

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ухта – 2020

Диссертация выполнена в
Ухтинском государственном техническом университете на кафедре
«Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,
ректор ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»
Агиней Руслан Викторович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой «Транспорт и хранение
нефти и газа» ФГБОУ ВО «Санкт-
Петербургский горный университет»
Щипачев Андрей Михайлович

кандидат технических наук,
начальник отдела НИОКР
АО «Гипрогазцентр»
Мусонов Валерий Викторович

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
университет»

Защита состоится «05» декабря 2020 г. в 10⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.02 в Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, г. Ухта, Республика Коми, ул. Первомайская, 13.

С авторефератом и диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», а также на сайте вуза по адресу www.ugtu.net в разделе «Наука→Диссертации».

Автореферат разослан «02» ноября 2020 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



Д. А. Борейко

Общая характеристика работы

Актуальность темы. 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.

Учитывая, что основная часть газотранспортной системы России была построена в 70-80-е годы прошлого века и срок её эксплуатации исчерпан или приближается к предельному, особую актуальность приобретает капитальный ремонт и реконструкция линейных объектов магистральных газопроводов. 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. 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.

Степень разработанности. Существенный вклад в развитие технологий строительства и реконструкции магистральных подземных трубопроводов внесли многие отечественные и зарубежные ученые и исследователи, 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, M. Alrsai, H. Karampour, T. Iseley, S. Kramer, M. Szymiczek, J. Thomson, M. Najafi, R. Wisniowski, G. Wrobel, J. Ziaja. В ряде случаев прокладка трубопровода на сложных участках трассы (например, при пересечении с авто- и железными дорогами) 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 (т.е. кондуктор) для обеспечения строительства.

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 об-

разом, разработка методики реконструкции магистральных газопроводов методом «труба в трубе» является актуальной проблемой нефтегазовой отрасли и требует дополнительных теоретических и 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 диссертационная работа соответствует паспорту специальности 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», а именно области 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 возможности 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.

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, учитывающие наличия участков кривизны, а также наличие, размеры и местоположение вмятин при различных вариантах заполнения межтрубного пространства во время протаскивания.

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

Положения, выносимые на защиту.

1. Реализация разработанного алгоритма комплексного диагностирования реконструируемого участка трубопровода, включающего 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, расположенных на границах реконструируемого участка, обеспечивает 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 задачи решены с использованием методов сравнения, научного анализа и эксперимента, при этом при проведении экспериментальной части исследования применялись абстрагирование, обобщение, идеализация, измерение, сравнение, а также методы статистической обработки результатов измерений.

Степень достоверности и апробация результатов. Основные научные положения, выводы и рекомендации, сформулированные в работе, базируются на результатах аналитических исследований, а также на экспериментальных данных, полученных с применением современных методов исследований, имитационного моделирования с использованием сертифицированной и поверенной измерительной техники, 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 авторов.

Основные положения диссертационной 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 науч-

но-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.); XII Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса» (г. Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 14 февраля 2018 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 GE Oil&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 обоснована тем, что:

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», опубл. 30.05.2018 г. и №2655982 «Аппаратура для обнаружения дефектов трубопроводов», опубл. 30.05.2018 г.

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 «Способ выявления внутренних расслоений стенок труб», 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 Купенец в Новгородской области. Эффект от внедрения разработанных технических решений – 75 млн руб.

Сведения о публикациях автора: по теме диссертации опубликовано 17 печатных работ, из них 9 – в ведущих рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК РФ (из них 7 статей в журналах, рекомендованных Экспертным советом ВАК для опубликования работ по специальности 25.00.19), получены 3 патента РФ на изобретения.

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 (акт о внедрении).

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, 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.

Содержание работы

Во введении показано состояние вопроса в отечественной и мировой практике по выбранной теме исследования, освещены проблемы развития методов сооружения магистральных трубопроводов на осложненных участках трассы, обозначены направление и актуальность исследований.

В первой главе «Аналитический обзор методов сооружения участков магистральных газопроводов на участках со сложными инженерно-геологическими условиями прокладки» представлена классификация методов прокладки трубопроводов на осложненных участках трассы, в частности, на переходах через водные преграды. Выполнено сравнение траншейных (trench method) и бестраншейных (trenchless method) методов применительно к цели исследования. К группе бестраншейных методов согласно СП 36.13330.2012 относят: метод наклонно-

направленного бурения (далее – ННБ), метод микротоннелирования, метод «труба в трубе (в кожухе)». Показано, что траншейные методы характеризуются большим объемом земляных работ, временными затратами, временными ограничениями навигации, нанесением большего ущерба окружающей среде. Для методов ННБ и микротоннелирования характерны ограничения по длине прокладываемого участка, необходимость тщательного проведения изысканий для обоснования возможности реализации метода.

В ряде случаев целесообразным является выполнение строительства трубопроводов на осложнённых участках трассы, включая водные преграды, методом «труба в трубе», такой метод ремонта трубопроводов большого диаметра применяется в коммунальном хозяйстве для трубопроводов газа за рубежом. При этом труба может запасовываться в сложенном состоянии, а затем распрямляться в трубопроводе без образования зазора между созданным и реконструируемым трубопроводом (т.н. метод swagelining или метод санации), однако такие методы не подходят для ремонта и реконструкции трубопроводов газа высокого давления.

Предварительный анализ показал, что при реконструкции участков трассы магистральных газопроводов, пересекающих осложненные участки трассы (водные преграды, горная местность и пр.) в ряде случаев целесообразно не демонтировать выведенный из эксплуатации участок трубопровода большого диаметра, а использовать его в качестве проводника для протаскивания в него плети рабочего трубопровода.

В нормативно-технической документации существует понятие «защитный кожух», в котором прокладывается рабочий трубопровод, например, на переходах через авто- и железные дороги. Такой элемент призван снизить эксплуатационные воздействия на рабочий трубопровод и повысить его надежность. К защитным кожухам предъявляется ряд требований в части обеспечения герметичности зазора между рабочей трубой и защитным кожухом, обеспечения срока службы защитного кожуха, сопоставимого со сроком службы трубопровода, организации защиты кожуха от коррозии и т.д.

Применительно к поставленной в работе цели участок выводимого из эксплуатации трубопровода предназначен только для прокладки рабочего трубопровода, а не для его защиты (рисунок 1), поэтому применим новый термин «трубопровод-кондуктор» (т.е. трубопровод-проводник). Требования к показателям надежности и долговечности трубопровода-кондуктора не предъявляются, дополнительными средствами защиты трубопровод-кондуктор не обеспечивается.

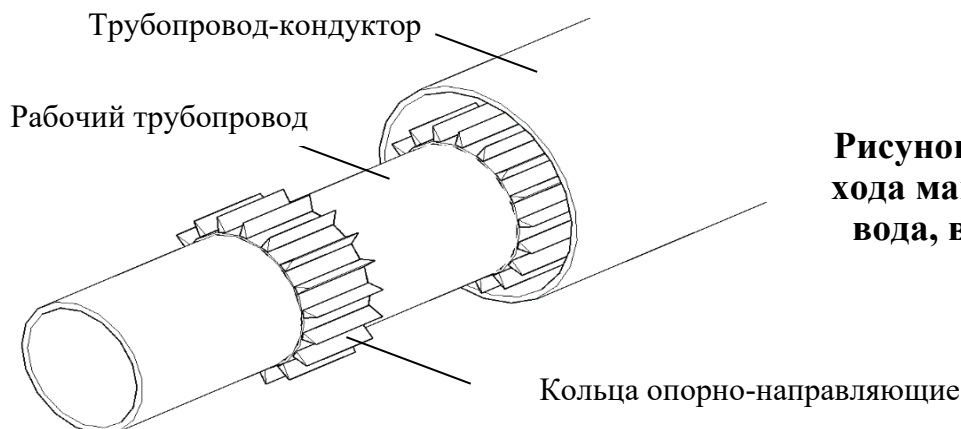


Рисунок 1 – Конструкция перехода магистрального трубопровода, выполненного методом «труба в трубе»

В отечественной и зарубежной практике реконструкции трубопроводов газа и воды метод «труба в трубе» освоен и применяется для трубопроводов диаметров 50-300 мм, при этом не демонтируется стальной трубопровод большего диаметра, а в внутрь его прокладывается новый трубопровод из полимерных материалов, которые не подвержены коррозии. Для магистральных стальных трубопроводов высокого давления такая научно-практическая задача является новой и неизученной.

Во второй главе «Совершенствование методик диагностирования трубопровода-кондуктора перед проведением реконструкции методом «труба в трубе» представлены типы основных повреждений трубопровода-кондуктора, которые могут ограничить возможность проведения реконструкции участка трубопровода методом «труба в трубе», показано, что для обоснования возможности реконструкции необходимо определение технического состояния трубопровода-кондуктора, включая: 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 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.

На рисунке 2 показан профиль трубопровода с истинным радиусом изгиба $\rho_{\text{реал}}$. Измерения глубины h выполняют в трех точках: $i-1$; i ; $i+1$ с шагом L . Вследствие влияния погрешности измерения Δ_h при измерении получают некоторый диапазон возможных значений положения точек трубопровода $2\Delta_h$. 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}).

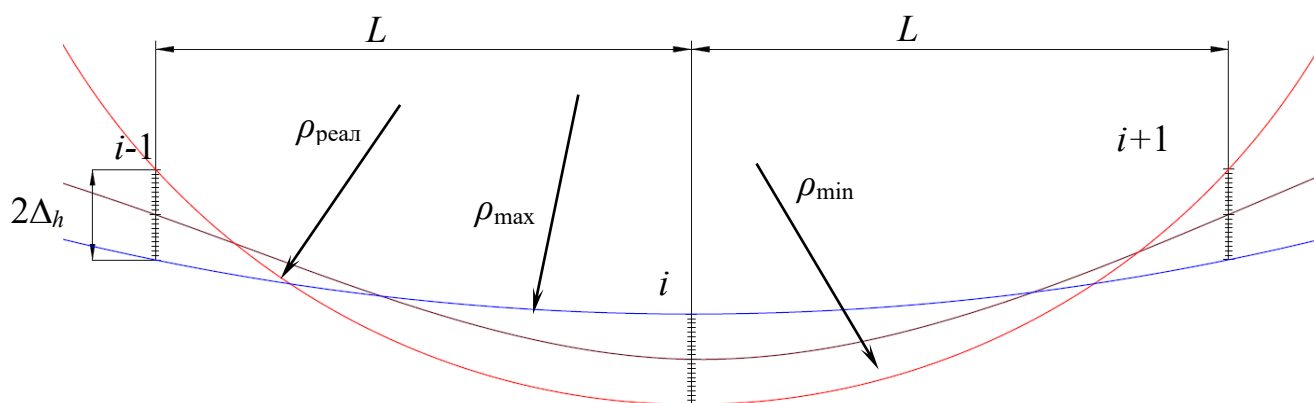


Рисунок 2 – Иллюстрация к вопросу влияния погрешности измерения положения оси трубопровода на расчетный радиус изгиба

Для последующего теоретического моделирования в качестве объекта исследования выбран трубопровод диаметром $D = 1420$ мм, искривленный с нормативным радиусом кривизны $1000D$ ($\rho_{\text{реал}} = 1420$ м). Рассмотрены два случая: 1. в точках

$i-1, i+1$ измеренная глубина составляла $h+\Delta_h$, а в точке $i - h-\Delta_h$, при этом $\rho_{реал} \geq \rho_{расч}$;
 2. в точках $i-1, i+1$ измеренная глубина $h-\Delta_h$, а в точке $i - h+\Delta_h$, при этом $\rho_{реал} \leq \rho_{расч}$.
 Приняты следующие допущения: рассматривается плоская задача пространственного положения трубопровода; значение глубины залегания трубопровода от поверхности земли принято как константа. Численное моделирование показало, что при малых шагах измерения L возникает существенная ошибка в определении радиуса изгиба (рисунок 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.

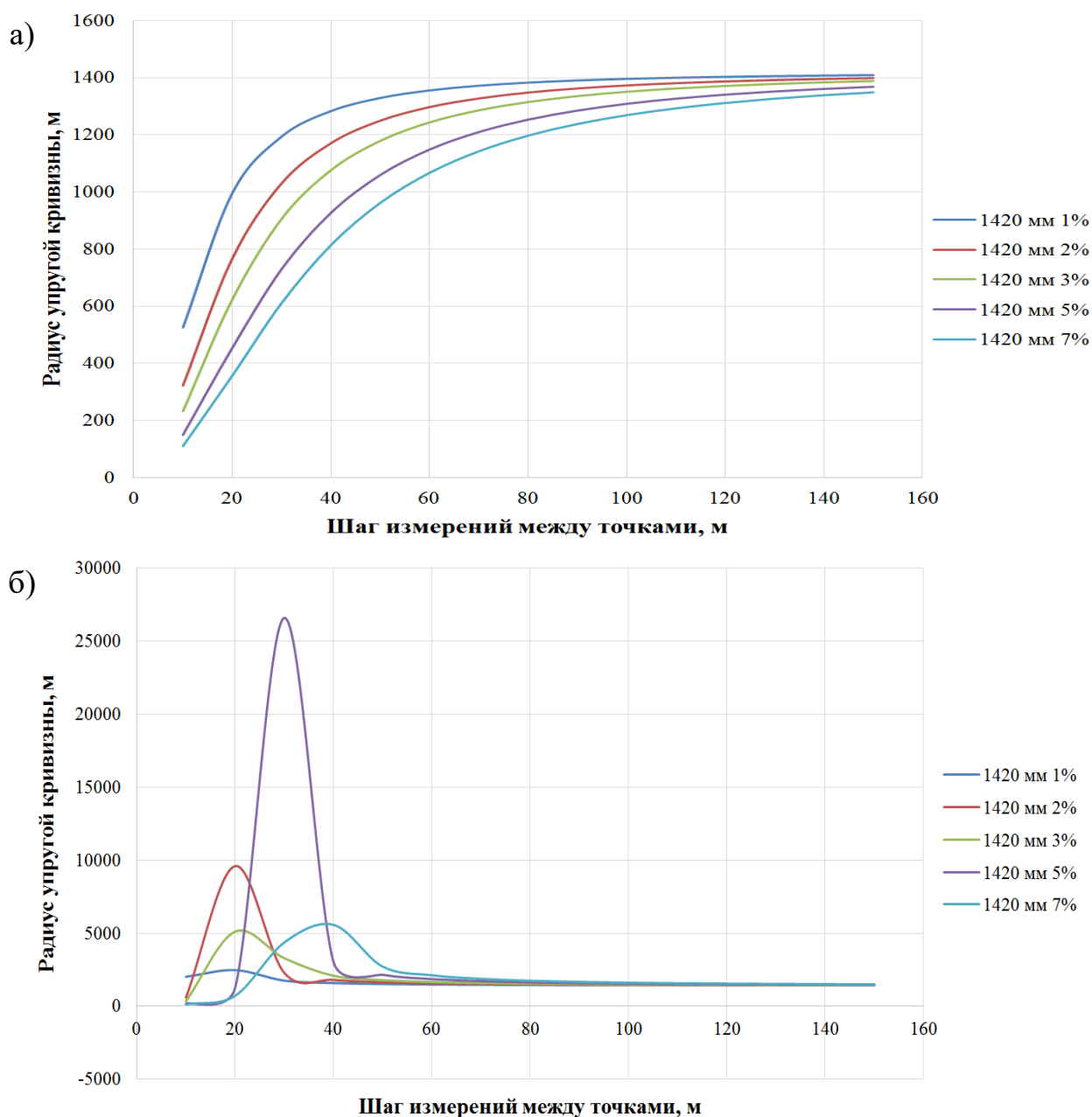


Рисунок 3 – Зависимость определяемого радиуса изгиба трубопровода от шага измерений при разных значениях погрешности определения глубины (для $D=1420$ мм, $\rho_{реал}=1420$ м): а) при $\rho_{реал} \geq \rho_{расч}$; б) $\rho_{реал} \leq \rho_{расч}$

При исследовании химического состава стали трубопровода отмечено, что зачастую содержание углерода, кремния, хрома, ванадия, ниобия на дефектных участках труб в 1,3-6,3 раза выше, чем на бездефектных. Установлено, что при шлифовании измеренное содержание элементов уменьшается, этот факт учтен при разработке методики по определению химического состава трубной стали с использованием переносных спектроанализаторов для оценки состояния и качества металла труб.

Предложено проводить измерения на бездефектных участках после вышлифовки металла на глубину 0,1 мм. Для оценки корректности результатов измерений рекомендуется проводить контрольные измерения после вышлифовки металла на глубину 0,2 мм.

Для прогнозирования коррозионного состояния трубопровода-кондуктора автор применил низкочастотный ультразвуковой эхо-импульсный метод неразрушающего контроля трубопроводов, основанного на установлении в локальном сечении трубопровода кольцевых акустических систем, которые генерируют в стенку трубопровода поперечные и продольные (крутильные) ультразвуковые волны, распространяющихся вдоль трубопровода (т.н. метод LRUT – Long range ultrasonic technology). Выпуск таких приборных систем, включая программное обеспечение, освоен зарубежными компаниями (торговые названия Wavemaker, TFT+ и др.). В усовершенствованном методе продольные волны генерируют вдоль окружности трубопровода с помощью модулей антенных решеток пьезоэлектрических преобразователей. Генерируемые поперечные волны имеют горизонтальную и вертикальную поляризацию. Прибор оснащен устройством позиционирования, имеет ряд оригинальных решений по выполнению ультразвуковых антенных решеток (патенты РФ на изобретения №2655983 и 2655982). Разработанный диагностический прибор имеет улучшенные по сравнению с иностранными приборами характеристики и апробирован на трубопроводах различного диаметра и сосудах, работающих под давлением (рисунок 4).

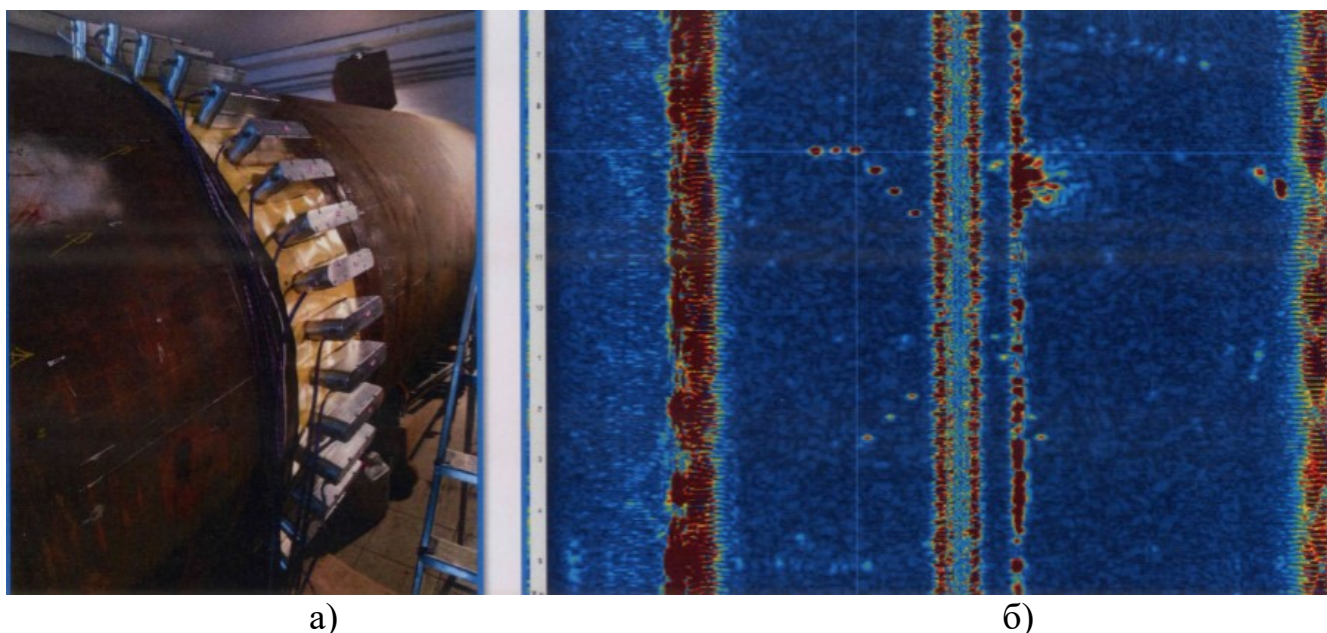


Рисунок 4 – Ультразвуковой прибор, установленный на фрагменте трубопровода Ду1420 мм а); визуализация результатов контроля б)

Т.к. расслоение металла 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. Сканирование участка ведут ультразвуковыми преобразователями с разной рабочей частотой (длиной волны генерируемого сигнала). Если контуры обнаруживаемых зон с уменьшенной толщиной не совпадают – делают вывод о наличии расслоения в металле.

Во третьей главе «Разработка комплексного алгоритма реализации методики реконструкции трубопровода методом «труба в трубе» изложены критерии осуществимости и последовательность реализации разработанной методики реконструкции. Одним из критериев является исключение появления зон пластичной деформации в стенке рабочего трубопровода при протаскивании его внутрь трубопровода-кондуктора. При этом необходимо учитывать возможное наличие локальных дефектов геометрии формы труб (вмятин) на трубопроводе-кондукторе.

Автором рассмотрены два случая расположения вмятины в разной часовой ориентации на участке изменения зенитного угла, определяющего пространственное положение трубопровода-кондуктора: вмятина расположена на верхней образующей (рисунок 5а); вмятина расположена на нижней образующей (рисунок 5б).

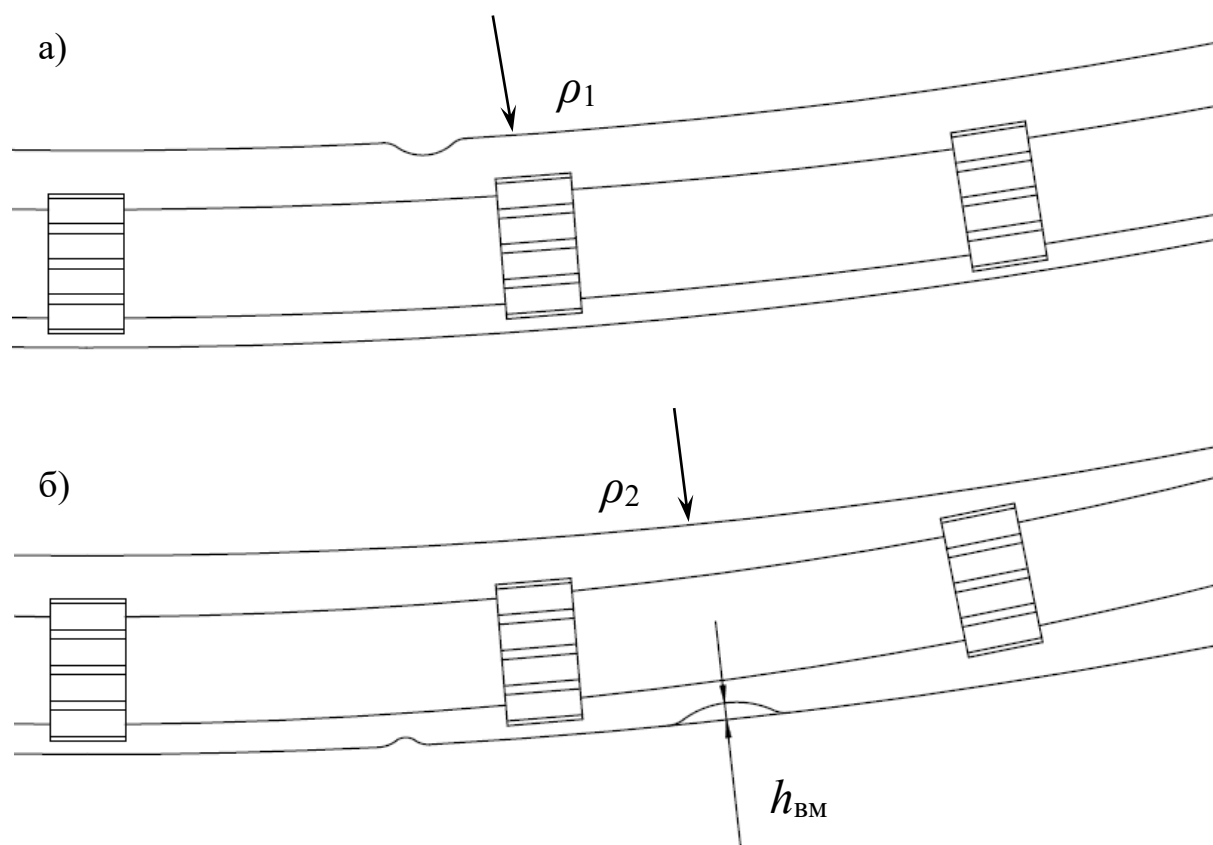


Рисунок 5 – Сочетание дефекта «вмятина» на поверхности трубопровода-кондуктора изгибом оси: а) вмятина расположена на внутренней стороне изгиба трубопровода-кондуктора; б) вмятина расположена на внешней стороне изгиба трубопровода-кондуктора

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

Очевидно, что из двух предложенных случаев расположения вмятин, наиболее опасным вариантом из рассмотренных является первый, поскольку при данной ориентации дефекта в ходе расчета радиуса кривизны участка трубопровода глубина вмятины будет суммироваться с величиной стрелы прогиба трубопровода-кондуктора, а, следовательно, эквивалентный радиус изгиба примет меньшее значение, что приведет к увеличению усилия протягивания рабочего трубопровода на рассматриваемом участке:

$$\rho = \frac{L^2}{8(h + h_{\text{вм}})}, \quad (1)$$

где ρ – радиус кривизны участка трубопровода-кондуктора, м;
 L – длина искривлённого участка, м;
 h – величина стрелы прогиба трубопровода-кондуктора, м;
 $h_{\text{вм}}$ – глубина вмятины, расположенной на внешней стороне изгиба, м.

Разработанный автором алгоритм предполагает возможность применения трех вариантов среды между рабочим трубопроводом и трубопроводом-кондуктором при протаскивании: вариант «сухого» протаскивания; вариант заполнения водой кондуктора; вариант протаскивания рабочего трубопровода в условиях «нулевой плавучести», т.е. рабочий трубопровод заполняют средой, плотность которой такова, что обеспечивается условие начала флотации рабочего трубопровода внутри трубопровода-кондуктора заполненного водой.

При определении усилия протаскивания, как правило, расчет ведется по формуле, рассчитываемой как произведение распределенной нагрузки от веса рабочего трубопровода с учетом сред, длины участка трубопровода (L) и коэффициента трения скольжения трущихся пар материалов с учетом сред (μ). Предлагается учитывать дополнительно трение на локальных участках изогнутых участках с учетом принятого эквивалентного радиуса изгиба (ρ):

Если 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 $F_{\text{пр}}$, необходимое при протаскивании ремонтного трубопровода по криволинейному участку, составит:

$$F_{\text{пр1}} = \mu \sum_{i=1}^n \frac{6 \cdot E \cdot I_x}{L \cdot \rho}. \quad (2)$$

где I_x – момент инерции сечения ремонтного трубопровода, м⁴;
 E – модуль упругости материала трубы (для стали $2,06 \cdot 10^5$), Па;

Метод обеспечения «нулевой плавучести» предполагает возникновение минимальных усилий протаскивания. В данном случае 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 $\rho_{\text{ж}}$ подбирается таким образом, чтобы в воде, которой запол-

нен трубопровод-кондуктор обеспечивалась нулевая плавучесть рабочего трубопровода:

$$\rho_{ж} = \rho_{ст} \left(\left(\frac{D_{внеш.тр}^2}{D_{внутр.тр}^2} \right) - 1 \right). \quad (3)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³;
 $D_{внеш.тр}$ – внешний диаметр рабочего трубопровода, м;
 $D_{внутр.тр}$ – внутренний диаметр рабочего трубопровода, м.

Выбор варианта протаскивания производится по результатам сравнения расчетного усилия протягивания с продольным усилием, соответствующим критическому напряжению в материале труб.

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 с учетом применения методов, описанных в главе 3. Реализацию методики предлагается проводить в несколько этапов (рисунок 6): **Этап 1.** Оценка коррозионного состояния, химического состава стали и пространственного положения трубопровода-кондуктора. **Этап 2.** Определение наличия и ориентации на поверхности трубопровода-кондуктора дефекта геометрии формы труб. **Этап 3.** Расчет усилия и выбор оптимального варианта протаскивания рабочего трубопровода.

В четвертой главе «**Исследование эффективности обеспечения электрохимической защиты от коррозии реконструируемых трубопроводов, прокладываемых методом «труба в трубе»**» приведены результаты экспериментально выполненной оценки эффективности защиты от коррозии рабочего трубопровода внутри трубопровода-кондуктора. Спланирован однофакторный эксперимент, в котором группа регистрируемых параметров – распределение потенциала «труба-земля» вдоль модели рабочего трубопровода, а также входные параметры – напряжение на выходе модели станции катодной защиты (далее – СКЗ) или сила тока на выходе СКЗ. Диапазон вариации напряжения на выходе СКЗ [0,4 ÷ 1,3] В, шаг вариации 0,1 В.

Выполнялось несколько групп экспериментов с различными вариантами подключения анодного заземления (далее – АЗ): 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 – протяженного АЗ.

Исследования были выполнены при помощи стенда, который представлял собой модель рабочего трубопровода, помещенного в внутрь модели трубопровода-кондуктора. Для определения поляризационного потенциала рабочего трубопровода в межтрубное пространство с шагом 100 мм установлены неполяризующиеся миниатюрные медно-сульфатные электроды сравнения оригинальной конструкции (рисунок 7).

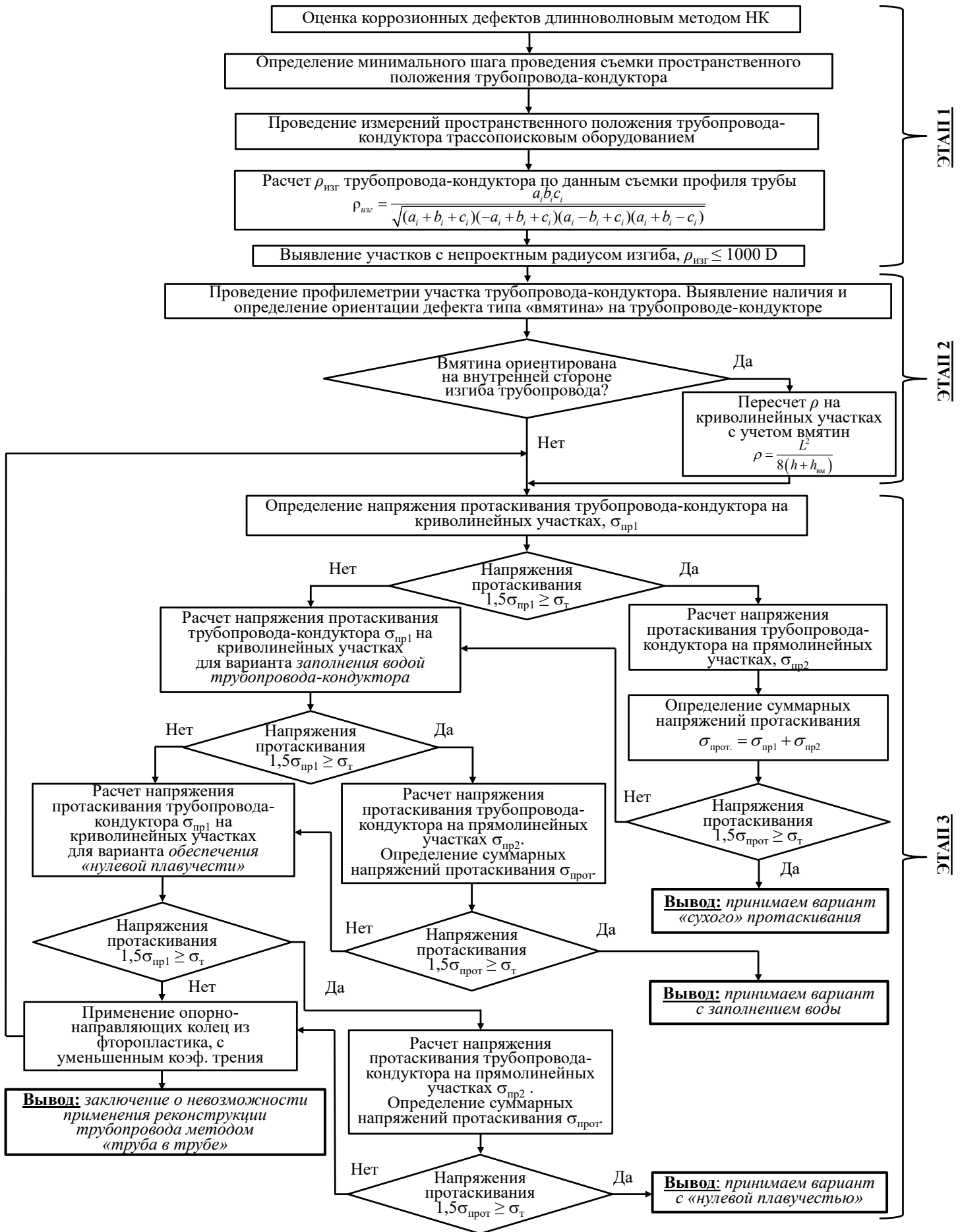


Рисунок 6 – Алгоритм комплексного диагностирования трубопровода-кондуктора

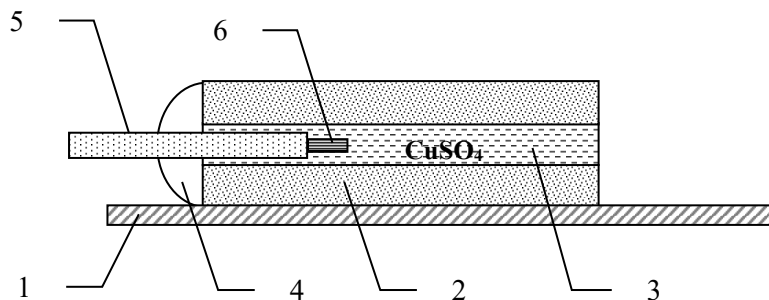


Рисунок 7 – Конструкция медно-сульфатного электрода сравнения
1 – стенка трубы; 2 – стеклянная трубка; 3 – внутренняя полость трубки;
4 – герметик; 5 – изоляция провода; 6 – медный наконечник

Для испытания были изготовлены две конструкции стенда с различными геометрическими параметрами. 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.

Для моделирования работы ЭХЗ в качестве модели станций катодной защиты (СКЗ) использованы источники постоянного тока Б5-49 с возможностью регулировки выходной силы 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%.

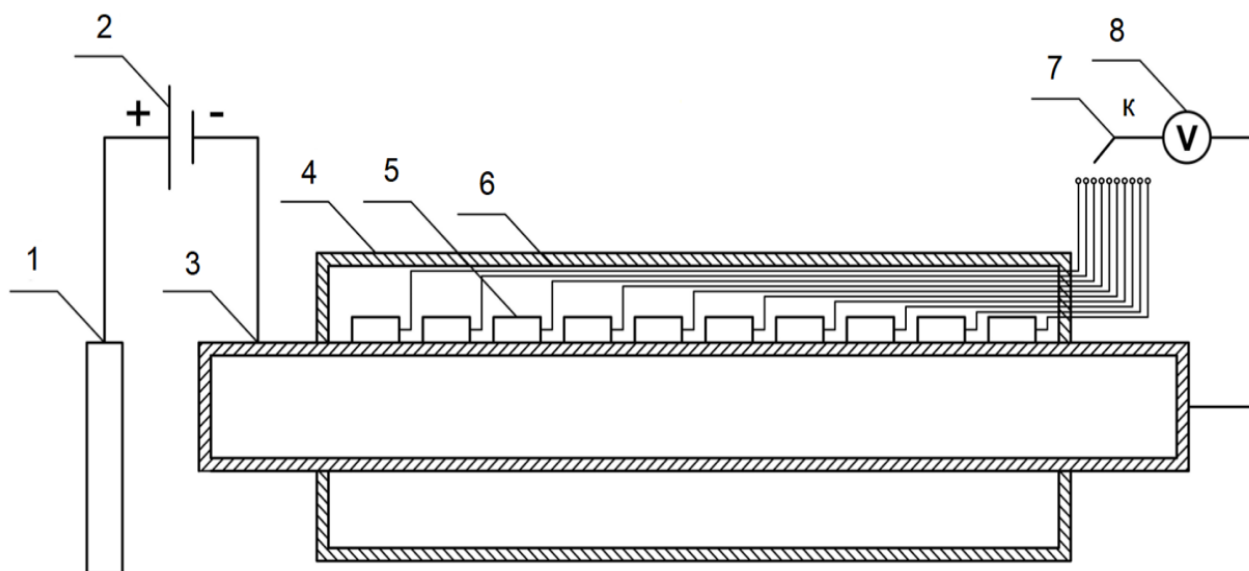


Рисунок 8 – Схема электрических подключений при проведении испытаний
(вариант подключения АЗ №1):

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

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 модельной СКЗ (рисунок 9).

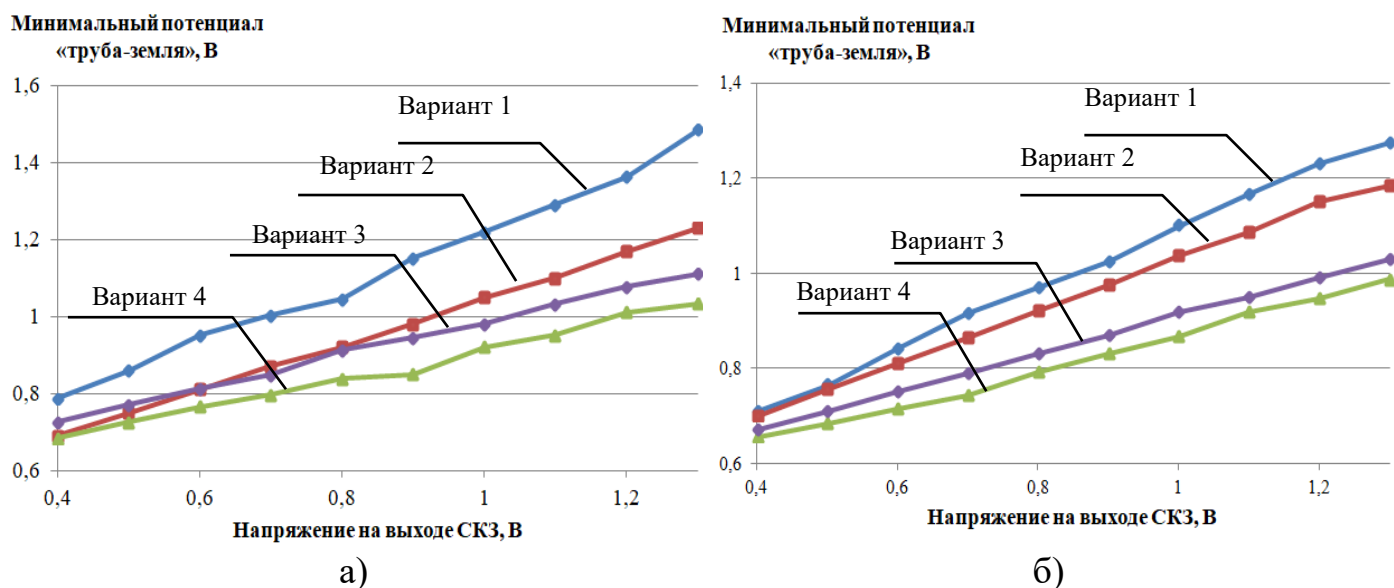


Рисунок 9 – Зависимости изменения минимального потенциала «труба-земля» рабочего трубопровода от напряжения на выходе модели СКЗ для различных вариантов подключения АЗ: а) конструкция стенда 1; б) конструкция стенда 2

Установлено, что при первом варианте подключения анодного заземления требуются наименьшие энергетические затраты для обеспечения защиты (рисунок 10). 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.

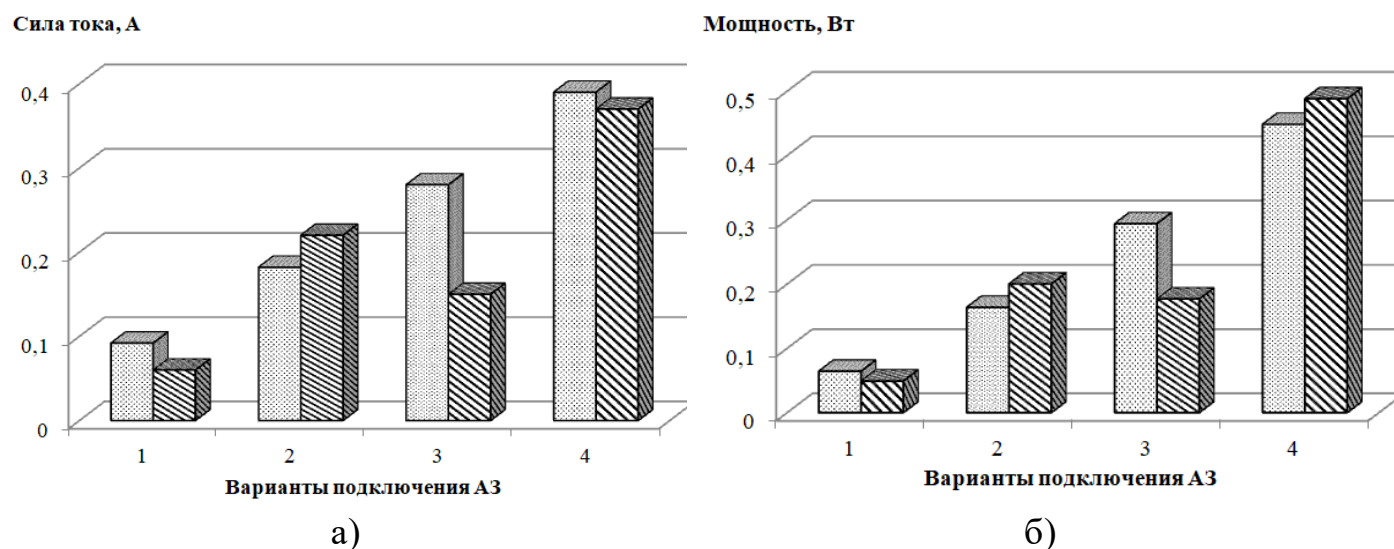


Рисунок 10 – Минимальная сила тока СКЗ а) и мощность б), требуемая для обеспечения электрохимической защиты модели стенда при различных вариантах подключения АЗ (правые столбцы соответствуют конструкции 1, левые – конструкции стенда 2)

В пятой главе «Реализация разработанных технических решений при реконструкции магистрального газопровода «Белоусово-Ленинград» на участке «Серпухов-Ленинград» обоснована возможность практической реализации метода реконструкции «труба в трубе» при пересечении озер Купенец и Глушица в Новгородской области (основная и резервная нитки). Диаметр реконструируемого трубопровода 720 мм. Марка стали труб – 17ГС. В соответствии с проектом реконструкции производительность трубопровода будет снижена, условный диаметр вновь сооружаемого трубопровода должен составлять 325 мм. Предложено на участках пересечения озер Купенец и Глушица не демонтировать трубопровод диаметром 720 мм, а использовать его как трубопровод-кондуктор.

Технико-экономический расчет стоимости реализации различных методов показал, что по сравнению с традиционным (траншейным) методом стоимость строительства перехода методом «труба в трубе» снижается в среднем на 75%, на отдельных участках до 6 раз.

Для реализации проекта в соответствии с разработанным автором алгоритмом (см. рис. 6) 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, рассчитать усилия протаскивания, а также выполнить расчет системы ЭХЗ.

При определении шага измерения пространственного положения трубопровода учитывалась фактическая погрешность трассопоискового прибора БИТА-1 – не более $\pm 1\%$, а также предельно допустимый радиус изгиба $300D$ (для данного трубопровода около 210 м).

Получено, что при точности определения глубины 1%, рациональный шаг проведения измерений составляет 13 м (рисунок 11).

На рисунке 11 представлен график зависимости радиуса кривизны подземного трубопровода диаметром $D=720$ мм от шага измерений между пикетами на поверхности земли при погрешности трассопоискового оборудования 1%. Пунктирной линией (рисунок 11) обозначен соответствующий диаметру 720 мм реальный (действительный) радиус кривизны трубопровода.

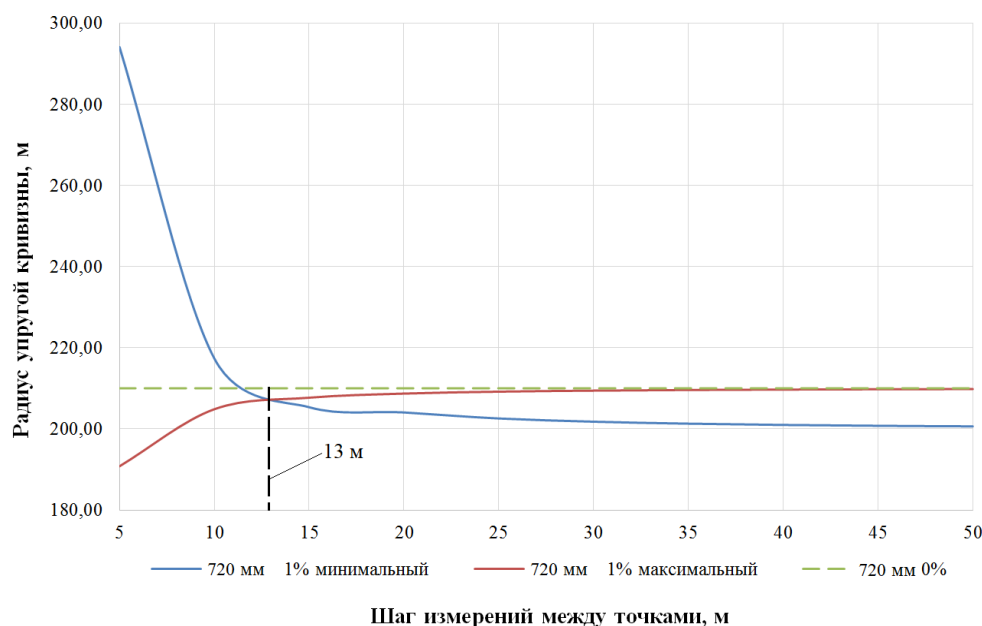


Рисунок 11 – Зависимость расчетного радиуса кривизны трубопровода диаметром 720 мм от шага измерений при погрешности трассопоискового оборудования 1%

По результатам обследований и проведенных расчетов было обнаружено 27 участков с ненормативной кривизной труб на основной нитке и 38 участков на резервной (рисунок 12).

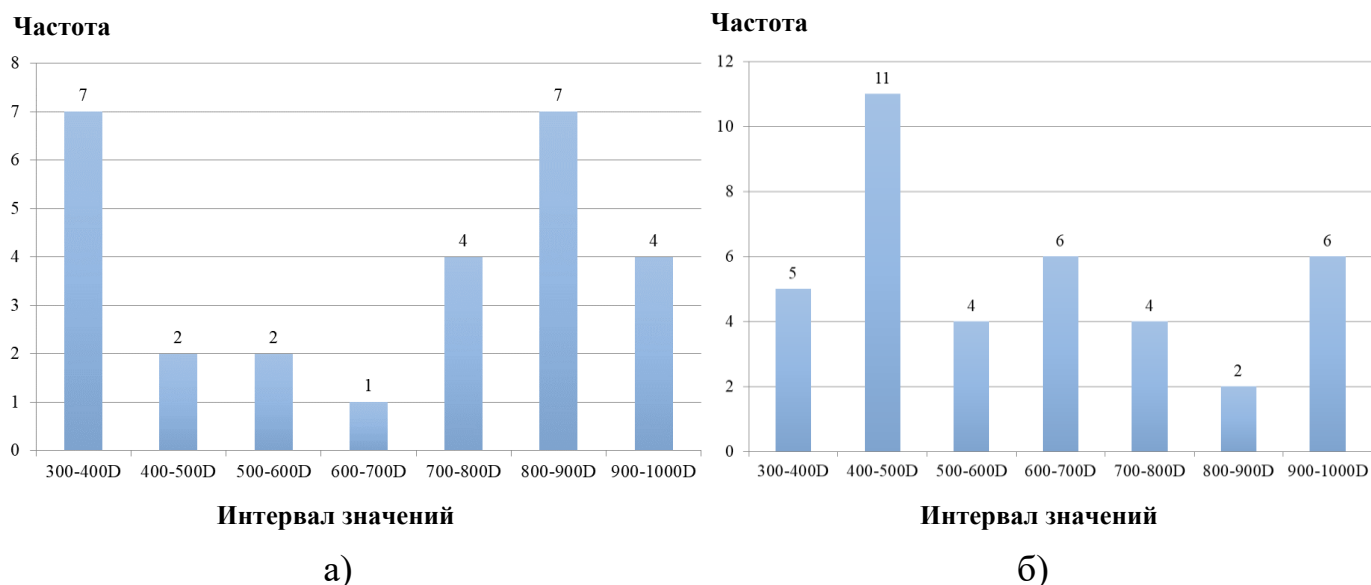


Рисунок 12 – Гистограмма количественного распределения непроектных радиусов изгиба для основной а) и резервной б) ниток трубопровода-кондуктора на участке реконструкции

Профилеметрией были обнаружены 24 вмятины на основной нитке и 19 вмятин на резервной нитке, с учетом их местоположения относительно участков трубопровода с недопустимыми изгибами рассчитан эквивалентный радиус изгиба и выполнен расчет усилия протаскивания, который показал, что усилие протаскивания для сухого варианта запасовки трубопровода на одном участке не превышает 120 кН, а напряжения в металле рабочего трубопровода не превышают 25 МПа (порядка 5% от предела прочности стали трубопровода), что свидетельствует о потенциальной возможности реализации метода.

При помощи разработанного ультразвукового метода контроля критических коррозионных дефектов и расслоений металла не обнаружено. Химический состав стали трубопровода-кондуктора соответствует указанной в исполнительной документации – 17ГС.

Расчет оборудования электрохимической защиты показал, что для обеспечения защищенности участка рабочего трубопровода необходим преобразователь мощностью порядка 0,5 кВт, работающий в паре с глубинным анодным заземлением глубиной установки 37 м. Разработанный проект успешно реализован при реконструкции участка газопровода. Фактический экономический эффект составил порядка 75 млн руб.

Основные выводы по работе:

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, который будет использоваться, в качестве скважины без прогнозирования ее ресурса и обеспе-

чения герметизации пространства между трубами. Установлено, что в настоящее время не разработаны требования к 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 длинноволновый метод 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 гнущего, значительные коррозионные утонения, а также дефекты геометрии формы трубы типа «вмятины» и «гофры», особенно расположенные на участках изгибов. В рамках этого, 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. Опытным 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 методами «труба в трубе» на указанном участке. Выполнен расчет электрохимической защиты для реконструируемого трубопровода. Разработанный вариант реконструкции газопровода фактически реализован в 2018 г, эффект составил 75 млн руб.

**Основные положения диссертации опубликованы
в следующих работах**

Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. Середёнок, В.А. Повышение безопасности эксплуатации линейной части магистральных газопроводов в зонах природно-техногенных рисков / В.А. Середёнок, А.Н. Колотовский, М.М. Задегиголова // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 10. – С. 48-52.
5. 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.
6. 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 им. И.М. Губкина. – 2020. – № 1 (298). – С. 88-102.
7. 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. Агинеи // Наука и техника газовой промышленности. – 2020. – № 2(82). – С.89-98 .
8. 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.
9. Никулин, С.А., Агинеи 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. Агинеи, В.А. Середёнок // Практика противокоррозионной защиты. – 2020. – Т. 25. – № 1. – С. 7-14.

Свидетельства и патенты:

1. Пат. 2499255 Российская Федерация, МПК G 01 N 29/04. Способ выявления внутренних расслоений стенок труб / Агинец 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.

2. 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.

3. 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.

Статьи в научно-технических сборниках и других изданиях:

1. 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.

2. Середёнок, В.А., Агинец 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. Агинец // Международная конференция «Рассохинские чтения» (01-02 февраля 2018 г.): в 2 ч.; ч.1. – Ухта: УГТУ, 2018. – С. 257-260.

3. 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.

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

5. Середёнок, В.А., Агинец Р.В. Особенности строительства подводных переходов магистральных газонефтепроводов методом «труба в трубе» при их реконструкции / // XII Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса» (14 февраля 2018 г.). – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – С. 127.