.Х. Ишмаматов, В.А. Оганисян [и др.] // Инженерный вестник Дона. – 2016. – № 4 (43). – С. 174-184.
2. Агинеи, Р.В. Определение минимального шага измерений пространственного положения трубопровода при оценке напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта / Р.В. Агинеи, Р.Р. Исламов, Э.А. Мамедова, А.А. Фирстов, В.А. Середёнок // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т.10. – №2. – С. –138-147.
3. Александров, Ю.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН / Ю.В. Александров // Практика противокоррозионной защиты. – 2011. – № 1. – С. 22-26.
4. Алероева, Л.С. Сравнение современных бестраншейных способов восстановления трубопроводов с традиционным траншейным методом и их преимущества / Л.С. Алероева // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 4. – С. 30-36.
5. Аскарлов, Р.М. Особенности коррозионного растрескивания под напряжением на современном этапе эксплуатации магистральных газопроводов / Р.М. Аскарлов, Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Г.Р. Аскарлов // Газовая промышленность. – 2017. – № 10. – С. 40-45.
6. Ахмедов, А.М. Разработка инновационного устройства для точного определения местоположения подземного магистрального трубопровода при осуществлении методом капитального ремонта / А.М.

Ахмедов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 3. – С. 75-79.

7. Баямирова, Р.У. Виды и причины возникновения дефектов геометрии / Р.У. Баямирова, З.Х. Аппазова // Диалог наук XXI века. – 2015. – № 1 (2). – С. 20-23.

8. Беленький Д. М., Героев А. Е., Оганезов Л. Р. Повышение качества линейной части газопроводов // Нефтегазовые технологии. – 2000. – № 4. – С. 15-19.

9. Бирилло, И.Н. Точность расчета радиусов изгиба оси трубопровода в зависимости от шага контроля ее конфигурации/ И.Н. Пульников // Наука в нефтяной и газовой промышленности. – 2011. – № 2. – С. 6-10.

10. Бондаренко, А.И. Технологические особенности дефектоскопии протяженных трубопроводов низкочастотными направленными волнами / А.И. Бондаренко // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2009. – № 2. – С. 42-49.

11. Бринстер, И.Р. Анализ применения способа наклонно-направленного бурения при строительстве подводных переходов / И.Р. Бринстер // Новая наука: современное состояние и пути развития. – 2015. – № 4-1. – С. 10-13.

12. Важитович, М.И. Реконструкция дюкера под р. Обь методом «труба в трубе» / М.И. Важитович, В.С. Молчанов // Научные труды SWORLD. – 2015. – Т. 13. – № 1 (38). – С. 82-87.

13. Вальшков, И.Л. «Wavemaker» – длинноволновая ультразвуковая система для диагностики и мониторинга трубопроводов / И.Л. Вальшков // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 5 (44). – С. 83-85.

14. Вальшкова, Е. И. WAVEMAKER – ультразвуковая система экспресс- диагностики трубопроводов / Е. И. Вальшкова // Новые

технологии в промышленной диагностике и безопасности. – № 1. – 2011. – С. 58-61.

15. Варшицкий, В.М. Исследование напряженного состояния трубопроводов с ненормативной кривизной оси / В.М. Варшицкий, Э.Н. Фигаров, И.Б. Лебеденко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3. – С. 273-277.

16. Васин, Е.С. Определение опасности дефектов стенки труб магистральных нефтепроводов по данным дефектоскопов «Ультраскан». // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. – №9. – С. 24-27.

17. Васин, Е.С. Результаты натурных испытаний ремонтных конструкций нефтепроводов на долговечность. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2002. – №4. – С. 10-16.

18. Вафин, Д.Р. Техничко-экономические границы применения метода наклонно-направленного бурения при строительстве подводных переходов магистральных трубопроводов / Д.Р. Вафин, А.Н. Сапсай, Д.А. Шаталов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 3. – С. 66-73.

19. Велиюлин И.И. Влияние эксплуатационных дефектов типа «вмятина» на несущую способность стенки трубопровода / И.И. Велиюлин, А.Е. Зорин // Газовая промышленность. – 2010. – № 2 (642). – С. 50-52.

20. Виноградов, Д.А. Современные бестраншейные способы восстановления нефтегазопромысловых трубопроводных систем / Д.А. Виноградов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. – № 2. – С. 7-13.

21. ВРД 39-1.10-026-2001. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. – Введ. с 29.01.2001. [Текст] – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – 62 с.

22. ГОСТ ИСО 9.602-2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Стандартиформ, 2017. – 97 с.

23. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии; Введ. 01.07.99. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 45 с.

24. Гумеров, К.М. Оценка допустимого радиуса изгиба трубопровода/ К.М. Гумеров, Р.А. Харисов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 2(108). – С. 73-83.

25. Гусейнов, К.Б. Анализ методов мониторинга пространственного положения газопроводов, проложенных в особых условиях, с целью обеспечения надежности эксплуатации / К.Б. Гусейнов // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 11. – С. 8-12.

26. Задегиголова, М.М. Мониторинг опасных геологических процессов для обеспечения безопасности газотранспортных систем // М.М. Задегиголова, В.А. Середёнок, А.С. Лопатин // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 5. – С. 41-43.

27. Зайцев, Н.Л. Методы измерения радиуса кривизны и изгибных напряжений в трубопроводах. / Н.Л. Зайцев, А.Л. Бикбулатов, Р.Р. Багманов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2(100). – С. 110-119.

28. Зенин, Е.И. Намагничивающая система внутритрубного дефектоскопа с поперечным намагничиванием / Е.И. Зенин, В.Е. Лоскутов, С.Л. Ваулин [и др.] // Дефектоскопия. – 2005. – № 8. – С. 43-56.

29. Зизюк, В.М. Методы контроля трубопровода с помощью внутритрубных устройств / В.М. Зизюк // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 2. – С. 28-34.

30. Иваницкая, Е.В. Совершенствование технологии и оборудования для сооружения подводных переходов методом наклонно-направленного

бурения (ННБ) / Е.В. Иваницкая // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2008. – № 1 (11). – С. 30-37.

31. Иванов, В.А. Совершенствование технологии обследования геометрии ремонтируемого трубопровода при проведении капитального ремонта методом «труба в трубе» / В.А. Иванов, С.В. Кузьмин, А.С. Семенов // Статья в сборнике трудов конференции «Транспортный комплекс – 2002». – 2002. – С. 106-109.

32. Иванов, В.А. Экспериментальные исследования взаимодействия трубопроводов в процессе реконструкции участка подводного перехода методом «труба в трубе» / В.А. Иванов, С.В. Кузьмин, А.С. Семенов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2004. – № 3. – С. 55-60.

33. Исламов, Р.Р. Совершенствование системы мониторинга технического состояния протяженных участков магистральных нефтегазопроводов применением волоконно-оптических сенсоров деформации: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 [Текст] / Исламов Рустэм Рильевич. – Ухта, 2018. – 168 с.

34. Канайкин, В.А. Технология внутритрубной дефектоскопии магистральных газопроводов / В.А. Канайкин, В.Е. Лоскутов, А.Ф. Матвиенко, Б.В. Патраманский // Дефектоскопия. – 2007. – № 5. – С. 30-41.

35. Кершенбаум В.Я., Гумеров К.М., Ямуров Н.Р., Кирнос В.И. Гидроиспытание труб с дефектами типа «расслоение металла». // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. – 2000. – №4. – С. 37-39.

36. Киреева, М.О. Выбор оптимальной технологии сооружения подводного перехода магистрального нефтепровода / М.О. Киреева // Вестник современных исследований. – 2018. – № 6.3 (21). – С. 475-479.

37. Киченко С.Б. Метод оценки степени опасности локальных дефектов на поверхности трубопроводов. // Безопасность труда в промышленности. – 2001. – №6. – с. 9-11.

38. Комлик, А. В. О методах и средствах ультразвукового контроля магистральных газопроводов / А. В. Комлик, В. Г. Агузумцян // В мире НК. – 2009. – № 4 (46). – С. 16-17.
39. Комплекс бесконтактного трубопроводовизмерения тока БИТА-1. Руководство по эксплуатации. ОАО «Гипрогазцентр», – 60 с.
40. Конакова, М.А. О влиянии расслоений металла на работоспособность магистральных газопроводов / М.А.Конакова, И.Н.Бирилло, Т.Н. Осенняя // Ремонт, восстановление, модернизация. – 2007. – №1. – С.45-48.
41. Кривдин, А.Ю. Бесконтактный измеритель тока в подземных трубопроводах БИТА-1 / А.Ю. Кривдин, А.Ф. Пужайло, В.Н. Лисин, Е.А. Спиридович // Газовая промышленность. – 2003. – № 11. – С. 60-62.
42. Кузьбожев, А.С. Исследование влияния шага измерений профиля газопровода на точность расчета радиуса изгиба его оси/ А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, М.М. Бердник // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2018. – № 4. – С. 43-49.
43. Кусатков, К.И. Строительство траншейным методом подводных переходов магистральных трубопроводов через р. Лена / К.И. Кусатков, А.П. Аммосов // Газовая промышленность. – 2011. – № 4 (658). – С. 37-40.
44. Левин, Д.Б. Направленное бурение для строительства подводных переходов / Д.Б. Левин, В.А. Иванов, В.Н. Кривожица // В сборнике: Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий. Материалы Всероссийской научно-технической конференции. – 1998. – С. 180-182.
45. Лопатина, А.А. Анализ технологий укладки труб / А.А. Лопатина, С.А. Сазонова // Вестник ПНИПУ. Строительство и архитектура. – 2016. – Т. 7. – № 1. – С. 93-111.

46. Макарычев, А.А. Экономическая целесообразность бестраншейной прокладки региональных газопроводов и трубопроводов / А.А. Макарычев // Научное обозрение. Серия 1: экономика и право. – 2013. – № 3-4. – С. 67-71.

47. Мирошниченко Б.И. Оценка прочности и долговечности магистральных газопроводов по результатам внутритрубной дефектоскопии. / Б.И. Мирошниченко, В.В. Аладинский, В.О. Маханев, В.Л.Мельников // Десятая международная деловая встреча «Диагностика – 2000». Т. 2, Диагностика линейной части магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – с. 112-119.

48. Мустафин, Т.Р. Влияние вмятин на прочность стальных газонефтепроводов / Т.Р. Мустафин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 4. – С. 62-64.

49. Мустафин, Ф.М. Актуальность изучения напряженно-деформированного состояния трубопроводов с дефектом типа вмятина / Ф.М. Мустафин, Т.Р. Мустафин, Э.В. Мамлиев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 3. – С. 36-39.

50. Никишин, А.В. Бестраншейная прокладка трубопроводов: новые технологии / А.В. Никишин, А.Н. Ченцов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – С. 14-18.

51. Никулин, С.А., Агиней Р.В., Середёнок В.А. Исследование эффективности обеспечения электрохимической защиты от коррозии для трубопроводов, прокладываемых при реконструкции методом «труба в трубе» / С.А. Никулин, Р.В. Агиней, В.А. Середёнок // Практика противокоррозионной защиты. – 2020. – Т. 25. – № 1. – С. 7-14.

52. Овчинников, Н.Т. Методические вопросы применения радиусов изгиба при мониторинге состояния трубопроводов/ Н.Т. Овчинников // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3. – С. 278-289.

53. Пасси, Г. Современная аппаратура для УЗК металлоконструкций / Г. Пасси // В мире НК. – 2003. – № 4 (22). – С. 43-49.

54. Пат. 2499255 Российская Федерация, МПК G 01 N 29/04. Способ выявления внутренних расслоений стенок труб / Агинеи Р.В., Бирилло И.Н., Комаров А.В., Алиев Т.Т., Середёнок В.А., Федоров А.А.; патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – № 2012123367; заявл. 05.06.2012; опубл. 20.11.2013, Бюл. №32. – 8 с.: ил.

55. Пат. 2655982 Российской Федерации, МПК G 01 N 29/04. Аппаратура для обнаружения дефектов трубопроводов / Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Скрынник Т.В., Горяев Ю.А., Коколев С.А., Середёнок В.А.; патентообладатель ПАО «Газпром». – № 2017125012; заявл. 13.07.2017; опубл. 30.05.2018, Бюл. №16. – 10 с.: ил.

56. Пат. 2655983 Российской Федерации, МПК G 01 N 29/04. Способ ультразвукового эхо-импульсного неразрушающего контроля трубопроводов и аппаратура для его осуществления / Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Скрынник Т.В., Горяев Ю.А., Коколев С.А., Середёнок В.А.; патентообладатель ПАО «Газпром». – № 2017125013; заявл. 13.07.2017; опубл. 30.05.2018, Бюл. №16. – 14 с.: ил.

57. Пересёлков, В.В. Бестраншейные технологии реконструкции газопроводов: критерии выбора и эффективность использования / В.В. Пересёлков // Аллея науки. – 2019. – Т. 1. – № 4 (31). – С. 85-89.

58. Полякова, Н.В. Применение современных технологий и разработок в области строительства подводных переходов для магистральных трубопроводов / Н.В. Полякова, Т.С. Питель // В сборнике «Вестник строительства и архитектуры». – 2016. – С. 98-103.

59. Поподько, Д.В. Использование многоканальных навигационных профилемеров / Д.В. Поподько, А.С. Крапивин // Трубопроводный транспорт нефти. – 2008. – № S6. – С. 27.

60. Разяпов, И.К. Конструктивные решения при строительстве подводных переходов магистральных трубопроводов методом наклонно-направленного бурения / И.К. Разяпов // Статья в сборнике трудов конференции «Инновации в науке и практике». – 2018. – С. 55-62.

61. Ровенко, Д.С. Бестраншейные методы реконструкции стальных газопроводов / Д.С. Ровенко // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2015. – № 2 (19). – С. 30-32.

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

63. Сальников, А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна: учебное пособие / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2008. – 108 с.

64. Сапсай, А.К. Выбор метода строительства подводных переходов магистральных трубопроводов / А.К. Сапсай [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 143-148.

65. Саража, С. В. Внедрение новой концепции диагностики технологических трубопроводов в ОАО «Самотлорнефтегаз» / С. В. Саража // Территория NDT. – № 4. – 2013. – С. 36-41.

66. Сарбаев, Р.Р. Эффективность защитных конструкций типа «труба в трубе» / Р.Р. Сарбаев [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2 (88). – С. 31-37.

67. Сембаев, Б.Н. Прокладка трубопровода бестраншейным методом / Б.Н. Сембаев, Н.А. Мамадраимова // Избранные доклады 62-ой университетской научно-технической конференции студентов и молодых ученых. – 2016. – С. 185-188.

68. Середёнок, В.А. Исследование влияния фактического радиуса изгиба трубопровода-кондуктора при обосновании возможности выполнения

реконструкции магистрального нефтегазопровода методом «труба в трубе» / В.А. Середёнок, А.С. Лопатин, Р.В. Агинеи // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. –2020. – № 1(298). – С.88-102 .

69. Середёнок, В.А. Исследование особенностей КРН магистральных газопроводов большого диаметра / В.А. Середёнок, В.Л. Онацкий, В.Н. Толкачева, Р.В. Агинеи // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2016. – №5 (57). – С. 12-16.

70. Середёнок, В.А. Повышение безопасности эксплуатации линейной части магистральных газопроводов в зонах природно-техногенных рисков / В.А. Середёнок, А.Н. Колотовский, М.М. Задегилова // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 10. – С. 48-52.

71. Середёнок, В.А. Развитие системы управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы (площадные объекты) / В.А. Середёнок, М.Е. Сидорочев, О.В. Бурутин, И.В. Ряховских, А.В. Каверин, В.В. Подольская // VIII Международная научно-техническая конференция «Газотранспортные системы: настоящее и будущее (GTS-2019)». – Москва: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2019. – С. 44.

72. Середёнок, В.А. Разработка алгоритма комплексного диагностического обследования трубы-кондуктора при реконструкции магистральных газонефтепроводов большого диаметра на осложненных участках трассы методом «труба в трубе» / В.А. Середёнок, Р.В. Агинеи, С.В. Савченков // Наука и техника газовой промышленности. – 2020. – № 1 (81). – С. 58-71.

73. Середенко, В.А. Результаты исследования химического состава металла труб магистральных газопроводов при проведении капитального ремонта / В.А. Середенко, А.Ю. Михалев, Р.В. Агинеи, Р.А. Садрутдинов, В.А. Лапин // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2015. – № 6. – С. 36-40.

74. Середёнок, В.А. Результаты исследования химического состава металла труб магистральных газопроводов при проведении капитального ремонта / В.А. Середёнок, А.Ю. Михалев, Р.В. Агинеи, Р.А. Садртдинов, В.А. Лапин // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2015. – №6 (52). – С. 36-40.

75. Середёнок, В.А. Совершенствование магнитометрического метода дистанционной диагностики подземных трубопроводов газа и нефти // Международная научно-практическая конференция обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса». – Нижневартовск: ТИУ, 2017. – С. 285-288.

76. Середёнок, В.А. Стратегия планирования технического диагностирования и капитального ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» / В.А. Середёнок, М.Е.Сидорочев, О.В. Бурутин [и др.] // Нефть, газ и бизнес, 2015. – №5. – С. 41 – 43.

77. Середёнок, В.А., Агинеи Р.В. Анализ фактической кривизны трубопровода-кондуктора при обосновании возможности применения метода «труба в трубе» при реконструкции магистрального газопровода / В.А. Середёнок, Р.В. Агинеи // Международная конференция «Рассохинские чтения» (06-07 февраля 2020 г.): в 2 ч.; ч.1. – Ухта: УГТУ, 2020. – С.104-109 .

78. Середёнок, В.А., Агинеи Р.В. Оценка возможности прокладки магистральных газонефтепроводов методом «труба в трубе» при их реконструкции на участках переходов через водные преграды / В.А. Середёнок, Р.В. Агинеи // Международная конференция «Рассохинские чтения» (01-02 февраля 2018 г.): в 2 ч.; ч.1. – Ухта: УГТУ, 2018. – С.257-260 .

79. Сизяков, М.И. Бестраншейное строительство подводных переходов нефтепроводов / М.И. Сизяков // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2019. – № 3 (288). – С. 46-49.

80. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. – Введ. 01.07.2013. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 122 с.

81. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы. – Введ. 01.06.2014. – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 182 с.
82. Спиридович, Е.А. Повышение надежности магистральных газопроводов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением: дис. ... докт. техн. наук : 25.00.19 : защищена 24.12.2014 / Спиридович Евгений Апполинарьевич. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014. – 422 с.
83. Степанов, Е. Г. Исследовательские испытания оборудования для дистанционного зондирования трубопроводов / Е. Г. Степанов, И. Л. Вялых, А. В. Доронин, Л. А. Мухаметшина // Наука, техника и образование. – № 10. – 2015. – С. 40-48.
84. СТО Газпром 9.0-001-2009. Защита от коррозии. Основные положения. – М.: ОАО «Газпром» - ООО «ВНИИГАЗ», 2009. – 14 с.
85. СТО Газпром 9.2-002-2009. Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования. – М.: ОАО «Газпром» – ООО «ВНИИГАЗ», 2009. – 18 с.
86. СТО Газпром 9.2-003-2009. Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений – М.: ОАО «Газпром» – ООО «ВНИИГАЗ», 2009. – 43 с.
87. Сунагатов, М.Ф. Напряженное состояние трубопровода с дефектом типа «вмятина» / М.Ф. Сунагатов, Р.Р. Сарбаев, А.К. Гумеров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1 (83). – С. 78–85.
88. Сущев, С.П. Расчет радиуса изгиба трубопровода по результатам обследования трассы/ С.П. Сущев [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 3 (85). – С. 137–143.
89. Ткаченко, К.Е. Оценка влияния различных способов реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов на окружающую среду / К.Е. Ткаченко, Н.Л. Ряполова // В сборнике: VI

Международная научно-практическая конференция «Безопасность городской среды». – 2018. – С. 435-439.

90. Толстов, О. Бестраншейная прокладка нефтегазопроводов наклонно-направленным бурением / О. Толстов // Бурение и нефть. – 2005. – № 7-8. – С. 34-35.

91. Филатов, А.А. Определение сил сопротивления при протаскивании обетонированного трубопровода в подводной траншее / А.А. Филатов, М.К. Дьячков // Территория нефтегаз. – 2016. – № 9. – С. 108-113.

92. Фирстов, А.А. Обоснование возможности применения данных съёмки пространственного положения трубопровода с поверхности грунта для оценки уровня его изгибных напряжений / А.А. Фирстов, В.А. Середёнок, Ж.Ю. Капачинских, Э.А. Мамедова, Р.В.Агиней // Наука и техника газовой промышленности. – 2020. – № 2(82). – С. 89-98.

93. Шарафутдинов, З.З. Расширение пилотной скважины в строительстве подводных переходов трубопроводов / З.З. Шарафутдинов, С.Л. Голофаст, А.И. Комаров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2016. – № 5 (57). – С. 32-40.

94. Шаталов, Д.А. Прогноз и моделирование воздействий русловых процессов на подводные переходы магистральных трубопроводов / Д.А. Шаталов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 7 (8). – С. 44-53.

95. Шилакова, О.С. Бестраншейный ремонт трубопроводов на основе применения релейнинга / О.С. Шилакова // Вестник науки и творчества. – 2016. – № 9 (9). – С. 71-74.

96. Эрмиш, С.В. Мониторинг пространственного положения трубопровода. / С.В. Эрмиш, М.Ю. Кирьянов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4 (12). – С. 56-58.

97. Юсупов, А.С. Выбор оптимального способа прокладки подводного перехода / А.С. Юсупов, Д.Р. Ибрагимов // Научный форум: экономика и менеджмент. Сборник статей по материалам XII международной научно-практической конференции. – 2017. – С. 185-188.
98. Юшманов, В.Н. Совершенствование методов предотвращения стресс-коррозии металла труб магистральных газопроводов :дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.19 : защищена 23.03.2012 / Юшманов Валерий Николаевич. – Ухта: УГТУ, 2012. – 178 с.
99. Якимов, В.В. Герметизация межтрубного пространства трубопроводов методом «труба в трубе» / В.В. Якимов // Нефтегазопромысловое дело. – 2009. – № 3. – С. 47-49.
100. Antropova, N. Underground pipelinelaying using the pipe-in-pipesystem. / N. Antropova, V. Krets, M. Pavlov. – IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – P. 12-81.
101. Bi, K. Using pipe-in-pipe systems for subsea pipeline vibration control. / K. Bi, H. Hao. – Engineering Structures. – 2016. – V. 109. – P. 75-84.
102. Cawley, P. The use of guided waves for rapid screening of pipe-work / P. Cawley, S. Lowe, D. N. Alleyne, B. Pavlakovich. – In: 16th WCNDT / Book of Abstracts. – Montreal, 2004. – P. 124.
103. Hausner, M. Optimized Design of Pipe-in-Pipe Systems. / M. Hausner, M. Dixon. – SPE Production & Facilities. – 2002. – V. 19 (1).
104. Kagoura, T. Development of a Flexible Pipe for Pipe-in-Pipe Technology. / T. Kagoura, K. Ishii, S. Abe, T. Inoue, T. Hayashi, T. Sakamoto, T. Mochizuki, T. Yamada. – Ocean Engineering. – 2003. – 12 p.
105. Kutz G. E. Predicting I/I Reduction for Planning Sewer Rehabilitation/ G. E. Kutz // Trenchless Pipeline Projects: Practical Applications. – New York: ASCE. – 1997. – P. 103-110.

106. Kwin, H. Long-Range Guided Wave Inspection of Structures Using the Magnetostrictive Sensor / H. Kwin, S. Y. Kim, G. M. Light. – J. Korean Soc. for Nondestructive Testing. – 2001. – V. 21. – P. 383-390.
107. Mao, S. Reliability Analysis and Design for Pipe-in-Pipe Pipelines With Centralizers / S. Mao, M. Kamal, W. Qiao, G. Dong, B. Duffy. – ASME 2015 34th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. – 2015. – 8 p.
108. Marlow, D. An expert system for assessing the technical and economic risk of pipe rehabilitation options / D. Marlow, S. Gould, B. Lane / Expert Systems with Applications. – 2015. – V. 42. – P. 8658-8668.
109. Müller, H. An innovative rehabilitation method the pipe-in-pipe system / H. Müller, G. Jarosch / – J. Korean Soc. for Nondestructive Testing. – 2010. – V. 76. – P. 10-13.
110. Orlov, V. The selection of priority pipe sections for sewer network renovation / V. Orlov, A. Andrianov / Applied Mechanics and Materials. – 2014. – V. 580-583, – P. 2398-2402.
111. Pat. 20140202249 US, CPC G 01 N 29/223, G 01 H 5/00. Sensor positioning with non-dispersive guided waves for pipeline corrosion monitoring / Wei Luo, James Norman Barshinger, Debasish Mishra, Anusha Rammohan; applicant GENERAL ELECTRICAL COMPANY. – № 13/747,552; filed. 23.06.2013; pub. date. 24.07.2014. – 11p.: fig.
112. Primin, O. Static calculations of the pipeline under sanitation by means of «pipe-in-pipe» method / O. Primin, S. Zotkin, G. Gromov / – 6th international scientific conference on integration, partnership and innovation in construction science and education. – 2018. – P. 4-19.
113. Wrobel, G. Swagelining as a method of trenchless pipelines rehabilitation / G. Wrobel, A. Pusz, M. Szymiczek, K. Michalik / Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering. – 2009. – V. 33. – P. 27-34.

114. Zheng, J. Indentation and external pressure on subsea single wall pipe and pipe-in-pipe. / J. Zheng, A. Palmer, P. Brunning, C. Gan. – Ocean Engineering. – 2014. – V. 83.

115. Ziaja1, J. Choosing the trenchless renovation methods and trenchless underground methods of pipelines refitting / J. Ziaja1, R. Wiśniowski / ActaMontanisticaSlovaca. – 2006. – P. 256-259.

ПРИЛОЖЕНИЕ (Акт о внедрении)

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер Нижегородского филиала ООО «Газпром проектирование», кандидат технических наук

Д.Г.Репин

2020 г.

АКТ

внедрения научных результатов, полученных Середёнком В. А. при выполнении диссертационного исследования на тему

«Разработка методики реконструкции магистральных газопроводов методом «труба в трубе» на осложненных участках трассы»

Настоящий акт составлен в том, что результаты диссертационной работы Середёнка Виктора Аркадьевича «Разработка методики реконструкции магистральных газопроводов методом «труба в трубе» на осложненных участках трассы», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ, а именно:

– критерии, позволяющие оценить возможность реализации технологии реконструкции трубопровода методом «труба в трубе» в зависимости от пространственного положения реконструируемого трубопровода, наличия вмятин (гофр) и других дефектов геометрии формы трубы, а также геометрических характеристик реконструируемого трубопровода;

– алгоритм комплексного диагностирования реконструируемого участка трубопровода, включающего оценку его пространственного положения, определение дефектов геометрии формы трубопровода путем проведения профилометрического обследования участка, оценку коррозионного состояния и определение силовых параметров протаскивания использовались при разработке проектных решений в рабочем проекте «Реконструкции МГ «Серпухов – Ленинград» и МГ «Белоусово – Ленинград». 1 этап. И содержатся в книге «Линейная часть МГ «Серпухов – Ленинград» км 598,0 – 655,5. Переход через оз. Купенец и оз. Глушица» (комплект 0296.015.001.Р.0003.0401.0001.4001.016-ТЛПРЗ).

Разработанные в диссертационной работе технические подходы позволили сократить время на прокладку трубопровода на участках трассы со сложными инженерно-геологическими условиями прокладки. Предложенный вариант реконструкции газопровода фактически реализован в 2018 году, экономический эффект составил 75 млн. руб.

Главный инженер проекта

Главный инженер проекта

Главный инженер проекта,
доктор технических наук

А.И.Кожевников

А.Ю.Гузенко

С. В. Ларцов