

ФГБОУ ВО «УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



**ФИРСТОВ АЛЕКСЕЙ АНАТОЛЬЕВИЧ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ИЗГИБНЫХ  
НАПРЯЖЕНИЙ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ  
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ПОЛОЖЕНИЯ ОСИ**

2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ

**Диссертация**  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель –  
доктор технических наук, профессор  
Агиней Руслан Викторович

Ухта – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДАХ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫХ В ОСЛОЖНЕННЫХ ИНЖЕНЕРНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ .....	15
1.1 Западная Европа.....	15
1.2 Соединённые Штаты Америки .....	18
1.3 Россия и страны СНГ .....	23
1.4 Канада .....	25
1.5 Анализ методов определения напряженно-деформированного состояния подземных магистральных нефтегазопроводов.....	27
1.6 Методы определения НДС трубопровода на основе определения профиля трубопровода без доступа к образующей.....	31
1.7 Влияние ненормативных радиусов изгиба на надежность трубопроводных систем.....	42
ВЫВОДЫ ПО 1 ГЛАВЕ.....	44
2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАССОПОИСКОВОГО И НАВИГАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОТЯЖЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ .....	46
2.1 Разработка аналитической модели определения напряженно-деформированного состояния участка подземного трубопровода по результатам определения его пространственного положения с поверхности грунта .....	46

2.1.1 Теоретическое исследование влияния погрешности используемого трассопоискового и навигационного оборудования на точность определения радиуса упругого изгиба подземного трубопровода с поверхности грунта .....	50
2.1.2 Методика определения оптимального шага съемки глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта .....	56
2.2 Определение максимального шага измерений глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта .....	68
2.3 Исследование факторов, влияющих на погрешность в определении глубины трассопоисковым оборудованием .....	69
2.4 Разработка расширенной математической модели определения оптимального шага надземной съемки.....	71
ВЫВОДЫ ПО 2 ГЛАВЕ .....	76
3 ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗГИБНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В СТЕНКЕ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА ОТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДА И ИСПОЛЬЗУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	78
3.1 Выбор приборов и оборудования .....	78
3.2 Цели и задачи исследования.....	82
3.3 Разработка параметров экспериментальных исследований.....	83
3.4 Результаты экспериментальных исследований, обработка результатов экспериментальных исследований .....	84
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3 .....	94
4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОГО НЕФТЕГАЗОПРОВОДА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НАДЗЕМНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ЕГО ОСИ.....	95

4.1 Результаты теоретического сравнения погрешности в определении изгибных напряжений по данным съемки с данными внутритрубной диагностики .....	95
4.2 Методика измерения глубины, широты и долготы оси подземного трубопровода с использованием трассопоискового и навигационного оборудования с заданной точностью .....	109
4.2.1 Методика подбора шага съемки оси подземного трубопровода с поверхности грунта .....	110
4.2.2 Планирование точек измерений (пикетов) на трассе исследуемого участка трубопровода с учетом конструктивных особенностей трассы .....	115
4.3. Особенности расчета радиусов упругого изгиба и изгибных напряжений участка подземного магистрального трубопровода.....	116
4.4. Методика оценки НДС участка трубопровода по результатам данных съемки оси подземного трубопровода с поверхности грунта .....	117
4.4.1 Методика оценки предельно допустимого состояния магистрального трубопровода .....	118
ВЫВОДЫ ПО 4 ГЛАВЕ .....	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	125
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	127

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность исследования**

Согласно Энергетической стратегии России на период до 2035 г. (№ 1523-р от 9 июня 2020 года) одними из приоритетных направлений государственной энергетической политики являются: минимизация негативного влияния транспортировки энергоресурсов на окружающую среду, климат и здоровье населения; стабильное и бесперебойное удовлетворение спроса на нефть при увеличивающихся объемах ее добычи и перекачки. Таким образом, стратегия устанавливает необходимость развития методов оценки и мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов.

Современные магистральные трубопроводы (далее – МТ) представляют собой высоконагруженные инженерные сооружения значительной протяженности, эксплуатируемые в различных, зачастую сложных гидрогеологических условиях. Для обеспечения заданной экономической эффективности и параметров надежности в течение проектного срока службы МТ, на стадии проектирования учитывают широкий спектр силовых факторов, влияющих на напряженно-деформированное состояние трубопровода (далее – НДС), при этом интенсивность напряжений в металле стенки труб может достигать до 50-60% от предела прочности металла.

Влияние ряда параметров, например, давления среды, достаточно просто поддается расчету и контролю в процессе эксплуатации. Другие факторы являются сложно прогнозируемыми на стадии проектирования и связаны преимущественно с условиями прокладки МТ, например: изменение проектного положения трубопровода с образованием ненормативного изгиба по причине гидрогеологических процессов.

По различным отчётам, доля таких участков составляет порядка 20% от общего числа участков магистральных нефтепроводов, проложенных в зонах, осложненных гидрогеологической средой. При этом, при радиусе изгиба

трубы менее 500 диаметров трубопровода изгибные напряжения превышают 200 МПа, что вносит существенный вклад в НДС МТ и может ограничить их ресурс.

Большинство существующих методов оценки и мониторинга изгибных напряжений МТ имеют точность оценки порядка 50 МПа, что составляет менее 10% от предела прочности металла труб и является приемлемой величиной для решения практических задач. Однако такие методы имеют ряд ограничений. Так, использование внутритрубных дефектоскопов не всегда доступно и требует наличия специализированной аппаратуры; для использования физических методов неразрушающего контроля необходим доступ к трубе, в противном случае – у них радикально снижается точность (например, для магнитных методов); установленные на МТ специализированные датчики (сенсоры) увеличивают издержки при строительстве и эксплуатации, а также могут быть повреждены геологической средой, что обуславливает возможность использования таких методов только на локальных участках.

Таким образом, особую актуальность приобретают методы, позволяющие оценивать изгибные напряжения на протяженных участках подземных магистральных трубопроводов без доступа к образующей трубы в режиме реального времени.

### **Степень разработанности**

В развитие методов оценки НДС стальных подземных трубопроводов в различное время внесли вклад как зарубежные, так и отечественные ученые и специалисты. Теория расчета НДС МТ заложена в работах А.Б. Айнбиндера, П.П. Бородавкина, М.Ш. Хигера; с учетом положения подземных трубопроводов под действием внешних нагрузок эта теория развита в работах А.И. Горковенко, Г.В. Порхаева, В.Н. Стоякова, Н.В. Николаева, В.В. Вагнера; методы оценки НДС на основе известных значений локальных изгибов труб были изложены в работах А.Г. Гумерова, Р.А. Харисова, Р.М. Аскарора, С.В.

Китаева, J.D. Betancur, С.Е. Campanella, М.А.М. Cavaco; вклад в развитие систем оценки НДС МТ внесли И.Ф. Кантемиров, Х.А. Азметов, М.Ю. Земенкова, Л.И. Быков, Ю.Д. Земенков, В.К. Тянь, А.М. Королёнок, Г.Г. Васильев, Б.В. Будзуляк, А.М. Щипачёв, С.Г. Иванцова, С.И. Сенцов, В.В. Голик; методика оценки локальных изгибов труб по высотному положению оси была представлена в стандартах Р-352-79 (ВНИИСТ, 1997) и ВРД 39-1.10-026-2001 (ВНИИГАЗ, 2001) и развита в работах А.С. Кузьбожева, М.М. Бердник, И.Н. Бирилло, В.И. Ларионова, П.В. Климова, Н.Т. Овчинникова.

Так, в работе Р.Р. Исламова предлагается использовать систему волоконно-оптических сенсоров деформации для определения напряженно-деформированного состояния стенки трубопровода. Работа системы основана на детекции рассеивания излучения Мандельштама-Бриллюэна конденсированными средами с изменением спектрального состава излучения. При эксплуатации данного метода на объектах МТ (например, «Сахалин-Хабаровск-Владивосток») данный метод показал хорошие результаты, однако ложноположительные срабатывания, вызванные повреждением кабеля ВОС геологической средой, требуют дополнительных методов для оценки НДС в заданный момент времени.

В ПАО «Газпром» для оценки напряженно-деформированного состояния участков трубопроводов применяют интеллектуальные вставки на основе тензометрических датчиков. Кроме того, имея доступ к образующей трубопровода, напряженно-деформированное состояние в сечении трубопровода можно определить с помощью метода измерения и анализа коэрцитивной силы, в разные годы развитием которых занимались Р.В. Агинец, А.Ф. Аминев, М.М. Бердник, Т.Р. Загидулин, Р.В. Загидулин, В.Ф. Мужичкий. Недостатком данных методов является их локальность, то есть оценка протяженных участков может быть экономически нецелесообразна.

В ПАО «Транснефть» для оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода в целом используются методы, основанные на применении внутритрубных инспекционных снарядов, оснащённых системами глобального позиционирования для определения положения снаряда в пространстве. Метод обладает достаточно высокой точностью, но частота пропуска внутритрубных инспекционных снарядов не позволяет отнести данный метод к методам мониторинга.

В 2001 году под редакцией ВНИИГАЗ была разработана «Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов» ВРД 39-1.10-026-2001, регламентирующая ход работ съёмки пространственной конфигурации оси трубопровода с поверхности грунта и интерпретацию полученных данных для оценки значений изгибных напряжений. Продолжение данной темы отразилось в работах М.М. Бердник, В.А. Середёнка и Мамедовой Э.А., где были более детально исследованы теоретические аспекты данного подхода, однако ряд теоретических и практически вопросов реализации данного метода исследован недостаточно

Так, в современной научно-технической литературе планирование эксперимента по определению положения оси трубопровода с поверхности грунта ограничивается лишь выбором минимального шага измерений, конструктивные особенности трубопровода и характеристики места прокладки никак не учитываются, предполагая неизменную глубину заложения оси по длине исследуемого участка. Фактически не освещен вопрос влияния глубины заложения оси трубопровода на точность определения положения оси трассопоисковым оборудованием, не проведены соответствующие экспериментальные исследования, позволяющие подтвердить возможность использования трассоискателей для определения положения оси трубопровода в пространстве.

**Цель исследования** – совершенствование методики оценки изгибных напряжений в стенках труб подземных магистральных трубопроводов с

погрешностью не более 50 МПа по результатам пошагового определения положения оси трубопровода с поверхности грунта.

#### **Задачи исследования:**

1. Сформулировать требования к методам оценки изгибных напряжений протяженных участков подземных трубопроводов, выбрать наиболее перспективный метод на основе критического анализа научно-технической литературы.

2. Доказать возможность применения данных съемки пространственной конфигурации оси подземного трубопровода с поверхности грунта для расчета изгибных напряжений в стенке трубопровода.

3. Выполнить статистический анализ экспериментальных исследований по определению погрешности трассопоискового оборудования по разработанной методике.

4. Разработать положения по совершенствованию методики определения изгибных напряжений на протяженных участках подземного трубопровода с погрешностью не более 50 МПа на основании данных пространственной съемки конфигурации оси трубопровода.

**Объектом исследования** являются магистральные нефтегазопроводы, проложенные подземным способом, пересекающие естественные и искусственные препятствия и/или проложенные в зонах, осложненных инженерно-геологической средой.

**Предметом исследования** является напряженно-деформированное состояние участков подземных магистральных трубопроводов.

#### **Методология и методы исследования**

При выполнении диссертационного исследования используется комплексный подход, включающий методы научного анализа, исследования по определению погрешности используемого оборудования в зависимости от глубины залегания оси трубопровода, методы машинного обучения и статистической обработки результатов измерений.

### **Научная новизна**

1. Установлено, что при неверном подборе шага съемки пространственного положения оси трубопровода (диаметр 219 – 1420 мм, глубина залегания оси 1 – 5 м), погрешность в расчете изгибных напряжений по данным трассоискателя (погрешность определения глубины  $\pm 3-7\%$ ) может превышать 100%.

2. Разработана классификация участков при съемке пространственной конфигурации оси трубопровода, разработаны математические модели определения минимального и максимального шагов съемки для трубопроводов диаметром 219 – 1420 мм, залегающих на глубине 1 – 10 м с учетом погрешности трассопоискового оборудования и категории участка.

3. Показано, что при использовании трассопоискового оборудования, для которого выполняется требование постоянства знака ошибки измерения глубины залегания оси трубопровода при изменении глубины залегания оси между смежными точками не более 1 м, возможен расчёт изгибных напряжений с точностью, заявленной в цели работы.

4. Разработаны положения по совершенствованию методики расчета изгибных напряжений на протяженных участках подземных трубопроводов по данным пространственной съемки конфигурации оси.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Установлено, что для оперативной оценки изгибных напряжений (например, при обнаружении непроектных радиусов изгиба по данным ВТД) на протяженных участках подземных трубопроводов, проложенных в осложненных инженерно-геологических условиях, наиболее целесообразно использовать метод оценки изгибных напряжений по данным съемки конфигурации оси трубопровода с поверхности грунта.

2. Применение разработанных математических моделей определения минимального и максимального шагов пространственной съемки

оси трубопровода, учитывающих глубину залегания оси трубопровода и погрешность измерений трассоискателя в каждой точке, категорию участка по разработанной классификации, позволяет использовать данные съемки для определения изгибных напряжений в стенках труб трубопровода с погрешностью до 50 МПа для трубопроводов диаметром 219 – 1420 мм, залегающих на глубинах до 10 м.

3. Разработанная методика определения изгибных напряжений участков подземных трубопроводов с поверхности грунта на основе разработанных методических положений позволяет осуществлять оперативную оценку напряженно-деформированного состояния участков подземных трубопроводов, прокладываемых в осложненных инженерно-геологических условиях.

**Теоретическая и практическая значимость** обоснована тем, что:

1. Доказана возможность использования полученных с помощью трассопоискового оборудования данных съемки пространственного положения оси подземного трубопровода с поверхности грунта для расчёта изгибных напряжений в стенке трубопровода с погрешностью не более 50 МПа с учетом конструктивных особенностей трубопровода и погрешности используемого оборудования.

2. Сформулированы требования к средствам и методам определения НДС протяжённых участков подземного трубопровода, при этом установлено, что в наибольшей степени для мониторинга НДС МТ в режиме реального времени при возникновении подозрений на образование участков с ненормируемыми радиусами кривизны подходит метод, основанный на съемке пространственного положения оси подземного трубопровода с поверхности грунта с последующим расчетом НДС по полученным данным.

3. Предложена методика оценки изгибных напряжений по данным съемки пространственного положения оси подземного трубопровода с поверхности грунта с погрешностью, не превышающей 50 МПа. Разработана

система практических рекомендаций по подготовке к съемке пространственного положения оси трубопровода с поверхности грунта с последующим расчетом изгибных напряжений по полученным данным на исследуемом участке. Результаты были использованы при реализации работ «4896 – Выполнение инженерных расчетов на динамическую устойчивость трубопроводов газовой обвязки по объекту: «Дожимная компрессорная станция на УКПГ-11В Ен-Яхинского НГКМ»; «Расчет на динамическую устойчивость; 4896-РДУ, АО «Гипрогазцентр» – 2022 г.».

4. Разработан алгоритм съемки пространственного положения оси подземного трубопровода с поверхности грунта с учетом конструктивных особенностей трубопровода, погрешности используемого для съемки оборудования и математические модели для подбора оптимального шага эксперимента. Предложенные решения легли в основу патента РФ на изобретение №2750417 «Способ определения изгибных напряжений в стенке подземного трубопровода», опубл. 28.06.2021.

**Личный вклад автора** заключается в постановке цели и задач диссертационного исследования, анализе зарубежной и отечественной научной литературы по теме исследования, проведении теоретических и экспериментальных исследований, обработке полученных результатов, подготовке публикаций и получении патентов на изобретения РФ.

**Степень достоверности результатов исследования** обусловлена использованием стандартных методов математического моделирования, использованием статистических критериев и экспериментальных данных.

#### **Апробация результатов**

Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах и конференциях: Международной научно-практической конференции «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2020» (г. Санкт-Петербург, 23-24 апреля 2020 г.); Международной мультидисциплинарной конференции по

промышленному инжинирингу и современным технологиям «FarEastCon» (г. Владивосток, 7-8 октября 2020 г.); Международной конференции «Глобальная энергетика: настоящее, будущее и перспективы развития водородной энергетики?» (г. Санкт-Петербург, 1 декабря 2020 г.), Межрегиональном вебинаре им. профессора И.Н. Андропова «Актуальные проблемы транспорта газа и нефти» (г. Ухта, 2019-2023 гг.); XXIV Международной молодёжной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2023» (г. Ухта, март 2023 г.).

### **Публикации по работе**

Результаты работы изложены в 9 печатных работах, в том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях – в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus и Web of Science. Получены два патента на изобретения РФ.

### **Соответствие паспорту специальности**

Рассматриваемая область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ по п. 1 «Технологические процессы и технические средства для проектирования, сооружения, эксплуатации, теоретические и практические основы взаимодействия объектов трубопроводного транспорта с окружающей средой с целью создания высокоэффективных, энерго- и ресурсосберегающих, надежных, механически и экологически безопасных сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, а также других газовых, жидкостных и многофазных сред, гидро- и пневмоконтейнерного транспорта.» и п. 4. «Методы и средства информационных технологий, моделирования,

мониторинга, прогнозирования, интеллектуального инжиниринга и управления, автоматизации и роботизации, стандартизации и цифровизации технологических процессов проектирования, сооружения, эксплуатации, диагностики, ремонта сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, а также других газовых, жидкостных и многофазных сред, гидро- и пневмоконтейнерного транспорта с целью повышения эффективности, надежности и безопасности использования отраслевого потенциала и ресурса трубопроводных конструкций».

### **Структура работы**

Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 107 наименований. Диссертация изложена на 140 страницах машинописного текста, содержит 46 рисунков и 20 таблиц.

### **Благодарности**

Автор выражает огромную благодарность всем, кто принял участие в подготовке, представлении, обсуждении диссертационного исследования за ценные указания и замечания по работе, а также соавторам публикационных работ за активный труд и плодотворную совместную деятельность по подготовке научных публикаций.

# 1 АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДАХ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫХ В ОСЛОЖНЕННЫХ ИНЖЕНЕРНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

## 1.1 Западная Европа

Несмотря на существенное отличие в условиях прокладки трубопроводов на различных континентах, причины аварийности достаточно коррелированы и детерминированы относительно своих первопричин. Таким образом, понимание аварийности в соседних странах поможет понять и учесть ошибки, допущенные при эксплуатации магистральных трубопроводов с целью недопущения подобных ситуаций.

В среднем на территории Западной Европы происходит около 25 аварий ежегодно [6], при этом суммарное количество аварий за годы ведения статистики приближается к 1,400 (рисунок 1.1 – 1.2).

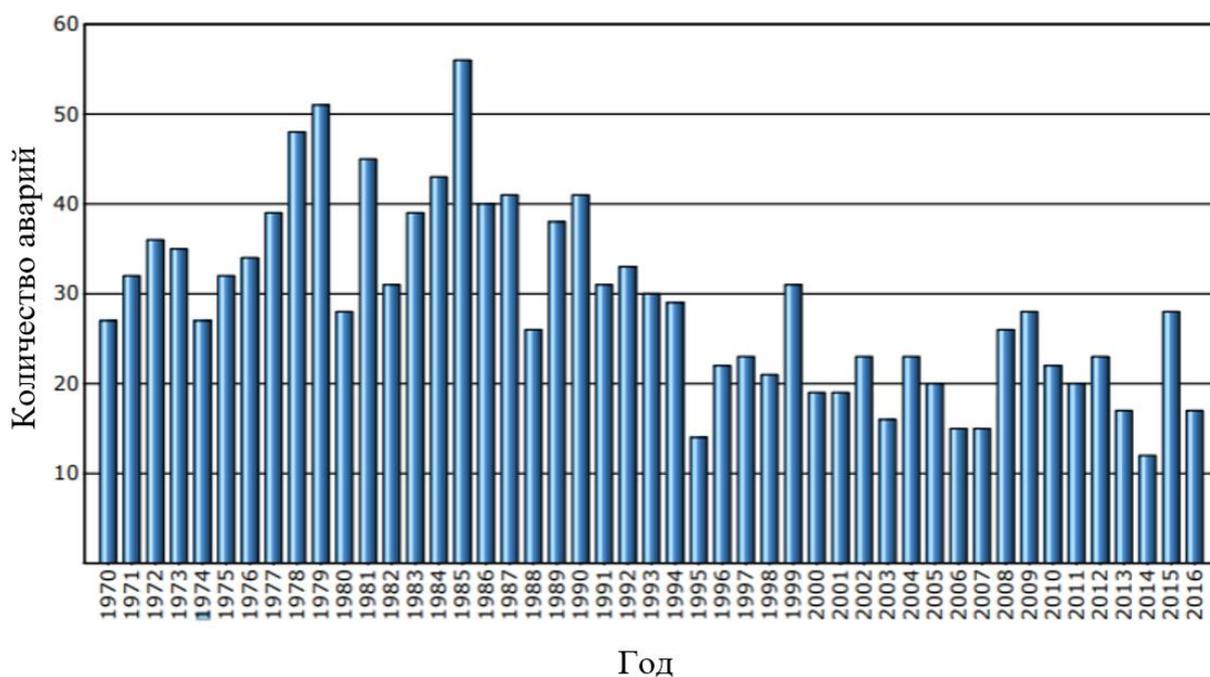


Рисунок 1.1 – Количество аварий на территории Западной Европы по годам [6]

При этом, несмотря на снижающийся тренд в общем количестве аварий, их среднее количество за период ведения статистики выросло с 0,13 на тыс. км

трубопроводов до 0,16 на тыс. км трубопроводов, что в целом соответствует мировому тренду и говорит о недостаточном количестве принимаемых мер.

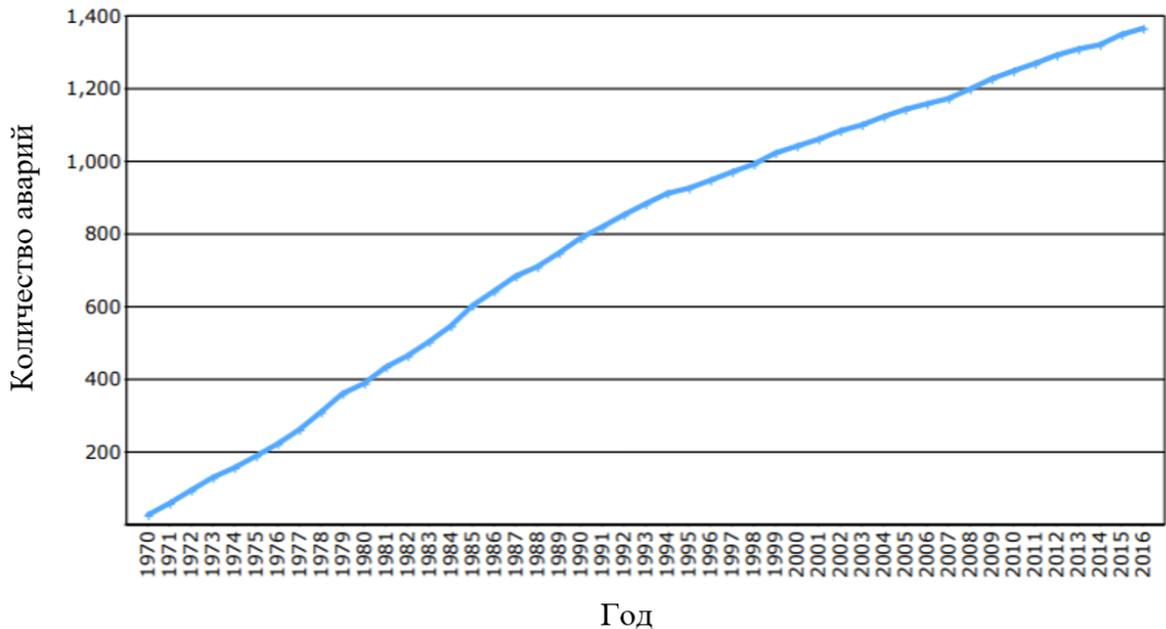


Рисунок 1.2 – Накопленное количество аварий на территории Западной Европы [6]

На основе статистических данных [6-9] было установлено, что доля аварийности на магистральных трубопроводах, вызванных природными воздействиями или влиянием среды прокладки в Западной Европе составляет в среднем 13%, а основная часть аварий из данной группы происходит ввиду подвижности грунтовых оснований места прокладки трубопровода (рисунки 1.3 – 1.4).

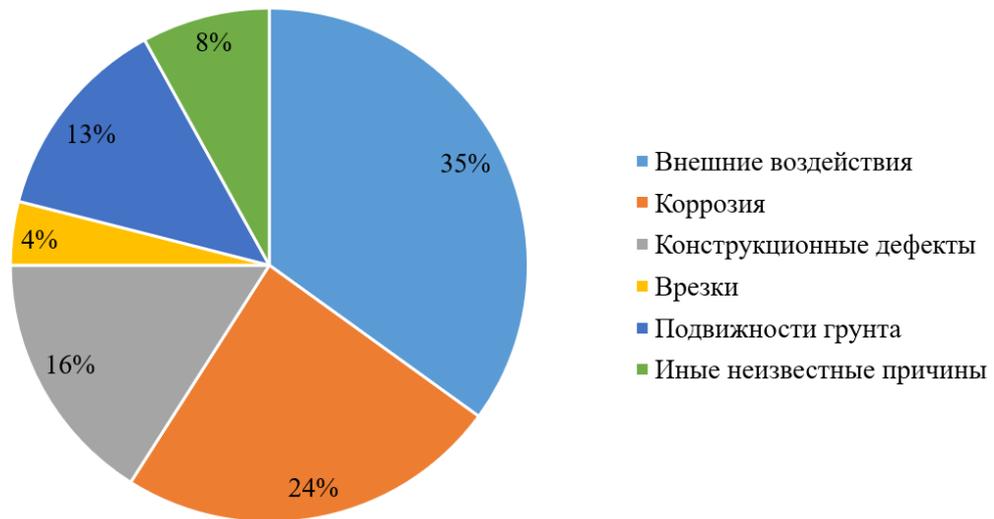


Рисунок 1.3. – Отказы на трубопроводах с 2004 по 2013 гг. [6-9]

При этом среднее количество отказов из-за подвижности грунта снизилось между 1970 и 2013 гг. со значения 0,026 на тыс. км до 0,02 на тыс. км. Около 55% аварий, вызванных подвижностью грунта, было вызвано оползнями [47], сопровождающимися проседаниями грунта на величины порядка 40%. Кроме этого, второй по величине причиной высокой подвижности грунта являлись обильные проливные дожди, вызвавшие разрушение береговых укреплений рек, оврагов и озер.

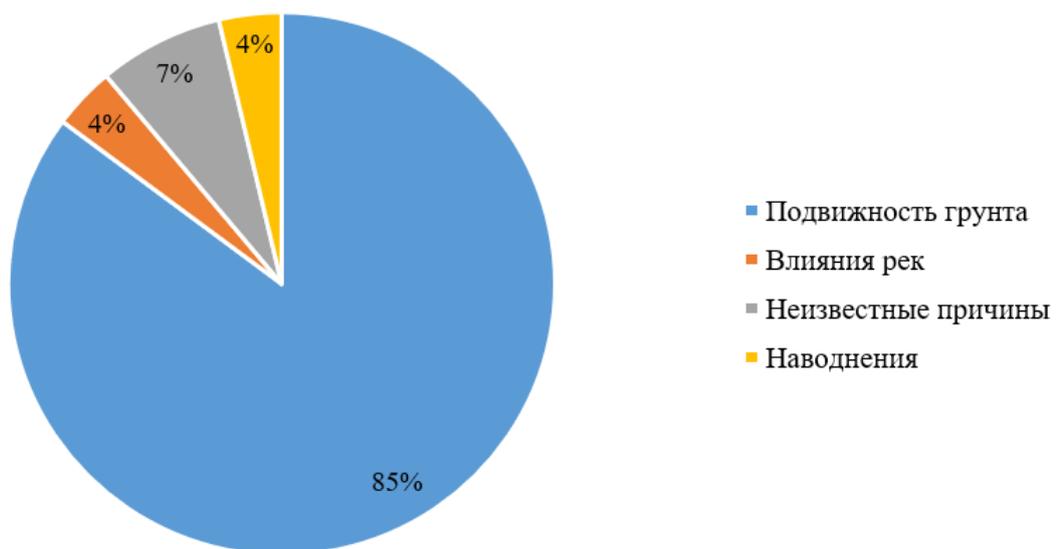


Рисунок 1.4 – Аварии из-за подвижности грунта с 2004 по 2013 гг. [6-9]

Средний объем потери нефтепродукта при протечке составляет 120 м<sup>3</sup>. Суммарная стоимость потерь нефтепродукта и оценочная стоимость нанесенного урожая, отнесенная к 2012 году (с учетом инфляции), составила 38,7 млн. евро [7, 8].

## **1.2 Соединённые Штаты Америки**

Отличительной чертой трубопроводного транспорта в США является высокая конкуренция на всех стадиях работы с углеводородами. Так, в настоящее время количество компаний, эксплуатирующих магистральные трубопроводы на территории США различного диаметра и назначения, существенно перешагнуло отметку в 100 компаний. Кроме того, количество трубопроводов (в выражении протяженности) в США является наибольшим в мире. В общем количестве США эксплуатирует около 241 тыс. миль магистральных нефтепродуктопроводов и практически 2 млн. км. газопроводов различного назначения [19].

Основные органы, осуществляющие надзор за строительством и эксплуатацией трубопроводов в США это, Федеральная комиссия по контролю энергоресурсов (FERC) и Администрация по безопасности трубопроводов и опасных материалов (PHMSA). Ввиду наличия жесткого контроля со стороны регуляторов все аварии и инциденты на территории США являются открытыми и выложены в публичный доступ для возможности анализа и выяснения причин аварийности на объектах магистрального трубопроводного транспорта [5, 13, 16, 17].

В ретроспективе было проведено большое количество аналитических работ по видам и причинам аварий на магистральном трубопроводном транспорте [12, 20, 23], во многих отчётах указывается возможность предотвратить возникшие аварии и инциденты [3, 14, 21, 22, 53, 54, 57]; несмотря на это, подобные происшествия повторяются регулярно, что указывает на необходимость развития методов ранней диагностики наступления аварийного состояния трубопроводов (рисунок 1.5).

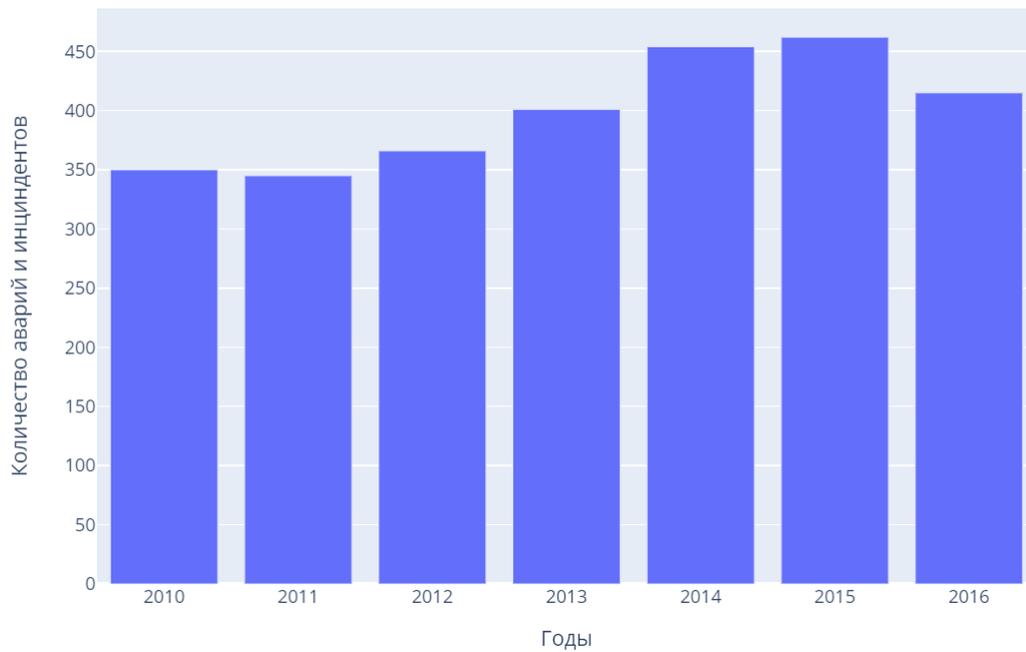


Рисунок 1.5 – Количество аварий на территории США по годам [7, 13, 16, 17]

Так, за период с 2010 по 2016 годы на территории США на объектах магистрального трубопроводного транспорта произошло 2793 аварии и инцидента, результатом которых явились 19 случаев травматизма, 10 случаев с летальным исходом (рисунок 1.6).

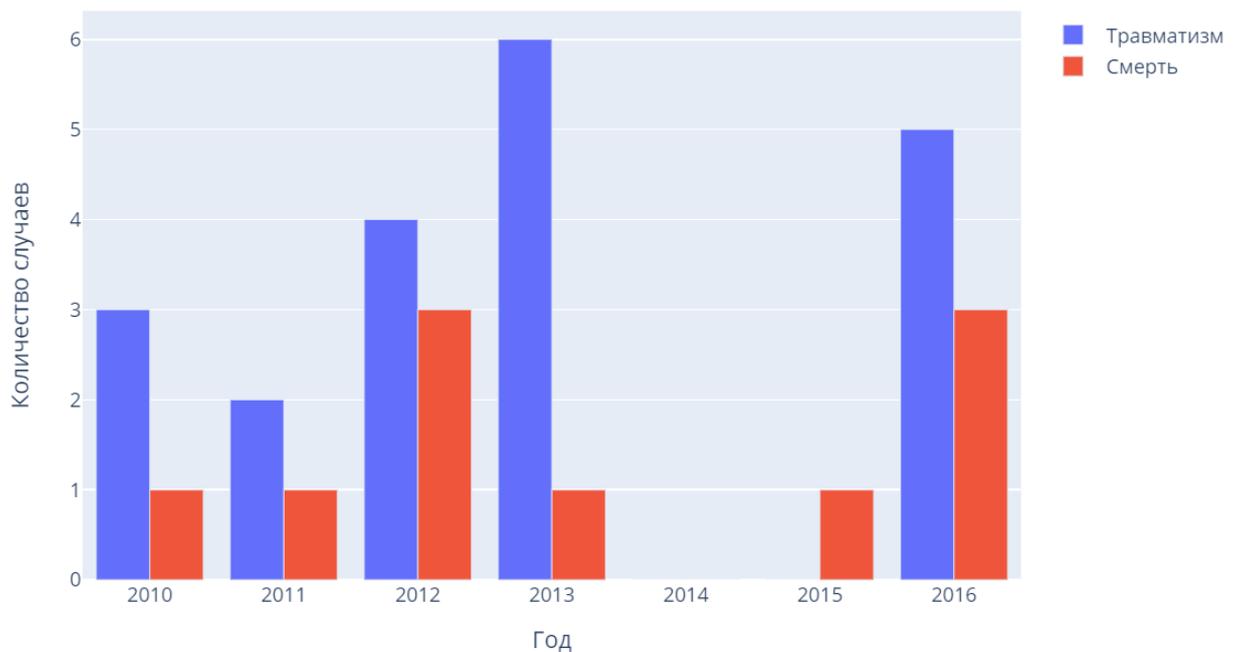


Рисунок 1.6 – Количество случаев с травматизмом и летальными исходами [7, 13, 16, 17]

Дополнительно, данные инциденты явились причинами разлития практически 400 тыс. баррелей нефти, нефтепродуктов и иных продуктов переработки углеводородов, а суммарный ущерб на ликвидацию составил практически 2,5 млрд. долл. США (рисунки 1.7 – 1.8).

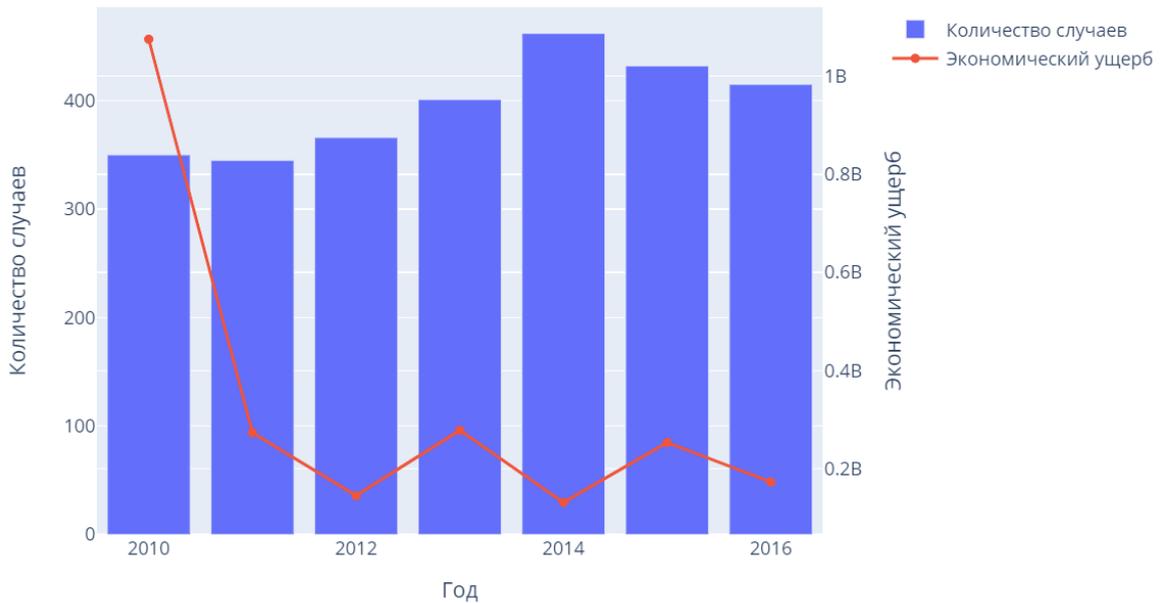


Рисунок 1.7 – Количество разлитой нефти и экономические потери [7, 13, 16, 17]

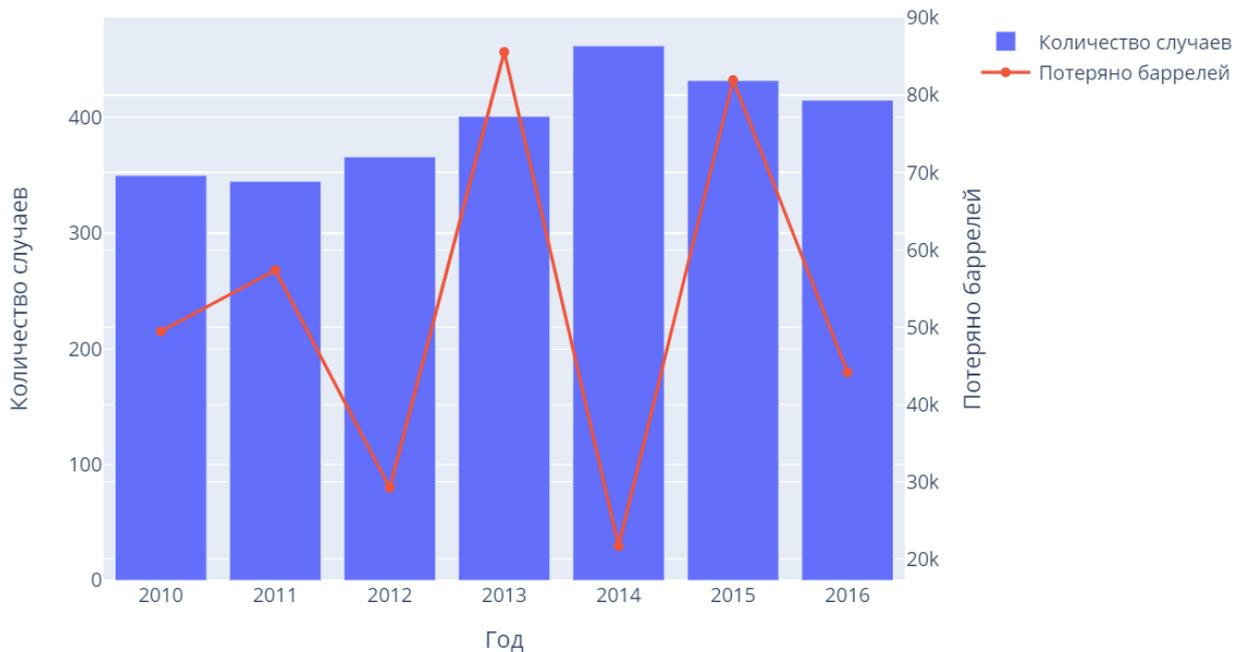


Рисунок 1.8 – Количество разлитой нефти и общее количество аварий [7, 13, 16, 17]

Таким образом, за время ведения статистики надзорными органами, в среднем в США происходит около 396 аварий и инцидентов в год, каждый из которых сопровождается потерями нефти и иных углеводородных компонентов в количестве 52783 барреля и влечёт за собой экономический ущерб в 330 млн. долл. США ежегодно [86]. Распределение аварий по причинам их возникновения представлены на рисунке 1.9.

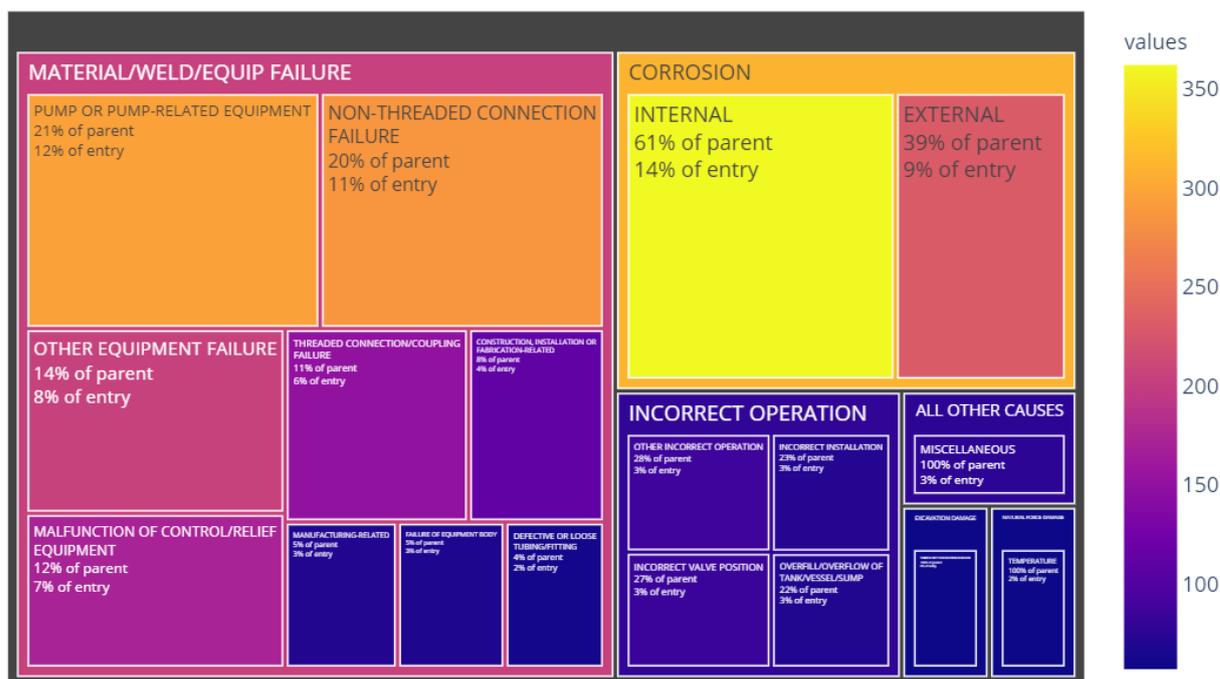


Рисунок 1.9 – Распределение причин аварий в США [7, 13, 16, 17]

Историческое развитие нефтяной промышленности в США, включая трубопроводный транспорт, связано с более благоприятными условиями, нежели суровый климат Российской Федерации [53, 55, 57, 92]. Ввиду чего существуют значительные различия по типам аварий на объектах трубопроводного транспорта в РФ и США.

Так, наиболее преобладают в структуре аварийных причин в США причины, связанные с выходом из строя или дефектами основного оборудования или сварных швов. Из-за поломки насосного оборудования происходит порядка 12% аварий, 11% из-за разъемных и иных соединений. Вторая по величине группа причин – коррозия, 14% аварий связано с наружными коррозионными процессами, 9% с внутренними. Кроме того,

порядка 12% аварий за годы наблюдения было связано с неправильной эксплуатацией основного оборудования.

В отличие от Европы, в США доля аварий, приходящихся на природные воздействия, составляет порядка 2% от всей суммы аварий. Однако, как правило, разливы нефти и нефтепродуктов, связанные с природными воздействиями, носят достаточно губительный характер [73]. Так, 7 января 2011 года на нефтепроводе диаметром 12 дюймов компании ExxonMobil Pipeline Co. [86] произошёл разлив нефти в бассейне реки Йеллоустон, вызванный сильным паводком и недостаточной балластировкой трубопровода, что явилось следствием недостаточной информации о его плано-высотном положении. Результатом катастрофы явились 1509 баррелей разлитой в реку нефти и около 135 млн. долл. США общего экономического ущерба.

Другая значительная авария произошла 26 июня 2016 года с трубопроводом компании Columbia Gulf Transmission [2] диаметром 30 дюймов, суммарные затраты на устранение последствий и восстановление работоспособности составили 1,7 млн. долл. США. Причиной взрыва с последующим образованием 30-метрового кратера явились подвижность грунтового основания, в результате чего в обечайке трубопровода образовались дополнительные изгибные напряжения. При увеличении давления транспортировки на трубопроводе произошёл взрыв.

Несмотря на увеличение мер регулирования и создании новых требований к безопасной эксплуатации и обслуживанию объектов трубопроводного транспорта на территории США, тенденция к увеличению количества аварий сохраняется, до 2014 года в среднем происходило 31,9 авария в месяц, в то время как после 2014 их количество увеличилось до 36,4 в месяц. Данные свидетельствуют о необходимости введения дополнительных мер регулирования на объектах трубопроводного транспорта и создании,

модернизации средств и методов оценки надежности эксплуатации объектов трубопроводного транспорта.

### **1.3 Россия и страны СНГ**

В отличие от Северной Америки на территории Российской Федерации главным органом по контролю за опасными производственными объектами является Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (РОСТЕХНАДЗОР). К сожалению, компания не ведёт открытой исторической статистики [52]. Частично это связано с неполным предоставлением информации от компаний – эксплуататоров магистральных трубопроводных систем. Изучение аварийности на территории Российской Федерации возможно при использовании годовых отчетов РОСТЕХНАДЗОРа [66, 80-85], а также иных литературных источников, ссылающихся на статьи компаний и более ранние отчеты. Кроме того, существенным недостатком открытых баз данных РОСТЕХНАДЗОРА является завышенный критерий наступления аварийной ситуации. Так, к аварийной ситуации, учтённой в базе данных, относятся аварии, при объёмах утечки более 10 м<sup>3</sup> жидких углеводородов и более 10 000 м<sup>3</sup> газообразных [79]. Однако, при возникновении аварий, эксплуатирующие организации имеют тенденцию к занижению объёмов потерянного продукта во избежание попадания в официальную статистику и выплате штрафных санкций.

Так, согласно [18, 43], аварии на магистральном трубопроводном транспорте на территории России имеют сходства с регионом Западной Европы, нежели с США. Это обстоятельство объясняется наличием зон прокладки с осложненными инженерно-геологическими условиями, и, как следствие, дополнительной аварийностью ввиду природно-климатических факторов и протекающих коррозионных процессов [69, 95, 101]. Отличительной чертой аварийности в России странах СНГ также является большая доля аварий, явившихся результатов изготовления несанкционированных врезок третьими лицами.

Аварийность на объектах трубопроводного транспорта в России описана в работах [64, 71, 93, 94]. В целом наблюдается тенденция на снижение показателя интенсивности отказов на 1000 км. трубопроводов, что свидетельствует об эффективности принимаемых мер. Распределения аварий за период с 2009 по 2014 гг. представлено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Количество отказов на магистральных трубопроводах с 2009 по 2014 гг.

Год	Число аварий	Длина трубопроводов, тыс. км	Общий ущерб, млн. руб.	Число погибших	Коэф. частоты отказов (тыс. км / год)
2009	28	231	371	1	0,12
2010	13	232,6	176	3	0,06
2011	17	237,5	161,5	2	0,07
2012	21	245,2	154,8	1	0,09
2013	12	245,8	318,9	0	0,05
2014	8	248,1	96,5	2	0,03
В среднем за годы наблюдения	16,5	240,0	213,1	1,5	0,07

В статистике аварийности [63, 64, 71, 78] отмечено, что в целом причины аварий по миру имеют одинаковую тенденцию и коррозия занимает одно из лидирующих позиций наряду с внешними воздействиями, дефектами оборудования и несовершенством выполнения строительно-монтажных работ. Среди природно-климатических и гидрогеологических факторов выделяется аварийность вследствие подвижек грунта, оползней, пучения, сейсмических перемещений грунта в зонах активных тектонических разломов. В работе [78] отмечено, что данная причина тесно коррелирует с диаметром трубопровода, поскольку трубопроводы маленького диаметра имеют большую гибкость и более устойчивы к локальному деформированию. Данная статистика хорошо отражена в [63], где на трубопроводе трехниточного исполнения аварии вследствие морозного пучения грунта, зонах перехода через естественные

препятствия и зонах тектонических стыков плит происходят наиболее часто при сравнении с иными участками.

#### 1.4 Канада

Главный надзорный орган за магистральными трубопроводами на территории Канады – Национальное энергетическое управление Канады. Регулятор ведёт историческую базу данных NEB, в которой отражены аварии и инциденты на магистральном трубопроводе транспорте и площадочных объектах при утечках газа любого объёма и утечках нефти и нефтепродуктов не менее 1,5 м<sup>3</sup>, база данных ведётся с 1959 и находится в публичном доступе.

Для анализа причин аварий на магистральных трубопроводах была взята выборка из базы данных за 2008 – 2021 гг. [1]. Распределение аварий по годам отображено на рисунке 1.10.

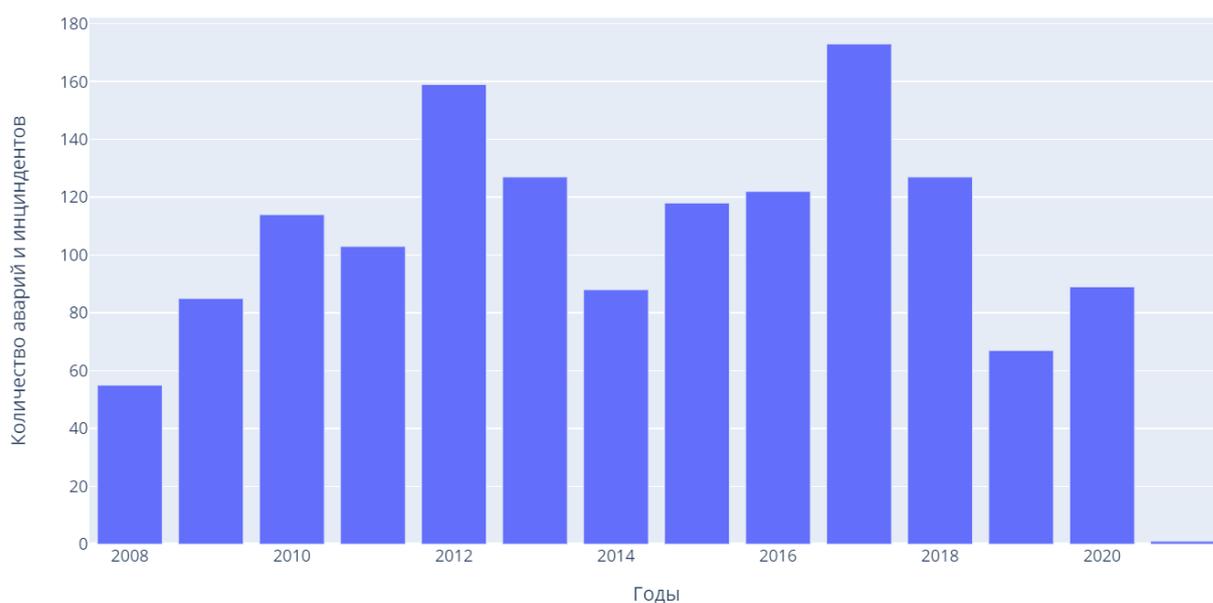


Рисунок 1.10 – Распределение количества аварий на территории Канады [1]

Таким образом, на территории Канады за 2008 – 2021 годы происходит в среднем 102 аварии в год, максимальное количество аварий за год – 173 в 2017 году. Низкое количество аварий за 2021 год обусловлено цензурированной сверху выборкой. Причины аварий представлены на рисунке 1.11.

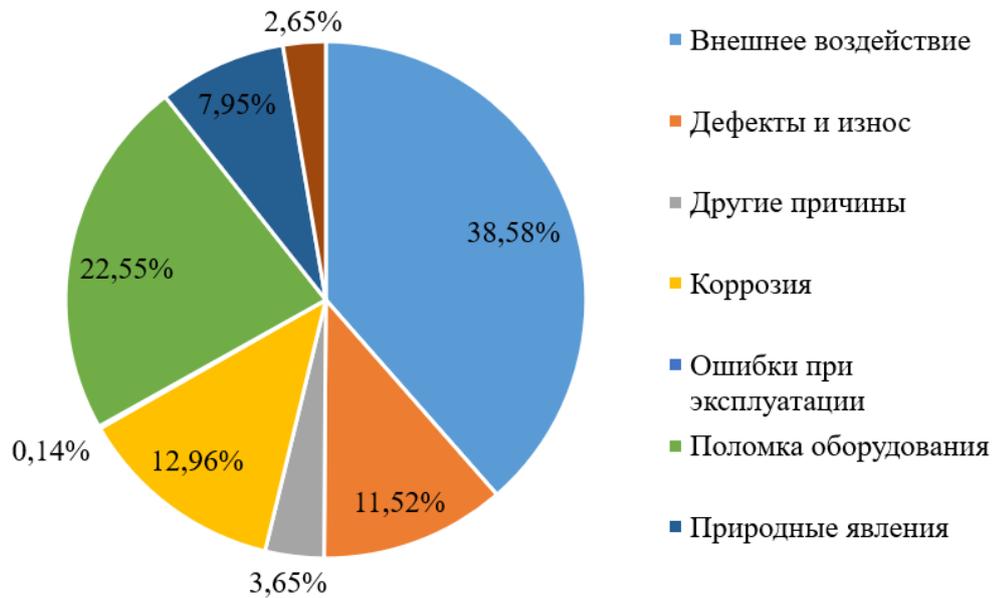


Рисунок 1.11 – Причины аварий трубопроводов на территории Канады [1]

Большее количество магистральных трубопроводов и оборудования на территории Канады располагается в Южно-западной части страны и находится в области распространения гор Аппалачей, что вызывает достаточно высокий процент аварий, вызванных природными явлениями, что также характерно для России. На рисунке 1.12 отображена информация по потерям продукта в общем и количество потерь из-за аварий, связанных с природными явлениями.

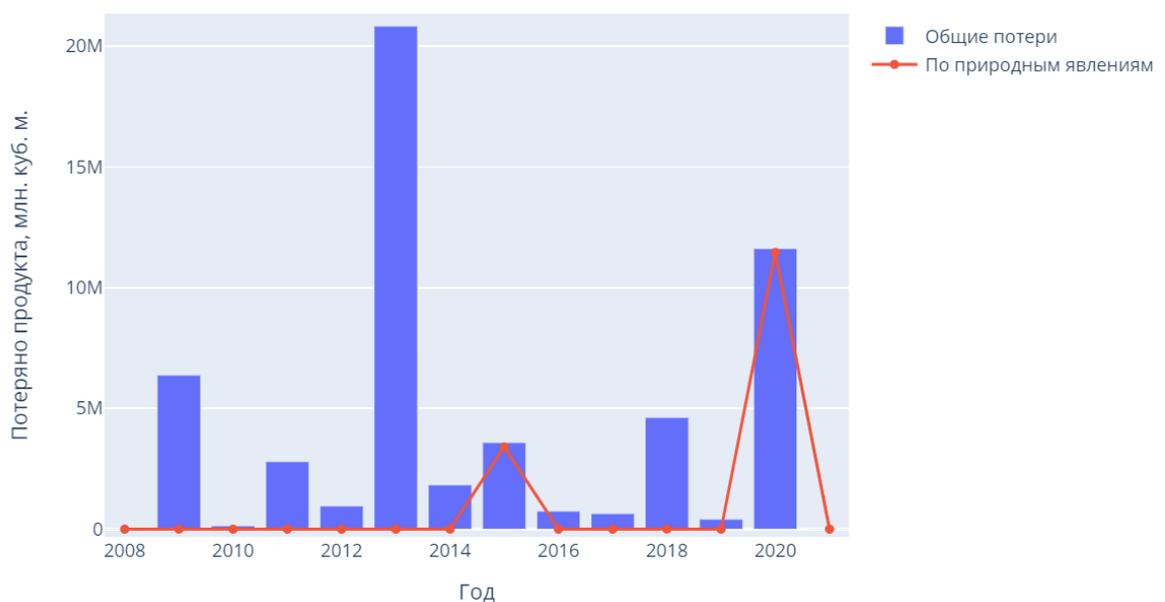


Рисунок 1.12 – Причины потери углеводородов из-за аварий в Канаде [1]

Как видно по диаграмме на рисунке 1.12 в отдельные года аварийность ввиду естественных причин является результатом самого масштабного выброса углеводородов в окружающей среде, а значит влечёт за собой как большое количество экономических издержек, так и наносит серьёзный ущерб окружающей среде.

### **1.5 Анализ методов определения напряженно-деформированного состояния подземных магистральных нефтегазопроводов**

На основе проанализированных данных можно заключить о достаточно серьезных последствиях аварий, вызванных осложненными инженерно-геологическими условиями прокладки трубопроводов. Ввиду сложности учета возможности возникновения аварийной ситуации на этапе проектирования необходимо предпринимать действия, направленные на предупреждение возможных последствий. В данном случае предупреждение и принятие превентивных мер – актуальная научно-техническая задача.

Как известно, наиболее опасными участками, склонными к авариям, будут являться участки с повышенной концентрацией напряжений. Для аварий, возникших в результате природно-геологических последствий, наиболее частым концентратором локальных зон концентрации напряжений являются участки с ненормируемым радиусом кривизны.

В соответствии с [97] ненормируемым считается изгиб, меньший чем 1000 диаметров  $D$  трубопровода. При обнаружении подобных значений трубопровод должен быть подвергнут ремонтно-восстановительным работам во избежание возникновения аварийных ситуаций. На практике образование участков с ненормируемым радиусом изгиба – достаточно частое явление. Так, в таблице 1.2 приведены радиусы изгиба участков трубопровода диаметров 1020 мм, проложенного в районе Сибири по историческим данным внутритрубной диагностики.

Таблица 1.2 – Количество трубных секций с нормативными и ненормативными радиусами кривизны [59]

Тип воздействия	Количество трубных секций с радиусами изгиба					
	Всего	Нормативными (более 1000D)	Ненормативными (менее 1000D)			
			Всего	От 1000D до 500D	От 500D до 250D	Менее 250D
Подтопление, затопление и заболачивание	37774	30298	7476	6517	891	68
Солифлюкция	103	57	46	39	7	0
Эрозия	55443	36578	18865	15769	3011	85
Осыпи и обвалы	83	68	15	15	0	0
Морозное пучение	303	207	96	85	11	0
Термокарст	490	334	156	144	12	0

Как видно из приведенных данных, наличие ненормативных радиусов изгиба на магистральных трубопроводах – частое явление, которое может быть сопряжено со значительными экономическими потерями и рисками для человека и окружающей среды.

Принятие превентивных мер в данных обстоятельствах – наиболее рациональный и разумный подход. Однако методы, позволяющие оценить НДС подземного трубопровода без доступа к его образующей, достаточно ограничены. Методы, требующие доступа к образующей трубопровода либо его внутренней полости, отличаются высокой точностью, но значительными экономическими затратами. Ввиду значительной протяженности нефтегазотранспортных сетей и невозможности прогноза образования участков с ненормируемыми радиусами кривизны необходимы специальные методы, позволяющие с достаточной для инженерных расчетов точностью определять места повышенных концентраций напряжений в произвольный момент времени. Ввиду вышесказанного разработка новых и совершенствование уже имеющихся методов оценки НДС протяженных

участков нефтегазопроводов, работающих в осложненных инженерно-геологических условиях, является актуальной научно-технической задачей.

Анализу напряженно-деформированного состояния трубопроводов, прокладываемых и эксплуатируемых в осложненных инженерно-геологических условиях посвящено большое количество работ [28, 38, 56, 59], в которых отражена актуальность исследования мер по предупреждению аварий для подобных эксплуатируемых трубопроводов, в особенности на участках активных тектонических разломов.

Показательный случай нарушения планово-высотного положения трубопровода произошёл в ноябре 2002 года на Аляске. Землетрясения амплитудой 7,9 баллов по шкале Рихтера спровоцировало движение тектонических плит в Деналийском разломе, в результате чего трубопровод «Транс-Аляска» выдвинулся практически на 0,75 м по вертикали и 2 м по горизонтали относительно планового положения при строительстве [56].

В настоящее время разработано большое количество методов и оборудования, позволяющих оценить напряженно-деформированное состояние подземного трубопровода во время его эксплуатации [106, 107]. Однако, не все методы могут быть применимы с учетом особенностей эксплуатации конкретного трубопровода. Так, при определении НДС подземного трубопровода методы, основанные на измерении коэрцитивной силы металла, потребуют дополнительных земляных работ в значительной объеме, что не является экономически целесообразным для протяженных участков трубопровода. С другой стороны, дистанционные методы, не имеющие доступ к образующей трубопровода, не имеют достаточной точности для принятия решение о необходимости вывода участка в эксплуатацию. Решение проблем данных методов видится в их взаимодействии: сначала на основе методов, не требующих доступа к образующей трубопровода, определяются наиболее потенциально-опасные участки, тем самым ограничивается объём земляных работ. На втором этапе

по намеченным точкам производится шурфовка с последующим обследованием более точными методами.

В ряде работ приводится классификация методов оценки технического состояния магистральных трубопроводов исходя из точности методов и количества необходимой априорной информации [10, 24, 37, 39, 62, 100]. Объединяя данные классификации, можно получить следующую классификацию методов исходя из протяженности исследуемых участков трубопровода и возможности их динамического мониторинга (рисунок 1.13).



Рисунок 1.13 – Основные методы мониторинга НДС участков трубопровода

Методы определения технического состояния магистральных трубопроводов группы 2 отличаются высокой точностью и достоверностью полученных данных, на основе которых можно сделать непосредственный вывод о необходимости вывода участка в ремонт. С другой стороны, производительность труда при данном виде контроля, стоимость для подземных участков трубопроводов, не позволяют использовать методы данной группы для мониторинга в произвольный момент времени [50]. В настоящий момент времени разработан обширный арсенал методов по определению НДС с помощью данной группы методов [28, 38, 56, 59], но

перед проведением контроля данными методами необходимо уточнить место производства работ.

Методы группы 1 отличаются существенно большей производительностью, относительно методов группы 2, что в свою очередь сопряжено со снижением точности и большей погрешностью при расчете НДС. Однако, учитывая дешевизну производства работ по определению технического состояния на протяженных участках линейной части трубопроводов, проложенных подземно, данные методы необходимо рассматривать как методы локализации и определения потенциально-опасных мест для проведения контроля методами из группы 2.

Существенным отличием методов группы 1 является слабо развитая нормативно-техническая база по их использованию, отсутствие методических рекомендаций по проведению контроля, что вызывает существенную погрешность при использовании данных методов, а также целый спектр открытых вопросов по ходу самого обследования [67]. Таким образом, совершенствование и разработка новых методов по выявлению потенциально-опасных мест на протяженных участках линейной части магистральных трубопроводов, является актуальной научно-технической задачей. Рассмотрим методы определения НДС протяженных участков трубопровода с помощью методов групп 1 и 2.

### **1.6 Методы определения НДС трубопровода на основе определения профиля трубопровода без доступа к образующей**

К данной группе можно отнести методы, основанные на расчете НДС магистрального трубопровода по априорной информации, полученной по результатам определения пространственного положение трубопровода одним или несколькими дистанционными методами.

Определением НДС магистрального трубопровода от изгибных напряжений, вызванных непроектным радиусом кривизны, производится путем их вычисления формуле [30, 74, 97]:

$$\sigma_{\text{пр.Мi}} = \pm \frac{E D_{\text{в}}}{2\rho_i}, \quad (1.1)$$

где  $E$  – модуль продольной упругости стали, МПа;

$D_{\text{в}}$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$\rho_i$  – радиус изгиба трубопровода, м.

Дополняя формулу (1.1) технологическими параметрами трубопровода (температура продукта, давление, марка металла и т. д.) можно получить значение максимальных суммарных продольных напряжений, соответствующих участку с определенным радиусом кривизны [97].

В данном случае неизвестным остается лишь значение радиуса упругого изгиба трубопровода. В настоящее время существует достаточно обширный арсенал методов, позволяющих определить радиус упругого изгиба, но большинство из них сопряжено с определенными ограничениями.

*Определение пространственного положения трубопровода с помощью аэрокосмической съемки*

Достаточно информативным методом дистанционного определения пространственного положения трубопровода является его съемка с использованием аэрокосмических методов [34, 35, 36, 46, 74, 90]. Определение опасных участков происходит с помощью специализированных систем дистанционного мониторинга, которые в совокупности позволяют судить о местах наибольшей опасности.

В зависимости от назначения контроля может использоваться разный арсенал приборов: оптическая аппаратура ультрафиолетового, инфракрасного, видимого и других диапазонов спектра; многоспектральная аппаратура среднего и низкого разрешения, тепловизоры, радиолокационная аппаратура, СВЧ-локация и другие устройства.

С помощью данных аппаратов производится комплексное изучение трубопровода и окружающей его среды, заключающееся в определении

пространственного положения трубопровода, динамики его изменения, выявлении изменяющихся участков, поиск и определением мест утечек и несанкционированных врезок, определение мест обнажения образующей трубопровода и мониторинг изменения среды его заложения (развитие заболачиваемости, увеличение уровня подземных вод и т.д.). С помощью методов радиолокационной интерферометрии возможно на ранней стадии определить смещение земной поверхности, тем самым приняв превентивные меры, направленные на поддержание надежной эксплуатации трубопровода [97]. Методы, основанные на лазерной флуоресцентной спектроскопии, позволяют оперативно определить место утечек путем определения вида нефтепродукта на поверхности земли [74].

Несомненными достоинствами данного метода являются его высокая производительность, выражающаяся в охвате большой местности, на которой расположен трубопровод. Кроме того, с помощью данного вида диагностики можно определять состояние трубопроводов, расположенных в труднодоступных зонах. Однако, периодичность контроля данным методом достаточно большая, что ставит под угрозу своевременность определения опасных чрезвычайных ситуаций. Помимо этого, следует отметить достаточно высокую стоимость оборудования для проведения данного вида контроля и низкую точность оценки применительно к НДС. Так, современные спутниковые снимки со спутников сверхвысокого разрешения [35] достигают разрешения около 0,4 м, чего недостаточно для расчета НДС с приемлемой для принятия решений погрешностью.

*Определение пространственного положения трубопровода на основе нивелирования его высотного положения*

Одним из наиболее простых и популярных методов определения изгиба трубопровода в вертикальной плоскости является его нивелирование с использованием нивелира и нивелирной рейки [39, 42, 51, 72]. Изменение

высотного положения оси трубопровода будет являться следствием воздействия на него внешних и внутренних факторов.

Процесс измерений сводится к поочередной установке нивелирной рейки в геодезических точках и последующем измерении высоты данных точек  $h_1, h_2, \dots, h_i$  (рисунок 1.14).

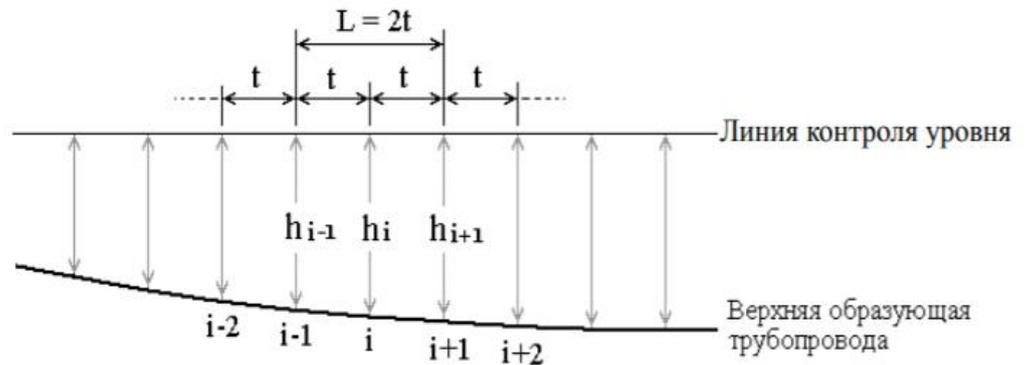


Рисунок 1.14 – Схема определения радиуса изгиба участка трубопровода по трем точкам по данным геодезических измерений [42]

Тогда, величина стрелы прогиба в точке  $i$  в вертикальной плоскости будет определяться как [51]:

$$f_{B(i)} = h_i - h_{i-1} + (h_{i-1} - h_{i+1})/2, \quad (1.2)$$

И, согласно [42, 51] радиус изгиба трубопровода в вертикальной плоскости  $\rho_B$  будет определяться по формуле:

$$\rho_B = \frac{L^2}{10f_B}, \quad (1.3)$$

где  $L$  – расстояние между точками  $(i-1)$  и  $(i+1)$ .

В случае кососимметричного изгиба трубопровода определение стрелы изгиба примет обобщенный вид:

$$f_{\phi} = \sqrt{f_B^2 + f_r^2}, \quad (1.4)$$

где  $f_r$  – стрела прогиба трубопровода в горизонтальной плоскости.

В данном случае для определения изгиба трубопровода необходимо будет воспользоваться формулой:

$$\rho_B = \frac{L^2}{10f_B} = \frac{L^2}{10\sqrt{f_B^2 + f_r^2}} \quad (1.5)$$

Данные расчетные формулы можно упростить если принять шаг между геодезическими точками измерений равным  $AD=DC=L/2=t$  (рисунок 1.15).

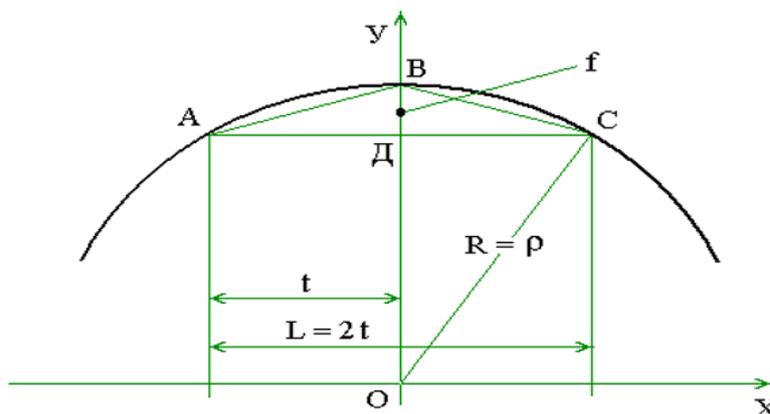


Рисунок 1.15 – Схема определения радиуса кривизны [42]

Таким образом, радиус изгиба участка трубопровода может быть найден по формуле:

$$R = \rho = \sqrt{(OD)^2 + (DC)^2} = \sqrt{(R - f)^2 + L^2/4}; \quad (1.6)$$

$$R^2 = R^2 - 2Rf + f^2 + L^2/4;$$

$$R = \frac{f}{2} + L^2/8f.$$

При этом, первой частью уравнения можно пренебречь, учитывая, что она много меньше второй. Однако, несмотря на всю простоту и достаточно

высокую производительность данного метода его применение достаточно ограничено. Так, погрешности, получаемые при следовании данной методике, например рассмотренные в работах [51, 78] достигают значений в 30% и более, что является неприемлемым для использования полученных данных для последующего вычисления изгибных напряжений в стенке трубы. Кроме того, данный метод требует доступа к образующей трубы, что является достаточно дорогостоящим процессом при недостаточно достоверных данных.

*Определение пространственного положения трубопровода с помощью трассоискателей*

Наиболее достоверным методом оценки НДС участков подземного магистрального трубопровода является съемка конфигурации его оси с помощью трассоискателей с последующей интерпретацией полученных данных для оценки технического состояния трубопровода.

Методики, описанные в [42, 58, 91] опираются на полученные с трассоискателей данные для вывода формул радиуса изгиба участка трубопровода в вертикальной или горизонтальной плоскостях. Для поиска трубопровода под землей трассоискатели используют устройства поиска сигналов сверхнизкой частоты. Цель съёмки заключается в поиске магнитной индукции электромагнитного поля, возникающей в результате протекания переменного тока от генератора по металлическому трубопроводу.

Для измерения глубины заложения оси трубопровода в конкретной точке измерений производят съемку с помощью трассоискателей через каждые 50-100 м и в местах изменений рельефа местности [42]. Полученные данные, а именно относительное расположение точек в пространстве от начальной реперной точки используют для расчета радиусов изгиба участков трубопровода.

В случае произвольной плоскости изгиба и наличии достаточной априорной информации можно воспользоваться методом конечных элементов (МКЭ) для определения НДС в стенки трубопровода [102, 103].

В основу метода конечных элементов положена разбиение рассматриваемого тела на мелкие объекты – конечных элементы, с последующим заданием им свойств исходно образца. Данные конечные элементы соединены между собой в узлах, в которых удовлетворяется условие равновесия перемещений.

Задача определения НДС трубопровода при действии статических нагрузок будет сводиться к решению задачи механики деформируемого твердого тела с помощью решения системы дифференциальных уравнений равновесия и геометрических соотношений, устанавливающих связь между перемещениями и деформациями в трубопроводе при заданных пользователем граничных условиях.

При данном подходе весь трубопровод по длине моделируется набором конечных элементов – балок различного сечения и длины. Конечные элементы уменьшаются до тех пор, пока изменение их размеров дает существенную разницу в результате.

При расчете конечно-элементных моделей необходимо учесть все нагрузки и воздействия, существенно влияющие на результат расчета: давление и температуры перекачиваемой среды, профиль оси трубопровода, вес дополнительных устройств на трубопроводе (арматура и т.д.) и нагрузки, определяемые индивидуально для каждого конкретного случая (рисунок 1.16).

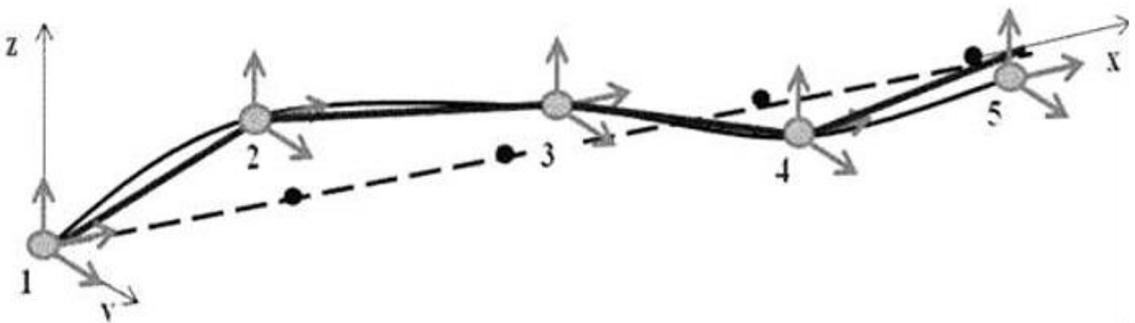


Рисунок 1.16 – Моделирование участка трубопровода с помощью метода конечных элементов

Для решения подобного рода задач требуются значительные затраты времени, поэтому целесообразно использовать известные программные пакеты, реализующие метод конечных элементов. Наиболее популярными можно назвать «Caesar II», «Старт», «Ansys», «Abaqus» и др.

Решение таких задач сопряжено со значительными затратами оперативной памяти, сложностью построения конечно-элементных моделей и их последующей настройкой, а также значительной стоимостью программного обеспечения. Для решения задач определения НДС на протяженных участках данный метод достаточно затратен и сложен в реализации, поэтому на практике обычно используют аналитические методы.

Утверждённые методики [42, 58, 91] используют расчетные схемы, применимые только при съемке трубопровода с поверхности грунта с равным шагом и одновременной принадлежности трёх точек измерений верх-сходящей или низ-сходящей оси трубопровода, что на практике существенно ограничивает применимость данного метода. Таким образом, для использования трассоискателей для оценки напряженно-деформированного состояния участка подземного трубопровода необходима доработка и изменение существующих методик в части изменения и внесения корректировок в расчетные схемы.

Для обоих методов оценки НДС участка трубопровода необходима съемка глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта с высокой точностью, поскольку от точности полученных данных будет напрямую зависеть расчет НДС участка.

Современные трассоискатели имеют погрешность в измерении глубины заложения оси подземного трубопровода 5-7%, суммарную относительную погрешность определения пространственного положения оси подземного трубопровода 5-10% [98]. Несмотря на высокие показатели точности определения глубины и пространственного положения, ряд авторов делает вывод о существенных погрешностях в данных, применяемых для расчетов

радиусов изгиба по результатам надземной съемки глубины заложения оси трубопроводов [25, 33, 68, 75, 79, 99, 104].

Так, в работах [33, 68] на основе анализа известного профиля трассы произведено моделирование расчетных значений радиусов изгиба при использовании пространственной съемки и моделирования участка трубопровода полиномом четвертой степени. При различных шагах между точками измерений и различных конфигураций трассы погрешность в определении радиуса изгиба достигала 100% относительно истинных значений, что делает невозможным их применение на практике. Для снижения погрешности в работе предложено минимизировать количество пикетов с неравномерным шагом и сократить шаг между точками измерений до 10-20 метров.

В работе [79] было проведено крупное исследование, целью которого являлось определение различных погрешностей в определении изгибных напряжений в зависимости от конструктивных особенностей трубопровода при производстве труб, их укладке и эксплуатации. Так, ошибка при определении одного и того же радиуса изгиба при нескольких замерах связано с измерением одной и той же величины, но с разными погрешностями, при таком подходе максимальная погрешность составила 73 МПа. При использовании данных геодезических измерений с помощью дифференцирования и перехода к методу конечных разностей погрешность в определении радиуса изгиба при погрешности в определении глубины центральной точки в 5мм составила 311 м, что также может вызвать существенные неточности в определении изгибных напряжений.

В исследованиях, проведенных в [75, 104] показано, что влияние шага между точками измерений и погрешности трассопоискового оборудования на величину рассчитанного радиуса изгибных напряжений значительно. Кроме того, для оценки допустимой погрешности измерений рекомендуется использовать не радиус упругого изгиба участка, а погрешность в определении

изгибных напряжений, поскольку данная величина является центральным значением при съемке глубины заложения оси трубопровода с поверхности грунта и менее подвержена большим погрешностям при существенных ошибках в определении радиуса кривизны [4, 25].

Обобщение данных положений нашло своё отражение в работах [26, 29, 100]. Авторы, используя погрешность трассопоискового оборудования в абсолютных значениях (в сантиметрах) разработали формулу определения минимального шага измерений при учёте как погрешности трассопоискового оборудования, так и глубины заложения трубопровода. Принимая во внимание допущения об одинаковой глубине трубопровода в точках съемки, равном шаге между точками измерений и изгибе в одной плоскости необходимый шаг между точками измерений  $L$  для расчёта НДС с погрешностью не более  $\Delta\sigma$  составляет:

$$L = \sqrt{\frac{c\Delta h + d}{\Delta\sigma}} = (m\Delta h + n)^{1/2}, \quad (1.7)$$

где  $c, d$  – коэффициенты математической модели определения погрешности при расчете продольных напряжений;  
 Коэффициенты математической модели при допустимой  
 $m, n$  – погрешности определения продольных напряжений не более 50 МПа;  
 $\Delta\sigma$  – точность определения НДС в стенке трубопровода, МПа;  
 $\Delta h$  – Абсолютное значение погрешности трассопоискового оборудования

Несмотря на достаточно детальную проработку вопроса определения минимального шага измерений достаточно широкий спектр задач остался нерешенным: учет конструктивных особенностей трассы прокладки, максимальный шаг измерений, возможность измерения радиуса кривизны по

тремя точкам с разным шагом между точками измерений, учет различной глубины заложения и погрешности в разных точках измерений.

Таким образом, для возможности применения метода расчета радиуса изгиба и изгибных напряжений участка подземного трубопровода по результатам съемки глубины заложения его оси с поверхности грунта и без доступа к образующей необходимы:

1. Доработка и модернизация существующих расчетных схем [29, 42, 58, 91, 100], съемки и интерпретации данных пространственной съемки оси подземного трубопровода;

2. Исследование влияния конструктивных параметров и используемого трассопоискового и навигационного оборудования на точность в определении радиусов изгиба и изгибных напряжений участков исследуемого трубопровода;

3. Реализация методики подбора параметров надземного трассопоискового исследования с учетом конструктивных особенностей трубопровода, трассы прокладки и используемого трассопоискового и навигационного оборудования;

4. Разработка рекомендации к оборудованию, использование которого допускается для определения глубины и местоположения оси подземного трубопровода с поверхности грунта.

Таким образом, метод периодического мониторинга радиусов изгиба участков подземных трубопроводов, прокладываемых в осложненных инженерно-геологических условиях, должен удовлетворять следующим требованиям:

1. Достаточная для инженерных расчетов точность (погрешность до 10% от предела прочности металла стенок труб).

2. Возможность проведение оценки радиусов изгиба в произвольный момент времени.

3. Экономическая эффективность и высокая производительность при контроле участков протяженностью порядка 1 км.

### **1.7 Влияние ненормативных радиусов изгиба на надежность трубопроводных систем**

Наличие участков трубопроводов с непроектными изгибами и аварии, происходящие ввиду данных непроектных изгибов [61] ставят вопрос о более детальном учете влияния изгибных напряжений на напряжённо-деформированное состояние трубопровода.

Дополнительный изгиб на участке трубопровода вносит вклад в значения интенсивности напряжений [31, 40, 49, 60, 61, 76], кроме того, повышает склонность металла трубы к коррозионному растрескиванию под напряжением [70]. Ввиду вышесказанного оценка влияния радиуса изгиба на надежность трубопроводного транспорта является актуальной научно-технической задачей. Решение данной задачи существенно осложняется большим количеством различных граничных условий на действующих трубопроводах. Так, для более детального учета НДС участка трубопровода необходимы данные о начальной деформации трубопровода при его укладке в траншею [79], более точные данные о температурном режиме при сварке и засыпке трубопровода в траншею [31, 48, 77], данные по качеству сварных соединений [78] и иные особенности конкретного участка трубопровода [29, 77].

Стоит отметить, что значения радиусов изгиба, при котором участок трубопровода маркируется как «непроектный», равное 1000 диаметров трубопровода согласно [97] являются чрезвычайно завышенными. Как правило, на трассе трубопровода при эксплуатации образуются большое количество участков с ненормативной кривизной оси [27, 31, 40, 49, 61, 76], а образование вызвано не только гидрогеологическими процессами, но и сменой температурного режима трубопровода и уплотнением грунта вокруг трубопровода [31].

Учитывая данные обстоятельства, «слепое» следование стандарту [97] является не только экономически нецелесообразным, но и отвлекает от диагностических и ремонтных работ на других, требующих внимания участках. Следовательно, решение о необходимости вывода конкретного участка трубопровода из эксплуатации должно быть произведено на основе комплексного анализа его напряженно-деформированного состояния.

Так, в работах [48, 49] авторами предлагается метод оценки допустимых радиусов изгиба трубопровода исходя из фактических значений, действующих на исследуемого участке значений интенсивности напряжений. Для каждого участка трубопровода предлагается оценивать значения интенсивности напряжений в интересующем сечении по формулам строительной механики с учетом всего спектра нагрузок и воздействий, действующих на трубопровод в конкретный момент времени (рисунок 1.17).

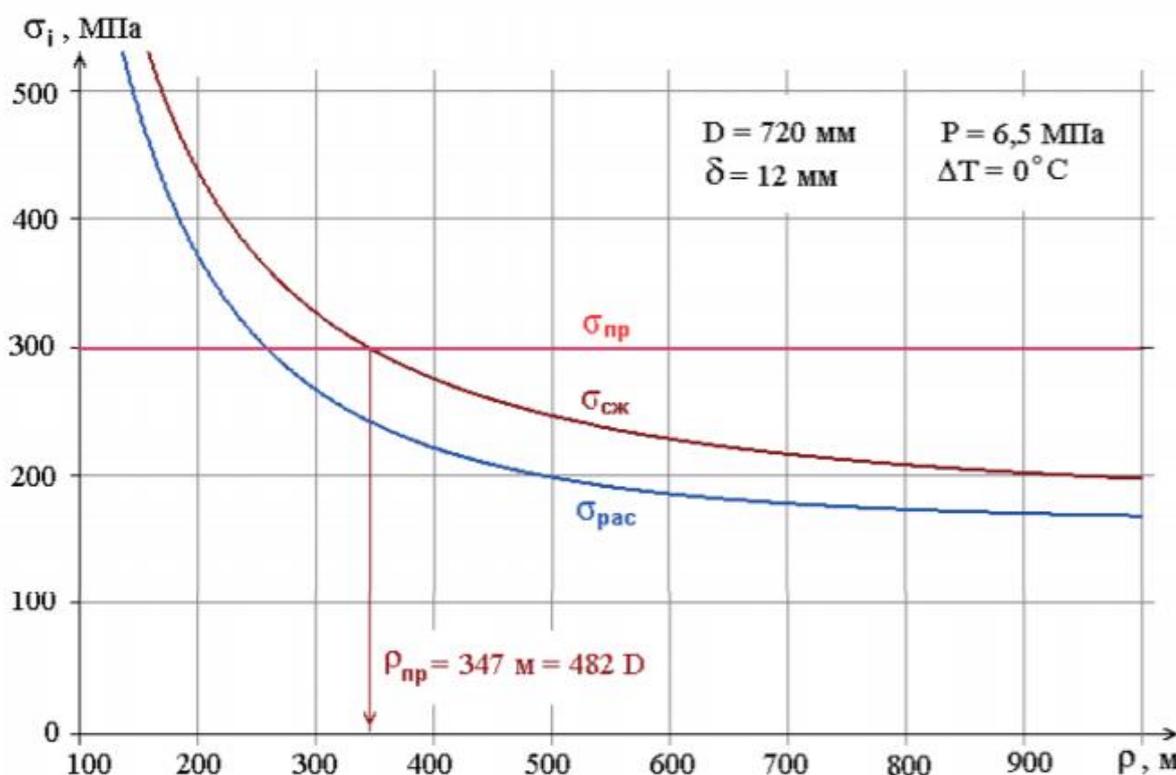


Рисунок 1.17 – Пример вычисления предельного радиуса упругого изгиба в сечении трубопровода [49]

Тогда, если параллельно оси абсцисс провести горизонтальную линию, значения которой равняются предельным значениям напряжений в исследуемом сечении (умноженным на некоторый коэффициент запаса), то по пересечению с графиком зависимости интенсивности напряжений от радиуса изгиба можно определить критическое значение радиуса изгиба, при котором трубопровод следует вывезти из эксплуатации. При этом, следует учитывать наличие на участке контроля дефектов, продольных напряжений и иных нагрузок и воздействий, оказывающих влияния на НДС участка.

Таким образом, после получения данных о величине радиуса упругого изгиба на участке контроля необходимо оценить его влияние на общее напряженно-деформированное состояние участка контроля с учетом конкретных условий эксплуатации на данном участке. Возможны случаи, при которых изгиб на участке контроля относится к «не проектному», однако несущая способность данного участка существенно превышает предельные значения.

## **ВЫВОДЫ ПО 1 ГЛАВЕ**

1. На основе анализа аварий и причин разрушений нефтегазопроводов было установлено, что для стран, на территории которых трубопроводы прокладываются в зонах, осложненных инженерно-геологическими условиями, доля аварий, связанных с силовым воздействием на трубопровод, выше. Так, в США, где большинство трубопроводов находятся на равнинных участках в промышленных районах, доля аварий от природных воздействий не превышает 2%, в то время как на территории Канады, России и Западной Европы этот показатель составляет порядка 5-8%.

Следовательно, развитие и модернизация методов мониторинга напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов, проложенных в осложнённых инженерно-геологических условиях, является актуально научно-технической задачей.

2. Произведен анализ методов определения НДС трубопроводов, проанализированы сильные и слабые стороны методов. На основе анализа было установлено, что применительно к протяженным участкам подземных трубопроводов метод определения НДС на основе данных съемки конфигурации заложения оси трубопроводов с поверхности грунта является перспективным, ввиду низкой стоимости производства работ, высокой производительности и возможности мониторинга состояния НДС в произвольный момент времени. Новые исследования в работах [96, 100] позволяют частично решить проблему определения НДС без доступа к образующей трубопровода, однако ряд вопросов остаётся не решенным.

Так, в нормативно-технической документации и современных научных исследованиях методика съемки ограничивается определением шага для съемки, предполагая одинаковую глубину заложения трубопровода во всех точках измерений и одинаковую погрешность измерений. Кроме того, в данных источниках никак не описывается процесс планирования трассы съемки, особенности съемки и расчета по данным съемки НДС, при наличии на участке контроля дополнительных конструктивных элементов.

Установлено, что в современных научных источниках фактически не освещён вопрос погрешности трассопоискового оборудования применительно к определению положения оси трубопровода с поверхности грунта.

## 2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАССОПОИСКОВОГО И НАВИГАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОТЯЖЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

### 2.1 Разработка аналитической модели определения напряженно-деформированного состояния участка подземного трубопровода по результатам определения его пространственного положения с поверхности грунта

В 1 главе был рассмотрен ряд методов для оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) магистральных трубопроводов. Как было отмечено, большинство методов для оценки НДС с невысокой погрешностью (ниже 5%) требуют непосредственный доступ к образующей трубопровода. На трубопровод в период эксплуатации в зависимости от времени года и погодных условий могут влиять различные дополнительные факторы, отказывающие на трубопровод силовое воздействие.

Для магистральных трубопроводов максимальные суммарные продольные напряжения  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$  являются суммой всех нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода.

Значение  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$  с учетом нормативных нагрузок и воздействий внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба можно определить по формуле [45]:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho}, \quad (2.1)$$

где  $\mu$  – переменный коэффициент поперечной деформации стали;

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы, град-1;

$E$  – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

- $\Delta t$  – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;
- $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$  – кольцевые напряжения, МПа;
- $D_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубопровода, м;
- $\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

Кольцевые напряжения в заданном сечении являются следствием воздействия внутреннего давления перекачиваемой среды и определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}, \quad (2.2)$$

- где  $p$  – рабочее давление трубопровода, МПа;
- $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода, м;
- $\delta_{\text{н}}$  – номинальная толщина стенки трубопровода, м.

Таким образом, в формуле (2.1) остается один неизвестный параметр – радиус упругого изгиба трубопровода  $\rho$ , все остальные параметры могут быть определены с использованием знаний о технологических и конструктивных особенностях трубопровода и информации с технологического оборудования на линейной части трубопровода.

На основе 1 главы был сделан вывод о целесообразности использования методики расчета радиуса изгиба на основе съемки глубины заложения оси трубопровода с поверхности грунта и отмечены существенные ограничения существующих методик [29, 42, 91, 100]. Следовательно, необходимо совершенствование методики расчета радиуса изгиба трубопровода на основе съемки глубины заложения оси трубопровода с поверхности грунта.

Последние работы в этой области [96, 100] частично решили вопрос с определением минимального шага между точками измерений при проведении

съемки конфигурации оси подземного трубопровода с поверхности грунта. Для решения в данных задачах использовался метод Хорд окружности, на которой будет определяться радиус. Использование данного метода подразумевает допущения об одинаковом шаге между точками измерений, одинаковой глубине заложения и одинаковой погрешности измерений в каждой точке. Однако, выполнение данных условий на практике возможно не всегда, таким образом необходим более общий подход, позволяющий учитывать, что все данные могут быть переменными.

Для определения изгибных напряжений на участке исследования первоначально необходимо определить радиус упругого изгиба на данном участке. Наиболее перспективным методом определения радиуса изгиба подземного трубопровода является методика, описанная в работе [45], основанная на радиусе описанной вокруг треугольника окружности, следовательно, для определения радиуса упругого изгиба участка трубопровода необходимо три точки, не принадлежащие одной прямой.

Пусть  $X_i$ ,  $Y_i$ ,  $Z_i$  – измеренные координаты глубины, широты и долготы заложения точки оси или верхней образующей трубопровода ( $i = 1, 2, \dots, n$ ,  $n$  – количество точек измерений на исследуемом участке). Рассмотрим три смежные точки измерений  $i - 1$ ,  $i$ ,  $i + 1$ , тогда  $a_i$  – расстояние между точками с номерами  $i - 1$  и  $i$ ,  $b_i$  – расстояние между точками с номерами  $i$  и  $i + 1$ ,  $c_i$  – расстояние между точками с номерами  $i - 1$  и  $i + 1$ . Величины  $a_i$ ,  $b_i$  и  $c_i$  можно определить по следующим формулам, вытекающим из геометрических положений [45]:

$$a_i = \sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2 + (z_i - z_{i-1})^2}; \quad (2.3)$$

$$b_i = \sqrt{(x_{i+1} - x_i)^2 + (y_{i+1} - y_i)^2 + (z_{i+1} - z_i)^2}; \quad (2.4)$$

$$b_i = \sqrt{(x_{i+1} - x_{i-1})^2 + (y_{i+1} - y_{i-1})^2 + (z_{i+1} - z_{i-1})^2}. \quad (2.5)$$

Тогда, задача определения радиуса упругой кривизны по трем точкам  $\rho_i$  сводится к определению радиуса окружности, описанной вокруг треугольника. Вершинами данного треугольника будут известные точки с координатами  $x_k, y_k, z_k$ .

Радиус  $\rho_i$  окружности (рис. 2.1), проходящей через точки с номерами  $i - 1, i, i + 1$ , определяется с использованием следующего соотношения:

$$\rho_i = \frac{a_i b_i c_i}{\sqrt{(a_i + b_i + c_i)(-a_i + b_i + c_i)(a_i - b_i + c_i)(a_i + b_i - c_i)}} \quad (2.6)$$

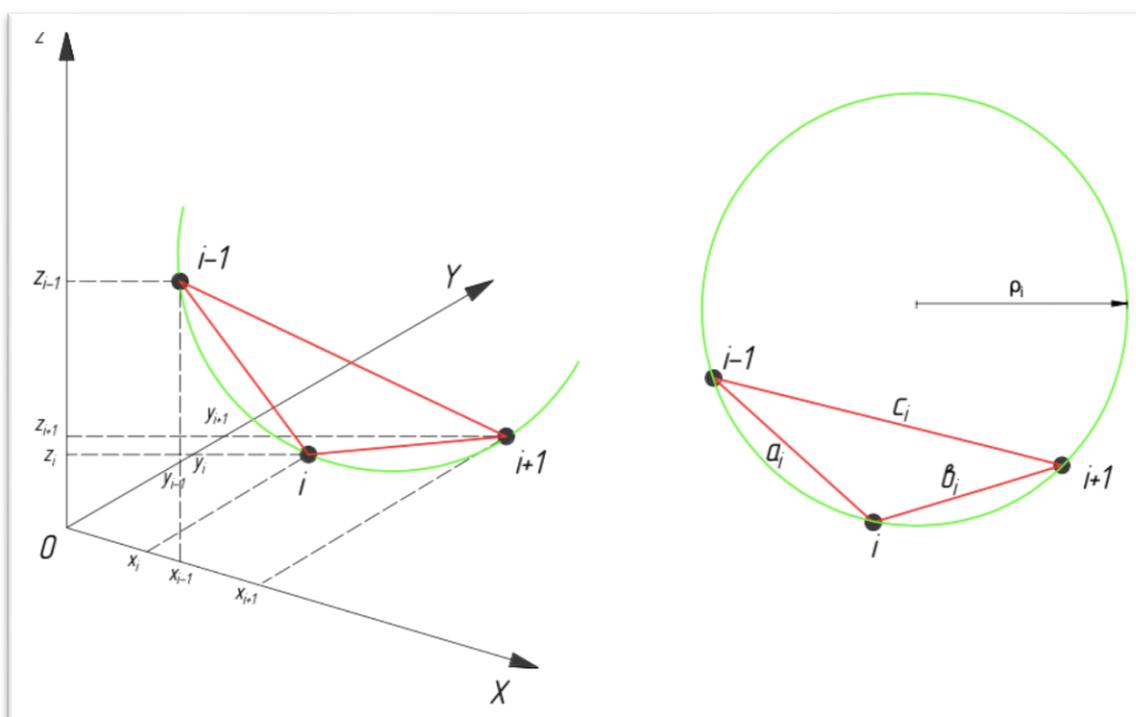


Рисунок 2.1 – Схема измерения радиуса изгиба трубопровода

Данное соотношение (2.6) лишено недостатков стандартных методик [42, 91] и позволяет определять радиус упругого изгиба участка трубопровода произвольной конфигурации и различными значениями расстояний между точками измерений.

### **2.1.1 Теоретическое исследование влияния погрешности используемого трассопоискового и навигационного оборудования на точность определения радиуса упругого изгиба подземного трубопровода с поверхности грунта**

При отсутствии аппаратной погрешности средств определения пространственного положения оси трубопровода расчет по формуле (2.6) даст точные значения изгибных напряжений участка при условии, если три точки измерений глубины заложения оси трубопровода не принадлежат одной прямой.

Погрешность современных трассоискателей колеблется в пределах 5-7% [98], что оказывает влияние на точность расчетных значений изгибных напряжений в стенке подземного трубопровода. В настоящее время в научных работах практически не отражено влияние различных конструктивных и эксплуатационных факторов на величину погрешности в определении изгибных напряжений и радиуса изгиба участка трубопровода по результатам съемки глубины заложения оси трубопровода.

Исследуем влияние погрешности используемого трассопоискового и навигационного оборудования на точность определения радиуса упругого изгиба участка трубопровода.

Как правило, глубина заложения трубопровода зависит от его диаметра и характеристик грунта и составляет не более 2 м. Таким образом,  $h = 3$  является консервативной величиной и будет принята в расчет с допущением возможной просадки грунта под трубопроводом. Расчетная погрешность измерительного оборудования будет составлять  $\Delta = \pm 5 \%$ , что соответствует диапазону погрешности современных отечественных и зарубежных трассоискателей [98].

Для оценки максимальной погрешности в определении радиуса изгиба необходимо использовать наиболее консервативный вариант погрешности измерений. При измерении глубины заложения оси трубопровода в некоторой

точке необходимо учесть, что не имея доступ к образующей трубопровода результат измерений представляет собой не точку, а некоторый диапазон точек, ширина данного диапазона будет равняться погрешности используемого оборудования. Тогда, для оценки максимальной погрешности целесообразно учитывать два наиболее консервативных варианта возможной конфигурации оси изогнутого трубопровода согласно рисунку 2.2.

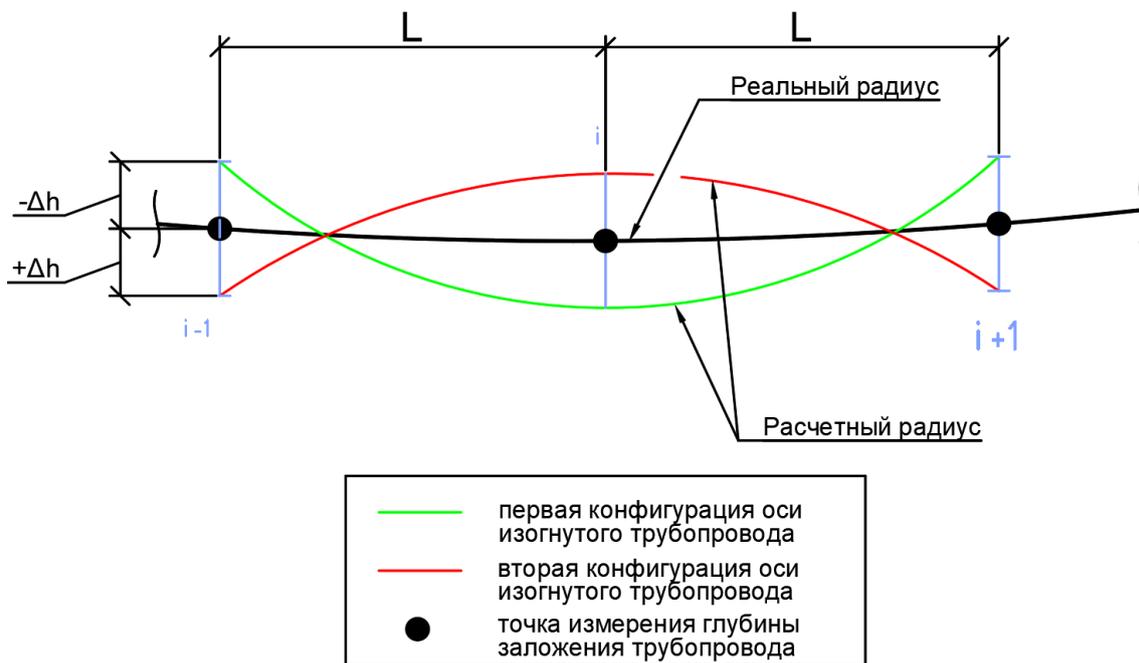


Рисунок 2.2 – Расчетная схема определения изгибных напряжений

При данном подходе можно гарантировать, что максимальная погрешность при использовании данных съемки будет не больше расчетных значений. Таким образом будем иметь расчетную схему, состоящую из двух возможных конфигураций оси исследуемого участка подземного трубопровода:

1. Первая конфигурация, точки  $i-1$  и  $i+1$  имеют погрешность определения глубины заложения оси  $h = h - \Delta = 3\text{ м} - 15\text{ см} = 2.75\text{ м}$ , точка  $i$  имеет погрешность определения глубины заложения  $h = h + \Delta = 3\text{ м} + 15\text{ см} = 3.15\text{ м}$

2. Вторая конфигурация, точки  $i-1$  и  $i+1$  имеют погрешность определения глубины заложения оси  $h = h + \Delta = 3\text{ м} + 15\text{ см} = 3.15\text{ м}$ , точка  $i$  имеет погрешность определения глубины заложения  $h = h - \Delta = 3\text{ м} - 15\text{ см} = 2.75\text{ м}$ .

Определим, как шаг между точками измерений  $L$  будет влиять на значения погрешности в определении радиуса изгиба согласно расчетной схеме на рисунке 2.2.

Погрешность при использовании данных трассоискателя для расчета радиуса изгиба рассчитывается по формуле:

$$\Delta\rho = |\rho_{\text{реальн}} - \rho_{\text{расч}}|, \quad (2.7)$$

где  $\rho_{\text{реальн}}$  – реальное значений радиуса изгиба трубопровода, м;

$\rho_{\text{расч}}$  – расчетное значений радиуса изгиба трубопровода, м.

Пусть, реальный радиус упругого изгиба трубопровода  $\rho = 1000D_n$ , исследуемый трубопровод имеет наружный диаметр  $D_n = 1420\text{ мм}$ . Результаты расчётов сведены в таблице 2.1 и на рисунке 2.3 для первой конфигурации оси изогнутого трубопровода.

Таблица 2.1 – Влияние шага между точками измерений на погрешность в определении радиуса изгиба участка трубопровода

Расстояние между точками измерений (пикетами) $L$ , м	Расчетное значения радиуса изгиба трубопровода $\rho_{\text{расч}}$ , м	Реальное значения радиуса изгиба трубопровода $\rho_{\text{реальн}}$ , м	Погрешность определения изгибных напряжений $\Delta\rho$ , м
20	454	1420 м	966
30	730		690
40	927		493
50	1059		361
60	1149		271
70	1210		210

80	1254		166
90	1285		135
100	1309		111
110	1327		93
120	1341		79
130	1352		68
140	1361		59
150	1369		51

Как видно из таблицы 2.1, значение расстояния между точками измерений существенно влияет на погрешность в определении радиуса изгиба участка трубопровода. На рисунка 2.3 отражено влияние шага между точками измерений на значения радиуса изгиба для трубопроводов различного диаметра для первой конфигурации оси изогнутого участка трубопровода. Для упрощения задачи глубина заложения оси трубопровода во всех точках принята неизменной  $h=3$  м, погрешность трассопоискового оборудования принята 5%.

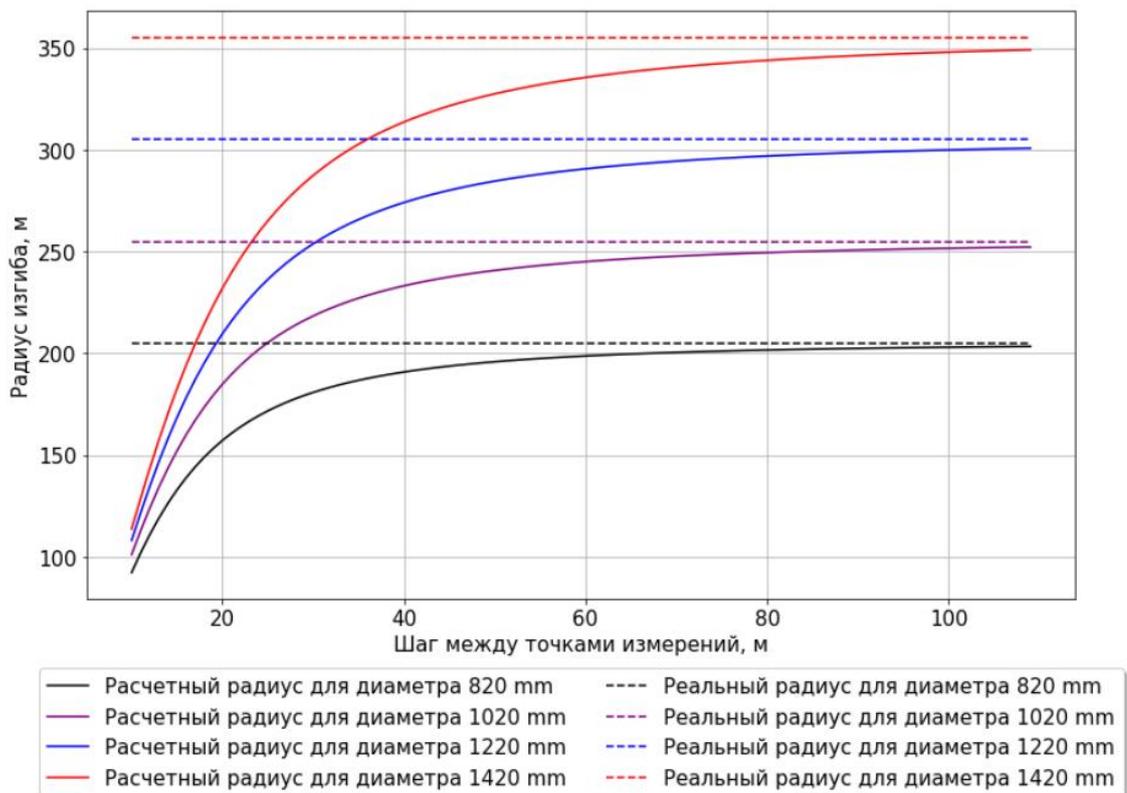


Рисунок 2.3 – Значения радиуса изгиба в зависимости от шага между точками измерений для первой конфигурации оси изогнутого трубопровода

Пунктирными линиями обозначены реальные радиусы изгиба при отсутствии погрешности трассопоискового оборудования. Как видно, с увеличением шага между точками измерений радиус изгиба, получаемый на основе данных съемки глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта, стремится к реальному. На рисунке 2.4 представлен аналогичный график для второй конфигурации точек.

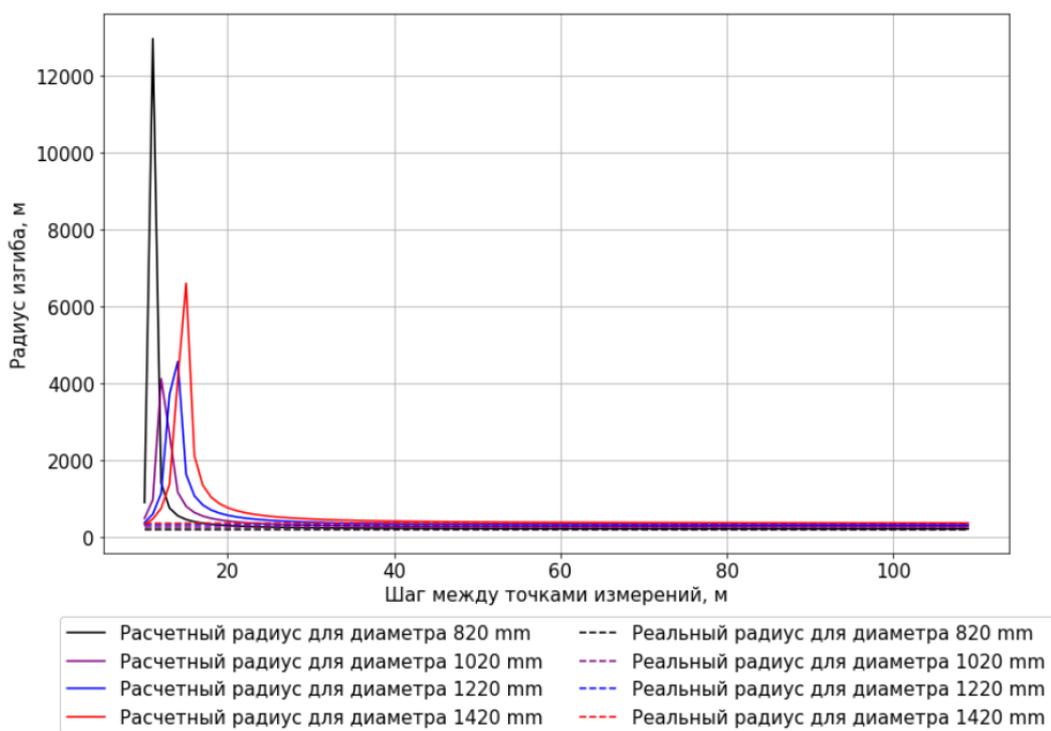


Рисунок 2.4 – Значения радиуса изгиба в зависимости от шага между точками измерений для второй конфигурации оси изогнутого трубопровода

На рисунке 2.4 в левой части графика отчетливо формируются «пики», связанные с изгибом расчетной поверхности в истинную сторону при увеличении шага между точками измерений. Таким образом, для корректных расчетов с учетом возможности появления таких экстремальных значений необходимо, чтобы при съемке глубины залегания оси трубопровода значения отклонений, получаемых при измерениях на примерно одинаковых глубинах, не меняли свой знак.

Очевидно, что на значения изгибных напряжений так же будет влиять погрешность используемого для проведения съемки трассопоискового

оборудования. Для подбора оптимального шага данную погрешность необходимо оценить. На рисунках 2.5 и 2.6 представлены плоскости зависимости расчетного радиуса изгиба от шага между точками измерений и погрешности используемого трассопоискового оборудования для трубопровода  $D=1420$  мм с постоянной глубиной заложения  $h=3$  м.

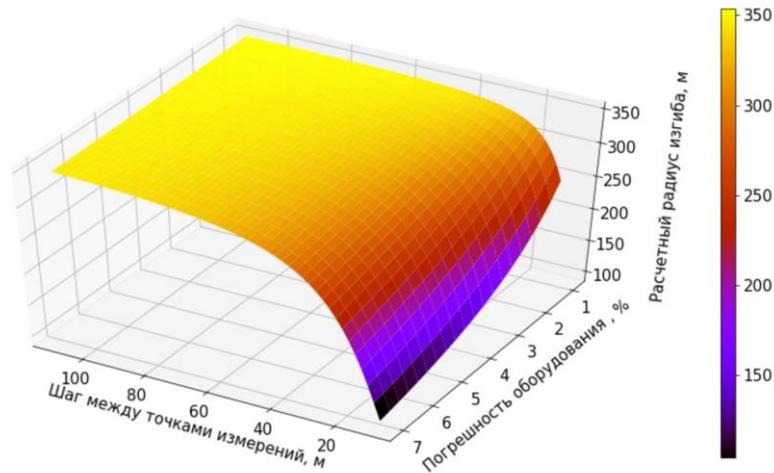


Рисунок 2.5 – Значения радиуса изгиба при различной погрешности оборудования и шаге между точками измерений для первой конфигурации оси изогнутого трубопровода

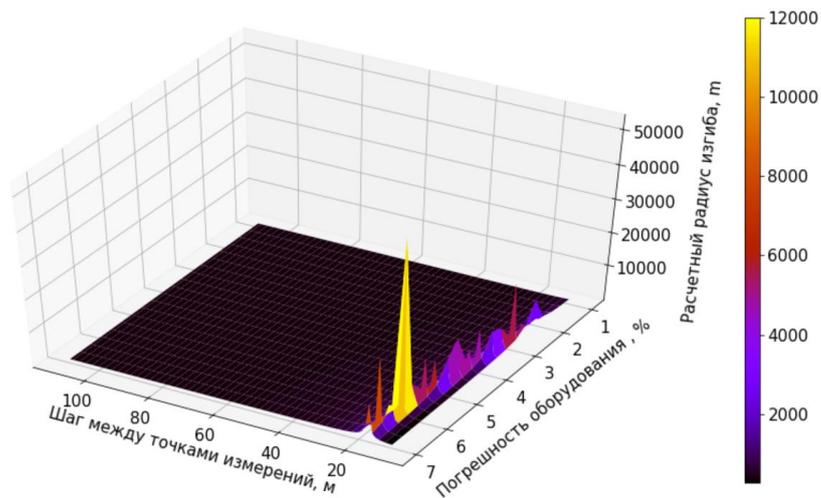


Рисунок 2.6 – Значения радиуса изгиба при различной погрешности оборудования и шаге между точками измерений для второй конфигурации оси изогнутого трубопровода

Следовательно, перед проведением съемки глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта с последующей интерпретацией полученных данных для оценки уровня изгибных напряжений исследуемого участка подземного трубопровода целесообразно определить шаг экспериментальных исследований с учетом конкретных условий эксплуатации трубопровода, его конструктивных характеристик и характеристик используемого для исследования трассопоискового оборудования.

### **2.1.2 Методика определения оптимального шага съемки глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта**

Погрешность в определении радиуса изгиба участка трубопровода как самостоятельная величина не представляет интереса, более целесообразно оценивать оптимальность шага по погрешности в определении величины изгибных напряжений при данном шаге. Цель определения напряженно-деформированного состояния участка трубопровода сводится к получению некоторого значения и последующего его сравнения с пограничной величиной, на основе полученных данных делается вывод о целесообразности проведения дополнительных работ по оценке технического состояния методами группы 1.

Погрешность в определении изгибных напряжений может быть определена по формуле:

$$\Delta\sigma = |\sigma_{\text{реальн}} - \sigma_{\text{расч}}|, \quad (2.8)$$

где  $\sigma_{\text{реальн}}$  – реальное значение изгибных напряжений участка трубопровода, МПа;  
 $\sigma_{\text{расч}}$  – расчетное значение изгибных напряжений участка трубопровода при использовании данных съемки, МПа.

При этом значение  $\sigma_{\text{расч}}$  является функцией зависимости от некоторых параметров трубопровода:

$$f(\sigma_{\text{расч}}) = (D_{\text{н}}, L, \Delta, h), \quad (2.9)$$

где  $D_{\text{н}}$  – диаметр исследуемого трубопровода, м;  
 $L$  – шаг исследования, м;  
 $\Delta$  – погрешность используемого трассопоискового оборудования, м;  
 $h$  – глубина заложения оси исследуемого трубопровода в точке измерений, м.

Тогда, при подборе оптимального шага между точками измерений, необходимо учитывать составляющие параметры в функции 2.9. Диаметр трубопровода в данном соотношении будет являться постоянным и при подборе оптимального шага он не учитывается. Тогда, при подборе оптимального шага необходимо учитывать шаг между точками измерений, глубину заложения оси трубопровода и погрешность используемого оборудования.

Модернизируя формулу (2.8), получим критерий определения оптимального шага при проведении съемки, который учитывает аппаратную погрешность трассопоискового и навигационного оборудования, глубину заложения оси трубопровода, диаметр трубопровода:

$$\Delta\sigma = |\sigma_{\text{реальн}} - \sigma_{\text{расч}}| \leq \Delta\sigma_{\text{max}}, \quad (2.10)$$

где  $\Delta\sigma_{\text{max}}$  – максимальная погрешность в расчете изгибных напряжений участка трубопровода.

Значение изгибных напряжений в некоторой точке определяется на основе диаметра исследуемого участка трубопровода и радиуса изгиба данного участка согласно формуле:

$$\sigma_i = \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho_i}, \quad (2.11)$$

где  $E$  – модуль Юнга, МПа;

$D_n$  – наружный диаметр трубопровода, м;

$\rho_i$  – радиус кривизны участка трубопровода, м.

Согласно формуле (2.10), такой шаг между точками измерений будет считаться оптимальным, при котором полученное значение погрешности в определении изгибных напряжений при данном шаге не превышает заранее заданного значения.

Исследуем влияние шага между точками измерений на значение погрешности в определении изгибных напряжений для трубопроводов  $D=820-1420$  мм, при глубине заложения оси трубопровода  $h=3$  м и погрешности трассопоискового оборудования  $\Delta=5\%$ , заданное значение максимальной погрешности  $\Delta\sigma_{max} = 50$  МПа.

С целью проведения данного эксперимента на языке программирования Python был написан программный код, реализующий требуемую функциональность. Отметив по оси ординат требуемое значение максимальной погрешности (зеленая линия) и определив точку пересечения кривой с данной линией по проекции точки на оси абсцисс можно найти оптимальный шаг измерений. Результаты представлены на рисунке 2.7 и 2.8.

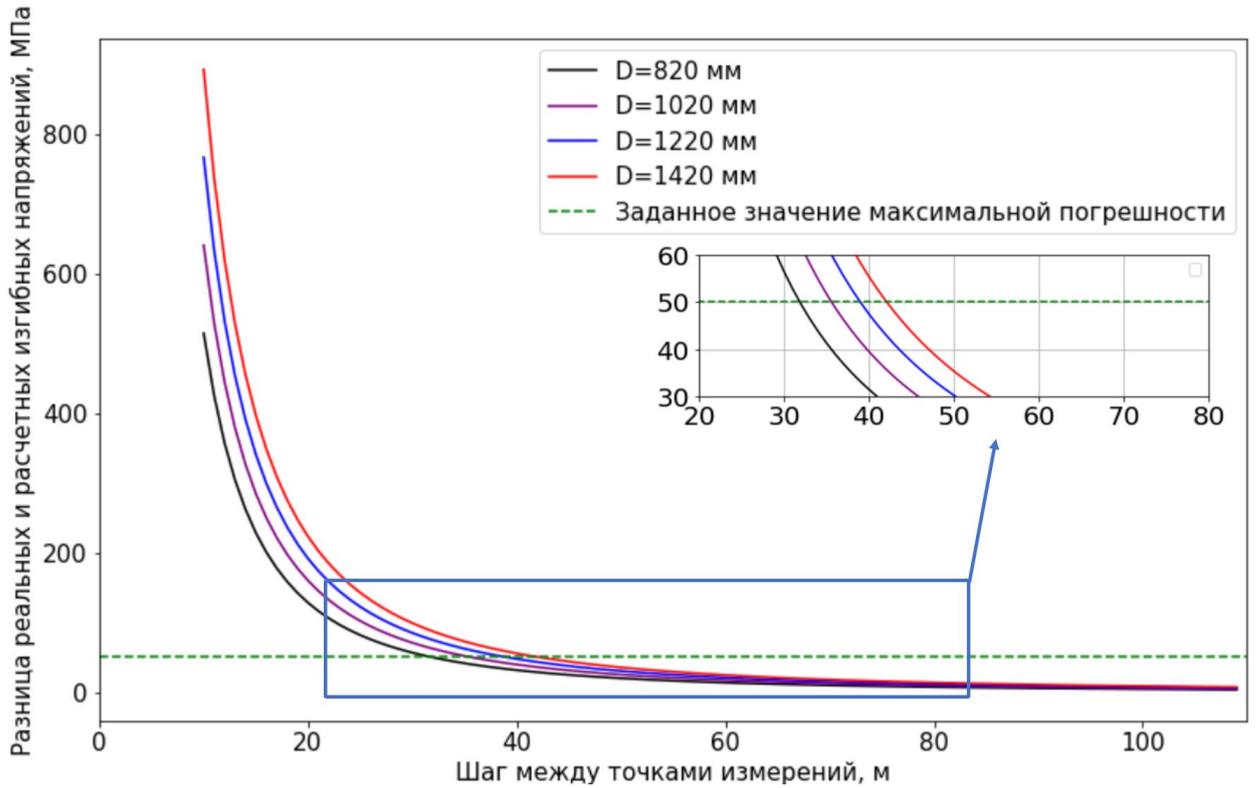


Рисунок 2.7 – Значения изгибных напряжений при различном шаге между точками измерений для первой конфигурации оси трубопровода

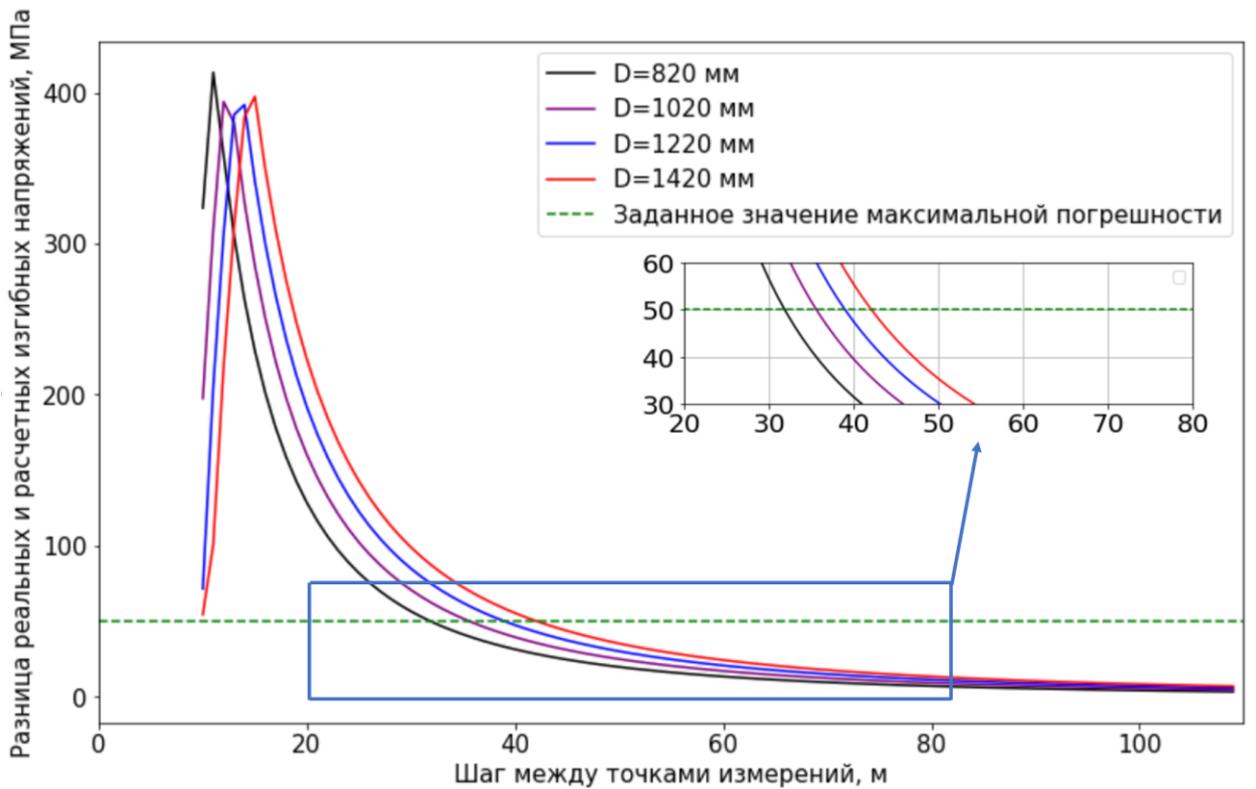


Рисунок 2.8 – Значения изгибных напряжений при различном шаге между точками измерений для первой конфигурации оси трубопровода

Как видно, при малых шагах значения изгибных напряжений получаются с существенной погрешностью, при увеличении шага значения стремятся к их номинальному значению.

На основе вышеуказанного, можно определить следующий алгоритм определения оптимального шага измерений перед проведением съемки глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта для оценки уровня изгибных напряжений:

1. Определить исходные данные экспериментальных исследований:
  - a. конструктивные параметры трубопровода (диаметр, глубина заложения оси);
  - b. характеристики используемого трассопоискового оборудования (погрешность в определении глубины заложения оси трубопровода, максимальная глубина съемки, дополнительные погрешности, возникающие при съемке).
2. Установить диапазон возможных значений между точками измерений, задаться значением максимальной погрешности в определении изгибных напряжений;
3. Определить значение расчетного радиуса кривизны участка трубопровода по трем точкам при данном шаге между точками измерений по формуле 2.6;
4. Определить изгибные напряжений при данном шаге и полученном значении радиуса изгиба участка трубопровода в пункте 3;
5. Проверить выполнение условия 2.10, в случае невыполнения увеличить шаг между точками измерений и произвести расчет заново с пункта 3;
6. В случае выполнения условия 2.10 принять шаг за оптимальный, произвести съемку глубины заложения оси трубопровода с поверхности грунта с данным шагом.

Блок-схема данного алгоритма проиллюстрирована на рисунке 2.9. При следовании данному алгоритму можно гарантировать, что погрешность в

определении изгибных напряжений по данным съемки пространственного положения оси подземного трубопровода с поверхности грунта не будет превышать заранее установленного на этапе подготовке к исследованию значения. Тогда после проведения исследования и интерпретации результатов можно сделать вывод о необходимости принятия превентивных мер и возможности допуска объекта в эксплуатацию.

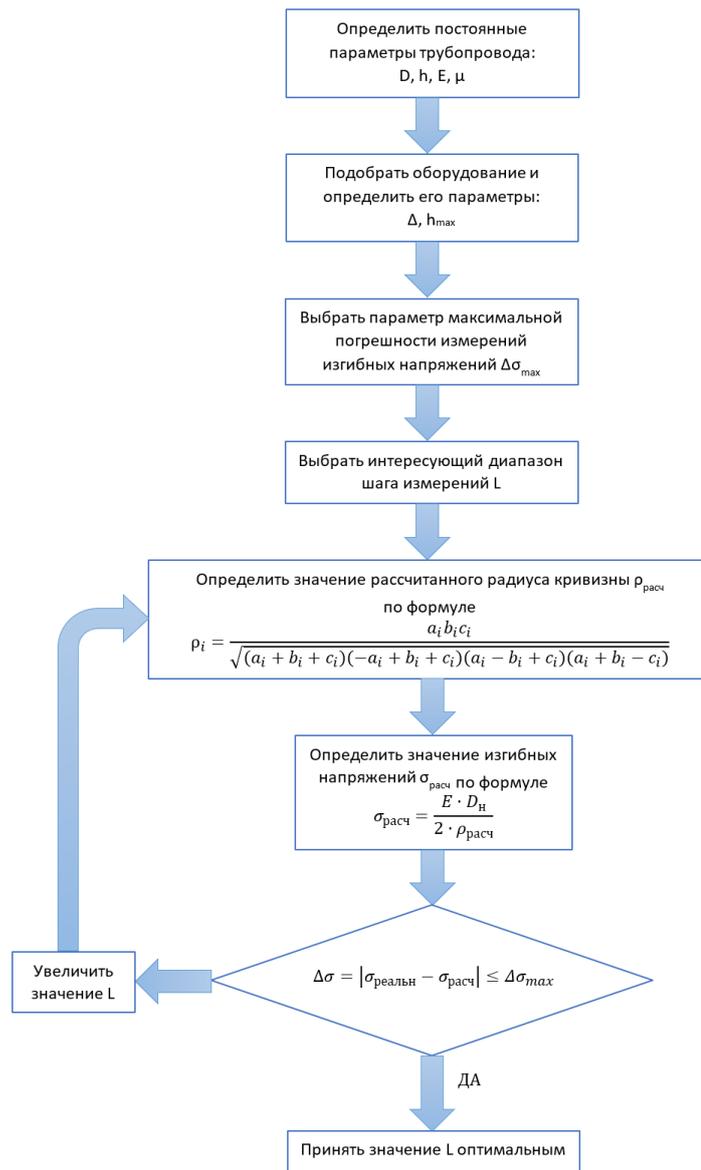


Рисунок 2.9 – Блок-схема алгоритма определения оптимального шага исследований

Далее, была разработана математическая модель определения оптимального шага перед проведением съемки глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта с учетом конструктивных особенностей трубопровода и используемых средств обнаружение трубопровода с поверхности земли. Таким образом, на этапе подготовке к съемке инженер будет иметь возможность задать необходимую требуемую точность в определении изгибных напряжений и подобрать требуемый для этого шаг измерений.

Зависимость погрешности в определении изгибных напряжений  $\Delta\sigma$  от шага измерений между точками  $L$  представляет собой обратно-пропорциональную функцию. Функцией зависимости погрешности в определении изгибных напряжений от шага между точками измерений является функция (2.12):

$$\Delta\sigma(L) = \frac{a}{L^2}, \quad (2.12)$$

где  $L$  – выбранный шаг измерений между точками;

$a$  – коэффициент регрессии.

Поиск коэффициента "а" в уравнении (2.12) сводится к решению задачи минимизации функции среднеквадратичной ошибки функции (2.13):

$$Q(\Delta\sigma, X) = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l (\Delta\sigma(L) - y_i)^2 \rightarrow \min, \quad (2.13)$$

где  $X$  – выборка данных;

$y_i$  – ответ на конкретном объекте;

$l$  – количество элементов в выборке данных.

Выборка данных представляет собой матрицу размером 1000 строк на 2 столбца, где каждому значению шага между точками –  $L$  соответствует значение погрешности определения изгибных напряжений –  $\Delta\sigma$ .

$$X = (L_i; \Delta\sigma_i), \quad (2.14)$$

где  $L$  – выбранный шаг измерений между точками;

$\Delta\sigma_i$  – погрешность определения изгибных напряжений при данном шаге.

Выборка данных формируется следующим образом. Для каждого шага измерений между точками по формуле (2.6) определяется расчетное значение радиуса изгиба участка трубопровода, далее данное значение используется в вычислении расчетного значения изгибных напряжений участка по формуле (2.11). Последний шаг – вычисление по формуле (2.10) погрешности измерений и добавление полученного значения в выборку.

Таким образом, функция (2.12) представляет собой зависимость погрешности в определении изгибных напряжений в зависимости от шага между точками измерений при фиксированных параметрах диаметра, погрешности прибора проведения съемки и глубины заложения трубопровода.

Решение задачи оптимизации (2.13) (то есть нахождение минимума целевой функции) является классической задачей в математике. Для решения задачи (2.13) в данной работе использован нелинейный метод наименьших квадратов - алгоритм Левенберга-Марквардта.

На рисунке 2.10 представлен результат поиска минимума функции (2.13) с помощью алгоритма Левенберга-Марквардта для трубопровода  $D=1420$  мм, расположенного на глубине  $h=3$  м. Пусть, максимальное значение погрешности в определении изгибных напряжений  $\Delta\sigma_{max} = 50$  МПа.

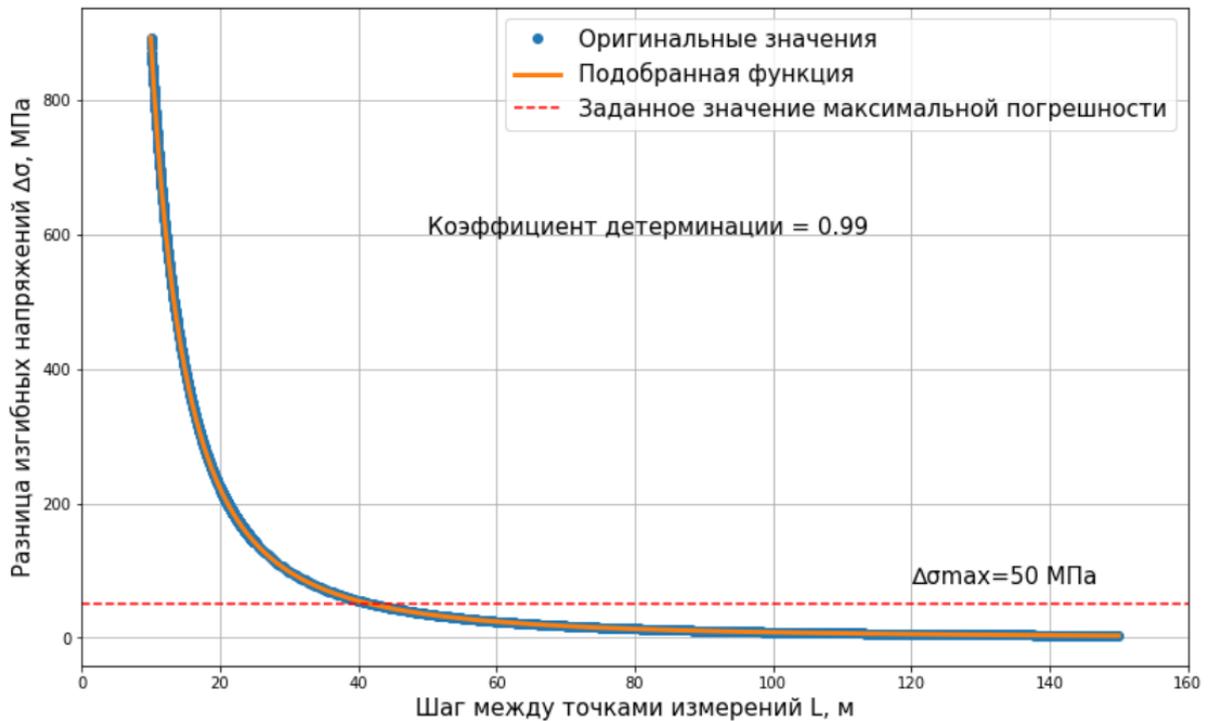


Рисунок 2.10 – Результат решения оптимизационной задачи

Синими точками отмечены значения выборки данных  $X$ , ввиду ее большой размерности точки представляют собой сплошную линию. Оранжевая линия – функция, подобранная путем решения задачи (2.13). Как видно, математическая модель (2.12) позволила описать зависимость разницы изгибных напряжений от шага между точками измерений практически идеально, коэффициент детерминации равен 0,99. Таким образом, в математической модели (2.12) практически отсутствует доля необъясненной моделью дисперсии. Так же было установлено, что путем решения задачи (2.13) модель (2.12) позволяет получить зависимость для трубопровода произвольного диаметра и глубины.

При анализе графика на рисунке 2.10 можно отметить, что разница изгибных напряжений (погрешность в определении изгибных напряжений) высока при малых значениях шага между точками и имеет тенденцию к экспоненциальному снижению при увеличении шага. Таким образом, значение шага измерений между точками вносит существенную погрешность в определение расчетного значения изгибных напряжений. Однако, после

$L > 40$  м график зависимости погрешности изгибных напряжений от шага измерений пересекает максимальное значение заданной погрешности. Таким образом, при шаге измерений между точками  $L > 40$  м погрешность в определении изгибных напряжений  $\Delta\sigma \leq 50$  МПа.

На значение погрешности в определении изгибных напряжений  $\Delta\sigma$  кроме шага измерений между точками  $L$  так же влияет погрешность оборудования  $\Delta$  и глубина заложения трубопровода  $h$ . Погрешность измерений в точке может быть получена только экспериментально, а её учет в данном расчете существенно усложнит возможность поиска оптимальных коэффициентов, тогда, для снижения консервативности подхода предлагается ввести зависимость между коэффициентом "а" и глубиной залегания конкретного трубопровода, которую приблизительно можно оценить по результатам данных съемки.

Значения коэффициента "а" для трубопроводов условно диаметра  $D=1420 \div 820$  мм представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Значения коэффициента "а" в уравнении регрессии (8)

Диаметр D, мм	Значения коэффициента "а"				
	Глубина заложения трубопровода, м				
	3	2,5	2,0	1,5	1,0
1420	89420	74586	59739	44882	30014
1220	76804	64065	51327	38571	25807
1020	64189	53543	42897	32251	21605
820	51551	43011	34471	25931	17391

Значение коэффициента "а" в уравнении регрессии (2.12) так же представляет собой регрессионную зависимость, в данном случае линейную в соответствии со следующей моделью:

$$a(h) = k \times h + c, \quad (2.15)$$

где  $k, c$  – коэффициенты регрессии, зависящие от диаметра трубопровода;

$h$  – глубина заложения трубопровода, м.

Регрессионные модели для каждого трубопровода условного диаметра  $D=1420 \div 820$  мм представлены в таблице 2.3, график зависимости представлен на рисунке 2.11.

Таблица 2.3 – Регрессионные коэффициенты уравнения (2.3)

Диаметр, мм	Значения коэффициентов	
	k	c
1420	29704	323,69
1220	25498	319,94
1020	21292	313,35
820	17080	310,75

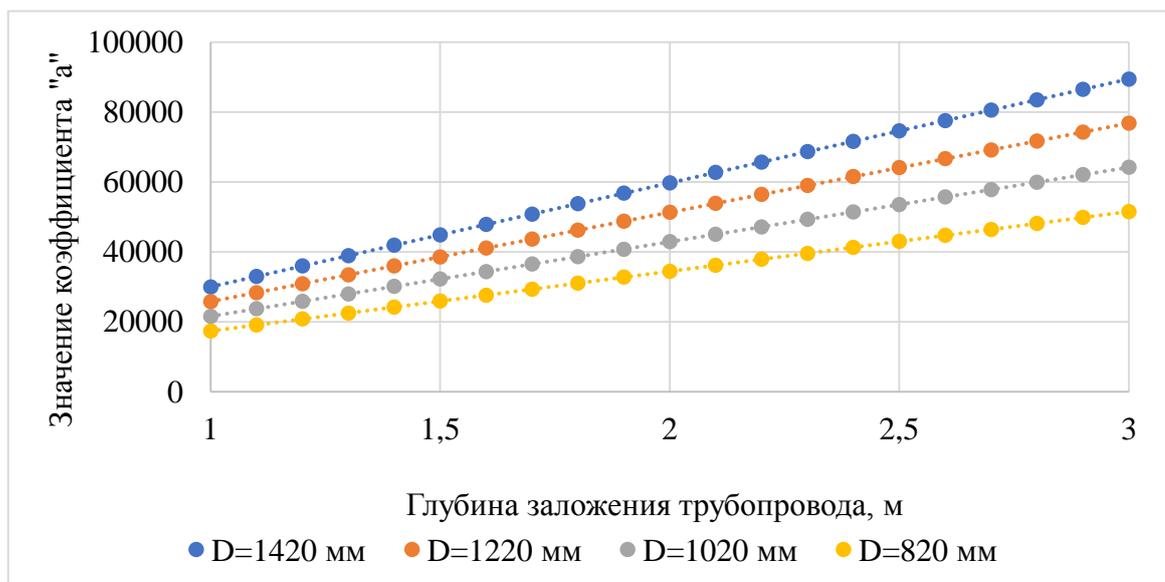


Рисунок 2.11 – Зависимость значения коэффициента "a" от глубины залегания и диаметра трубопровода

Проиллюстрируем работу указанной математической модели на примере решения задачи по определению оптимального шага съемки. Зададим следующие граничные условия: диаметр трубопровода  $D=1420$  мм, максимальная глубина заложения трубопровода  $h=3$  м, погрешность трассопоискового оборудования  $\Delta=\pm 5\%$ , максимально допустимая погрешность в определении изгибных напряжений участка трубопровода  $\Delta\sigma_{max} = 50$  МПа. Необходимо подобрать шаг, удовлетворяющий соотношению (2.10).

Первоначально определяем значение коэффициента "а" в уравнении регрессии (2.12) путем подстановки в уравнение (2.15) глубины заложения трубопровода и коэффициентов  $k, c$  по таблице 2.3 в зависимости от диаметра трубопровода,  $a=89435,7$ . Следующий шаг – расчет значения погрешности изгибных напряжений в зависимости от шага по разработанной математической модели (2.12) и проверка условия (2.10). Результаты расчетов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета

Шаг между точками измерений, м	$\Delta\sigma$ по математической модели, МПа	$\Delta\sigma$ действительные, МПа	Абсолютная погрешность, МПа
10	893,36	892,13	1,22
20	222,59	222,78	0,20
30	98,37	98,73	0,36
40	54,90	55,31	0,41
<b>50</b>	34,77	35,20	0,43
<b>60</b>	23,84	24,28	0,44
<b>70</b>	17,25	17,70	0,45
<b>80</b>	12,97	13,43	0,45
<b>90</b>	10,04	10,50	0,45
<b>100</b>	7,94	8,40	0,46

<b>110</b>	6,39	6,85	0,46
<b>120</b>	5,21	5,67	0,46
<b>130</b>	4,29	4,75	0,46
<b>140</b>	3,56	4,02	0,46
<b>150</b>	2,97	3,43	0,46

Таким образом, шаг измерений между точками, который удовлетворяет граничным условиям, равняется  $L \geq 50$  м. Результаты расчетов по таблице 2.4 указывают на высокую точность подобранной математической модели и ее регрессионных коэффициентов, а также на простоту и быстроту расчета и возможности его использования на практике.

## **2.2 Определение максимального шага измерений глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта**

При работе с математической моделью (2.12) стоит учитывать, что шаг между точками измерений так же должен быть ограничен сверху. Согласно рисунку 2.2 измерение радиуса изгиба производится по трём точкам, принадлежащим одному радиусу окружности, таким образом при подборе шага необходимо выполнение условия наличия на окружности минимального радиуса по трассе трубопровода не менее трёх точек съемки глубины заложения оси трубопровода. Таким образом, при расчете шага по (2.12) необходимо удостовериться в выполнении условия:

$$L \leq \frac{\rho_{min}}{4}, \quad (2.16)$$

где  $L$  – выбранный шаг между точками измерений, м;  
 минимальный радиус изгиба трубопровода, при котором  
 $\rho_{min}$  – металл трубопровода находится в зоне упругих деформаций, м.

### **2.3 Исследование факторов, влияющих на погрешность в определении глубины трассопоисковым оборудованием**

Ранее, при разработке математических моделей, было установлено два допущения: постоянство глубины заложения оси трубопровода и постоянство погрешности используемого оборудования. Данные положения могут быть справедливы для трубопроводов малых диаметров (до 500 мм), где шаг между точками измерений, как правило, не превышает 15-25 м, однако для трубопроводов больших диаметров данный шаг может превышать 150м, тогда оба данных параметра могут претерпеть существенный измерения по трассе трубопровода.

Так, при прокладке трубопровода, не пересекающего естественные и искусственные преграды, глубина заложения от верхней образующей, как правило, составляет около 0,8м, в то время как при пересечении данных преград значение глубины заложения может достигать 10 м и более. На основе анализа литературных источников в главе 1 было установлено, что подтопления и заболачивание, характерное для мест пересечения естественных и искусственных преград, является одним из наиболее популярных причин образования непроектных изгибов, таким образом применение метода оценки изгибных напряжений на основе съемки конфигурации оси трубопровода с поверхности грунта (в том числе под водой) для данных территорий носит критическую важность.

Для трубопроводов большого диаметра шаг между точками измерений может быть значительным, тогда при расчете изгибных напряжений для участка трубопровода вблизи естественных и искусственных преград, где происходит существенное заглубление трубопровода, допущение об одинаковой глубине заложения в трёх точках измерений влечёт за собой необходимость принятия за константную глубину значение максимальной глубины (как правило, максимально близко к преграде). При принятии такого подхода в расчёте будет учитываться существенно большая погрешность, чем

есть на самом деле, что добавит консервативности в данный подход. Таким образом, целесообразным кажется подход в разработке модели, учитывающей возможность задавать различную глубину в точках измерений.

Помимо изменения глубины, на погрешность трассопоискового оборудования будут влиять и внешние факторы среды. В работе [32, 98] исследовано влияние различных физических факторов, оказывающих воздействие на точность определения глубины заложения трубопровода в целом. При определении положения оси подземного трубопровода наибольшие источники возникновения неточностей – шумы, наводимые линиями электропередач (ЛЭП) по трассе трубопровода, и неверная установка относительно оси трубопровода.

Первая проблема решается путём выбора тока наводки непромышленной частоты (не кратной 50 Гц), то есть таких частот, при которых они максимально отличаются от основной и высших гармоник частоты тока в ЛЭП. Для работы в системе БИГА-1 применяются токи частотой 640 Гц и 128 Гц, основываясь на эмпирическом опыте. Дополнительно, для обработки данных, поступающих в преобразователь, сигнал подлежит обработке фильтрами. Решение второй проблемы – использование программного обеспечения для точной центровки прибора относительно оси трубопровода во время проведения надземного исследования.

Примечательно, что в научной литературе по исследованию и разработке трассопоискового оборудования погрешность прибора складывается только из электрических характеристик, однако вопрос погрешности от естественных и искусственных причин фактически не освещён [11, 15, 44]. Стоит отметить, что на практике спектр объектов, вносящих вклад в погрешность трассопоискового оборудования, намного более существенен. Среди прочих стоит отметить:

1. Коммуникации, проходящие вблизи коридора трубопровода;

2. Температура окружающей среды;
3. Влажность грунта.

Ввиду вышесказанного, целесообразным является доработка математической модели не только в части переменной глубины для точек съемки, но также и переменного значения погрешности в точках измерений.

#### **2.4 Разработка расширенной математической модели определения оптимального шага надземной съемки**

Математическая модель (2.12) в совокупности с моделью (2.15) достаточно точно описывают связь между погрешностью в определении изгибных напряжений и шагом между точками измерений, но не позволяют использовать переменное значение глубины в точках измерений и разное значение погрешности измерений глубины в данных точках. Попытка объединения моделей (2.12) и (2.15) в единую математическую модель без применения нелинейных промежуточных функций не привела к успеху, ввиду наличия между соотношениями сложных нелинейных взаимосвязей. Таким образом, для разработки математической модели, которая позволяет учесть во входных данных все неизвестные (диаметр трубопровода, переменную глубину заложения во всех точках измерений, переменную погрешность во всех точках измерений, шаг между точками измерений) необходим более сложный подход.

Цель на данном этапе – разработка регрессионной модели, которая по входным данным будет выдавать прогноз о погрешности в расчёте изгибных напряжений. Входными данными в модель будут являться:

1. Диаметр трубопровода;
2. Глубина заложения в каждой точке измерений;
3. Погрешность измерения глубины в каждой точке измерений;
4. Шаг между точками измерений.

Таким образом, прогноз будет строиться на 7 входных переменных. Традиционной метрикой качества задач регрессии является

среднеквадратичная ошибка измерений, аналогичная функционалу (2.13). Однако, для данной задачи она будет сложно интерпретируемой, ввиду большого разброса между значениями прогнозируемой величины (погрешности в определении изгибных напряжений). Для данной задачи за целевую метрику будем использовать среднюю абсолютную процентную ошибку, которая показывает, на сколько в среднем в процентах не точен прогноз нашей модели. Средняя абсолютная процентная ошибка (MAPE) выражается через соотношение:

$$MAPE(y, \hat{y}) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n-1} \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{\max(\epsilon, |y_i|)}, \quad (2.17)$$

где  $y_i, \hat{y}_i$  – истинное значение величины и спрогнозированное моделью соответственно;  
 $\epsilon$  – произвольная позитивная малая величина, применяется во избежание деления на 0.

Применение данной метрики позволяет учитывать одинаковые веса при ошибках на значения отклика любого порядка, то есть учитывает масштаб прогнозируемой величины. Разрабатываемая математическая модель  $A$  выглядит следующим образом:

$$A(D, h_l, h_r, h_m, \Delta_l, \Delta_r, \Delta_m, L) = \Delta\sigma, \quad (2.18)$$

где  $D$  – диаметр исследуемого трубопровода, м;  
 $h_l, h_r,$  – глубина заложения в левой, правой и центральной точках измерений, м  
 $h_m$  – измерений, м  
 $\Delta_l, \Delta_r,$  – погрешность измерений глубины заложения в левой, правой и центральной точках измерений, %.  
 $\Delta_m$  – погрешность измерений, %.

Ввиду наличия большого количества параметров и их нелинейной взаимосвязи с целевой переменной будет применяться подход, при котором

каждая переменная взвешивается не одним коэффициентом (например, как в линейной регрессии), а множеством коэффициентов с промежуточным перемножением данных коэффициентов друг на друга.

Нахождение минимума данной функции методами оптимизации второго порядка сопряжено с существенными временными и ресурсными издержками, по этой причине для подобных задач применяется метод градиентного спуска. Функцией потерь выступает среднеквадратичная ошибка, по аналогии с моделью (2.12).

Обозначим 7 входных параметров модели (2.18) за  $X$ , получим следующую математическую модель зависимости параметров от погрешности в измерении изгибных напряжений:

$$\begin{aligned} \Delta\sigma &= cW_4 + b_4; \\ c &= \text{sigm}(bW_3 + b_3); \\ b &= \text{sigm}(aW_2 + b_2); \\ a &= \text{sigm}(XW_1 + b_1), \end{aligned} \tag{2.19}$$

где  $W_{1-4}$  – матрица подобранных в процессе оптимизации коэффициентов (весов);  
 $b_{1-4}$  – значения смещений, подобранных в процессе оптимизации;  
 $X$  – матрица входных данных, представленных в табличном виде путём конкатенации столбцов;  
 $\text{sigm}$  – функция сигмоды, применяемая поэлементно, равная  $\text{sigm}(x) = 1/(1 + \exp(-x))$ ;

Значения глубины заложения в точке измерений и погрешности в определении глубины заложения в точке измерений являются непрерывными величинами, поэтому их можно добавлять в модель в первоначальном виде. Значение диаметра трубопровода величина дискретная, применительно к

задачам оптимизации данные величины обычно называют порядковыми, подразумевая отсутствие возможности сравнить их между собой, как непрерывные. С этой целью применяются различные подходы для кодирования порядковых переменных, в данной работе применён метод OneHotEncoding – кодирование с одной «горячей» переменной.

Метод данного кодирования заключается в следующем – берётся одна категориальная переменная и вместо неё создаётся  $n$ -категориальных переменных, где  $n$  – число уникальных значений данной переменной. Все данные столбцы заменяются на нули и единицы в зависимости от значения входящей категориальной переменной. Например, пусть ряд диаметр трубопроводов, рассматриваемых в рамках задачи  $D=1420, 1220, 1020$ , у нас есть три измерения для трёх разных диаметров трубопроводов, тогда переменная, отвечающая за диаметр, на входе в модель будет выглядеть следующим образом (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Пример кодирования переменной «Диаметр трубопровода» для расширенной математической модели

Диаметр	D_1420	D_1220	D_1020
1420	1	0	0
1220	0	1	0
1020	0	0	1

Применительно к нашей задаче, рассматриваются трубопроводы диаметрами: 1420, 1220, 1020, 820, 720, 520, 320, 220 мм. Таким образом, число уникальных значений переменной «диаметр трубопровода» равняется 8. Для использования данной переменной в модели она будет кодирована вектором размера 8. Тогда, математическая модель будет принимать на вход 14 признаков, а на выходе выдавать 1, равный погрешности в расчете изгибных напряжений при использовании данных признаков:

$$f: R^{14 \cdot n} \rightarrow R^{1 \cdot n} \quad (2.20)$$

где  $n$  – количество примеров.

Задача оптимизации будет выглядеть следующим образом:

$$Q(\Delta\sigma_n^1, X_n^{14}) = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l (\Delta\sigma(X_i^{14}) - y_i^1)^2 \rightarrow \min_{W_{1-4}, b_{1-4}} Q, \quad (2.21)$$

где  $X$  – выборка данных;

$y_i$  – ответ на конкретном объекте;

$l$  – количество элементов в выборке данных.

Решение задачи оптимизации (2.21) подразумевает выбор не только оптимальных значений весов матриц  $W$ , но и минимального их размера, поскольку размер матриц  $W$  будут существенно влиять на алгоритмическую сложность вычислений на приборах, где данная математическая модель будет реализована. Размеры итоговых матриц с оптимальными коэффициентами, полученными в процессе оптимизации представлены таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Параметры разработанной математической модели (2.19)

Параметр	Значение	Параметр	Значение
$W_1$ , размер матрицы	(14, 15)	$b_1$ , размер матрицы	(15, 1)
$W_2$ , размер матрицы	(15, 20)	$b_2$ , размер матрицы	(20, 1)
$W_3$ , размер матрицы	(20, 15)	$b_3$ , размер матрицы	(15, 1)
$W_4$ , размер матрицы	(20, 1)	$b_4$ , размер матрицы	(1, 1)

После оптимизации  $MAPE=0.67\%$ , таким образом средняя ошибка между истинным значением погрешности в определении изгибных напряжений и значением, определённым на основе модели (2.19) достаточно мала и данную модель целесообразно использовать для дальнейших

исследований. Результаты отклонений, посчитанных по формуле (2.17) и отсортированных в порядке убывания, представлены в таблице 2.7 (только первых 10 значений).

Таблица 2.7 – Максимальная ошибка между моделью (2.18) и истинным значением величины

Истинное значение погрешности в определении изгибных напряжений, МПа	Прогнозное значение погрешности в определении изгибных напряжений, МПа	MAE, МПа
337,7	334,1	3,6
333,9	330,9	3,0
336,8	333,9	2,9
260,7	263,5	2,7
320,9	318,2	2,6
354,6	352,4	2,2
187,9	185,6	2,2
184,1	181,9	2,2
281,0	278,8	2,2
350,8	348,7	2,2

Для оценки качества модели и гарантированного отсутствия переобучения модели значение MAPE определялось по тестовой выборке данных, которые были случайно изъяты из первоначальной выборки данных, то есть модель не видела эти данные в процессе оптимизации параметров.

## ВЫВОДЫ ПО 2 ГЛАВЕ

1. Показано, что при измерении глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта с шагом менее 20 м, погрешность в определении изгибных напряжений может превышать 100%. Таким образом,

перед проведением съемки конфигурации оси подземного трубопровода с поверхности грунта с использованием трассопоискового и навигационного оборудования необходимо подобрать шаг экспериментальных исследований с учетом используемого оборудования, условий прокладки и эксплуатации трубопровода.

2. Предложена математическая модель определения минимального шага между точками измерений при проведении съемки, основанная на минимизации ошибки между прогнозируемым значением погрешности при данном шаге и истинным.

Для предложенной математической модели были определены регрессионные коэффициенты, подобранные с допущением об одинаковой глубине трубопровода в точках измерений и неизменной погрешности прибора.

3. Установлено, что для трубопроводов большого диаметра, для которых шаг между точками измерений может быть значительным, целесообразно учитывать различное значение погрешности трассопоискового оборудования наряду с различным значением глубины заложения оси трубопровода в каждой из точек измерений.

На основании данных выводов разработана расширенная математическая модель, в которой все параметры могут быть переменными, то есть допущения об одинаковом шаге между точками измерений, одинаковой погрешности оборудования и глубины заложения оси трубопровода в различных точках измерений могут быть опущены.

4. Предложена формула определения максимального шага между точками измерений, при котором исключается возможность пропуска потенциально опасного участка трубопровода.

### **3 ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗГИБНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В СТЕНКЕ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА ОТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДА И ИСПОЛЬЗУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

#### **3.1 Выбор приборов и оборудования**

Для определения глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта используются специальные приборы – трассоискатели с предустановленным навигационным оборудованием. В настоящее время существует большое количество приборов для измерения глубины заложения оси трубопровода, определения ориентации оси трубопровода в пространстве и состояния изоляционного покрытия [98]. Как правило, погрешность измерений, указанная в паспорте на прибор, колеблется в пределах  $\pm 5-7\%$ .

Как было указано во главе 2, пересчет значений, полученных от трассоискателя, в значения изгибных напряжений выполняется с использованием геометрических положений по разработанным в [39, 60, 61, 100] методиках. Таким образом, для подтверждения возможности измерения уровня изгибных напряжений в стенке подземного магистрального трубопровода без доступа к его образующей с заранее заданной точностью необходимо исследования влияния конструктивных параметров трубопровода на погрешность в определении изгибных напряжений.

Необходимо отметить, что в функции зависимости расчетных напряжений изгиба (2.9) от параметров трубопровода и оборудования однозначно определены только два параметра: диаметр трубопровода  $D_n$  и шаг между точками измерений  $L$ , влияние которого детально исследовано во 2 главе. Значения погрешности используемого оборудования  $\Delta$  является случайно величиной, на которую согласно [98] оказывает влияние глубина заложения оси трубопровода  $h$ , таким образом глубину заложения также можно интерпретировать как случайную величину.

Для проведения измерений был использован отечественный комплекс бесконтактного измерения тока в подземных трубопроводах БИТА-1 производства АО «Гипрогазцентр», предназначенный для определения местоположения трубопровода, глубины его залегания, оценки величины тока, протекающего по трубопроводу и измерения градиентов переменного тока, возникающих в земле вокруг трубопровода при наличии повреждения изоляции трубопровода. Прибор доработан для применения в условиях отечественной промышленности, что позволяет ему осуществлять измерений в достаточно сложных климатических условиях. Внешний вид прибора представлен на рисунке 3.1, технических характеристики прибора приведены в таблице 3.1 в сравнении с зарубежным аналогом RD400 PCM.



Рисунок 3.1 – Измерительный комплекс БИТА-1

Таблица 3.1 – Сравнительные характеристики измерительных комплексов

<b>БИТА-1</b>	<b>Основные параметры</b>	<b>RD400 PCM</b>
±5%	Погрешность измерений величины тока в трубопроводе и глубины заложения	

8000	Максимальное количество измеренных параметров	399
10 м	Максимальная глубина съемки трубопровода	8 м
10 мА/м	Чувствительность	10 мА/м
300 Вт	Выходная мощность генератора	150 Вт
85÷264 В, 47÷440 Гц	Электропитание генератора	220÷230 В, 50 Гц
Да	Наличие электронного уровнемера для калибровки прибора в пространстве	Нет
Всех	Локализация дефектов на участке	Наибольший на участке
От -20°C до +50°C	Диапазон рабочих температур	От -20°C до +50°C
Да	Привязка точек координат на местности	нет

Определение глубины заложения оси трубопровода прибором «БИТА-1» производится с помощью следующих положений. Трубопровод можно представить как бесконечный цилиндрический проводник (поскольку диаметр трубопровода во много раз меньше длины исследуемого участка), тогда ток, протекающий по трубопроводу, будет создавать вокруг проводника (трубопровода) магнитное поле, индукция которого на некотором расстоянии от проводника может быть определена по формуле:

$$B = \frac{I \cdot 2 \cdot 10^{-7}}{L}, \quad (3.1)$$

где  $I$  – величина тока, протекающего по трубопроводу, А;  
 $L$  – расстояние от точки наблюдения до оси цилиндрического проводника (трубопровода), м.

В данном случае уравнение состоит из двух неизвестных, решение данной проблемы – использование метода «двух датчиков». Так, при размещении двух датчиков на разной высоте от оси цилиндрического проводника (трубопровода), можно записать систему из двух уравнений с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} U_1 = \frac{I \cdot 2 \cdot 10^{-7}}{K_1 \cdot L} \\ U_2 = \frac{I \cdot 2 \cdot 10^{-7}}{K_2 \cdot (L + H)} \end{cases} \quad (3.2)$$

где  $U_1, U_2$  – сигналы на выходе первого и второго датчиков соответственно;

$K_1, K_2$  – коэффициенты преобразования датчиков;

$H$  – расстояние датчиками по высоте, м;

Тогда, на основании данной системы, расстояние  $L$  от приемника до оси цилиндрического проводника может быть определено по формуле:

$$L = \frac{U_1 \cdot K_2}{K_1 \cdot U_2 - K_2 \cdot U_1} \quad (3.3)$$

Для более точной установки приемника прибора над осью трубопровода на приборе реализована специальная функциональность, позволяющая, плавно перемещая приемник вблизи оси определить значение максимального отклика со второго датчика, которому будет соответствовать угол в  $90^\circ$  между осью приемника и трубопровода.

Суммарная относительная погрешность определения глубины залегания трубопровода  $L$  определяется соотношением [98]:

$$\frac{\Delta L}{L} = \sqrt{\left(\frac{\Delta U}{U}\right)^2 + \left(\frac{L \cdot \Delta U_1}{H \cdot U_1}\right)^2 + \left(\frac{U_2 \cdot K_1 \cdot L}{U_1 \cdot K_2 \cdot H}\right)^2 \cdot \left(\frac{\Delta U_2}{U_2}\right)^2 + \left(1 + \frac{L}{H}\right)^2 \cdot \left(\frac{\Delta K_1 \cdot \Delta K_2}{K_1 \cdot K_2}\right)^2} \quad (3.4)$$

### 3.2 Цели и задачи исследования

Погрешность величиной  $\pm 5\%$  приемлема для расчета изгибных напряжений с погрешностью до 50 МПа, однако для трубопроводов, залегающих на глубинах до 3 м, погрешность в 1-3% позволит примерно в двое повысить точность измерений.

Стоит отметить, что погрешность определения глубины заложения трубопровода трассоискателем  $\pm 5\%$  указана с учетом действия на прибор максимально консервативной совокупности факторов, в то время как на реальном трубопроводе данные факторы могут отсутствовать, что может повысить точность прибора.

Важным фактором при съемке глубины заложения оси подземного трубопровода также будет являться дисперсия полученных данных, как было отмечено в главе 2. При проведении съемки с помощью трассоискателя подразумевается, что при фиксированной глубине заложения трубопровода, расстояние от оси трубопровода до приемника трассоискателя (глубина заложения), должны быть одного знака, то есть абсолютная ошибка измерений не меняет свой знак. Например, на глубинах от 1 до 2 м прибор ошибается в диапазоне от +1% до +3%.

Исходя из вышесказанного, цели экспериментального исследования заключаются в:

1. определении доверительных интервалов погрешности прибора при узких интервалах глубины (по 1 м);
2. подтверждении гипотезы об гомоскедастичности дисперсии в узких интервалах глубины (по 1 м).

### 3.3 Разработка параметров экспериментальных исследований

Для достижения поставленных целей необходимо

1. Произвести измерения показаний прибора для выбранного диапазона расстояний от приемника прибора до оси источника магнитного поля;
2. Сверить полученные прибором данные и истинные значения, измеренные линейкой;
3. Оценить точечные статистики погрешности прибора;
4. Вывести интервальные оценки погрешности прибора при разном расстоянии от приемника до оси источника;
5. Сделать выводы по полученным данным.

Схема измерительного стенда представлена на рисунке 3.2.

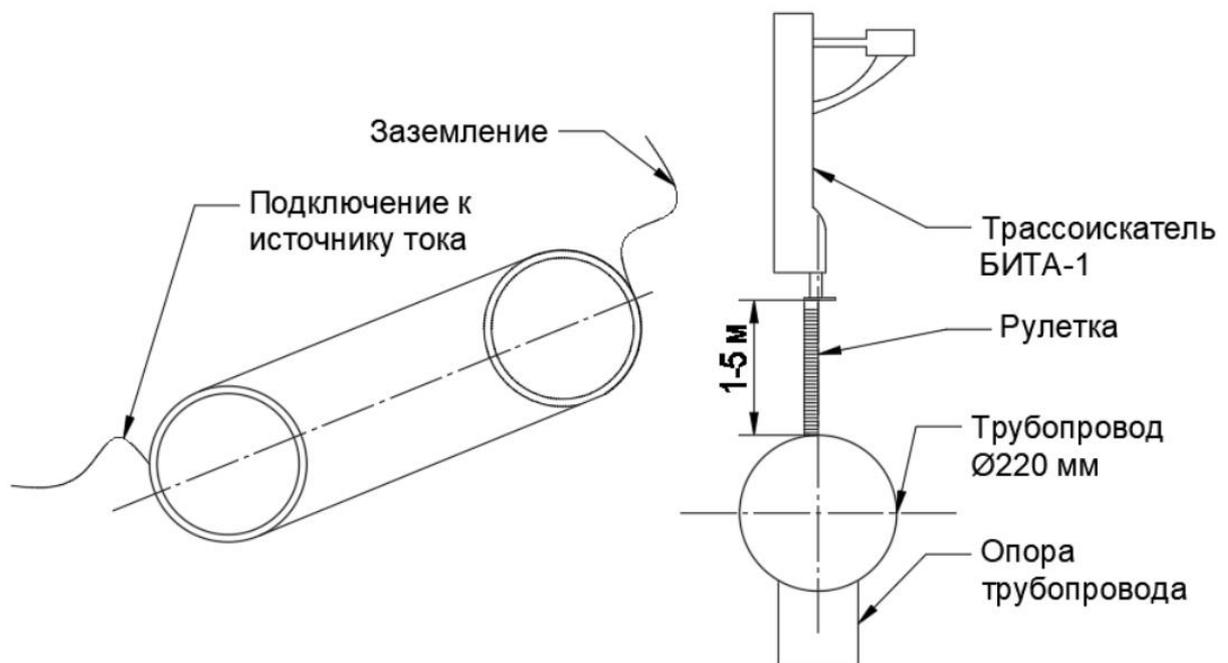


Рисунок 3.2 – Схема измерительного стенда

Значение глубины заложения оси трубопровода внутри прибора БИТА-1 определяется на основе формулы (3.3).

Для определения полученного значения глубины заложения для каждого значения наводимого значения силы тока будет выполнено по пять измерений,

погрешность определяется по среднему значению. Для каждой глубины будет выполнено по 5 сетов измерений, каждый сет измерений состоит из трёх измерений. Наводимая частота тока будет составлять 640 Гц и 128 Гц.

### 3.4 Результаты экспериментальных исследований, обработка результатов экспериментальных исследований

Результаты проведенных согласно разделу 3.3 измерений при частоте тока 640 Гц приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты измерений при частоте 640 Гц

<b>L<sub>действ</sub>, М</b>	<b>L<sub>изм</sub>, М</b>			<b>Погрешность, %</b>
1,1	1,090	1,090	1,100	-0,61%
1,1	1,100	1,100	1,100	0,00%
1,1	1,090	1,100	1,100	-0,30%
1,1	1,100	1,100	1,080	-0,61%
1,1	1,090	1,090	1,100	-0,61%
1,1	1,080	1,100	1,100	-0,61%
1,1	1,089	1,096	1,090	-0,77%
1,1	1,090	1,086	1,099	-0,78%
2,1	2,070	2,080	2,070	-1,27%
2,1	2,070	2,090	2,080	-0,95%
2,1	2,090	2,070	2,100	-0,63%
2,1	2,070	2,090	2,080	-0,95%
2,1	2,050	2,110	2,080	-0,95%
2,1	2,090	2,120	2,120	0,48%
2,1	2,090	2,090	2,100	-0,32%
2,1	2,050	2,090	2,080	-1,27%
3,1	3,160	3,160	3,180	2,15%
3,1	3,170	3,170	3,160	2,15%
3,1	3,170	3,170	3,180	2,37%

3,1	3,160	3,160	3,140	1,72%
3,1	3,150	3,130	3,160	1,51%
3,1	3,090	3,210	3,180	1,94%
3,1	3,190	3,107	3,184	1,96%
3,1	3,119	3,178	3,176	1,85%
4,1	4,110	4,140	4,120	0,57%
4,1	4,120	4,120	4,110	0,41%
4,1	4,110	4,120	4,120	0,41%
4,1	4,120	4,130	4,120	0,57%
4,1	4,100	4,150	4,130	0,65%
4,1	4,190	4,180	4,080	1,22%
4,1	4,109	4,077	4,123	0,07%
4,1	4,123	4,141	4,130	0,76%
5,1	5,140	5,120	5,130	0,59%
5,1	5,190	5,150	5,160	1,31%
5,1	5,150	5,140	5,170	1,05%
5,1	5,180	5,180	5,180	1,57%
5,1	5,180	5,200	5,180	1,70%
5,1	5,240	5,200	5,200	2,22%
5,1	5,190	5,150	5,170	1,37%
5,1	5,150	5,140	5,170	1,05%

Среднее значение полученной прибором глубины заложения при конкретной глубине заложения  $h_i$  находится по формуле:

$$L_{avg}^{hi} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 L_{изм}, \quad (3.5)$$

где  $I$  – величина тока, протекающего по трубопроводу, А;

$L$  – расстояние от точки наблюдения до оси цилиндрического проводника (трубопровода), м.

Среднее значение погрешности прибора в определении глубины заложения находится по формуле:

$$\Delta_{avg}^{hi} = \frac{(L_{avg}^{hi} - L_{ист}^{hi})}{L_{ист}^{hi}}, \quad (3.6)$$

Выборочные статистики по группам глубин заложений приведены в таблице 3.3. При обработке результатов экспериментальных исследований в качестве выборки использовалась погрешность в определении глубины заложения трубопровода, вычисленная по средним их трёх измерений.

Таблица 3.3 – Выборочные статистики при частоте тока 640 Гц

Параметр / глубина заложения	h = 1,1 м	h = 2,1 м	h = 3,1 м	h = 4,1 м	h = 5,1 м
Минимальная погрешность $\Delta_{min}, \%$	-1,32	-1,27	1,51	0,41	0,59
Максимальная погрешность $\Delta_{max}, \%$	0	0,48	2,37	1,22	2,22
Средняя погрешность, $\Delta_{avg}, \%$	-0,552	-0,734	1,986	0,746	1,356

Стандартное отклонение выборки, %	0,353	0,544	0,274	0,309	0,461
Дисперсия выборки, % <sup>2</sup>	0,124	0,296	0,075	0,096	0,212

Как видно из таблицы 3.3 при малых значениях глубины заложения (до 2 м) прибор показывает более низкие значения глубин относительно действительных, при увеличении глубины заложения прибор показывает более высокие значения глубин заложения относительно действительных. При исследовании глубин заложения на реально действующих трубопроводах и последующем использовании полученных данных для оценки уровня изгибных напряжений необходимо определить максимальные значения погрешности в определении изгибных напряжений. Оценим характер распределения с помощью ядерной оценки плотности (рисунок 3.3).

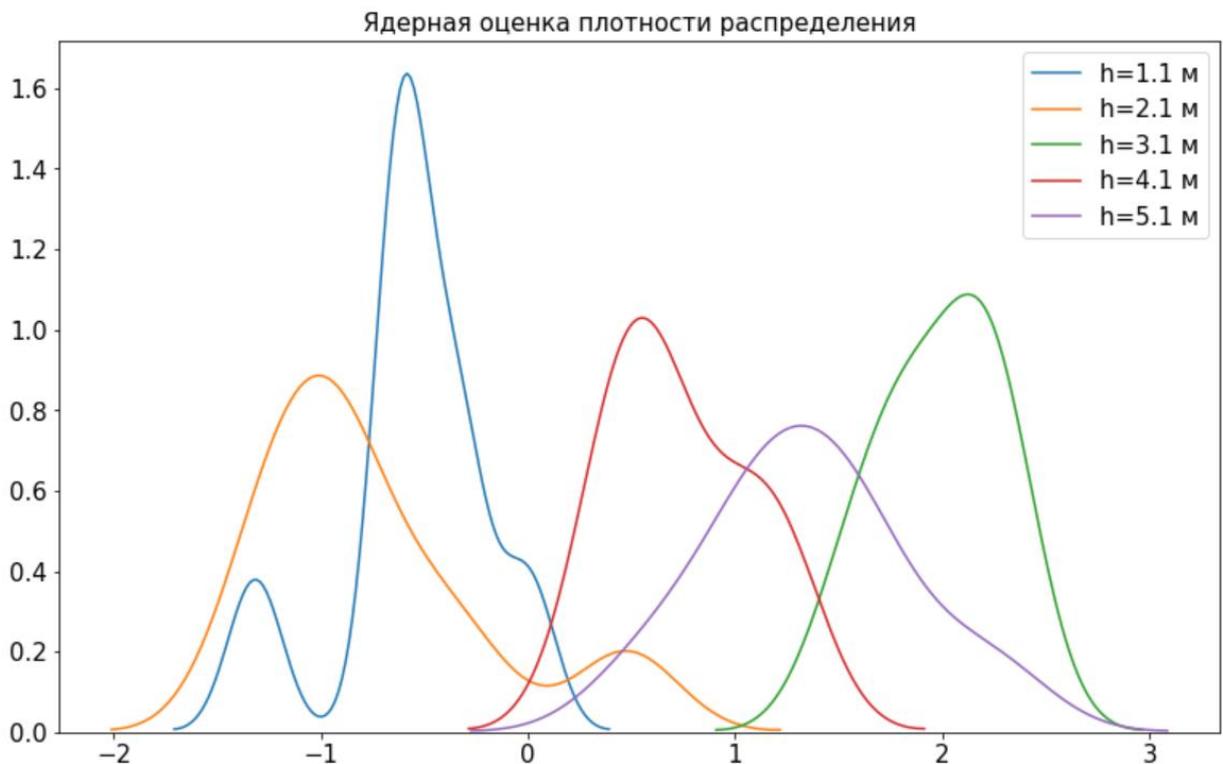


Рисунок 3.3 – Ядерная оценка плотности распределения

Из рисунка 3.3 можно заключить, что распределение погрешностей в целом схоже с нормальным, но для каждой глубины заложения свои параметры среднего и среднеквадратичного отклонения. При этом при глубине заложения  $h=1,1$  м распределение бимодально и возможно менее похоже на нормальное. Нормальное распределение обладает рядом хороших свойств, которые можно использовать на практике. Так, зная статистики нормального распределения можно построить доверительные интервалы для погрешности при измерении на определённой глубине и пользоваться полученными данными для расчета изгибных напряжений. Оценим более формально, имеет ли погрешность измерений глубины заложения прибором БИТА-1 нормальное распределение.

Наиболее мощным критерием соответствия распределения нормальному является критерий Шапиро-Уилка. Статистика критерия Шапиро-Уилка равняется:

$$W = \frac{1}{s^2} \cdot \left[ \sum_{i=1}^n a_{n-i+1} (x_{n-i+1} - x_i) \right]^2, \quad (3.7)$$

где  $s^2$  – дисперсия выборки;

$a$  – табличный коэффициент.

Критические значения статистики  $W$  являются табличными. Оценим, будут ли наши выборки являться нормальными с помощью критерия Шапиро-Уилка. Будем проверять следующие гипотезы и уровень значимости:

$H_0$  - нулевая гипотеза, распределение данных нормально;

$H_1$  - альтернативная гипотеза, распределение отлично от нормального;

$\alpha$  - достигаемый уровень значимости, принятый 0,95.

Для автоматизации процесса воспользуемся реализацией расчета критерия Шапиро-Уилка, представленной в пакете stats языка

программирования Python. В таблице 3.4 представлены значения p-value для разных глубин заложения трубопровода для уровня значимости 0,99.

Таблица 3.4 – Достигаемые уровни значимости критерия Шапиро-Уилка

Глубина заложения h, м	Значение p-value	Соответствие нормальному распределению
1,1	0,036	Не соответствует
2,1	0,084	Соответствует
3,1	0,975	Соответствует
4,1	0,637	Соответствует
5,1	0,968	Соответствует

Как видно из таблицы 3.4, при глубине заложения  $h=1,1$  м распределение погрешности измерений глубины отлично от нормального. Далее при построении доверительных интервалов погрешностей измерений планируется использование t-статистики, одной из особенностей которой является то, что она не требует четкого соответствия нормальности распределения, достаточно, чтобы распределение визуально соответствовало нормальному. Одним из способов визуально оценить нормальность распределения является Q-Q график (quantile-quantile plot).

Анализ данных по Q-Q графику основан на сравнении теоретических квантилей нормального распределения распределению значений выборки. Реализация Q-Q plot реализована в пакете stats функцией probplot. Оценим визуально, могли ли данные выборки быть порождены нормальным распределением (рисунок 3.4).

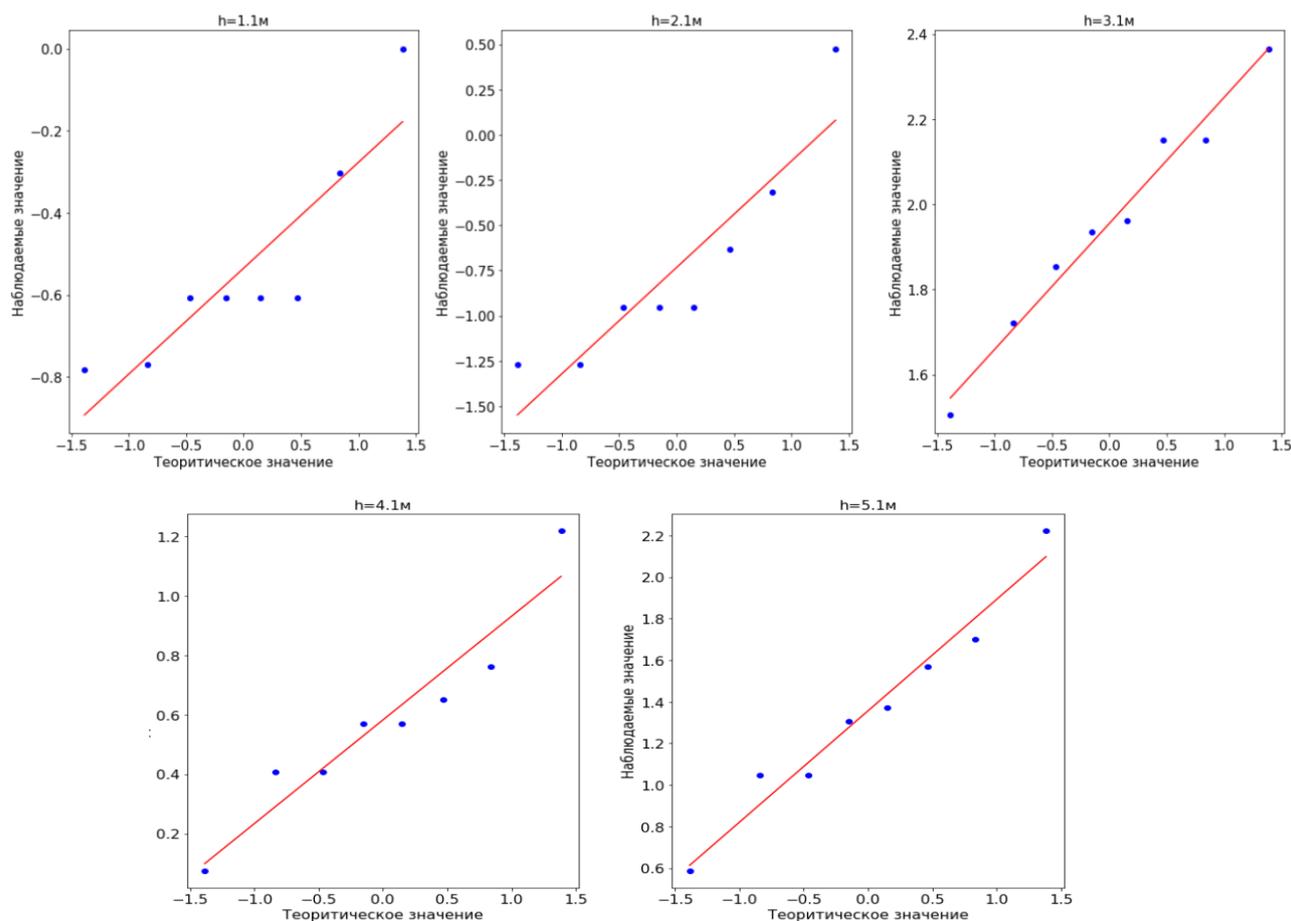


Рисунок 3.4 – Оценка распределения с помощью Q-Q графика

На рисунке 3.4 видно, что при глубине заложения  $h=1,1$  м существует некоторая дискретность вокруг среднего, что возможно свидетельствует о настройке фильтров используемого оборудования. Т-статистика позволяет строить доверительные интервалы на основе распределений отличных от нормального в случае, если они не сильно скошены, распределение погрешностей при глубине заложения  $h=1,1$  м удовлетворяет требуемым граничным условиям.

Поскольку о дисперсии генеральной совокупности информации нет, оценим 99% доверительный интервал средней погрешности измерений при каждой глубине заложения с помощью Т-статистики распределения Стьюдента со степенями свободы  $n-1$ :

$$T = \frac{\bar{X} - \mu}{S/\sqrt{n}}, \quad (3.8)$$

где  $\bar{X}$  – среднее по выборке;

$\mu$  – среднее генеральной совокупности;

$n$  – количество элементов выборки;

$S$  – несмещенное выборочное стандартное отклонение.

Тогда, доверительный интервал неизвестной средней  $\mu$  при условии наблюдаемой средней  $\bar{X}$  будет равняться:

$$P\left(\bar{X} - t_{1-\frac{\alpha}{2}, n-1} \cdot \frac{S}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + t_{1-\frac{\alpha}{2}, n-1} \cdot \frac{S}{\sqrt{n}}\right) = 1 - \alpha \quad (3.9)$$

где  $t$  – искомый квантиль распределения Стьюдента;

$\alpha$  – уровень доверия.

Доверительные интервалы для средней погрешности в определении глубины заложения трубопровода на основе Т-распределения Стьюдента приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Доверительные интервалы средней погрешности измерений

Глубина заложения, м	Доверительный интервал среднего $\mu$ , %
h=1,1	$-0,9 \leq \mu \leq -0,2$
h=2,1	$-1,5 \leq \mu \leq 0$
h=3,1	$1,6 \leq \mu \leq 2,3$
h=4,1	$0,2 \leq \mu \leq 1$
h=5,1	$0,7 \leq \mu \leq 2$

Результаты проведенных согласно разделу 3.3 измерений при частоте тока 128 Гц приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты измерений при частоте 128 Гц

<b>L<sub>Действ</sub>, М</b>	<b>L<sub>изм</sub>, М</b>			<b>Погрешность, %</b>
5	4,88	4,86	4,87	-2,6
5	4,88	4,88	4,89	-2,3
5	4,86	4,86	4,86	-2,8
5	4,86	4,86	4,86	-2,8
5	4,86	4,86	4,86	-2,8
5	4,87	4,86	4,86	-2,7
4	3,88	3,89	3,88	-2,9
4	3,86	3,86	3,86	-3,5
4	3,86	3,86	3,86	-3,5
4	3,86	3,86	3,86	-3,5
4	3,86	3,85	3,86	-3,6
4	3,86	3,86	3,86	-3,5
3	2,96	2,96	2,95	-1,4
3	2,94	2,94	2,94	-2,0
3	2,94	2,94	2,94	-2,0
3	2,94	2,94	2,94	-2,0
3	2,94	2,94	2,94	-2,0
3	2,94	2,94	2,94	-2,0
2	1,92	1,92	1,92	-4,0
2	1,91	1,91	1,91	-4,5
2	1,91	1,91	1,91	-4,5
2	1,91	1,91	1,91	-4,5
2	1,91	1,91	1,91	-4,5

2	1,91	1,91	1,91	-4,5
1	0,96	0,96	0,96	-4,0
1	0,96	0,96	0,96	-4,0
1	0,96	0,96	0,96	-4,0
1	0,96	0,96	0,96	-4,0
1	0,96	0,96	0,96	-4,0
1	0,96	0,96	0,96	-4,0

При частоте тока 128 Гц значения глубин заложений, измеренных прибором, оказываются фактически неизменными, что говорит о хорошей настройке на определение глубины, но указывает на необходимость дополнительной калибровке прибора перед расчетом глубин заложений. По данным в таблице 3.6 невозможно оценить характер распределения или построить доверительные интервалы для среднего, по этой причине при использовании тока частоты 128 Гц при проведении съемки в качестве максимальной погрешности необходимо брать не границы доверительного интервала, а максимальные значения по выборке согласно таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Статистики при частоте тока 128 Гц

<b>Глубина заложения трубопровода, м</b>	<b>Максимальная погрешность, %</b>
1	-4
2	-4,5
3	-2
4	-3,6
5	-2,8

### ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

1. Разработана методика проведения испытаний по определению погрешности трассоискателя БИТА-1 при съемке оси подземного трубопровода с поверхности грунта.
2. Проведено 2 группы исследований по определению погрешности трассоискателя при различном расстоянии от оси трубопровода до приемника устройства: при частоте тока 640 Гц и 128 Гц.
3. Экспериментально установлено, что погрешность в определении глубины заложения оси трубопровода не превышает 5%, дисперсия ошибки обладает свойством гомоскедастичности в узких интервалах глубин, что позволяет использовать данные съемки оси подземного трубопровода для дальнейшего расчета изгибных напряжений.
4. В ходе анализа полученных экспериментальных данных установлено, что распределение ошибки измерений подчиняется нормальному закону, на основании Т-статистики получены значения доверительных интервалов погрешности в определении глубины залегания оси трубопровода при различном расстоянии от оси до приемника прибора.

#### **4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОГО НЕФТЕГАЗОПРОВОДА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НАДЗЕМНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ЕГО ОСИ**

Использование метода оценки изгибных напряжений участка подземного магистрального трубопровода по результатам определения положения его оси с поверхности грунта требует создания нормативно-технической базы, учитывающей все разработанные ранее в работе положения.

Методика должна максимально полно описать все процессы и ответить на все вопросы, которые могут появиться в процессе использования данного метода. Для того, чтобы покрыть максимально большое количество «узких» мест при использовании данного метода целесообразно построить методику на основе сравнения значений, которые могли бы получиться при использовании данного метода и значений, полученных с помощью уже проверенных средств диагностики технического состояния.

Для разработки методики и опробования уже разработанных положений в данной работе будут использованы данные, полученные в ходе внутритрубной диагностики (ВТД) участка подземного магистрального трубопровода.

##### **4.1 Результаты теоретического сравнения погрешности в определении изгибных напряжений по данным съемки с данными внутритрубной диагностики**

Для теоретического сравнения значений, которые могли бы быть получены при расчете изгибных напряжений по съемке заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта со значениями изгибных напряжений, полученными в результате внутритрубной диагностики, был выбран участок трубопровода с параметрами согласно таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры исследуемого участка

<b>Параметр</b>	<b>Значение</b>
Диаметр трубопровода, мм	1420
Линейные отметки исследуемого участка трубопровода, м	Между 107450 и 109090
Длина исследуемого участка трубопровода, м	1640
Максимальная глубина заложения трубопровода, м	3
Принятая погрешность используемого оборудования, %	±5
Характер участка исследования	Прямолинейный, пересекает овраг

Результаты ВТД с известными радиусами изгиба и изгибными напряжениями в точках представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Входные данные

<b>Точка i, м</b>	<b>Радиус изгиба на данном участке, м</b>	<b>Изгибные напряжения на данном участке, МПа</b>
107490	2749,455	54,229
107530	3793,259	39,307
107570	8096,169	18,416
107610	79950,421	1,865
107650	11426,319	13,049
107690	52482,456	2,841
107730	15118,441	9,862
107770	4931,529	30,234
107810	1691,812	88,130
107850	1928,229	77,325
107890	1843,302	80,887
107930	8194,805	18,194
107970	2717,787	54,861

108010	1188,304	125,473
108050	2101,128	70,962
108090	2847,606	52,360
108130	18916,146	7,882
108170	6031,835	24,719
108210	2026,601	73,571
108250	2755,521	54,110
108290	6148,021	24,252
108330	5432,187	27,448
108370	6917,439	21,554
108410	5359,918	27,818
108450	3191,181	46,723
108490	1131,127	131,815
108530	2152,134	69,280
108570	2504,310	59,537
108610	3988,952	37,378
108650	3792,888	39,310
108690	2395,332	62,246
108730	10001,694	14,907
108770	8002,750	18,631
108810	16006,363	9,315
108850	8100,000	18,407
108890	16004,563	9,316
108930	8002,750	18,631
108970	8100,000	18,407
109010	8002,750	18,631
109050	8002,750	18,631
109050	8002,750	18,631

Графическое отображение профиля трассы и значений изгибных напряжений в точках согласно таблице 4.1 приведено на рисунке 4.1. На верхнем графике оранжевая линия соответствует напряжениям, рассчитанным исходя из нормативного радиуса кривизны согласно действующим на данный момент нормативным документам. Таким образом, на участке контроля имеются два участка с изгибными напряжениями, выходящими за рамки норматива. Необходимо обнаружить данные участки и определить значения изгибных напряжений на данных участках с погрешностью, не превышающей 50 МПа.

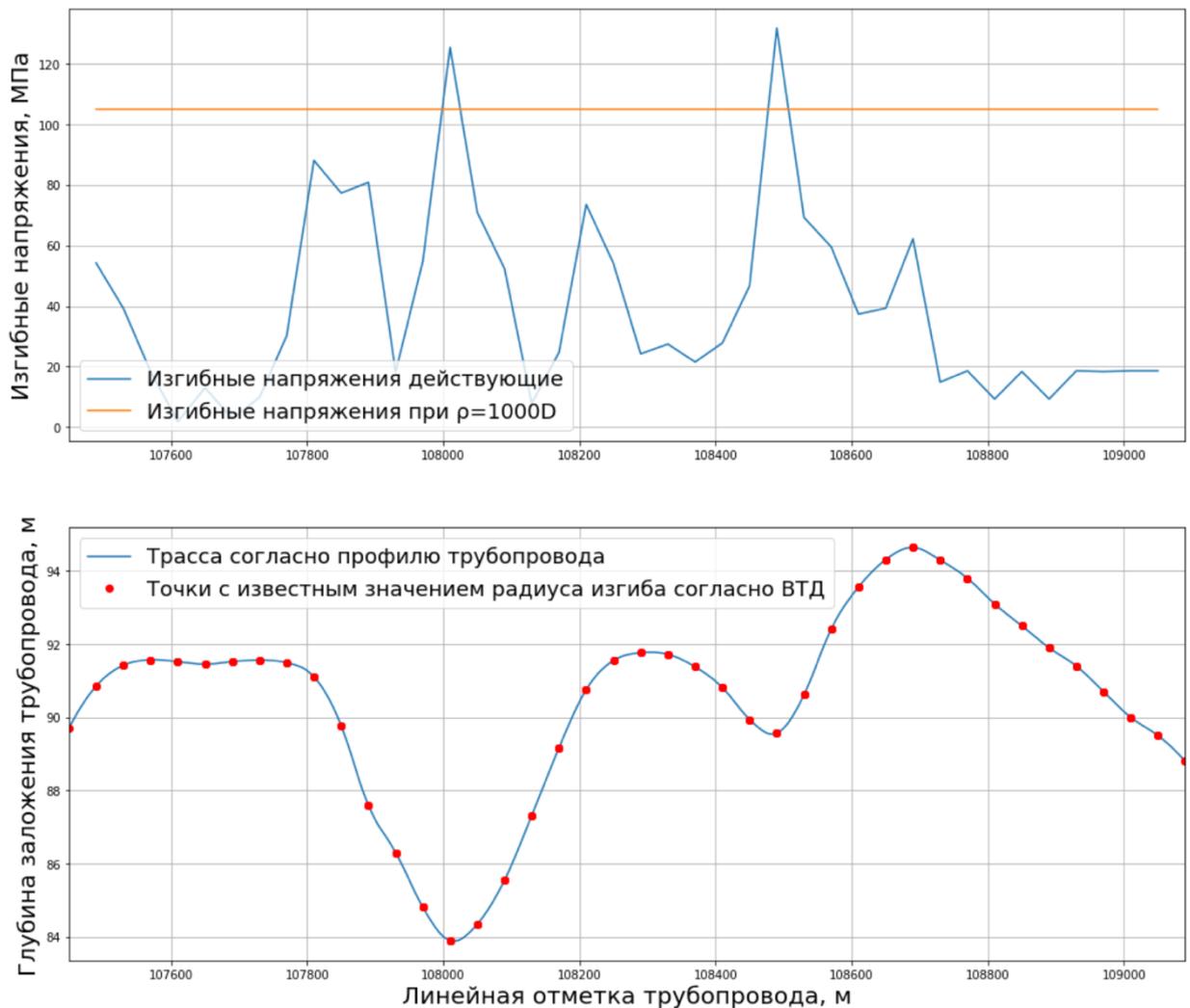


Рисунок 4.1 – Профиль участка трубопровода с известными значениями изгибных напряжений

Для апробации работы будет использована разработанная математическая модель (2.12), являющаяся более консервативной по отношению к модели (2.19). Использование модели (2.19) целесообразно при значительной разнице в глубине заложения трех смежных точек измерений на участке контроля.

Как правило, перед проведением экспериментальных исследований, профиль трассы известен и имеются участки, за которыми установлен повышенный контроль. Данные априорные знания можно использовать при подборе оптимального шага исследований для того, чтобы более точно покрыть точками съемки предполагаемые опасные участки.

Шаг съемки снизу (минимальный шаг исследования) ограничен условием [75, 104]:

$$\Delta\sigma = |\sigma_{\text{реал}} - \sigma_{\text{расч}}| \leq \Delta\sigma_{\text{max}}, \quad (4.1)$$

где  $\Delta\sigma$  – максимальная расчетная погрешность в определении изгибных напряжений, МПа;

$\sigma_{\text{реал}}$  – действующие изгибные напряжения, МПа;

$\sigma_{\text{расч}}$  – расчетные изгибные напряжения, МПа;

$\Delta\sigma_{\text{max}}$  – максимальная погрешность в расчете изгибных напряжений участка трубопровода, 50 МПа.

Шаг съемки сверху (максимальный шаг исследования) фактически ограничен прочностными характеристиками трубопровода. Иными словами, на участке трубопровода с минимальным радиусом, при котором трубопровод не разрушился, должно располагаться не менее трех точек измерений для возможности определения радиуса его изгиба. Однако данное условие не всегда применимо для трубопровода произвольной конфигурации и шаг измерений сверху наиболее целесообразно выбирать исходя из анализа

профиля трассы. Изобразим на профиле трассы точки измерений при различном шаге между точками измерений (рисунок 4.2).

Как уже было отмечено в главе 2, при малых значениях расстояния между точками измерений значения рассчитанных по данным съемки изгибных напряжений, получаются сильно завышенными, поскольку аппаратная погрешность, в данном случае, играет существенную роль, по этой причине начнем анализ с шага от 30 м.

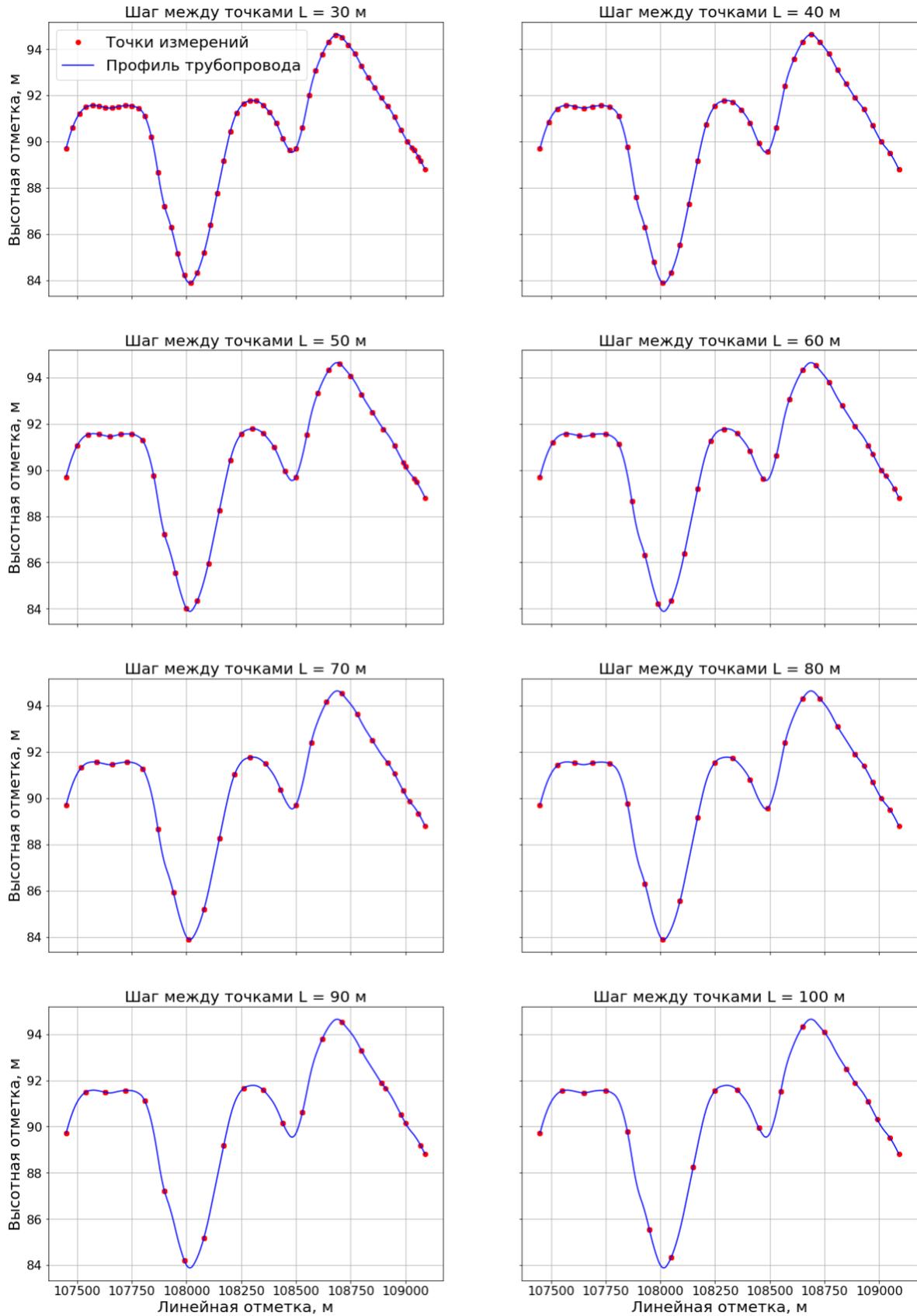


Рисунок 4.2 – Возможное расположение точек измерений (пикетов)

Анализируя распределение точек на профиле (рисунок 4.2) можно заметить, что при шаге между точками измерений  $L=60$  и  $80-100$ м значения полученных изгибных напряжений будут смещенными в меньшую сторону. В данном случае стоит либо выбрать иной шаг, либо брать несимметричный шаг и использовать модель (2.19). В рамках данной главы принято решения остановится на подборе иного шага. Оптимальными с точки зрения исследования всех заранее известных опасных участков будут являться шаги между точками измерений  $L=30...50$ м и  $70$ м. Далее необходимо проанализировать, какие из данных шагов будет удовлетворять (4.1) на основе разработанной математической модели.

Как и ранее, будем рассматривать две возможные конфигурации точек, соответствующих наиболее консервативным вариантам съемки с максимальной погрешностью измерений в каждой точке  $\pm 5\%$  (рисунок 2.2). Рассчитаем максимальную погрешность в определении изгибных напряжений при различных шагах между точками измерений с учетом ограничений снизу. Результаты представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчета погрешности в определении изгибных напряжений

Точка съемки , м	$\sigma_{\text{реал}}$ , МПа	Шаг между точками измерений L, м, Номер конфигурации точек (рисунок 2.2)							
		L=30, N=1	L=30, N=2	L=40, N=1	L=40, N=2	L=50, N=1	L=50, N=2	L=70, N=1	L=70, N=2
107530	39,3	59,6	139,1	16,6	95,2	3,2	74,7	20,0	56,5
107570	18,4	81,5	117,2	37,5	74,3	16,9	54,6	1,1	37,7
107610	1,9	97,1	101,7	54,0	57,8	34,3	37,3	16,8	19,7
107650	13,0	115,6	83,2	69,0	42,9	46,3	25,3	25,2	11,3
107690	2,8	95,1	103,7	53,1	58,7	34,1	37,4	17,8	18,7
107730	9,9	90,3	108,4	46,0	65,8	25,3	46,3	6,4	30,1

107770	30,2	73,2	125,6	25,7	86,1	2,4	69,2	19,6	56,1
107810	88,1	7,2	191,4	32,3	144,0	49,2	120,7	59,7	96,2
107850	77,3	3,7	194,4	21,6	133,0	27,4	98,7	26,5	63,0
107890	80,9	210,3	12,2	136,6	25,1	92,5	21,2	43,5	7,1
107930	18,2	59,7	138,7	37,6	74,0	34,4	37,0	38,3	1,9
107970	54,9	155,8	42,6	110,7	1,0	89,2	17,7	70,9	34,5
108010	125,5	237,1	38,4	181,3	69,6	151,5	80,0	119,5	83,0
108050	71,0	164,2	34,4	126,8	15,1	111,5	40,0	99,0	62,5
108090	52,4	155,3	43,1	108,1	3,4	85,1	13,7	64,2	27,7
108130	7,9	104,7	93,4	63,6	47,9	45,3	26,0	29,6	6,8
108170	24,7	77,4	120,8	31,0	80,5	8,6	62,8	11,2	47,7
108210	73,6	18,9	179,5	17,7	129,4	32,5	103,9	42,1	78,5
108250	54,1	44,9	153,9	1,8	110,0	18,0	89,5	34,6	71,0
108290	24,3	78,6	120,2	31,7	80,2	8,8	62,8	12,6	49,1
108330	27,4	70,1	128,7	28,5	83,3	9,8	61,7	6,3	42,8
108370	21,6	80,5	118,2	34,3	77,4	12,1	59,5	7,4	43,9
108410	27,8	63,9	134,8	28,1	83,7	14,0	57,5	5,7	30,8
108450	46,7	144,2	54,5	102,6	9,2	84,0	12,4	67,9	31,4
108490	131,8	244,0	45,3	187,6	75,9	157,3	85,9	123,3	86,9
108530	69,3	175,0	23,3	125,1	13,5	99,7	28,3	74,5	38,1
108570	59,5	23,8	174,5	3,7	115,3	11,3	82,7	11,0	47,4
108610	37,4	66,4	132,2	18,5	93,2	5,2	76,6	26,2	62,6
108650	39,3	62,6	136,1	16,6	95,2	5,6	77,1	25,7	62,2
108690	62,2	29,1	169,7	6,3	118,1	20,1	91,6	29,1	65,6
108730	14,9	91,4	107,4	41,0	70,8	15,4	56,1	8,7	45,2
108770	18,6	75,8	122,9	37,3	74,5	21,0	50,5	7,8	28,7
108810	9,3	113,5	85,2	65,2	46,6	41,3	30,3	19,0	17,5
108850	18,4	96,0	102,7	55,9	55,9	38,4	33,1	23,6	12,9

108890	9,3	113,5	85,2	65,2	46,6	41,2	30,3	19,0	17,5
108930	18,6	75,6	123,1	37,3	74,5	21,2	50,4	9,2	27,3
108970	18,4	99,2	99,5	55,9	55,9	35,9	35,7	18,4	18,1
109010	18,6	123,8	74,9	74,5	37,3	49,8	21,8	25,7	10,8

Сравним графически результаты при первой и второй конфигурациях точек. На графиках отметим границу, выше которой погрешность будет превышать заранее заданную, то есть данные значения шага между точками измерений нельзя использовать для определения изгибных напряжений с заранее заданной точностью (рисунки 4.3 – 4.6).

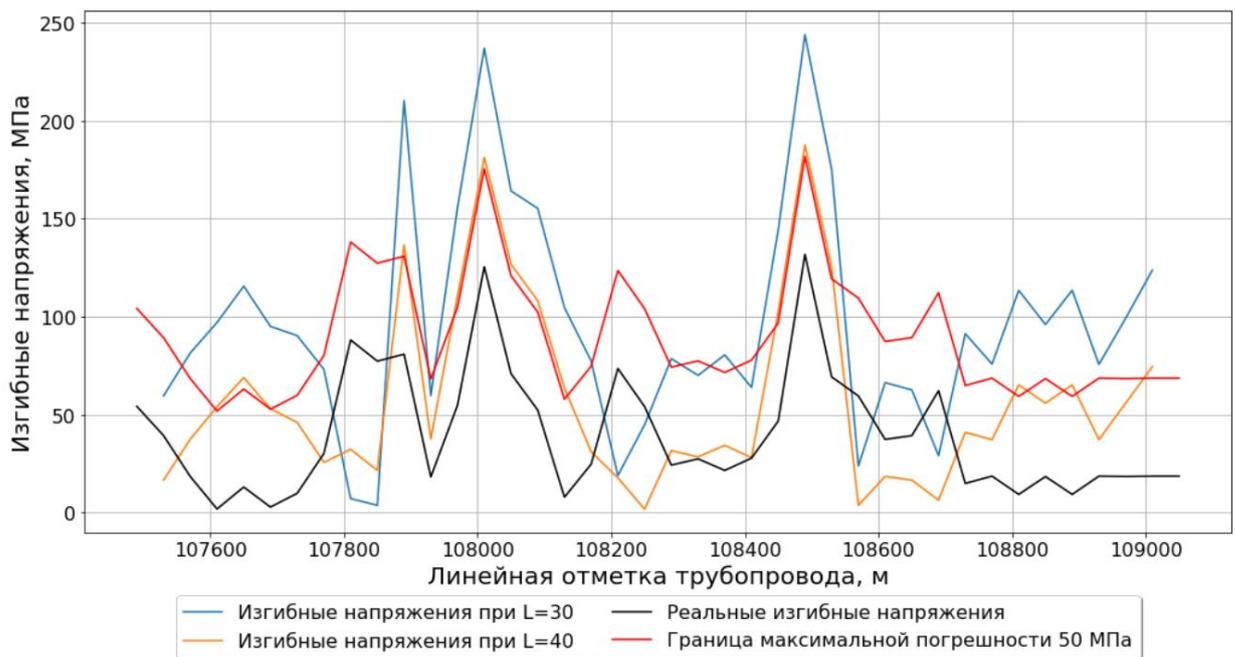


Рисунок 4.3 - Значения изгибных напряжений для первой конфигурации точек при шагах  $L=30$  и  $L=40$  м

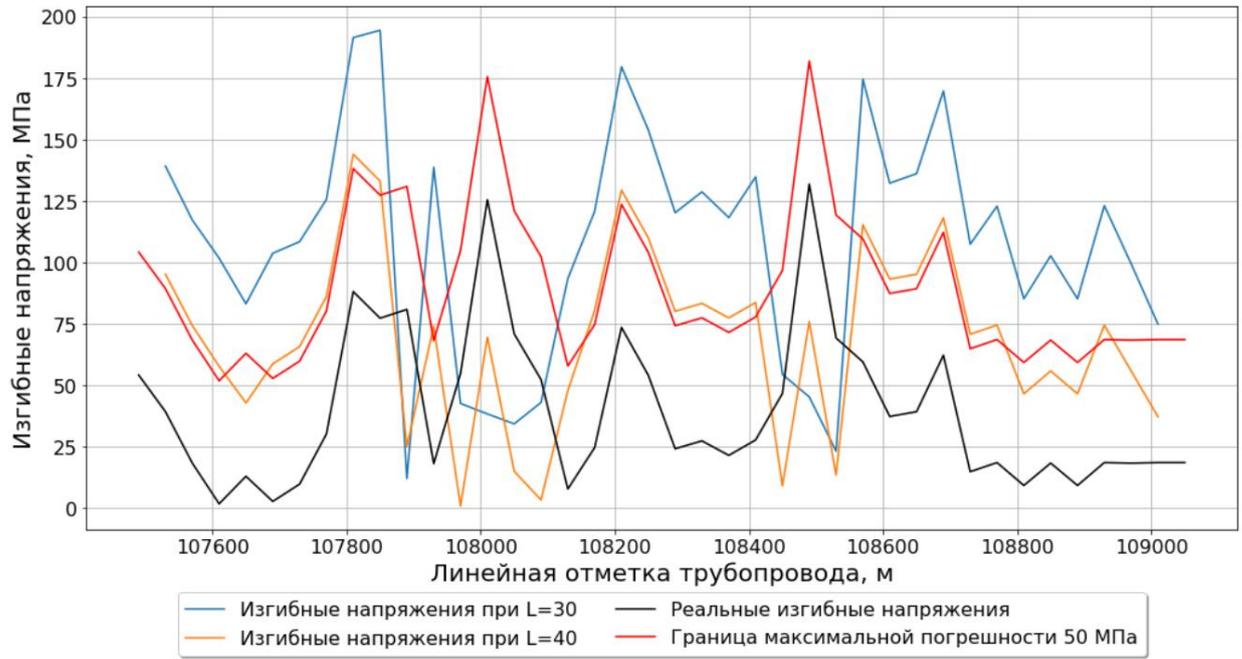


Рисунок 4.4 - Значения изгибных напряжений для второй конфигурации точек при шагах L=30 и L=40 м

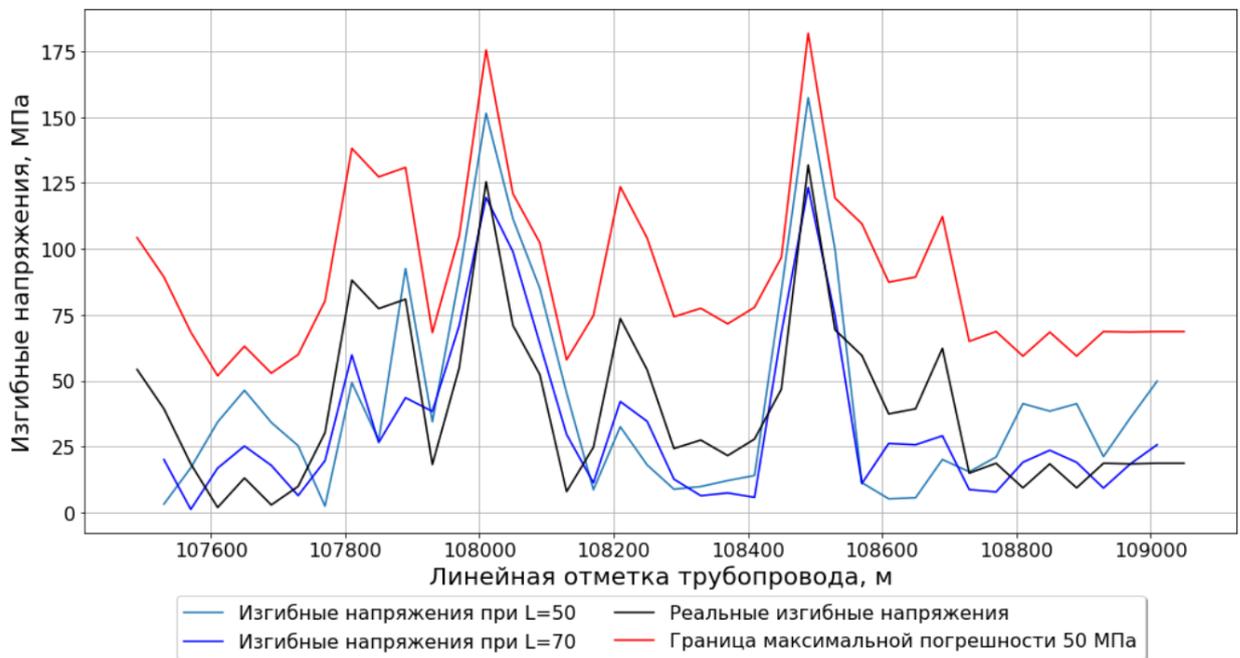


Рисунок 4.5 - Значения изгибных напряжений для первой конфигурации точек при шагах L=50 и L=70 м

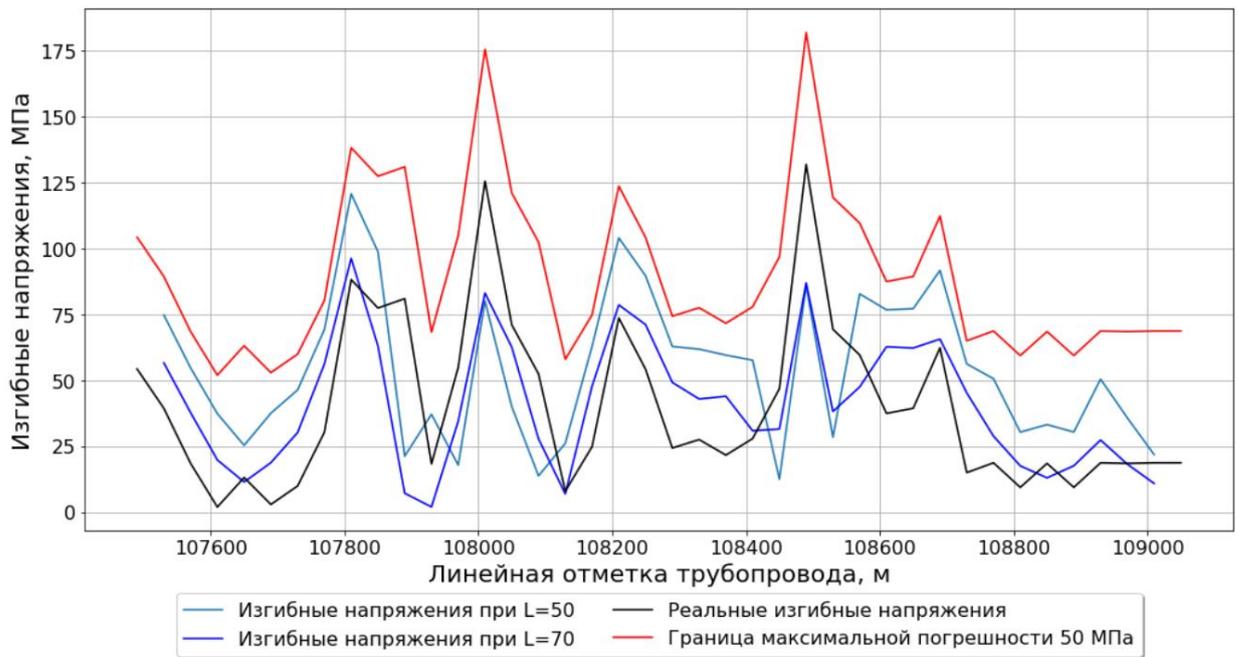


Рисунок 4.6 - Значения изгибных напряжений для первой конфигурации точек при шагах  $L=50$  и  $L=70$  м

На рисунках 4.3 – 4.6 красная кривая соответствует напряжениям в точках, вычисленным по формуле, отвечающей за максимальное значение изгибных напряжений с учетом максимальной погрешности оборудования:

$$\sigma_i = \sigma_{\text{реал}} + \Delta\sigma_{\text{max}}, \quad (4.2)$$

Таким образом если кривая максимальных значений изгибных напряжений с учетом погрешности в любой точке пересекает красную кривую – условие (4.1) не выполняется и данный шаг нельзя использовать для определения изгибных напряжений с заданной точностью. Тогда, при шаге измерений между точками  $L = 30 \dots 40$  м на данном профиле максимальная ошибка в определении изгибных напряжений будет выше, чем определенная в формуле (4.1), с учетом ограничений сверху и снизу оптимальными шагами при съемке трубопровода будут являться шаги  $L = 50$  и  $70$  м.

Определим погрешность относительно известных напряжений согласно ВТД по таблице 4.3.

Максимальная погрешность в определении изгибных напряжений между реальными значениями (согласно ВТД) и значениями при определенном шаге будет определяться как разница между реальными значениям и максимальным значением из двух конфигураций точек (рисунок 2.2) при выбранном шаге согласно формуле:

$$\sigma_{max}^{ЭКСП}(L) = |\sigma_{реал} - \sigma_{расч}(max(L(N = 1; N = 2))|, \quad (4.3)$$

где  $N$  – номер конфигурации точек согласно рисунку 2.2.

Абсолютное превышение  $\sigma_{max}^{ЭКСП}$  над значениями математической модели будем определять по формуле:

$$\sigma_{абс}(L) = |\sigma_{max}^{ЭКСП}(L) - \Delta\sigma(L)|. \quad (4.4)$$

Рассчитаем значения максимальной погрешности в определении изгибных напряжений по математической модели. Коэффициенты уравнения регрессии для трубопровода  $D = 1420$  мм при глубине заложения оси  $h = 3$  м равны:  $k = 29782$ ,  $c = 254$ . Значения коэффициента "a" равно:

$$a(3) = 29782 \times 3 + 254 = 89600.$$

Максимальные погрешности при шагах  $L = 50$  и  $70$  м для данного трубопровода равны:

$$\Delta\sigma(50) = \frac{89600}{50^2} \approx 36 \text{ МПа},$$

$$\Delta\sigma(70) = \frac{89600}{70^2} \approx 18 \text{ МПа.}$$

Сравним значения максимальной погрешности в определении изгибных напряжений по математической модели со значениями, которые получаются при исследовании трубопровода с выбранным шагом относительно известных в точках согласно ВТД значений изгибных напряжений. Выведем только те точки по трассе трубопровода, в которых полученные значения превышают значения математической модели, результаты сведём в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты сравнения математической модели с данными ВТД

Точка съёмки, м	$\sigma_{\text{реал}}$ , МПа	$\sigma_{\text{расч}}(\max(L(N = 1; N = 2)))$		$\sigma_{\text{max}}^{\text{ЭКСП}}(50)$ , МПа	$\sigma_{\text{абс}}(50)$ , МПа	$\sigma_{\text{max}}^{\text{ЭКСП}}(70)$ , МПа	$\sigma_{\text{абс}}(70)$ , МПа
		L=50	L=70				
107570	18,4	54,6	37,7	36,2	0,2	19,2	1,2
107730	9,9	46,3	30,1	36,4	0,4	20,3	2,3
107770	30,2	69,2	56,1	38,9	2,9	25,9	7,9
108050	71,0	111,5	94,7	40,5	4,5	23,7	5,7
108130	7,9	45,3	29,6	37,4	1,4	21,7	3,7
108170	24,7	62,8	47,7	38,1	2,1	22,9	4,9
108290	24,3	62,8	49,1	38,5	2,5	24,9	6,9
108370	21,6	59,5	43,9	37,9	1,9	22,3	4,3
108450	46,7	84,0	67,9	37,2	1,2	21,2	3,2
108610	37,4	76,6	62,6	39,3	3,3	25,3	7,3
108650	39,3	77,1	62,2	37,8	1,8	22,9	4,9
108730	14,9	50,5	40,2	35,6	0,4	25,3	7,3

По таблице 4.4 видно, что для некоторых точек наблюдается превышение над математической моделью значений максимальной погрешности. Это объясняется тем, что методы измерения изгибных напряжений по ВТД так же имеют некоторую составляющую аппаратной погрешности [41, 65], в то время как математическая модель построена исходя из геометрических положений, являющихся точными. Максимальная разница между экспериментальными данными и данными математической модели равняется 7,9 МПа, таким образом, математическая модель на реальных данных работает достаточно точно и может быть применима для определения оптимальных параметров съемки глубины заложения подземного трубопровода с поверхности грунта для последующего использования полученных данных в расчете изгибных напряжений.

Кроме того установлено, что при съемке на участках, пересекающих естественные и искусственные препятствия и подвергающихся существенному изгибу оси, за шаг измерений целесообразно принимать минимально возможный для данного участка трубопровода.

#### **4.2 Методика измерения глубины, широты и долготы оси подземного трубопровода с использованием трассопоискового и навигационного оборудования с заданной точностью**

Перед проведением измерений глубины, широты и долготы оси заложения подземного трубопровода необходимо уточнить следующие параметры:

- диаметр трубопровода;
- диапазон изменения глубины заложения оси трубопровода;
- линейные координаты отводов холодного гнущего, вставок трубопровода различного диаметра, отводов и тройников;
- участки с известными местами искривления оси.

Данные значения могут быть получены с помощью изучения проектной документации на строительство и/или по данным последней внутритрубной диагностики (предпочтительный вариант).

#### **4.2.1 Методика подбора шага съемки оси подземного трубопровода с поверхности грунта**

Как было описано во второй главе, значение шага исследования при учете технологических и конструктивных особенностей трубопровода и используемого оборудования является критически важным для получения значений изгибных напряжений с погрешностью, не превышающей заданную.

Значение шага между точками измерений перед проведением съемки или уточнение шага в процессе съемки может быть определено исходя из условий прокладки трубопровода и деления исследуемой трассы на участки различных типов:

1. Участок типа 1. Для прямолинейных подземных участков, на которых между тремя смежными точками измерений относительная глубина заложения оси в точках не превышает 3м метров, для определения шага между точками измерений используется формула (2.12). При этом допускается выбрать максимальный шаг в семействе оптимальных, но значение данного шага не должно превышать величины, установленной (2.16).

2. Участок типа 2. Для прямолинейных подземных участков, на которых между тремя смежными точками измерений относительная глубина заложения оси в точках превышает 3 метра и имеются иные условия, способные повлиять на погрешность трассопоискового оборудования (ЛЭП, водоёмы, иной вид почвы), для определения шага между точками измерений используется формула (2.19). При этом допускается выбрать максимальный шаг в семействе оптимальных, но значение данного шага не должно превышать величины, установленной (2.16).

3. Участок типа 3. Для подземных участков, расположенных вблизи переходов через естественные или искусственные препятствия, участков

проложенных вблизи активных тектонических разломов, участков пересекающих естественный и искусственные препятствия, при наличии разницы в глубинах заложения оси более 3м, рекомендуется в качестве оптимального шага использовать минимальный шаг, полученный по формуле (2.19) с учетом требуемой максимальной погрешности в расчете изгибных напряжений.

Визуальное представление типов участков представлено на рисунке 4.7.

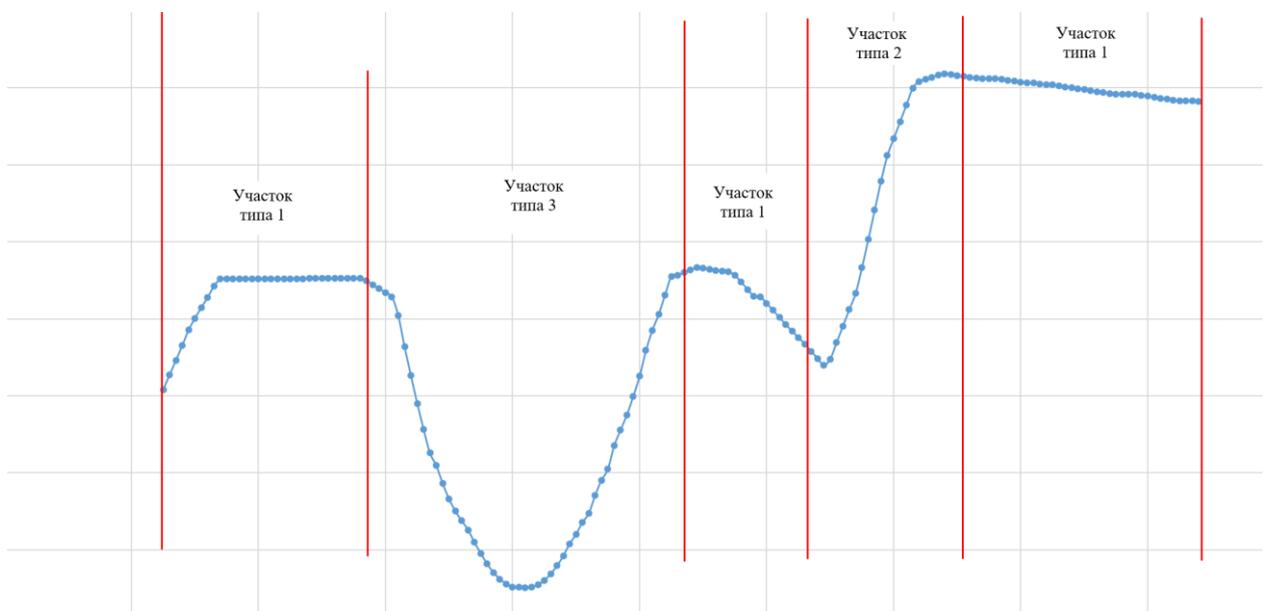


Рисунок 4.7 – Иллюстрация типов участков

Для определения погрешности измерений используемого для исследования трассопоискового и навигационного оборудования, необходимо произвести контрольную съемку оси трубопровода следующим образом (рисунок 4.8).

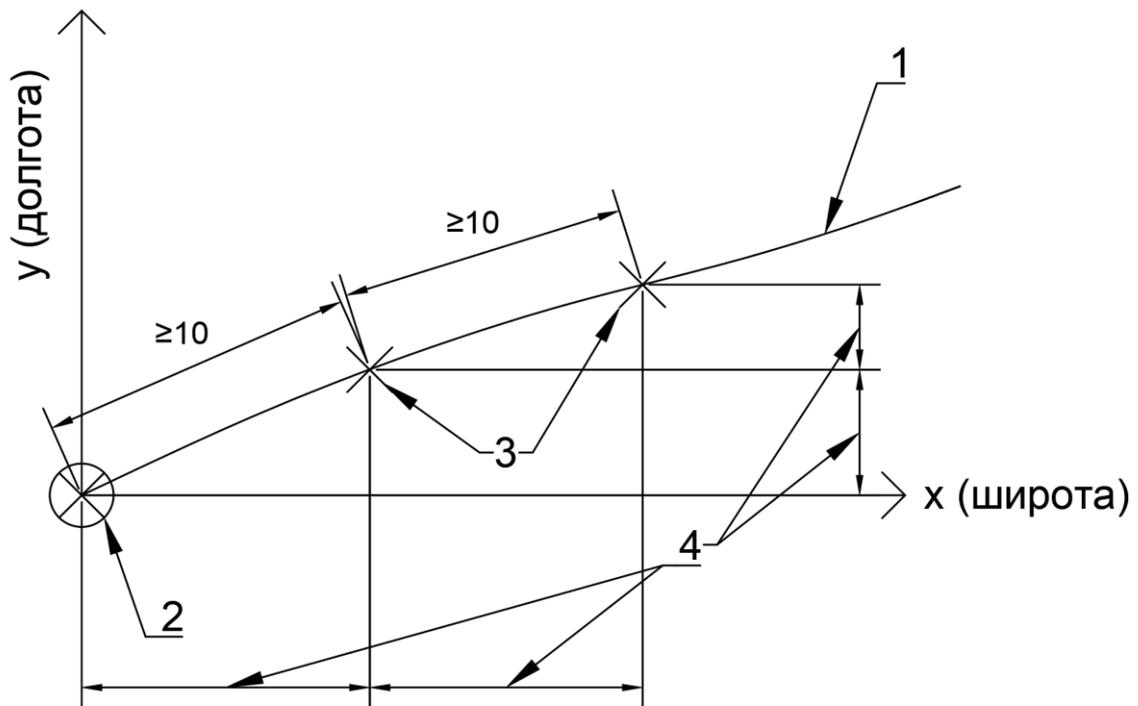


Рисунок 4.8 – Схема контрольной съёмки

Предварительно, перед проведением съёмки оси заложения трубопровода 1, в начальной точке измерений 2, совпадающей с началом исследуемого участка, и двух дополнительных точках измерений 3 на расстоянии не менее 10 м друг от друга производится пятикратное измерение глубины, широты и долготы оси заложения трубопровода, при этом все три точки должны находиться на одинаковой высоте относительно принятой нулевой отметки. Значения глубины, полученные трассоискателем в каждой точке измерений, усредняются для каждой точки, сравниваются с истинным значением глубины в данной точке, полученным с помощью локальной шурфовки либо другого иного способа определения истинной глубины заложения оси в данной точке. Значения широты и долготы 4, полученные с помощью навигационного оборудования, включённого в состав трассоискателя, пересчитываются для определения расчётного расстояния между точками измерений и сравниваются с истинным значением между точками измерений, полученным любым измерительным способом (например, с помощью рулетки или лазерного измерителя). Для определения погрешности

трассоискателя в измерении глубины заложения оси трубопровода на пикете результаты трёх измерений усредняются и сравниваются с истинным. Для определения погрешности навигационного оборудования в определении широты и долготы заложения оси трубопровода в точке результаты трёх измерений усредняются и сравниваются с истинным. На основании полученных значений погрешности подбирается шаг между точками измерений.

При полученной погрешности трассопоискового и навигационного оборудования не более чем в  $\pm 7\%$  значения шага между точками измерений могут быть определены итеративным подходом по формуле (2.12) или (2.19) с учетом типа участка. Изменение шага надземного исследования должно быть выполнено при смене типа участка. Для увеличения точности полученных измерений при смене типа участка рекомендуется выполнить процедуру по уточнению погрешности трассопоискового оборудования на данном участке.

Суть итеративного подхода заключается в переборе значений шага между точками измерений  $L$  для трубопровода заданного диаметра  $D$  и глубины заложения  $h$  и формировании графика погрешности в определении изгибных напряжений от выбранного шага.

Например, для трубопровода  $D=1220$  мм, залегающего на участке исследований на глубине  $h \leq 3$  м график зависимости представлен на рисунке 4.9.

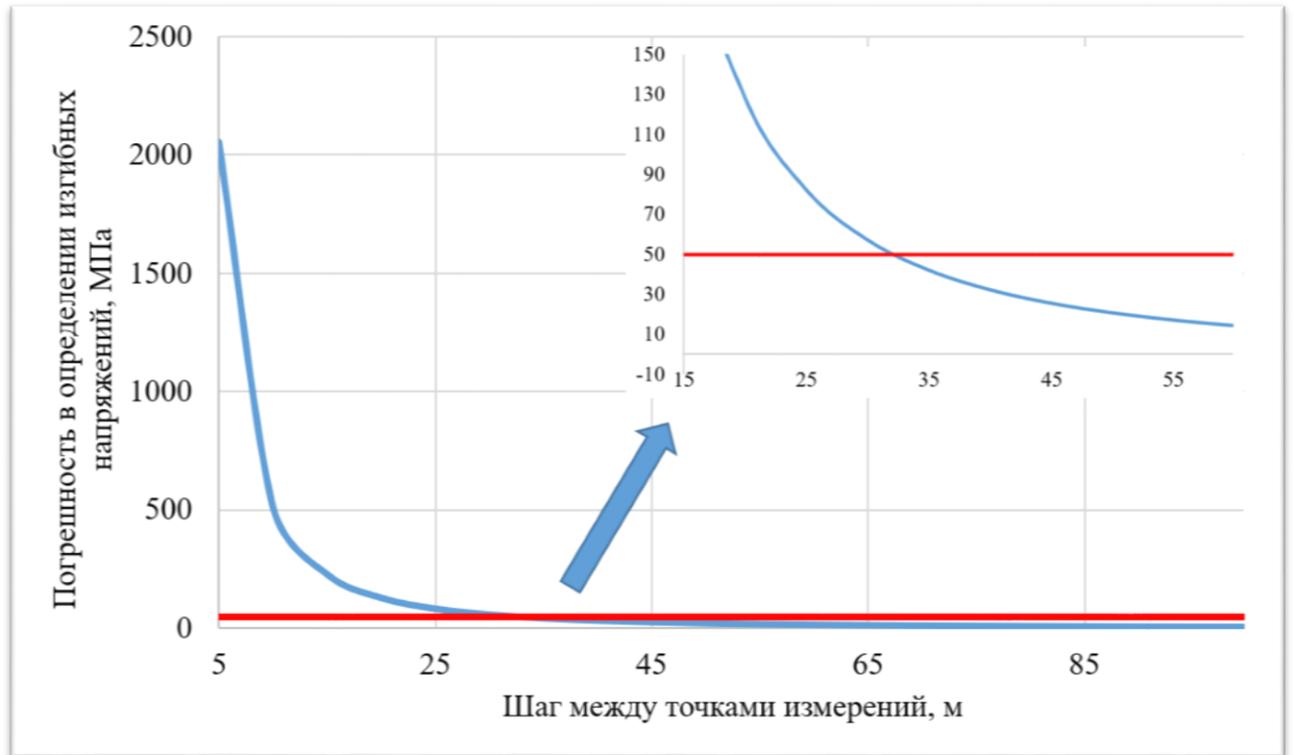


Рисунок 4.9 – График зависимости погрешности в определении изгибных напряжений от шага между очками измерений

Проведя по оси абсцисс интересующее значение максимальной погрешности в определении изгибных напряжений (на графике красная прямая) и определив точку пересечения с графиком зависимости погрешности в определении изгибных напряжений от шага между точками измерений можно найти решение задачи по определению оптимального шага для данной конфигурации трубопровода и используемого оборудования.

Выбранный шаг между точками измерений необходимо проверить по условию (2.16) и приступить к планированию точек измерений на профиле трассы.

Следующий шаг – определение оптимального расположения точек измерений на участке исследования. Возможны два варианта планирования точек измерения (пикетов) на трассе трубопровода:

1. При отсутствии на участке контроля отводов холодного гнущья, вставок трубопровода различного диаметра, отводов и тройников.

2. При наличии на участке контроля отводов холодного гнущья, вставок трубопровода различного диаметра, отводов и тройников

#### 4.2.2 Планирование точек измерений (пикетов) на трассе исследуемого участка трубопровода с учетом конструктивных особенностей трассы

При планировании расположения точек измерений (пикетов) на трассе в плане необходимо учесть информацию о наличии или отсутствии на участке контроля отводов холодного гнущья (ОХГ), вставок трубопровода различного диаметра, отводов и тройников.

При отсутствии подобных конструктивных элементов на участке контроля планирование точек измерений (пикетов) в плане выполняется линейной с учетом условий по ограничению шага снизу (2.12) или (2.19) и сверху (2.16).

При наличии на участке контроля ОХГ, вставок трубопроводов различного диаметра, отводов и тройников, необходимо произвести измерения глубины, широты и долготы оси трубопровода в точках с двух сторон от данного конструктивного элемента на расстоянии не менее 1 м от кольцевого сварного шва (рисунок 4.10).

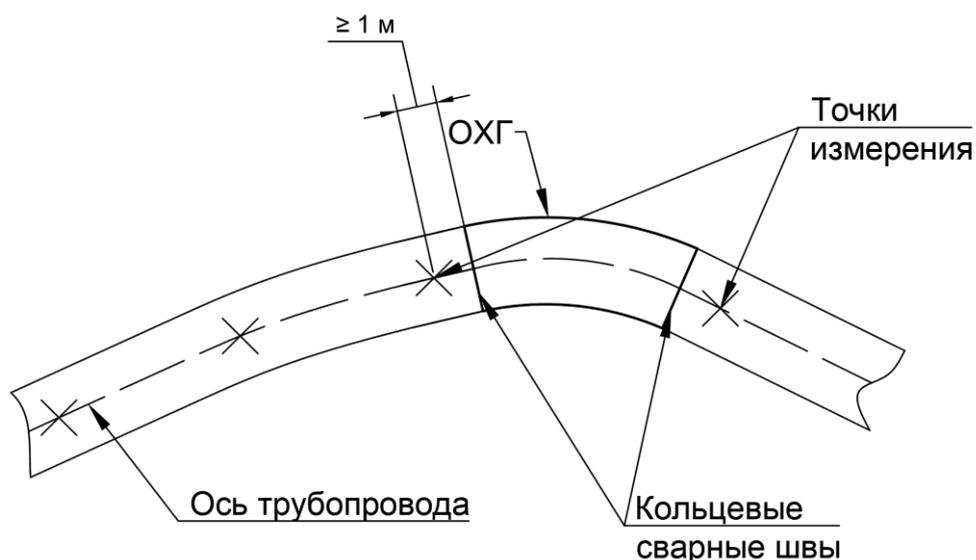


Рисунок 4.10 – Схема расположения точек измерений при наличии на участке дополнительных конструктивных элементов

### 4.3. Особенности расчета радиусов упругого изгиба и изгибных напряжений участка подземного магистрального трубопровода

При расчете радиусов упругого изгиба исследуемого участка подземного магистрального трубопровода необходимо учитывать наличие или отсутствие на участке контроля ОХГ, вставок трубопровода различного диаметра, отводов и тройников.

Согласно разработанной методики радиус изгиба участка трубопровода определяется по трём смежным точкам измерений по формулам (2.3 – 2.6). При отсутствии на участке контроля ОХГ, вставок трубопровода различного диаметра, отводов и тройников расчет изгибных напряжений выполняется по смежным точкам  $i-1$ ,  $i$ ,  $i+1$  не включая граничные точки начала и конца участка (рисунок 4.11). При данном подходе считается, что граничные точки съемки принадлежат тому же радиусу, что и ближайшая к ним центральная точка съемки  $i$ .

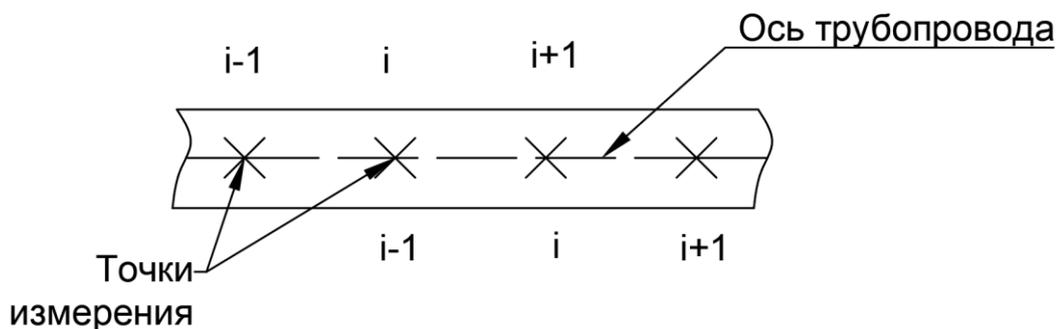


Рисунок 4.11 – Схема точек расчета радиусов изгиба при отсутствии на участке контроля конструктивных элементов

При наличии на участке контроля ОХГ, вставок трубопровода различного диаметра, отводов и тройников необходимо, чтобы граничные точки  $i-1$  и/или  $i+1$  располагались у кольцевого сварного шва с каждой стороны конструктивного элемента, центральная точка измерений  $i$  – следующая после граничной точки с каждой стороны (рисунок 4.12).

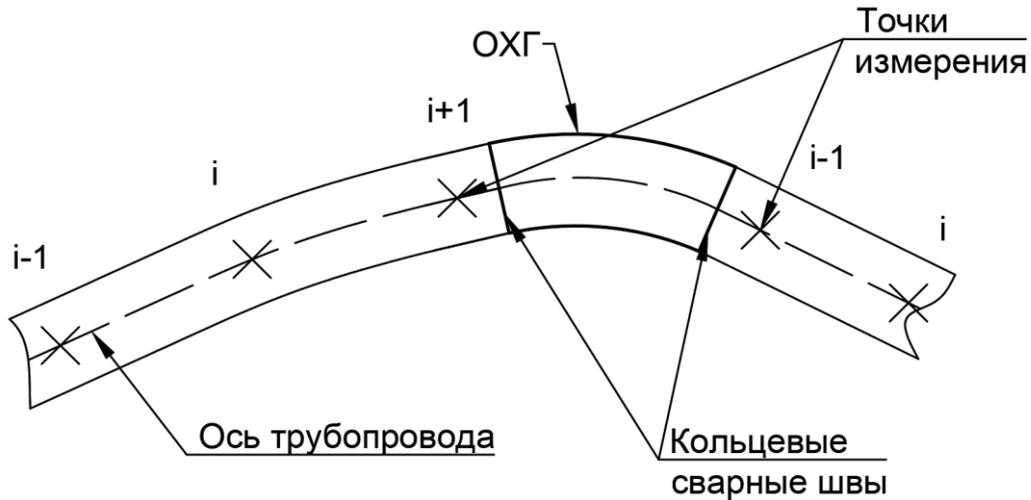


Рисунок 4.12 – Схема точек расчета радиусов изгиба при наличии на участке контроля конструктивных элементов

Таким образом, по граничным точкам измерений, находящимся с двух сторон конструктивных элементов, расчет радиуса изгиба не производится. После определения радиусов упругого изгиба участка трубопровода производится вычисление изгибных напряжений в каждом сечении точки измерений  $i$ .

#### **4.4. Методика оценки НДС участка трубопровода по результатам данных съемки оси подземного трубопровода с поверхности грунта**

После проведения съемки заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта и интерпретации полученных данных необходимо сделать выводы о возможности дальнейшей эксплуатации участка трубопровода или необходимости вывода его в ремонт для принятия превентивных мер.

Существующий в настоящее время нормативный документ СП 86.13330.2012 допускает существование на линейной части трубопроводов участков с упругим радиусом изгиба, но ограничивает их радиус на величину, равную не менее 1000 диаметров трубопровода. Однако, на практике образование участков с ненормативными радиусами изгиба (менее 1000 диаметров) происходит ввиду ряда причин [25, 26, 39, 61, 75, 76, 79]. При этом при оценке возможности нарушения целостности трубопровода при наличии

непроектного изгиба в большинстве случаев такая возможность не подтверждается, что говорит о чрезмерной консервативности существующей методики.

Данный фактор, вероятно, обусловлен тем, что стандарт СП 86.13330.2012 устанавливает ограничения на упругий изгиб, возникающие при прокладке трубопровода перед пуском его в эксплуатацию и не подразумевает изменения проектного положения трубопровода в процессе эксплуатации, что ошибочно завышает требования к значениям радиусов упругого изгиба участка трубопровода. Таким образом, значение радиуса упругого изгиба не менее 1000 диаметров не учитывает температурный режим работы, давление перекачиваемой среды на рассматриваемом участке, конструктивные особенности трубопровода и иные, влияющие на НДС факторы.

#### **4.4.1 Методика оценки предельно допустимого состояния магистрального трубопровода**

Пусть имеется трубопровод со следующими параметрами на исследуемом участке: диаметр  $D$ , толщина стенки  $\delta$ , рабочее давление  $P$ , радиус изгиба  $r$ , температурный перепад между рабочим состоянием и состоянием при засыпке трубопровода после сварки  $\Delta T$ , информация о наличии возможной осевой деформации на участке контроля отсутствует. При данных входных данных возможна предварительная оценка НДС участка трубопровода.

При оценке НДС участка трубопровода и принятия решение о возможности его дальнейшей эксплуатации необходимо определить критерий предельного состояния участка трубопровода, то есть определить наличие на участке контроля таких значений напряжений в сечении (сечениях), при которых его нормальная эксплуатация невозможна и опасна. В качестве величины предельно допустимого состояния в точке сечения участка трубопровода будем рассматривать значение интенсивности напряжений, при котором предел прочности металла  $\sigma_B$  ниже значений напряжений,

действующих на данном участке. Таким образом, с учетом того, что измерения производятся на опасном производственном объекте, значения предельных напряжений в любом сечении не должны превышать предельного напряжения равного:

$$\sigma_{\text{пред}} = \sigma_{\text{в}} \cdot m, \quad (4.5)$$

где  $\sigma_{\text{Т}}$  – предел прочности металла трубопровода на исследуемом участке, МПа;

$m$  – коэффициент условий работы участка трубопровода.

Действующие значения напряжений в  $i$ -м сечении будем определять, как интенсивность напряжений в данном сечении:

$$\sigma_i = \sqrt{(\sigma_{\text{кц}})^2 - \sigma_{\text{пр}} \cdot \sigma_{\text{кц}} + (\sigma_{\text{пр}})^2} \quad (4.6)$$

где  $\sigma_{\text{кц}}$  – кольцевые напряжения, определяемые по формуле (2.2), МПа;

$\sigma_{\text{пр}}$  – продольные напряжения, МПа;

$\sigma_{\text{р}}$  – радиальные напряжения, МПа.

Действующие значения радиальных напряжений определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{р}} = -\frac{P}{2}, \quad (4.7)$$

где  $P$  – действующее значение давления перекачиваемой среды, МПа;

Кроме того, в формуле (4.6) необходимо учесть погрешность в определении изгибных напряжений при использовании данных съемки оси

подземного трубопровода с поверхности грунта. Следовательно, значение предельно допустимых напряжений в сечении трубопровода равняется:

$$\sigma_i = \sqrt{(\sigma_{кц})^2 - \sigma_{пр}^\varepsilon \cdot \sigma_{кц} + (\sigma_{пр}^\varepsilon)^2} \quad (4.8)$$

где  $\sigma_{пр}^\varepsilon$  – продольные напряжения, рассчитанные с учетом погрешности в определении изгибных напряжений, МПа;

Тогда, участок подземного трубопровода подлежит дальнейшей эксплуатации, если на участке контроля в любом сечении интенсивность напряжений меньше предельно допустимых напряжений:

$$\sigma_{пред} \geq \sigma_i \quad (4.9)$$

Далее для проведения дальнейших расчетов и принятия решение о последующей эксплуатации трубопровода с ненормативной кривизной оси производится вычислений интенсивности напряжений в контрольных точках съемки (пикетах) по значениям радиуса изгиба, определенного согласно разделу 4.2.

В формуле (2.1) присутствуют технологические и конструктивные особенности участка контроля, которые должны быть учтены при расчётах. Влияние данных параметров на значения интенсивности напряжений носят сложный нелинейный монотонный характер, по этой причине целесообразно в расчет принимать только те комбинации параметров, которые вносят наибольший вклад в напряженно-деформированное состояние участка трубопровода и на их основе делать выводы о необходимости проведения ремонтных работ либо иных превентивных мер.

Например, пусть имеется трубопровод диаметром  $D=720$  мм, толщина стенки  $\delta=12$ мм, давление среды на участке контроля  $P=6,5$  МПа, перепад

температур между режимом эксплуатации и засыпки трубопровода отсутствует  $\Delta T=0$ . Значения предельных напряжений без учета погрешности в определении изгибных напряжений составляют 300 МПа. Построим график распределения изгибных напряжений на сжатой и растянутой образующих, определим минимальный допустимый радиус изгиба при начальных данных при условии отсутствия осевых деформаций. Проведя по параллельно оси абсцисс значения интенсивности напряжений, соответствующих предельным, определим минимальный радиус изгиба трубопровода, который не допускает образования непластических деформаций (рисунок 4.13).

Пусть при съемке был подобран шаг измерений, при котором максимальная погрешность в определении изгибных напряжений не превышает 50 МПа, тогда предельно допустимые напряжения в любом сечении исследуемого участка трубопровода составят:

$$\sigma_{\text{пред}} = 300 \cdot 0.9 - 50 = 220 \text{ МПа}$$

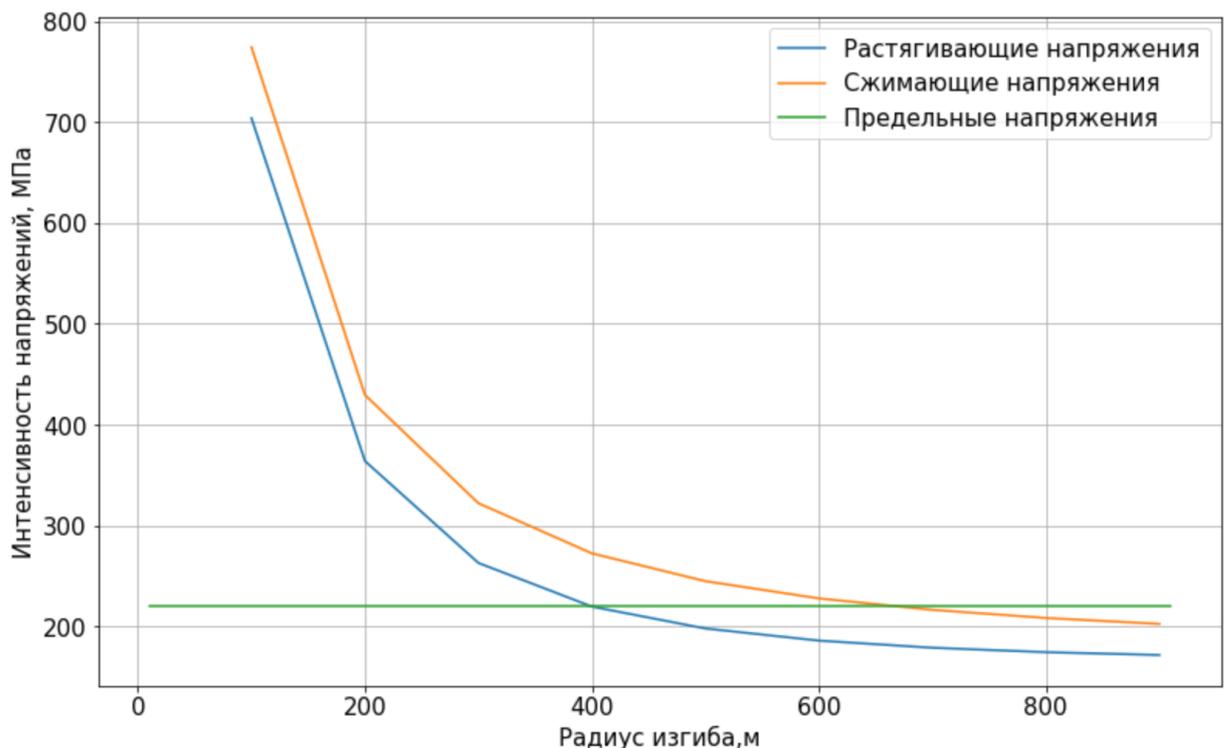


Рисунок 4.13 – Зависимость интенсивности напряжений от радиуса упругого изгиба участка трубопровода

По рисунку 4.13 видно, что, если радиус упругого изгиба участка не меньше 400 м возможна дальнейшая эксплуатация трубопровода в нормальном режиме.

Таким образом, для предварительного расчета НДС участка подземного трубопровода на основе значений радиусов изгиба в некотором сечении, полученных при наземной съемке конфигурации заложения оси трубопровода необходимо:

1. определить конструктивные параметры трубопровода на исследуемом участке (диаметр, толщина стенки, материал трубопровода, коэффициент условий работы, температура трубопровода при засыпке траншеи);

2. определить технологические параметры трубопровода на исследуемом участке (максимальное рабочее давление, максимальная и минимальная температуры стенки);

3. произвести расчет НДС на сжатой и растянутой образующих трубопровода в контрольных точках по следующим граничным условиями:  $P=P_{\max}$  и  $T=\Delta T_{\min}$ ,  $P=P_{\max}$  и  $T=\Delta T_{\max}$ ;

4. построить график зависимости НДС от радиуса изгиба при прочих равных параметрах, определить точку пересечения максимальных значений интенсивности напряжений с прямой, соответствующие предельно допустимым напряжениям (рисунок 4.13);

5. для каждого расчетного сечения проверить выполнение условия (4.9);

6. в случае выполнения условия (4.9) на всем участке продолжить эксплуатацию трубопровода в обычном режиме.

Схема вышеописанного алгоритма приведена на рисунке 4.14.



Рисунок 4.14 – Схема первичной оценки предельно допустимого состояния участка подземного трубопровода

В случае невыполнения условия (4.9) в любом из исследуемых сечений необходимо уточнение значений действующих продольных напряжений, для этого проводится дополнительное шурфовое исследование в опасных сечениях. На основании дополнительного шурфового обследования с целью уточнения значений действующих в данном сечении напряжений (в случае необходимости) предлагается использовать физические методы оценки технического состояния, исчерпывающую информацию о которых можно найти в работах [29, 87, 88, 89, 100, 105].

## ВЫВОДЫ ПО 4 ГЛАВЕ

1. Проведено моделирование процесса съемки конфигурации оси участка подземного трубопровода по известному профилю трассы трубопровода и значений изгибных напряжений в некоторых сечениях трубопровода для определения технического состояния участка по результатам съемки. Установлено, что значения изгибных напряжений при использовании предлагаемого метода отличаются от фактических значений менее, чем на 50 МПа.

2. Разработана классификация участков линейной части магистральных подземных трубопроводов. Для каждой категории трубопроводов предложен индивидуальный способ определения оптимального шага измерений глубины заложения, позволяющий минимизировать погрешность в расчете изгибных напряжений.

3. Установлено, что для участков трубопроводов, пересекающих естественные и/или искусственные препятствия или находящиеся рядом с ними, в качестве шага съемки целесообразно принимать минимально допустимый шаг по формулам (2.12) или (2.19).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, в которой содержится решение актуальной задачи – повышение точности в оценке изгибных напряжений в стенке протяженного участка подземного трубопровода без доступа к образующей трубопровода. В соответствии с расчётными значениями изгибных напряжений, полученных на основании разработанной методики с учетом погрешности используемого оборудования, возможна оценка технического состояния участка трубопровода в произвольный момент времени. Предложенное решение оценки технического состояния участка трубопровода позволит снизить аварийность на магистральных трубопроводах, прокладываемых в осложненных инженерно-геологических условиях.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. На основе анализа методов оценки изгибных напряжений подземных трубопроводов и с учетом требований к ним установлено, что для решения задач оперативной оценки изгибных напряжений на МТ (например, при обнаружении радиусов изгиба, близких к критическим по данным ВТД, интеллектуальных вставок) наиболее целесообразно использовать метод оценки изгибных напряжений по данным съемки пространственного положения оси трубопровода с поверхности грунта.

2. Доказано, что при подборе минимального и максимального шагов пространственной съемки оси подземного трубопровода по разработанным математическим моделям в соответствии с разработанной классификацией участков, а также при использовании трассоискателей, удовлетворяющих требованию постоянства знака ошибки измерений при изменении глубины съемки не более чем на 1 м, возможно определение изгибных напряжений в стенке трубопровода с погрешностью, не превышающей 50 МПа.

3. Проведены экспериментальные исследования по определению погрешности трассоискателя в зависимости от глубины залегания оси

трубопровода; показано, что при постоянстве знака ошибки в определении глубины залегания оси трубопровода в интервалах шириной по 1 м возможна оценка изгибных напряжений участка трубопровода с заявленной в цели работы точностью.

4. Разработан и запатентован способ оценки изгибных напряжений в стенках труб магистральных подземных трубопроводов, включающий в себя рекомендации по подготовке к процессу съемки и использованию полученных данных для расчета изгибных напряжений с учетом наличия на исследуемом участке конструктивных элементов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Avalos-Bravo, Vladimir & Santos-Reyes, Jaime & Padilla-Pérez,. (2017). BRT Accidents in intersections or crossroads: A Review of Empirical Research. 10.18687/LACCEI2017.1.1.29.
2. Chris Taylor, Wayne T. Lemoi. Investigation report PHMSA – Columbia Guld Transmission. June 26, 2013.
3. Dmitrievsky, A.N. Monitoring technical state of pipelines in difficult conditions / A.N. Dmitrievsky, N.A. Eremin, L. A. Khusnutdinov // Actual Problems of Oil and Gas. – 2019. – Vol. 26, no. 3. – P. 1–10.
4. Frings, J. Enhanced pipeline monitoring with fiber optic sensors /J. Frings. – Germany, ILF Consulting Engineers, 2011.
5. Gas Distribution System Incident Reports from 01.2010 to Present data submitted to PHMSA by pipeline operators. March 1, 2016.
6. GAS PIPELINE INCIDENTS 9th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2013).
7. Girgin S., Krausmann E. Lessons learned from oil pipeline natech accidents and recommendations for natech scenario development - Final report. 10.2788/20737.
8. Girgin, S. Analysis of pipeline accidents induces by natural hazards / S. Girgin, E. Krausmann // Finalreport. JRC Technical Reports, JRC88410, European Union, 2014.
9. Horalek V. EGIG Pipeline incident database. Safety performances determines the acceptability of cross-country gas transmission systems.
10. Inaudi, Daniele & Glisic, Branko. (2010). Long-Range Pipeline Monitoring by Distributed Fiber Optic Sensing. Journal of Pressure Vessel Technology-transactions of The Asme - J PRESSURE VESSEL TECHNOL. 132. 10.1115/1.3062942.
11. Kim, Hyoun-Su, Hae-Yeol Min, J. G. Chase, and Chul-Hwan Kim. 2021. "Analysis of Induced Voltage on Pipeline Located Close to Parallel

Distribution System" *Energies* 14, no. 24: 8536.  
<https://doi.org/10.3390/en14248536>.

12. Madeline, R. Pipeline pipedreams: Oil spills, pipeline accidents, and the local truths embedding fossil fuels in the Yellowstone River Valley, United States / Madeline R. Emerson, Damon M. Hall, Susan J. Gilbertz. // *Energy Research & Social Science*. February 2021, vol. 72.

13. Matt Kelso. Pipeline continue to catch fire and explode. Analytical report: <https://www.fractracker.org/2020/02/pipelines-continue-to-catch-fire-and-explode/>. Доступ от 13.02.2021.

14. Omran, A. Elham Analysis of Liquid Pipelines Accidents Causes, Consequences and Contributing Factors: A Review Study. / Mahmoodi, Seyed Bagher Mortazavi, Omran Ahmadi, Hasan Asilian Mahabadi // *Journal of Failure Analysis and Prevention*. 2 January 2021.

15. Park, Sang-Bong, Jin-Won Kim, Kyeong-Seok Oh, Min-Cheol Kim, and Ja-yong Koo. "Fundamental Experiment for the Development of Water Pipeline Locator." *Journal of the Korean Society of Water and Wastewater*. The Korean Society of Water and Wastewater, June 30, 2016. doi:10.11001/jksww.2016.30.3.253.

16. Pipeline Accident/Incident reports in USA <https://catalog.data.gov/dataset/pipeline-accident-incident-reports>. Доступ от 13.02.2021.

17. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration <https://phmsa.dot.gov>, доступ от 11.02.2021.

18. Russia Pipeline Oil Spill Study. Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), 04/2003. – 94 p.

19. Santos-reyes, Jaime & Avalos-Bravo, Vladimir. (2014). A Preliminary Analysis of two Bus Rapid Transit Accidents in Mexico City // *Procedia Engineering*. 84. 10.1016/j.proeng.2014.10.479.

20. Shengli Lui. Statistics of catastrophic hazardous liquid pipeline accidents / Shengli Lui, Youngtu Liang // Reliability Engineering & System Safety. April 2021, vol 208.

21. Slepnev, V.N. Methods of risk assessment in forecasting the consequences of accidents at pipeline transport facilities. / V.N. Slepnev, A.F. Maksimenko, E.V. Glebova, A.T. Volokhina // Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefiti i nefteproduktov—Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2020;10(6):663–673.

22. Tomaso, V. Critical aspects of natural gas pipelines risk assessments. A Monitoring technical state of pipelines case-study application on buried layout / Tomaso Vairo, Marco Pontiggia, Bruno Fabiano // Process Safety and Environmental Protection. May 2021, vol. 149, P. 258-268.

23. Zhironov, A. Pipeline accidents in the North of the USA: analysis of geomorphological factors / A. Zhironov, S. Boltramovich, N. Alaguzova, A. Ovchinnikova. // 19th SGEM International multidisciplinary Scientific GeoConference EXPO proceedings. June 2019.

24. А. Киченко. Внутритрубная диагностика в процессе развития / А. Киченко – М.: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014 г. – 140 с.

25. Агинеи, Р.В. Определение минимального шага измерений пространственного положения трубопровода при оценки напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта / Р.В. Агинеи, Р.Р. Исламов, Э.А. Мамедова, А.А. Фирстов, В.А. Середенок // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – №2. – С. 138–147.

26. Агинеи, Р.В. Разработка математической модели определения оптимального шага измерений при проведении съемки глубины заложения подземного трубопровода с поверхности грунта / Р.В. Агинеи, Р.Р. Исламов, А.А. Фирстов, Э.А. Мамедова, Ж.Ю. Капачинских // Наука и технологии

трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – №4. – С. 364 – 371.

27. Агравал Г.П. Применение нелинейной волоконной оптики / Г. П. Агравал. – СПб.: Лань, 2011. – 592 с.

28. Андреева Е.В. Разработка методики оценки несущей способности подземных магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах / Е.В. Андреева // Дисс. канд. техн. наук. Москва, 2009. – 138 с.

29. Аскарлов, Р.М. О технологии выявления участков трубопроводов с изгибными напряжениями при пересечении ими геодинамических зон / Р.М. Аскарлов, С.В. Китаев, И.М. Исламов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – №5. – С. 18 – 25.

30. Аскарлов, Р.М. Особенности расчета продольных напряжений магистральных газопроводов на основе данных внутритрубной диагностики / Р.М. Аскарлов, М.В. Чучкалов, И.М. Исламов, М.Б. Тагиров, А.Н. Кукушкин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – №3. – С. 37 – 44.

31. Аскарлов, Р.М. Оценка влияния радиуса изгиба при расчетах продольных напряжений длительно эксплуатируемых трубопроводов / Р.М. Аскарлов, А.К. Гумеров, Р.М. Каримов, Х.Ш. Шамилов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – №3. – С. 234 – 242.

32. Беспрозванных В.Г. Нелинейные эффекты в волоконной оптике / В.Г. Беспрозванных, В.П. Первадчук. – Пермь: ПГТУ, 2011. – 228 с.

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

34. Бондукр, В.Г. Долговременный мониторинг оползневого процесса на берегу реки Бурея по данным интерферометрической съемки радаров L-

диапазона / В.Г. Бондур, Л.Н. Захарова, А.И. Захаров и др. // Современные проблемы дистанционного зондирования земли из космоса. – 2019. – №5(16). – С.113 – 119.

35. Бондур В.Г. Аэрокосмический мониторинг объектов нефтегазового комплекса / В.Г. Бондур – М.: Научный мир. Москва, 2012. – 558 с.

36. Бондур, В.Г. Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса / В.Г. Бондур // Исследование Земли из космоса. – 2010. – № 6. – С. 3 – 17.

37. Будзуляк, Б.В. Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов объектов нефтегазового комплекса с применением инновационных технологий / Б.В. Будзуляк, А.С. Лопатин, Д.М. Ляпичев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – №11(556). – С.21 – 26.

38. Вагнер, В.В. Механизм формирования арочного выброса подземного трубопровода в период паводковых явлений / В.В. Вагнер, А.И. Горковенко // Горные ведомости. – 2008. – №8(51). – С.72 – 75.

39. Вагнер, В.В. Распределение стрелы прогиба арочного выброса по длине подземного газопровода / В.В. Вагнер, С.Я. Кушнир, С.А. Пульников // Известия вузов. Нефть и газ. Тюмень: ТюмГНГУ. – 2008. – № 4. – С. 101 – 104.

40. Великоднев, В.Я. Аналитическое решение задачи о допустимом радиусе упругого изгиба трубопровода с бетонным покрытием / В.Я. Великоднев, Г.В. Котишевский, А.О. Подвойский // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – №3(61). – С. 3 – 7.

41. Владова, А.Ю. Кластерный анализ изменений пространственного положения трубных секций магистрального нефтепровода по данным внутритрубной диагностики / А.Ю. Владова // Безопасность труда в промышленности. – 2018. – №1. – С. 22 – 25

42. ВРД 39-1.10-026-2001 Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2001. – 62 с.

43. Гайсина, Д.Р. Анализ причин аварийных ситуаций на магистральных трубопроводах / Д.Р.Гайсина, Я.В. Денисова // Вестник технологического университета. – 2016. – №14. – С.129 – 130.

44. Гарагуль, А.С. Анализ инженерно-геодезических изысканий, выполненных при проектировании ликвидации нефтепровода / А.С. Гарагуль, Н.А. Пархоменко, В.В. Корчинский // Геодезия, землеустройство и кадастры: проблемы и перспективы развития, посвященная 100-летию советской геодезии и картографии. Сборников материалов конференции. – 2019. – С. 37 – 40.

45. Горковенко, А.И. Высотное положение вертикальной арки при воздействии гидростатических сил выталкивания / А.И. Горковенко // Известия высших учебных заведений. – Нефть и газ. 2006. – №2(56). – С.55 – 58.

46. Грязнев Д.Ю. Создание и научное обоснование технологии автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов на оползне опасных участках / Д.Ю. Грязнев // Дисс. канд. техн. наук. – Москва, 2016. – 186 с.

47. Грязнев, Д.Ю. Взаимодействие трубопровода с грунтом на участках с оползнями при косом сдвиге грунта / Д.Ю. Грязнев // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности системы транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – матер. Междунар. Науч.-практ. конф., Уфа, 21 мая 2015г. – С.243 – 244.

48. Гумеров, А.К. Совершенствование методов оценки допустимых значений радиуса упругого изгиба трубопровода / А.К. Гумеров, С.А. Сильвестров // Нефтегазовое дело. – 2018. – №4. – С. 96 – 107.

49. 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.

50. Ермилов, А.Л. Мониторинг деформации трубопровода и подвижек грунта на объекте магистральный газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» / А.Л. Ермилов, А.В. Гречанов, С.А. Щекочихин // ФотонЭкспресс. – 2015. – № 5. – С. 14 – 17.

51. 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. – С. 110 – 119.

52. Земенкова М.Ю. Системный мониторинг показателей надежности объектов трубопроводного транспорта / М.Ю. Земенкова // Дисс. канд. техн. наук – Тюмень, – 2007. – 187 с.

53. Земенкова, М.Ю. Методы системного анализа в решении задач управления сложными техническими системами / М.Ю. Земенкова, Д.А. Бабичев, Ю.Д. Земенков // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2007. – №. 2. – С.22.

54. Земенкова, М.Ю. Мониторинг надежности нефтегазового объекта с применением методов системного анализа / М.Ю. Земенкова, И.В. Сероштанов, В.А. Курушина, С.Ю. Торопов, Ю.Д. Земенков // Территория нефтегаз. – 2013. – №.10. – С.80 – 86.

55. Ивано, А.И. Уникальные проекты трубопроводного транспорта нефти США и Канады середины XX века / А.И. Иванов, А.А. Никишин, Т.В. Дмитриева // Транспорт и хранения нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – №4. – С. 37 – 42.

56. Иванов И.А. Магистральные трубопроводы в районах глубокого сезонного промерзания пучинистых грунтов / И.А. Иванов, С.Я. Кушнир – СПб.: Недра, 2010. – 174 с.

57. Иванов, А.И. Становление трубопроводного транспорта в США / А.И. Иванов, А.А. Никишин, Б.Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – №2. – С. 51-54.

58. Инструкция по определению по данным геодезической съемки фактического напряженно-деформированного состояния участков газопроводов, расположенных на территориях с опасными геодинамическими процессами, и оценки их работоспособности – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2003. – 37 с.

59. Исламов Р.Р. Совершенствование системы мониторинга технического состояния протяженных участков магистральных нефтегазопроводов применением волоконно-оптических сенсоров деформации / Р.Р. Исламов // Дисс. канд. техн. наук. – Ухта, 2018 – 168 с.

60. Исламов, Р.Р. Анализ средств и методов мониторинга напряженного состояния подземных магистральных нефтегазопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях / Р.Р. Исламов, Р.В. Агиней, Е.В. Исупова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 6. – С. 34 – 37

61. Исламов, Р.Р. Ретроспективный анализ причин отказов на магистральных нефтегазопроводах, работающих в осложненных инженерногеологических условиях / Р.Р. Исламов, Я.М. Фриндланд, Р.В. Агиней // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 38 – 44.

62. Исламов, Р.Р. Стендовые испытания волоконно-оптического метода оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов / Р.Р. Исламов, Р.В. Агиней // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 4. – С. 39 – 42.

63. Капитолова, Т.А. Анализ статистики аварий и отказов магистрального газопровода «Мастах-Берге-Якутск» / Т.А. Капитолова, Г.П.

Стручкова, А.И. Левин, М.В. Николаева // Нефтегазовое дело. – 2019. – №6. – С. 49 – 57.

64. Корнеева, С.А. Анализ причин возникновения аварий на магистральных трубопроводах / Корнеева С.А. // Вестник магистратуры. – 2020. – №10–5. – С. 21 – 23.

65. Коробков, Г.Е. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния газопровода с отводами холодного гнущего по данным внутритрубной диагностики / Г.Е. Коробков, А.П. Янчушка, М.В. Закирьянов // Записки горного института. – 2018. – №234. – С. 643 – 646.

66. Круг, П.Г. Автоматизированный контроль предаварийных и аварийных ситуаций на компрессорных станциях магистральных газопроводов / П.Г. Круг, С.В. Яковицкий // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2010. – №7. – С.4 – 9.

67. Кузнецов, А.Г. Распределенный волоконный датчик температуры со спектральной фильтрацией направленными волоконными ответвлениями / А.Г. Кузнецов, С.А. Бабин, И.С. Шелемба // Квантовая электроника. – 2009. – № 11. – С. 1078 – 1081.

68. Кузьбожев, А.С. Исследование влияния шага измерений профиля газопровода на точность расчета радиусов изгиба его оси / А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, М.М. Бердник // Научные труды НИПИ НЕФТЕГАЗ ГНКАР. – 2018. – №4. – С. 43 – 49

69. Кушнарёва, О.В. Анализ причин аварий на объектах магистрального транспорта нефти и газа: проблемы и решения / О.В. Кушнарёва, Д.В. Голубаев // Вестник ПНИПУ. – 2018. – №1. – С.37 – 43.

70. Кушнир, С.Я. Исследования влияния радиуса изгиба трубопровода на скорость коррозии его стенки / С.Я. Кушнир, В.В. Новоселов, И.А. Иванов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2001. – №2. – С.91 – 95.

71. Ларионов, В.И. Анализ риска аварий магистральных трубопроводов на сейсмоопасных участках / В.И. Ларионов, Р.А. Гумеров,

П.А. Новиков, Н.И. Фролова, С.Р. Зайнуллина // Нефтегазовое дело. – 2016. – №14. – С. 82 – 86.

72. Ларионов, В.И. Методологическое обеспечение системы мониторинга нефтегазопроводов с применением ГИС-технологий / В.И. Ларионов, Д.Ю. Грязнев // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – №2(100). – С. 208 – 213.

73. Лисанов, М.В. Анализ Российских и зарубежных данных на объектах трубопроводного транспорта / М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев, Е.А. Самусева // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – №7. – С.16 – 22.

74. Мамедова Э.А. Совершенствование методов оценки и мониторинга изгибных напряжений в стенках труб подземных магистральных нефтегазопроводов / Э.А. Мамедова // Дисс. канд. техн. наук. Ухта, 2021. – 183 с.

75. Мамедова, Э.А. Математическая модель определения минимального шага выполнения обследований планово-высотного положения трубопровода трассопоисковым оборудованием при оценке напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта / Э.А. Мамедова, С.В. Савченков, Р.В. Агиней, А.А. Фирстов, Исламов Р.Р. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – №3(83). – С. 54 – 68.

76. Мастобаев, Б.Н. Напряженно-деформированное состояние газопровода на пересечениях с геодинамическими зонами по данным неоднократной внутритрубной дефектоскопии / Б.Н. Мастобаев, Р.М. Аскарлов, С.В. Китаев, Р.М. Каримов, А.Р. Валеев, Т.А. Хаимов, И.М. Исламов // Транспорт и хранения нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – №6. – С.50 – 47.

77. Мустафин, Ф.М. Анализ напряженно-деформированного состояния потенциально опасного участка надземного перехода магистрального газопровода / Ф.М. Мустафин, Р.М. Аскарлов, Т.А. Бакиев,

М.Б. Тагиров, А.Н. Кукушкин // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – №1(59). – С. 16 – 21.

78. Овчинников, И.Г. Прогнозирование поведения трубопроводных конструкций в сложных грунтово-геологических условиях. Часть 1. Обобщенная модель деформирования трубопровода / И.Г. Овчинников, И.И. Овчинников, С.Р. Башкирзаде // Интернет-журнал Науковедение. – 2016. – №4(35). – С.54.

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

80. Отчет о деятельности федерально службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору – Москва, – 2016.

81. Отчет о деятельности федерально службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору – Москва, – 2017.

82. Отчет о деятельности федерально службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору – Москва, – 2018.

83. Отчет о деятельности федерально службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору – Москва, – 2019.

84. Отчет о деятельности федерально службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору – Москва, – 2020.

85. Отчет о деятельности федерально службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору – Москва, – 2021.

86. Отчёт об аварии на реке Йелоустон, ExxonMobil Pipeline Co. 07-07-2011, PHSMA Western Region.

87. Патент 2392536 С1 РФ, ПМК F17D 5/00. Способ дистанционного мониторинга технического состояния магистрального трубопровода и система для его реализации: №2008150456/06: заявл. 22.12.2008: опубл. 20.06.2020 / С.В. Власов, А.Е. Демьянов, А.Н. Дудов, С.А. Егурцов и др. – Бюл. №167.

88. Патент 2558721 С2 РФ, ПМК F17D 5/00. Устройство диагностического комплекса для определения положения трубопровода и способ определения относительного перемещения трубопровода по результатам двух и более инспекционных пропусков диагностического комплекса для определения положения трубопровода: №2013155927/06: заявл. 17.12.2013: опубл. 27.06.2015 / А.Д. Мирошник, С.Ф. Гурин, М.Ю. Кирьянов, В.В. Орлов – Бюл. №22.

89. Патент 2655614 С1 РФ, ПМК G01B 21/00, G01C 21/12. Способ измерения радиусов изгиба трубопровода на основе данных диагностического комплекса для определения положения трубопровода: №2017118473: заявл. 25.05.2017: опубл. 29.05.2018 / Д.Ю. Глинкин, С.Ф. Гурин, В.А. Крючков, М.Ю. Кирьянов, В.В. Орлов – Бюл. №16.

90. Р Газпром 2-2.3-550-2011. Методические рекомендации по дешифрированию и аналитической обработке материалов аэрокосмической съемки для оценки технического состояния газопроводов. – Введ. 2008-11-21. – М.: Газпром экспо, 2011. – 41 с

91. Р-352-79 Рекомендации по контролю глубины заложения подземного трубопровода – М.: ВНИИСТ, 1997.

92. Радионова, С.Г. Особенности нормативного правового регулирования трубопроводного транспорта в США и его сравнения с требованиями отечественных нормативных правовых документов / С.Г. Радионова и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – №2(22). – С. 32 – 40.

93. Радионова, С.Г. Показатели опасности аварий на Российских магистральных трубопроводах / С.Г. Радионова, С.А. Жулина и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – №11. – С. 62 – 69.

94. Савина, А.В. Анализ риска аварий на магистральных трубопроводах при обосновании минимальных безопасных расстояний / А.В. Савина, С.И. Сумской, М.В. Лисанов // Безопасность труда в промышленности. – 2012. – №3. – С. 58 – 63.

95. Савонин, С.В. Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных газопроводах / С.В. Савонин, А.В. Москаленко // Нефть и газ Сибири. – №4(21) – 2015. – С. 142 – 149.

96. Середёнок В.А. Разработка методики реконструкции магистральных газопроводов методом «труба в трубе» на осложненных участках трассы / В.А. Середёнок // Дисс. канд. техн. наук. Ухта, 2020. – 156 с.

97. СП 86.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП III-42-80\*) Магистральные трубопроводы. – Москва. – Госстрой, ФАУ «ФЦС». –2013.

98. Спиридович Е.А. Повышение надежности магистральных газопроводов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением / Е.А. Спиридович // Дисс. доктора техн. наук. – Москва, 2014 – 422 С.

99. Суцев, С.П. Расчета радиуса изгиба трубопровода по результатам обследования трассы / С.П. Суцев, В.И. Ларионов, П.В. Климов, Я.Р. Индисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – №3(85). – С. 137 –143.

100. Тагиров, М.Б. Исследование напряженно-деформированного состояния потенциально опасного участка магистрального газопровода / М.Б. Тагиров, Ф.М. Мустафин, Р.М. Аскарлов, Т.А. Бакиев // Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – 2017. – № 2. – С. 9 – 14.

101. Тарарычкин, И.А. Влияние защиты трубопроводов транспортных систем на развитие аварий по механизму прогрессирующее повреждения / И.А. Тарарычкин // Технологии нефти и газа. – 2018. – №2(115). – С. 59 – 64.

102. Тарасенко, А.А. Оценка работоспособности крупногабаритного резервуара РВСПК-100000 при образовании зоны неоднородности грунтового основания / А.А. Тарасенко, П.В. Чепур, Ю. Гуань // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №4. – С.134-136.

103. Тянь, В.К. Моментная теория моделирования процессов производства, строительства и эксплуатации резервуаров, изготовленных индустриальным способом / В.К. Тянь, П.А. Комаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2022. – №5-6. – С.43 –49.

104. Фирстов, А.А. Обоснование возможности оценки уровня изгибных напряжений в стенках труб магистральных газонефтепроводов определением его пространственного положения с поверхности грунта / А.А. Фирстов, Ж.Ю. Капачинских, В.А. Середенок, Э.А. Мамедова, Р.В. Агинеи // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – №2(82). – С. 89 – 98.

105. Шабанов, В.А. Разработка и применение оборудования для внутритрубной диагностики линейной части магистральных газопроводов / В.А. Шабанов, В.А. Горичев, А.В. Губин, Д.А. Ковтунов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №2(110). – С. 9 – 13.

106. Щипачев, А.М. Модели оценки долговечности при циклическом нагружении с учетом модифицированных поверхностных слоев / Щипачев А.М. // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т.13. – №3. – С.171 – 175.

107. Ялалов, Д.В. Моделирование напряженно-деформированного состояния подземного трубопровода при сдвигах горных пород в зонах активных тектонических разломов / Д.В. Ялалов, А.Р. Валеев, Р.М. Аскарров, Т.А. Хакимов // Проблемы сброса, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – №3(119). – С. 102 –112.