

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»
Кафедра проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов

На правах рукописи

Игнатик А.А.

ИГНАТИК АНАТОЛИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ
РАБОТОСПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
НЕФТЕПРОВОДОВ С КОМБИНИРОВАННЫМИ ДЕФЕКТАМИ
ТИПА «ВМЯТИНА С ПОТЕРЕЙ МЕТАЛЛА»**

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Сальников Александр Викторович

Ухта – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК РАСЧЁТА НА ПРОЧНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ДЕФЕКТАМИ	14
1.1 Количественные показатели надёжности. Деформационные критерии предельных состояний.....	14
1.2 Сведения из теории напряжённо-деформированного состояния стенки трубы.....	17
1.3 Исходные данные для расчёта на прочность и долговечность магистрального трубопровода с дефектами	19
1.4 Расчёт параметров напряжённо-деформированного состояния, предельного давления, предельного срока эксплуатации трубопровода	23
1.5 Расчётная схема бездефектной трубы.....	28
1.6 Коэффициенты концентрации напряжений и деформаций в дефектных зонах.....	31
1.7 Расчётная схема объёмного дефекта потери металла	32
1.8 Расчётная схема поверхностной трещины	38
1.9 Расчётная схема одиночной вмятины	42
1.10 Развитие дефектов во времени.....	47
1.10.1 Развитие дефектов по коррозионному механизму	47
1.10.2 Развитие дефектов по циклическому механизму.....	51
1.11 Расчёт трубопровода на прочность и долговечность с дефектом типа «риска»	56
1.12 Сходства и отличия расчёта трубопровода на прочность и долговечность с трещинами и стресс-коррозионными дефектами	58
1.13 Выводы по первой главе.....	59

2	РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ РАСЧЁТА НА ПРОЧНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С ОДИНОЧНЫМИ И КОМБИНИРОВАННЫМИ ДЕФЕКТАМИ	61
2.1	Сравнение методик расчёта магистрального трубопровода с коррозионными дефектами потери металла	61
2.2	Расчёты на прочность и долговечность магистрального нефтепровода с коррозионными дефектами потери металла.....	67
2.3	Расчёты на прочность магистрального нефтепровода с одиночными вмятинами	73
2.4	Анализ отчётов по внутритрубной диагностике магистрального нефтепровода для определения количества и типов комбинированных дефектов.....	76
2.5	Анализ известных критериев взаимодействия дефектов	80
2.6	Анализ известных правил расчёта на прочность и долговечность магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с потерей металла»	83
2.7	Разработка и применение алгоритмов для расчётов на прочность и долговечность магистрального нефтепровода с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с потерей металла»	84
2.8	Разработка и применение алгоритмов для расчётов на прочность и долговечность магистрального нефтепровода с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с риской».....	92
2.9	Разработка и применение алгоритмов для расчётов на прочность и долговечность магистрального нефтепровода с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с трещиной».....	98
2.10	Выводы по второй главе	102
3	ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ В ДЕФЕКТНЫХ ЗОНАХ ТРУБЫ.....	104
3.1	Конструкция лабораторного стенда для исследования напряжённо-деформированного состояния стенки образца трубы	104
3.2	Методика проведения экспериментов	110

3.3 Исследование напряжённно-деформированного состояния образца трубы в дефектных зонах потери металла. Эксперимент № 1.....	113
3.4 Исследование напряжённно-деформированного состояния образца трубы в области одиночной вмятины и вмятины, взаимодействующей с дефектом потери металла.	123
3.4.1 Исследование напряжённно-деформированного состояния образца трубы в области одиночной вмятины. Эксперимент № 2	123
3.4.2 Исследование напряжённно-деформированного состояния образца трубы в области вмятины, взаимодействующей с дефектом потери металла. Эксперимент № 3.....	134
3.5 Выводы по третьей главе.....	139
4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СЕКЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С КОМБИНИРОВАННЫМ ДЕФЕКТОМ ТИПА «ВМЯТИНА С ПОТЕРЕЙ МЕТАЛЛА».....	143
4.1 Обоснование проведения дополнительного дефектоскопического контроля	144
4.2 Методика проведения дополнительного дефектоскопического контроля секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла».....	146
4.3 Выводы по четвёртой главе.....	163
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	164
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	166
ПРИЛОЖЕНИЕ	179

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Магистральный нефтепровод является сложной протяжённой технической системой. Система магистральных нефтепроводов играет важную роль в топливно-энергетическом комплексе государства. К объектам транспорта нефти предъявляются требования по обеспечению их надёжной и безопасной работы.

Причиной аварийного выброса нефти, перекачиваемой по магистральному трубопроводу, является разрушение (разгерметизация) труб. Разрушения происходят вследствие дефектного состояния труб. Дефекты ухудшают техническое состояние нефтепровода, понижают уровень его надёжности и безопасности. Дефектом является каждое отдельное несоответствие объекта требованиям, установленным документацией [21]. Существуют дефекты магистральных нефтепроводов разных типов и происхождения, они имеют разные механизмы развития.

В теории надёжности технических систем выделяются понятия работоспособность, прочность и долговечность. Работоспособность (работоспособное состояние) – это состояние объекта, в котором он способен выполнять требуемые функции [21]. Прочность – это свойство конструкции выдерживать нагрузки и воздействия без отказов и разрушений. Долговечность – способность конструкции сохранять прочность в течение определённого времени.

Прочность и долговечность характеризуются количественными показателями. Дефекты магистрального трубопровода, как правило, изменяют значения количественных показателей прочности и долговечности в сторону ухудшения технического состояния магистрального трубопровода. Эти количественные показатели вычисляются в ходе проведения расчётов трубопроводов на прочность и долговечность при проектировании и эксплуатации магистральных трубопроводов.

В ходе диагностических обследований магистральных нефтепроводов обнаруживается большое число одиночных и комбинированных дефектов. Анализ

отчётов по внутритрубной диагностике магистральных нефтепроводов показывает, что среди опасных дефектов большую долю имеют комбинированные дефекты типа «дефект геометрии с потерей металла», в том числе дефекты типа «вмятина с потерей металла». Поэтому актуальной практической задачей является научно обоснованное улучшение и развитие методик оценки работоспособности магистральных нефтепроводов с названными комбинированными дефектами.

Известны различные подходы к оценке работоспособности, прочности и долговечности магистральных трубопроводов с дефектами. В диссертационной работе развивается подход, связанный с вычислением таких показателей, как разрушающее давление, предельное давление, предельный срок эксплуатации, где применяются расчётные деформационные критерии предельных состояний, производятся вычисления компонентов напряжённо-деформированного состояния в дефектных зонах труб.

Расчётные методики для определения показателей прочности и долговечности магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами типа «вмятина с потерей металла» требуют развития на основании теоретических и экспериментальных исследований. Результаты, полученные в ходе расчётов магистральных нефтепроводов на прочность и долговечность, должны быть пригодны для планирования профилактических действий по поддержанию надёжной и безопасной работы магистрального нефтепровода. К таким действиям относятся ремонтные работы, диагностические обследования, уменьшение нагрузок на трубопровод.

Степень разработанности темы исследования

Дефектное состояние магистральных трубопроводов изучалось многими исследователями. В литературных источниках встречаются методики и рекомендации для оценки работоспособности и ресурса трубопроводов с разными типами дефектов. В расчётах на прочность и долговечность трубопроводов с дефектами применяются детерминированные [88, 90, 99] и вероятностные подходы [52, 55, 63].

Теоретические и экспериментальные исследования дефектных зон труб, анализ расчётов на прочность и долговечность трубопроводов представлены в работах В. В. Аладинского [2–4], И. Н. Бирилло [10, 56, 58], П. П. Бородавкина [11], И. Ю. Быкова [10, 27, 56, 87], Е. С. Васина [12, 13, 98], Р. С. Гаспарянца [3, 4, 17–19], А. Г. Гумерова [23, 26, 64], А. Н. Колотовского [36], Г. Е. Коробкова [28], А. С. Кузьбожева [6, 27], Ю. В. Лисина [38, 39, 92], Н. А. Махутова [42–45], Г. Х. Мурзаханова [48], Т. Р. Мустафина [49, 50], Р. В. Садыкова [71], В. Н. Сызранцева [57, 83], Ю. А. Теплинского [10, 86, 87], Г. М. Хажинского [95], В. В. Харионовского [74, 96, 97] и других учёных. Известны зарубежные исследователи в области изучения прочности труб с дефектами, среди которых Т. Андерсон (T. Anderson) [7], П. Вит (P. Vieth), С. Каруппанан (S. Karuppanan) [105], Дж. Кифнер (J. Kiefner), А. Кошам (A. Cosham) [102], Д. Кронин (D. Cronin) [103], З. Мустаффа (Z. Mustaffa) [108], Г. Плювинаж (G. Pluvinage) [60], Ф. Хопкинс (P. Hopkins) [102] и другие.

Большое число работ посвящено изучению трубопроводов со следующими типами дефектов: коррозионная потеря металла [28, 29, 56, 103], стресс-коррозионный дефект [87], трещина [48, 64], риска [4], вмятина [49, 50, 61, 102], дефекты сварного шва [54]. Гораздо меньше встречается информация о комбинированных дефектах, состоящих из дефектов разного типа [104, 109]. Требуется развитие методик и алгоритмов расчёта магистральных трубопроводов с комбинированными дефектами типа «вмятина с потерей металла». В имеющихся принципах и правилах расчёта комбинированных дефектов типа «вмятина с потерей металла» не наблюдается учёт взаимного влияния дефектов. В литературе встречаются различные критерии взаимодействия дефектов [65, 67, 68, 80, 101].

Распространено исследование дефектных зон труб методом конечных элементов в специальных компьютерных программах [107, 110]. Проводятся эксперименты с натурными и модельными образцами труб, которые содержат естественные или искусственные дефекты и подвергаются нагрузкам, имитирующим силовые воздействия при эксплуатации магистральных трубопроводов [13, 91, 98]. Однако следует выполнять экспериментальные

исследования по изучению прочности и напряжённо-деформированного состояния дефектных труб не только на полигонах и промышленных площадках, но и в лабораторных условиях с использованием оборудования для создания нагрузок на образцы трубы, для измерения деформаций в стенке образцов трубы.

Цель и задачи

Целью диссертационной работы является совершенствование методики оценки работоспособности магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами типа «вмятина с потерей металла» для обеспечения надёжного и безопасного функционирования системы магистрального трубопроводного транспорта нефти.

Задачи исследования

1. Выполнить анализ существующих методик расчёта на прочность и долговечность магистральных трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами.
2. Разработать алгоритмы расчёта на прочность и долговечность магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с потерей металла» с учётом взаимного влияния дефекта геометрии и дефекта потери металла.
3. Определить критерий взаимодействия дефектов трубы вмятина и потеря металла путём проведения экспериментального исследования напряжённо-деформированного состояния стенки трубы в зонах с вмятиной и потерей металла.
4. Разработать методику оценки работоспособности секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла» для её использования в процессе наружной диагностики трубопровода.

Идея работы

Совершенствование методики оценки работоспособности магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами типа «вмятина с потерей металла»

достигается введением экспериментально обоснованного критерия взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла, а также учётом принципа взаимного влияния этих дефектов, так как поля напряжений и деформаций в зоне близкорасположенных дефектов трубы вмятина и потеря металла перекрываются при некотором расстоянии между границами дефектов, что увеличивает концентрацию напряжений и деформаций, уменьшает разрушающее давление трубопровода.

Научная новизна

Научную новизну автор диссертационной работы видит в следующих пунктах.

1. Экспериментально установлено, что дефекты трубы вмятина и потеря металла взаимодействуют между собой и образуют комбинированный дефект, если минимальные расстояния между их границами как в осевом, так и в окружном направлениях трубопровода меньше (или равны) пяти толщин стенки бездефектной зоны трубы.

2. В зоне комбинированного дефекта типа «вмятина с потерей металла» при воздействии на образец трубы внутреннего давления найдена экспериментальная линейная зависимость отношения средней интенсивности напряжений в области вмятины в осевом направлении трубы $\sigma_{i\text{ос}}^{\text{cp}}$ к интенсивности напряжений в бездефектной зоне трубы $\sigma_{i\text{ном}}$ от отношения минимального расстояния между границами дефектов вмятина и потеря металла в осевом направлении трубы S_z к толщине стенки в бездефектной зоне трубы δ для интервала S_z/δ от 0 до 5 в виде $\sigma_{i\text{ос}}^{\text{cp}}/\sigma_{i\text{ном}} = -0,082 \cdot (S_z/\delta) + 5,302$.

3. В зоне комбинированного дефекта типа «вмятина с потерей металла» при воздействии на образец трубы внутреннего давления найдена экспериментальная линейная зависимость отношения интенсивности напряжений в области вмятины в окружном направлении трубы $\sigma_{i\text{окр}}$ к интенсивности напряжений в бездефектной зоне трубы $\sigma_{i\text{ном}}$ от отношения минимального

расстояния между границами дефектов вмятина и потеря металла в окружном направлении трубы S_{Θ} к толщине стенки в бездефектной зоне трубы δ для интервала S_{Θ}/δ от 0 до 5 в виде $\sigma_{i \text{ окр}}/\sigma_{i \text{ ном}} = -0,029 \cdot (S_{\Theta}/\delta) + 1,657$.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы определяется тем, что разработанные алгоритмы расчёта на прочность и долговечность магистральных нефтепроводов с одиночными и комбинированными дефектами предназначены для написания программ для электронно-вычислительных машин (ЭВМ). Основные результаты исполнения алгоритмов – это значения предельного давления и предельного срока эксплуатации нефтепровода с дефектом. Первое значение позволяет оценить текущую прочность магистрального нефтепровода, а второе значение – планировать срок ремонтных работ по удалению дефектов. Алгоритмы содержат действия по вычислению компонентов напряжённо-деформированного состояния в упругой и в упруго-пластической стадиях работы материала трубы, поэтому имеется возможность теоретически исследовать напряжённо-деформированное состояние стенки трубопровода в дефектных зонах при различных исходных данных.

Практическая значимость работы состоит в том, что создан лабораторный стенд для исследования напряжённо-деформированного состояния образцов трубы в дефектных и бездефектных зонах при помощи тензорезистивного метода измерения деформаций. Разработана методика проведения экспериментов и обработки результатов экспериментов. По итогам экспериментов получен критерий взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла. Этот критерий позволит выявлять комбинированные дефекты типа «вмятина с потерей металла» по результатам диагностических обследований магистрального нефтепровода.

Практическая значимость разработанной методики оценки работоспособности секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла» определяется тем, что она позволяет

по итогам диагностических обследований определить величины предельного давления и предельного срока эксплуатации (остаточный ресурс) дефектной секции нефтепровода. Методика предназначена для планирования ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами типа «вмятина с потерей металла».

Методология и методы исследования

В проведённом диссертационном исследовании применялись теоретические научные методы: абстрагирование, анализ, синтез, сравнение и эмпирические научные методы: эксперимент, физическое моделирование, измерение. Использовались приёмы численного решения уравнений, метод наименьших квадратов.

Положения, выносимые на защиту

Предметами защиты являются следующие пункты.

1. Критерий взаимодействия дефектов трубы вмятина и потеря металла, состоящий из двух неравенств, вида

$$\left. \begin{array}{l} S_z \leq 5 \cdot \delta, \\ S_{\theta} \leq 5 \cdot \delta, \end{array} \right\}$$

где S_z – минимальное расстояние между границами дефектов в осевом направлении трубы; S_{θ} – минимальное расстояние между границами дефектов в окружном направлении трубы; δ – толщина стенки в бездефектной зоне трубы, позволяющий выявлять комбинированный дефект типа «вмятина с потерей металла» по итогам внутритрубных и наружных диагностических обследований магистральных нефтепроводов.

2. Методика оценки работоспособности секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла», в которой учитывается взаимное влияние дефектов вмятина и потеря металла, предназначенная для применения в процессе наружной диагностики магистрального нефтепровода

Степень достоверности и апробация результатов

В ходе теоретических изысканий использовались положения деформационной теории пластичности, механики разрушения, теории тонкостенной цилиндрической оболочки. В экспериментальных исследованиях применялись современные поверенные средства измерений, компьютерное программное обеспечение, теория планирования эксперимента.

Результаты работы согласуются с имеющимися представлениями в науке, не противоречат результатам работ других авторов.

Положения диссертационной работы были представлены и обсуждены на Международной научной конференции «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 1–2 февраля 2017 г., 2–3 февраля 2018 г., 7–8 февраля 2019 г., 6–7 февраля 2020 г.), Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, 2–3 ноября 2016 г.), Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых углеводородов» (г. Ухта, 2–3 ноября 2017 г.), Международной молодёжной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ» (г. Ухта, 25–27 марта 2015 г., 23–25 марта 2016 г., 12–14 апреля 2017 г., 21–23 марта 2018 г.), Межрегиональном вебинаре «Актуальные вопросы транспорта нефти и газа» (г. Ухта, 2017–2019 гг.), Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и учёных «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (г. Нижневартовск, 20 апреля 2017 г.), Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт» (г. Уфа, 24–25 мая 2017 г., 23–24 мая 2018 г.).

Теоретические и экспериментальные результаты диссертационного исследования внедрены в процесс обучения студентов Ухтинского государственного технического университета по дисциплине «Методы расчёта и измерения напряжённо-деформированного состояния» (направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»).

Публикации автора. По теме диссертации опубликовано 20 работ, из них 5 статей – в рецензируемых научных изданиях из перечня ВАК при Минобрнауки РФ, 1 статья – в журнале, включённом в международную систему цитирования Scopus. Получено 2 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ. Подготовлено 1 учебно-методическое пособие.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения, приложения, содержит 180 страниц, 54 рисунка, 16 таблиц, список литературы из 110 наименований.

Личный вклад автора. Автор проводил теоретические и экспериментальные исследования, самостоятельно разработал алгоритмы расчёта на прочность и долговечность трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами, разработал конструкцию лабораторного стенда и методику проведения экспериментов. Принимал участие в подготовке публикаций, в апробации полученных результатов по итогам выполненной исследовательской работы.

Соответствие паспорту специальности. Представленная диссертационная работа соответствует паспорту специальности 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», а именно областям исследования:

– Напряжённое состояние и взаимодействие с окружающей средой трубопроводов, резервуаров и оборудования при различных условиях эксплуатации с целью разработки научных основ и методов прочностного, гидравлического и теплового расчётов нефтегазопроводов и газонефтехранилищ (пункт 1);

– Разработка и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования насосных и компрессорных станций, линейной части трубопроводов и методов защиты их от коррозии (пункт 6).

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК РАСЧЁТА НА ПРОЧНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ДЕФЕКТАМИ

1.1 Количественные показатели надёжности.

Деформационные критерии предельных состояний

Магистральные трубопроводы содержат дефекты разных типов. Среди дефектов линейной части магистральных трубопроводов выделяются дефекты труб, дефекты антикоррозионных покрытий, дефекты пространственного положения трубопровода, недопустимые конструктивные элементы. Дефекты труб подразделяются на следующие группы: 1) дефекты геометрии трубы; 2) дефекты стенки трубы; 3) дефекты сварного шва; 4) комбинированные дефекты.

Для обеспечения надёжной и безопасной работы магистральных трубопроводов (МТ) следует производить расчёты на прочность и долговечность трубопроводов с дефектами. Результатами расчётов являются количественные показатели надёжности: количественный показатель прочности – разрушающее давление или предельное давление, количественный показатель долговечности – предельный срок эксплуатации трубопровода с дефектом. Количественным показателем надёжности участка МТ с дефектами является вероятность отказа, которая увеличивается с течением времени эксплуатации.

Разрушающее давление p_f – это давление, определённое расчётом или экспериментом, при котором наступает разрушение трубы с дефектом. Предельное давление $p_{пред}$ – максимальное избыточное давление, которое может выдержать труба с дефектом без разрушений и отказов. Предельное давление всегда меньше разрушающего. При оценке текущей прочности трубопровода с дефектом расчётное значение предельного давления $p_{пред}$ сравнивают с давлением, действующим в рассматриваемой трубной секции, которое называется проектным давлением $p_{проект}$ [77]. Если $p_{пред} \geq p_{проект}$, то текущая прочность трубопровода обеспечивается. Если $p_{пред} < p_{проект}$, то текущая прочность трубопровода не обеспечивается, поэтому следует немедленно отремонтировать рассматриваемую

трубную секцию или понизить внутреннее давление в трубопроводной системе. С течением времени эксплуатации предельное давление трубопровода уменьшается, что вызвано развитием дефектов.

Предельный срок эксплуатации $t_{\text{пред}}$ – время до перехода трубопровода в предельное состояние. Предельное состояние – это состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна [21]. В предельном состоянии не гарантируется надёжная и безопасная работа МТ. Иначе предельный срок эксплуатации называется остаточным ресурсом.

В данной диссертации проведён анализ методик расчёта на прочность и долговечность труб и сварных соединений из нормативных источников РД-23.040.00-КТН-115-11 «Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами» [68] и РД-23.040.00-КТН-011-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами» [67]. В них устанавливается состав исходных данных, методики расчётов на прочность и долговечность труб и сварных соединений с разными типами дефектов. В этих источниках приводятся правила схематизации дефектов и нагрузок, формулы и последовательность проведения расчётов при оценке прочности и долговечности. В расчётах используются энергетические критерии прочности, деформационные критерии сплошности металла, упруго-пластические решения для напряжённо-деформированного состояния труб и сварных соединений с дефектами при различных нагрузках.

Для трубопроводов выделяют два предельных состояния: исчерпание несущей способности (состояние предельной прочности) и разрушение (состояние предельной пластичности). Этим предельным состояниям соответствуют два расчётных деформационных критерия предельных состояний: критерий предельной прочности (или критерий исчерпания несущей способности) Θ_u и критерий предельной пластичности (или критерий разрушения) Θ_c [15, 40, 67, 68]. Данные критерии являются расчётными величинами. Для их нахождения требуется

знать компоненты деформированного состояния в исследуемой зоне («точке») трубопровода, поэтому критерии названы деформационными.

Критерий предельной прочности Θ_u (безразмерная величина) определяется по формуле

$$\Theta_u = \frac{\varepsilon_i \cdot \cos\varphi_\varepsilon}{\varepsilon_{iu}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0u}}, \quad (1)$$

где ε_i – интенсивность деформаций; ε_0 – объёмная деформация; φ_ε – деформационный параметр; ε_{iu} – предельная интенсивность деформаций; ε_{0u} – предельная объёмная деформация.

Критерий предельной пластичности Θ_c (безразмерная величина) вычисляется следующим образом:

$$\Theta_c = \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{ic}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0c}}, \quad (2)$$

где ε_{ic} – разрушающая интенсивность деформаций; ε_{0c} – разрушающая объёмная деформация.

Чтобы рассчитать интенсивность деформаций ε_i , объёмную деформацию ε_0 и деформационный параметр φ_ε следует знать все компоненты деформированного состояния в исследуемой точке. Величины ε_{iu} , ε_{0u} , ε_{ic} , ε_{0c} являются механическими характеристиками стали и определяются в результате обработки лабораторных испытаний со стальными образцами, их значения приведены в [67, 68].

Исчерпание несущей способности трубопровода происходит при $\Theta_u > 1$, до исчерпания несущей способности $\Theta_u \leq 1$. Разрушение трубопровода происходит при $\Theta_c > 1$, до разрушения выполняется неравенство $\Theta_c \leq 1$. Если трубопровод перешёл в состояние, при котором $\Theta_u = 1$ или $\Theta_c = 1$, то это состояние является предельным, недопустимым при эксплуатации.

В дефектных зонах труб наблюдается концентрация напряжений и деформаций, поля напряжений и деформаций искажаются относительно бездефектных зон. Поэтому значения критериев предельных состояний в дефектных зонах больше, чем в бездефектных. Именно дефектные зоны определяют прочность и долговечность МТ.

Расчёты на прочность и долговечность осуществляются после проведения диагностических обследований линейной части МТ. Результаты расчётов должны способствовать эффективному планированию ремонтных работ для обеспечения надёжной и безопасной работы магистральных трубопроводов [62, 79, 81, 89].

1.2 Сведения из теории напряжённо-деформированного состояния стенки трубы

В расчётах на прочность и долговечность трубопроводов определяются компоненты напряжённо-деформированного состояния (НДС) дефектных и бездефектных зон.

Бездефектный трубопровод рассматривается как тонкостенная цилиндрическая оболочка. Если нагрузка действует в любом поперечном сечении бездефектной трубы симметрично относительно центра сечения, равномерно и непрерывно, нормально к поверхности стенки и другие нагрузки не действуют или не учитываются, то НДС стенки трубы однородно. Тогда достаточно описать НДС в одной «точке» стенки трубы. Вышеперечисленными характеристиками нагрузки обладает внутреннее давление в трубопроводе p – основная нагрузка, действующая на стенку МТ, обязательно учитываемая при расчётах на прочность и долговечность [1]. Если одновременно действуют на трубопровод внутреннее давление и, например, изгибающая нагрузка в вертикальной или горизонтальной плоскости трубы, тогда НДС стенки трубопровода неоднородно. Если одновременно учитываются внутреннее давление в трубопроводе и воздействие температурного перепада, тогда НДС полагается однородным.

В дефектной зоне поля напряжений и деформаций искажаются, компоненты напряжений и деформаций отличаются от напряжений и деформаций бездефектной зоны. В дефектных зонах наблюдается концентрация напряжений и деформаций.

При изучении НДС трубы, испытывающей нагрузку от внутреннего давления, тонкостенную цилиндрическую оболочку помещают в цилиндрическую систему координат Θ, z, r : Θ – окружное (кольцевое) направление, z – осевое (продольное) направление, r – радиальное направление. Из оболочки выделяют

бесконечно малый элемент («точку»). На гранях бесконечно малого элемента, изображённого на рисунке 1, действуют нормальные напряжения: кольцевое σ_{Θ} , продольное σ_z , радиальное σ_r напряжения. Напряжения на противоположных гранях бесконечно малого элемента на рисунке 1 не показаны. Известно [76, 85, 93], что напряжения σ_{Θ} , σ_z и σ_r являются главными, а направления Θ , z , r совпадают с направлениями главных осей напряжений.

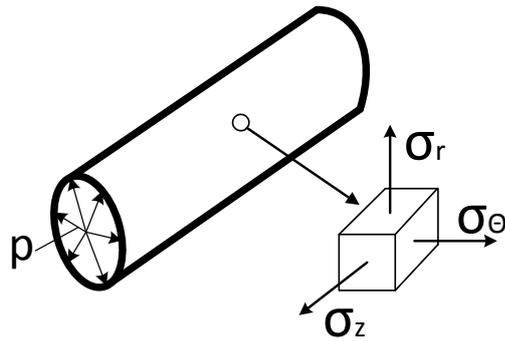


Рисунок 1. Бесконечно малый элемент, выделенный из тонкостенной цилиндрической оболочки: σ_{Θ} , σ_z и σ_r – соответственно кольцевые, продольные и радиальные главные напряжения; p – внутреннее давление

Грани бесконечно малого элемента деформируются. Рассматриваются следующие деформации: кольцевая деформация ε_{Θ} , продольная деформация ε_z , радиальная деформация ε_r . Эти деформации являются главными, а направления Θ , z , r совпадают с направлениями главных осей деформаций [8, 75].

В дефектных зонах напряжения и деформации в кольцевом, продольном и радиальном направлениях в общем случае не являются главными.

Напряжённое и деформированное состояния трубопровода, находящегося под нагрузкой, являются объёмными. Напряжённое состояние описывается тремя главными напряжениями σ_{Θ} , σ_z и σ_r , деформированное состояние описывается тремя главными деформациями ε_{Θ} , ε_z и ε_r . Часто пренебрегают радиальными напряжениями, так как радиальные напряжения много меньше кольцевых и продольных, поэтому $\sigma_r = 0$. Тогда напряжённое состояние является плоским и описывается двумя главными напряжениями σ_{Θ} и σ_z [36, 106].

1.3 Исходные данные для расчёта на прочность и долговечность магистрального трубопровода с дефектами

Для выполнения расчётов на прочность и долговечность МТ с дефектами следует иметь определённый состав исходных данных. Исходные данные берут из отчётов по результатам диагностических исследований трубопровода, а также из проектной, эксплуатационной, нормативной документации. В данной работе исходные данные разделены на шесть групп.

В первую группу входит марка трубной стали и её механические характеристики. Полный перечень используемых в расчётах механических характеристик представлен в таблице 1.

Расчёты на долговечность по критериям предельных состояний проводятся с использованием данных как о фактических на текущий момент механических свойствах материала, так и об их прогнозных характеристиках [16].

Для всех марок стали модуль упругости (модуль Юнга) принимается $E = 206000$ МПа, коэффициент Пуассона $\nu = 0,28$ [67, 68] или $\nu = 0,3$ [78], коэффициент линейного расширения $\alpha = 0,000012$ 1 / К.

Упругий модуль сдвига μ вычисляется по формуле

$$\mu = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)}. \quad (3)$$

Подставив $E = 206000$ МПа и $\nu = 0,28$, получим

$$\mu = \frac{206000}{2 \cdot (1 + 0,28)} = 80468,75 \text{ МПа.}$$

Упругий модуль объёмного расширения k рассчитывается так:

$$k = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu)}. \quad (4)$$

Расчёт по формуле (4) при подстановке значений модуля упругости и коэффициента Пуассона даёт

$$k = \frac{206000}{3 \cdot (1 - 2 \cdot 0,28)} = 15606,61 \text{ МПа.}$$

Таблица 1. Механические характеристики стали, используемые в расчётах на прочность и долговечность

Характеристика стали	Обозначение	Единица измерения	Способ определения
модуль упругости	E	МПа	$E = 206000$ МПа
коэффициент Пуассона	ν	–	$\nu = 0,28$ [67, 68] или $\nu = 0,3$ [78]
коэффициент линейного расширения	α	1 / К	$\alpha = 0,000012$ 1 / К
упругий модуль сдвига	μ	МПа	по формуле (3)
упругий модуль объёмного расширения	k	МПа	по формуле (4)
условный предел текучести	$\sigma_{0,2}$	МПа	испытание на растяжение или из сертификата на трубы
предел прочности	σ_B	МПа	
относительное сужение в шейке после разрыва	ψ	%	
коэффициент деформационного упрочнения	m	–	расчёт по результатам испытаний на растяжение или по номограмме [67, 68]
предел текучести	σ_T	МПа	
разрушающая объёмная деформация	ϵ_{0c}	–	
разрушающая интенсивность деформаций	ϵ_{ic}	–	
предельная объёмная деформация	ϵ_{0u}	–	$\epsilon_{0u} = -0,5$
предельная интенсивность деформаций	ϵ_{iu}	–	$\epsilon_{iu} = m$
характерный размер	ρ	мм	расчёт по результатам испытаний на статическую трещиностойкость или по номограмме [67, 68]
показатель степени в уравнениях долговечности при циклическом нагружении	n_N	–	расчёт по результатам испытаний на усталость

Величины условный предел текучести $\sigma_{0,2}$, предел прочности σ_B , относительное сужение в шейке после разрыва ψ определяются в ходе испытаний на растяжение по ГОСТ 1497 [20] или по сертификату на трубы. Коэффициент деформационного упрочнения m , предел текучести σ_T , разрушающая объёмная деформация ε_{0c} , разрушающая интенсивность деформаций ε_{ic} определяются при обработке результатов, полученных при стандартных испытаниях на растяжение, или по специальным номограммам. Механическую характеристику характерный размер металла ρ , определяющий чувствительность материала к концентрации напряжений, определяют при обработке экспериментальных данных, полученных в ходе испытаний специальных образцов на статическую трещиностойкость по ГОСТ 25.506, или по специальным номограммам. Показатель степени в уравнениях долговечности при циклическом нагружении n_N находят расчётным путём по результатам стандартных испытаний на усталость по ГОСТ 25.502.

Предельную объёмную деформацию принимают равной $\varepsilon_{0u} = - 0,5$. Предельную интенсивность деформаций приравнивают коэффициенту деформационного упрочнения: $\varepsilon_{iu} = m$.

Во вторую группу исходных данных входят геометрические параметры МТ, а именно: наружный диаметр D , толщина стенки бездефектной зоны δ , радиус изгиба трубопровода $R_{изг}$.

Третью группу исходных данных составляют нагрузки и воздействия на МТ. Основной нагрузкой, которая обязательно учитывается в расчётах на прочность и долговечность, является внутреннее давление p . Также в эту группу следует включить температурный перепад в стенке трубопровода ΔT , крутящий момент $M_{кр}$, продольную силу N , изгибающие силы. Обычно в расчётах учитываются напряжения и деформации в стенке трубопровода, возникающие от воздействия: 1) внутреннего давления p , 2) температурного перепада ΔT и 3) изгиба трубопровода, характеризующегося радиусом изгиба $R_{изг}$ или кривизной $1 / R_{изг}$.

Четвёртую группу исходных данных образуют следующие сведения: тип дефекта (коррозионная потеря металла, вмятина, риска и т. д.); положение дефекта

на трубе (расстояние дефекта от поперечного сварного шва, угловые координаты границ дефекта); местонахождение дефекта: на теле основного металла трубы, в сварном шве (поперечном, продольном, спиральном) или в околошовной зоне; геометрические параметры дефекта: размер в осевом направлении – длина L , размер в окружном направлении – ширина W , размер в радиальном направлении – глубина H , глубина залегания подповерхностного дефекта h и другие параметры, например, площадь продольного сечения дефекта A , объём дефекта. Также в эту группу исходных данных включаются поправки на размеры дефекта, зависящие от типа диагностического прибора: Δ_L , Δ_W , Δ_H – поправки соответственно на длину, ширину и глубину дефекта.

В пятую группу исходных данных входят следующие параметры: категория участка трубопровода (В – высшая, I, II, III, IV), коэффициенты запаса, коэффициенты надёжности.

Шестая группа исходных данных необходима для расчёта трубопровода на долговечность. Сюда входят скорости развития размеров дефекта: скорость роста длины v_L , скорость роста ширины v_W , скорость роста глубины v_H , единица измерения скоростей роста геометрических параметров дефекта – мм / год или мм / цикл. В эту группу включается годовая цикличность работы МТ $N_{\text{год}}$, цикл / год. Эта величина необходима для расчёта на долговечность трубопровода с трещинами и трещиноподобными дефектами. Как правило, данные шестой группы следует определить расчётом по результатам диагностических работ или мониторинга технического состояния трубопровода [25].

При дальнейших расчётах в диссертации будет соблюдаться деление исходных данных на шесть групп, представленных в этом параграфе.

1.4 Расчёт параметров напряжённно-деформированного состояния, предельного давления, предельного срока эксплуатации трубопровода

Компоненты напряжённного и деформированного состояний стенки трубопровода определяют расчётом или экспериментально. Допустим, известны все компоненты напряжённного состояния: нормальные напряжения σ_Θ , σ_z , σ_r , касательные напряжения $\sigma_{\Theta z}$, $\sigma_{\Theta r}$, σ_{zr} ; также известны все компоненты деформированного состояния: линейные деформации ε_Θ , ε_z , ε_r , угловые деформации $\varepsilon_{\Theta z}$, $\varepsilon_{\Theta r}$ и ε_{zr} . Здесь напряжения σ_Θ , σ_z , σ_r и деформации ε_Θ , ε_z , ε_r в общем случае не являются главными. Тогда интенсивность напряжений σ_i и интенсивность деформаций ε_i определяются по формулам [5, 68]

$$\sigma_i = \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \sqrt{(\sigma_\Theta - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_\Theta)^2 + 6 \cdot (\sigma_{\Theta z}^2 + \sigma_{\Theta r}^2 + \sigma_{zr}^2)}, \quad (5)$$

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot \sqrt{(\varepsilon_\Theta - \varepsilon_z)^2 + (\varepsilon_z - \varepsilon_r)^2 + (\varepsilon_r - \varepsilon_\Theta)^2 + 6 \cdot (\varepsilon_{\Theta z}^2 + \varepsilon_{\Theta r}^2 + \varepsilon_{zr}^2)}. \quad (6)$$

Связь между интенсивностями напряжений и деформаций принимается в виде степенной диаграммы деформирования:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\sigma_i}{\sigma_T} &= \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_T} \text{ при } \sigma_i \leq \sigma_T \text{ (} \varepsilon_i \leq \varepsilon_T \text{),} \\ \frac{\sigma_i}{\sigma_T} &= \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_T} \right)^m \text{ при } \sigma_i \geq \sigma_T \text{ (} \varepsilon_i \geq \varepsilon_T \text{),} \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

где σ_T – предел текучести, МПа; m – коэффициент деформационного упрочнения; ε_T – интенсивность деформаций, соответствующая пределу текучести,

$$\varepsilon_T = \frac{\sigma_T}{3 \cdot \mu}, \quad (8)$$

где μ – упругий модуль сдвига, МПа, вычисляемый по формуле (3).

Если направления Θ , z , r совпадают с направлениями главных осей напряжений и деформаций, то интенсивности напряжений и деформаций находят по формулам, которые выводятся из формул (5) и (6) соответственно,

$$\sigma_i = \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \sqrt{(\sigma_\Theta - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_\Theta)^2}, \quad (9)$$

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot \sqrt{(\varepsilon_\theta - \varepsilon_z)^2 + (\varepsilon_z - \varepsilon_r)^2 + (\varepsilon_r - \varepsilon_\theta)^2}. \quad (10)$$

Если пренебречь радиальными напряжениями, то есть $\sigma_r = 0$, тогда формулу (9) следует записать таким образом:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_\theta^2 + \sigma_z^2 - \sigma_\theta \cdot \sigma_z}. \quad (11)$$

Ниже представлены формулы для вычисления других параметров НДС. Формулы для определения среднего напряжения σ_0 , МПа, и объёмной деформации ε_0 :

$$\sigma_0 = \frac{\sigma_\theta + \sigma_z + \sigma_r}{3}, \quad (12)$$

$$\varepsilon_0 = \frac{\varepsilon_\theta + \varepsilon_z + \varepsilon_r}{3}. \quad (13)$$

Формула связи между средним напряжением σ_0 и объёмной деформацией ε_0 :

$$\varepsilon_0 = \frac{\sigma_0}{3 \cdot k'}, \quad (14)$$

где k – упругий модуль объёмного расширения, МПа, вычисляемый по формуле (4).

Наибольшая деформация удлинения ε_1 :

$$\varepsilon_1 = \max(\varepsilon_\theta; \varepsilon_z; \varepsilon_r; \varepsilon_{\theta z}; \varepsilon_{\theta r}; \varepsilon_{zr}). \quad (15)$$

Деформационный параметр φ_ε , измеряющийся в радианах:

$$\varphi_\varepsilon = \arccos\left(\frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_0}{\varepsilon_i}\right). \quad (16)$$

Расчётные параметры деформированного состояния ε_i , ε_0 , φ_ε используются для определения критериев предельных состояний Θ_u и Θ_c по формулам (1) и (2).

В ходе расчётов на прочность и долговечность МТ с дефектами выполняется решение уравнений $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0) = 1$. Параметры ε_i , ε_0 и φ_ε зависят от механических характеристик стали (первая группа исходных данных), геометрических параметров трубопровода (вторая группа исходных данных), величин нагрузок и воздействий на трубопровод (третья группа исходных данных), типа и размеров дефекта (четвёртая группа исходных данных).

При расчёте на прочность переменной величиной является давление p . От величины давления зависят параметры деформированного состояния ε_i , ε_0 и φ_ε .

Решаются два уравнения $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, p) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, p) = 1$. Наименьшее из двух решений является разрушающим давлением p_f . Основная задача расчёта на прочность трубопровода с дефектом – это определение разрушающего давления. Затем рассчитывается предельное давление $p_{\text{пред}}$ по формуле

$$p_{\text{пред}} = \frac{p_f}{k_{\text{тр}}} - \Delta p, \quad (17)$$

где $k_{\text{тр}}$ – коэффициент запаса по прочности трубы; Δp – поправка на возможное превышение давления при нестационарных режимах работы трубопровода, МПа.

Величина коэффициента запаса по прочности трубы $k_{\text{тр}}$ зависит от категории участка МТ. Для категории В – $k_{\text{тр}} = 1,98$, для категорий I и II – $k_{\text{тр}} = 1,58$, для категорий III и IV – $k_{\text{тр}} = 1,32$.

Поправка Δp рассчитывается по формуле $\Delta p = (n_p - 1) \cdot p_{\text{проект}}$, где n_p – коэффициент надёжности по нагрузке – внутреннему давлению, который регламентируется в документе СП 13.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». В формуле для расчёта поправки Δp вместо величины проектного давления $p_{\text{проект}}$ допустимо использовать величину давления в начальной точке магистрального трубопровода $p_{\text{нач}}$.

Расчётная величина предельного давления $p_{\text{пред}}$ сравнивается с проектным давлением $p_{\text{проект}}$. Если $p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$, то дефект допустимый, если $p_{\text{пред}} < p_{\text{проект}}$, то дефект недопустимый.

При расчёте на долговечность МТ используется не величина проектного давления $p_{\text{проект}}$, а величина расчётного давления $p_{\text{расч}} = (p_{\text{проект}} + \Delta p) \cdot k_{\text{тр}}$.

В процессе расчёта на долговечность решаются уравнения $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, t) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, t) = 1$. В этих уравнениях переменной величиной является время эксплуатации трубопровода t . С течением времени эксплуатации дефекты развиваются по определённому механизму, увеличиваются геометрические параметры дефектов, поэтому изменяются компоненты деформированного состояния в дефектных зонах, изменяются деформационные параметры ε_i , ε_0 и φ_ε . Следовательно, необходимо найти то время эксплуатации t , при котором комбинация параметров ε_i , ε_0 и φ_ε будет такой, что $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, t) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0,$

$t) = 1$. Наименьшее из решений двух уравнений – это предельный срок эксплуатации трубопровода с дефектом $t_{\text{пред}}$, единица измерения – год.

Итак, при расчёте на прочность переменной является величина давления p , а результатом – разрушающее давление p_f и предельное давление $p_{\text{пред}}$. При расчёте на долговечность переменной величиной является время эксплуатации t , а результатом – предельный срок эксплуатации трубопровода с дефектом $t_{\text{пред}}$.

В ходе расчётов на прочность величину давления p можно полагать известной и равной, например, проектному давлению $p_{\text{проект}}$ или расчётному давлению $p_{\text{расч}}$, а неизвестной величиной считать глубину дефекта H . От глубины дефекта H зависят величины компонентов и параметров деформированного состояния в дефектной зоне. При решении уравнений $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, H) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, H) = 1$ находят разрушающую глубину дефекта H_f , единица измерения – мм. Разрушающая глубина дефекта H_f – это такая глубина дефекта, при которой трубопровод с этим дефектом переходит в предельное состояние. Все остальные данные имеют неизменные значения. Величина H_f используется при расчёте на долговечность трубопровода с дефектом.

По методике из [67, 68] величину разрушающей глубины дефекта H_f не рассчитывают для коррозионных дефектов потери металла, так как считают, что у таких дефектов с течением времени эксплуатации увеличивается не только глубина H , но и площадь продольного сечения дефекта A . Величину H_f рассчитывают для трещин, рисок, стресс-коррозионных дефектов, трещиноподобных дефектов.

Связь между компонентами напряжённого состояния $\sigma_\theta, \sigma_z, \sigma_r, \sigma_{\theta z}, \sigma_{\theta r}, \sigma_{zr}$ и деформированного состояния $\varepsilon_\theta, \varepsilon_z, \varepsilon_r, \varepsilon_{\theta z}, \varepsilon_{\theta r}$ и ε_{zr} в соответствии с деформационной теорией пластичности [5] выражается следующими зависимостями:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\theta} &= \sigma_{\theta} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + (\sigma_z + \sigma_r) \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_z &= \sigma_z \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + (\sigma_r + \sigma_{\theta}) \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_r &= \sigma_r \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + (\sigma_{\theta} + \sigma_z) \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_{\theta z} &= \frac{\sigma_{\theta z}}{2 \cdot \mu_p}, \quad \varepsilon_{\theta r} = \frac{\sigma_{\theta r}}{2 \cdot \mu_p}, \quad \varepsilon_{zr} = \frac{\sigma_{zr}}{2 \cdot \mu_p}, \end{aligned} \right\} \quad (18)$$

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\theta} &= \varepsilon_{\theta} \cdot \left(k + \frac{4}{3} \cdot \mu_p \right) + (\varepsilon_z + \varepsilon_r) \cdot \left(k - \frac{2}{3} \cdot \mu_p \right), \\ \sigma_z &= \varepsilon_z \cdot \left(k + \frac{4}{3} \cdot \mu_p \right) + (\varepsilon_r + \varepsilon_{\theta}) \cdot \left(k - \frac{2}{3} \cdot \mu_p \right), \\ \sigma_r &= \varepsilon_r \cdot \left(k + \frac{4}{3} \cdot \mu_p \right) + (\varepsilon_{\theta} + \varepsilon_z) \cdot \left(k - \frac{2}{3} \cdot \mu_p \right), \\ \sigma_{\theta z} &= 2 \cdot \varepsilon_{\theta z} \cdot \mu_p, \quad \sigma_{\theta r} = 2 \cdot \varepsilon_{\theta r} \cdot \mu_p, \quad \sigma_{zr} = 2 \cdot \varepsilon_{zr} \cdot \mu_p, \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

где k – упругий модуль объёмного расширения, МПа, рассчитываемый по формуле (4); μ_p – упруго-пластический модуль сдвига, МПа.

Упруго-пластический модуль сдвига μ_p определяется по формулам

$$\left. \begin{aligned} \mu_p &= \mu \text{ при } \sigma_i \leq \sigma_T \text{ (} \varepsilon_i \leq \varepsilon_T \text{),} \\ \mu_p &= \mu \cdot \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_T} \right)^{m-1} = \mu \cdot \left(\frac{\sigma_i}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \text{ при } \sigma_i \geq \sigma_T \text{ (} \varepsilon_i \geq \varepsilon_T \text{).} \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

В упругой стадии работы материала, когда $\sigma_i \leq \sigma_T$, упруго-пластический модуль сдвига равен упругому модулю сдвига. Условие $\sigma_i = \sigma_T$ соответствует переходу работы материала из упругой стадии в упруго-пластическую, это условие пластичности Хубера – Мизеса [85, 93].

Формулы (18), (19) используются при анализе напряжённо-деформированного состояния стенки трубопровода в упругой и упруго-пластической стадиях работы материала. В упругой стадии эти формулы упрощаются и переходят в формулы обобщённого закона Гука. Если направления θ , z , r цилиндрической системы координат совпадают с направлениями главных осей напряжений и деформаций, тогда обобщённый закон Гука запишется следующим образом [46]:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\theta} &= \frac{\sigma_{\theta} - \nu \cdot (\sigma_z + \sigma_r)}{E}, \\ \varepsilon_z &= \frac{\sigma_z - \nu \cdot (\sigma_{\theta} + \sigma_r)}{E}, \\ \varepsilon_r &= \frac{\sigma_r - \nu \cdot (\sigma_{\theta} + \sigma_z)}{E}. \end{aligned} \right\} \quad (21)$$

Из анализа формулы (21) можно сделать вывод: если известны главные напряжения в исследуемой зоне («точке»), то, чтобы найти главные деформации, нужно дополнительно знать значения модуля упругости E и коэффициента Пуассона ν . Этот вывод справедлив для упругой стадии. В упруго-пластической стадии связь между напряжениями и деформациями сложнее [см. формулы (18), (19)].

1.5 Расчётная схема бездефектной трубы

Расчётная схема – это правила схематизации дефектов и нагрузок, формулы и последовательность их применения для определения параметров напряжённо-деформированного состояния трубопровода.

Для использования расчётной схемы бездефектной трубы требуются следующие исходные данные.

Первая группа: $E, \nu, \alpha, \mu, k, m, \sigma_T$.

Вторая группа: $D, \delta, R_{изг}$.

Третья группа: $p_{проект} = p, \Delta T$.

Результаты выполнения расчётной схемы: компоненты номинальных напряжений $\sigma_{\theta ном}, \sigma_z ном$; компоненты номинальных деформаций $\varepsilon_{\theta ном}, \varepsilon_z ном, \varepsilon_r ном$.

Индекс «ном» относится к тем величинам, которые характеризуют бездефектную зону трубопровода.

В данной расчётной схеме, как и в других, величина радиального напряжения равна нулю. Рассматриваются плоское напряжённое состояние и объёмное деформированное состояние.

Компоненты напряжённого состояния вычисляются по формулам

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\Theta \text{ ном}} &= \frac{p \cdot (D - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta}, \\ \sigma_{Z \text{ ном}} &= 0,5 \cdot \sigma_{\Theta \text{ ном}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R_{\text{изг}}}, \\ \sigma_{r \text{ ном}} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (22)$$

В формуле для определения номинального продольного напряжения $\sigma_{Z \text{ ном}}$ перед третьим слагаемым стоит знак «±». Знак «+» относится к зоне растяжения трубопровода, а знак «−» относится к зоне сжатия. Температурный перепад ΔT может быть как положительным (при нагревании), так и отрицательным (при охлаждении).

Интенсивность номинальных напряжений $\sigma_{i \text{ ном}}$ вычисляется по формуле (11), где используются номинальные напряжения $\sigma_{\Theta \text{ ном}}$ и $\sigma_{Z \text{ ном}}$,

$$\sigma_{i \text{ ном}} = \sqrt{\sigma_{\Theta \text{ ном}}^2 + \sigma_{Z \text{ ном}}^2 - \sigma_{\Theta \text{ ном}} \cdot \sigma_{Z \text{ ном}}}. \quad (23)$$

Так как определяются две расчётные величины номинальных продольных напряжений $\sigma_{Z \text{ ном}}$ для зоны растяжения и для зоны сжатия, то по формуле (23) можно получить два значения интенсивности номинальных напряжений. Рекомендуется в дальнейших расчётах использовать максимальное из двух значений интенсивности номинальных напряжений.

Упруго-пластический модуль сдвига μ_p для бездефектной зоны:

$$\left. \begin{aligned} \mu_p &= \mu \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \\ \mu_p &= \mu \cdot \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \geq \sigma_T. \end{aligned} \right\} \quad (24)$$

Компоненты деформированного состояния бездефектной трубы вычисляются по выражениям, выведенным из формул (18), с учётом того, что $\sigma_{r \text{ ном}} = 0$ и напряжения $\sigma_{\Theta \text{ ном}}$, $\sigma_{Z \text{ ном}}$ являются главными:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\Theta \text{ ном}} &= \sigma_{\Theta \text{ ном}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + \sigma_{z \text{ ном}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_{z \text{ ном}} &= \sigma_{z \text{ ном}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + \sigma_{\Theta \text{ ном}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_{\Gamma \text{ ном}} &= (\sigma_{\Theta \text{ ном}} + \sigma_{z \text{ ном}}) \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right). \end{aligned} \right\} \quad (25)$$

В упругой стадии работы стали формулы (25) преобразуются в формулы (21) обобщённого закона Гука.

Производится корректировка значений толщины стенки и внутреннего диаметра вследствие деформирования трубы под нагрузкой по формулам

$$\delta_* = \delta \cdot e^{\varepsilon_{\Gamma \text{ ном}}}, \quad D_* = D \cdot e^{\varepsilon_{\Theta \text{ ном}}}. \quad (26)$$

Индекс «*» в формулах (26) и последующих формулах относится к скорректированным значениям величин ввиду деформирования трубы.

Затем снова производят вычисления по формулам (22) – (25) с применением скорректированных значений наружного диаметра и толщины стенки трубы.

После определения компонентов НДС стенки трубы в бездефектной зоне производятся вычисления параметров деформированного состояния ε_i , ε_0 , φ_ε по формулам (10), (13), (15), (16). Затем рассчитываются критерии предельных состояний Θ_u и Θ_c по формулам (1) и (2).

Расчёт на прочность заключается в решении уравнений по переменной p : $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, p) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, p) = 1$. Переменная p – внутреннее давление – входит в формулу для расчёта номинального кольцевого напряжения $\sigma_{\Theta \text{ ном}}$ [см. формулу (22)]. Наименьшее из решений уравнений – это разрушающее давление p_f бездефектной трубы.

Решение уравнений $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, p) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, p) = 1$ предлагается выполнять численно в среде программы MS Excel. В ячейки программы вносятся исходные данные в виде чисел (группы исходных данных 1–3), формулы (22) – (26), (10), (13), (15), (16), (1), (2). Так как переменной величиной является давление p , то расчёты производятся для значений давлений p от нуля до некоторого другого выбранного значения (например, 20 МПа), изменение значений p происходит с

некоторым шагом (например, 0,1 МПа). Для каждого значения давления p из диапазона 0; 0,1; 0,2; 0,3...19,8; 19,9; 20,0 МПа выполняются расчёты по формулам расчётной схемы бездефектной трубы (22) – (26), по формулам для определения параметров деформированного состояния (10), (13), (15), (16) и по формулам для нахождения критериев предельных состояний Θ_u , Θ_c (1) и (2). В итоге получается ряд значений Θ_u и Θ_c , соответствующий ряду давлений из диапазона 0–20 МПа (шаг 0,1 МПа). Затем определяются те максимальные значения давления p , при которых ещё выполняются неравенства $\Theta_u(p) \leq 1$ и $\Theta_c(p) \leq 1$, обозначим эти значения давления так: $P_{\max, \Theta_u \leq 1}$ и $P_{\max, \Theta_c \leq 1}$. Берутся именно эти значения, так как для следующих значений давления p из ряда уже справедливы неравенства $\Theta_u(p) > 1$ и $\Theta_c(p) > 1$. Меньшее из значений $P_{\max, \Theta_u \leq 1}$ и $P_{\max, \Theta_c \leq 1}$ является разрушающим давлением p_f .

Поиск искомых значений $P_{\max, \Theta_u \leq 1}$ и $P_{\max, \Theta_c \leq 1}$ осуществляется при помощи команды «ПРОСМОТР» в Excel. В ячейку программы вводится формула вида: ПРОСМОТР (1; диапазон значений критерия предельного состояния; диапазон значений давления).

Далее производится вычисление предельного давления $p_{\text{пред}}$ по формуле (17), что требует использования пятой группы исходных данных.

1.6 Коэффициенты концентрации напряжений и деформаций в дефектных зонах

В дефектных зонах наблюдается концентрация напряжений и деформаций. Повышение напряжений и деформаций в области, содержащей дефект, количественно оценивается коэффициентом концентрации напряжений α_σ и коэффициентом концентрации деформаций α_ε :

$$\alpha_\sigma = \sigma_{i \text{ деф}} / \sigma_{i \text{ ном}}, \quad (27)$$

$$\alpha_\varepsilon = \varepsilon_{i \text{ деф}} / \varepsilon_{i \text{ ном}}, \quad (28)$$

где $\sigma_{i \text{ деф}}$ и $\varepsilon_{i \text{ деф}}$ – интенсивности напряжений и деформаций в зоне дефекта; $\sigma_{i \text{ ном}}$ и $\varepsilon_{i \text{ ном}}$ – интенсивности напряжений и деформаций в стенке трубы вне зоны влияния дефекта.

При упругом деформировании коэффициенты концентрации напряжений и деформаций равны: $\alpha_\sigma = \alpha_\varepsilon = \alpha_e$, где α_e – упругий коэффициент концентрации.

При упруго-пластическом деформировании коэффициент концентрации напряжений α_σ уменьшается, а коэффициент концентрации деформаций α_ε увеличивается по сравнению с упругим коэффициентом концентрации α_e [15]. В дефектных зонах при упруго-пластической стадии работы материала произведение $\alpha_\sigma \cdot \alpha_\varepsilon$ по формуле Нейбера остаётся постоянным и равным α_e^2 :

$$\alpha_\sigma \cdot \alpha_\varepsilon = \alpha_e^2. \quad (29)$$

Коэффициенты концентрации напряжений и деформаций в упругой и упруго-пластической стадиях работы материала вычисляются по формулам

$$\left. \begin{aligned} \alpha_\sigma &= \alpha_e \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \sigma_{i \text{ деф}} \leq \sigma_T, \\ \alpha_\sigma &= \alpha_e^{\frac{2 \cdot m}{1+m}} \cdot \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \sigma_{i \text{ деф}} \geq \sigma_T, \\ \alpha_\sigma &= \alpha_e^{\frac{2 \cdot m}{1+m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \geq \sigma_T, \sigma_{i \text{ деф}} \geq \sigma_T, \end{aligned} \right\} \quad (30)$$

$$\left. \begin{aligned} \alpha_\varepsilon &= \alpha_e \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \sigma_{i \text{ деф}} \leq \sigma_T, \\ \alpha_\varepsilon &= \alpha_e^{\frac{2}{1+m}} \cdot \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{1-m}{1+m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \sigma_{i \text{ деф}} \geq \sigma_T, \\ \alpha_\varepsilon &= \alpha_e^{\frac{2}{1+m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \geq \sigma_T, \sigma_{i \text{ деф}} \geq \sigma_T. \end{aligned} \right\} \quad (31)$$

Формулы (30) и (31) выводятся из формул (27) – (29) и (7).

1.7 Расчётная схема объёмного дефекта потери металла

Расчётная схема объёмного дефекта потери металла применяется для вычисления компонентов напряжённо-деформированного состояния стенки труб с коррозионными дефектами различной геометрической конфигурации и с комбинированными коррозионными дефектами.

Для использования данной расчётной схемы необходимы следующие исходные данные.

Первая группа: m , σ_T .

Вторая группа: D_* , δ_* – скорректированные значения вследствие деформирования трубы под нагрузкой.

Величины третьей группы исходных данных используются только в расчётной схеме бездефектной трубы

Четвёртая группа: тип дефекта – коррозионный дефект потери металла; расположен или не расположен на сварном шве или в околошовной зоне; геометрические параметры дефекта: L , W , H ; поправки на размеры дефекта: Δ_L , Δ_W , Δ_H .

Изображение объёмного дефекта потери металла представлено на рисунке 2.

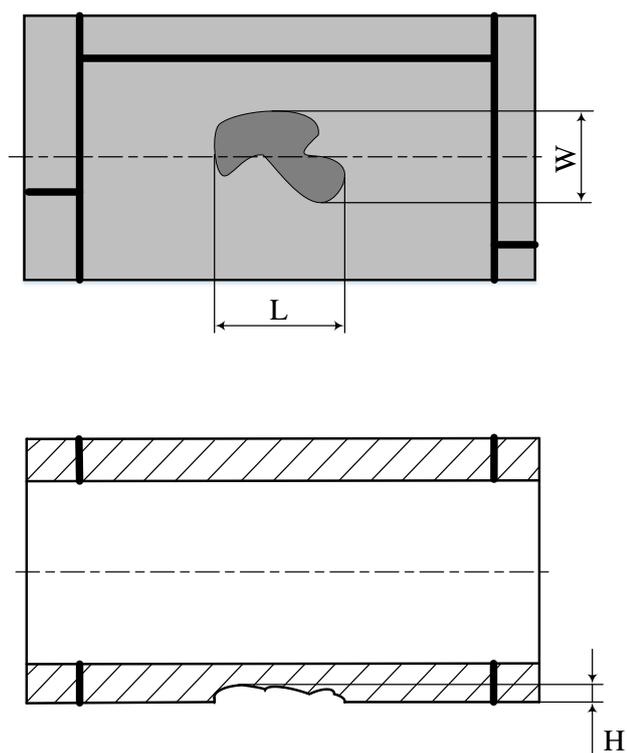


Рисунок 2. Объёмный дефект потери металла: L , W , H – геометрические параметры дефекта

Перед использованием расчётной схемы объёмного дефекта потери металла следует выполнить вычисления по расчётной схеме бездефектной трубы и

получить следующие результаты: номинальное кольцевое напряжение $\sigma_{\Theta \text{ ном}}$, номинальное продольное напряжение $\sigma_{Z \text{ ном}}$, интенсивность номинальных напряжений $\sigma_i \text{ ном}$, номинальную кольцевую деформацию $\varepsilon_{\Theta \text{ ном}}$, номинальную продольную деформацию $\varepsilon_{Z \text{ ном}}$, номинальную радиальную деформацию $\varepsilon_r \text{ ном}$, а также скорректированные геометрические параметры трубы вследствие деформирования под нагрузкой: скорректированный наружный диаметр D_* , скорректированную толщину стенки δ_* .

Определяются расчётные значения длины, ширины и глубины дефекта, которые используются в последующих вычислениях:

$$L_{\text{расч}} = L + \Delta_L, \quad W_{\text{расч}} = W + \Delta_W, \quad H_{\text{расч}} = H + \Delta_H. \quad (32)$$

В дальнейшем индекс «расч» будет опускаться. Формулы (32) справедливы при расчёте любых дефектов, обнаруженных диагностическими приборами, которые имеют погрешность при определении размеров дефектов.

Площадь продольного сечения дефекта A , если используется параболическая аппроксимация, находится по формуле

$$A = \frac{2}{3} \cdot L \cdot H. \quad (33)$$

Известны и другие аппроксимации площади продольного сечения дефекта потери металла [56, 108]. Например, прямоугольная аппроксимация, являющаяся самой консервативной: $A = L \cdot H$; аппроксимационная зависимость вида $A = 0,85 \cdot L \cdot H$. Для более точных расчётов величины A следует иметь детальный профиль дефекта.

Толщина стенки трубопровода в зоне дефекта $\delta_{\text{нетто}}$:

$$\delta_{\text{нетто}} = \delta_* - H. \quad (34)$$

В формуле (34) следует использовать скорректированное значение толщины стенки трубы (δ_*), вычисленное по формуле (26) из расчётной схемы бездефектной трубы. Индекс «нетто» относится к величинам, рассчитанным для стенки трубы, ослабленной дефектом. Нетто-сечение – это сечение трубы, ослабленное дефектом.

Вычисляются безразмерные параметры

$$\left. \begin{aligned} \eta = \frac{\delta_{\text{нетто}}}{\delta_*}, \quad \alpha_0 = 3 - 2 \frac{3 \cdot \eta - 1}{2 \cdot \eta}, \quad \eta_A \approx 1 - \frac{A}{\delta_* \cdot L}, \\ \hat{L} = \frac{L}{\sqrt{0,5 \cdot D_* \cdot \delta_{\text{нетто}}}}, \quad b = \frac{W}{D_*}. \end{aligned} \right\} \quad (35)$$

Условно-упругие компоненты напряжённого состояния в ослабленном дефектом сечении $\sigma_{\Theta e \text{ нетто}}$, $\sigma_{ze \text{ нетто}}$, $\sigma_{re \text{ нетто}}$ и интенсивность напряжений $\sigma_{ie \text{ нетто}}$:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\Theta e \text{ нетто}} &= \sigma_{\Theta \text{ ном}} \cdot \left(\frac{1 + \eta_A \cdot \alpha_0}{2 \cdot \eta_A} + \frac{1 - \eta_A \cdot \alpha_0}{2 \cdot \eta_A} \cdot \text{th} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (\hat{L} + \eta_A \cdot \pi - \pi) \right) \right), \\ \sigma_{ze \text{ нетто}} &= \sigma_{z \text{ ном}} \cdot \left(\frac{\pi \cdot \eta + 2 \cdot (1 - \eta) \cdot \sin b}{\eta \cdot (\pi - b \cdot (1 - \eta))} + \frac{(\alpha_0 - 1) \cdot (\pi - b)}{\pi} \right), \\ \sigma_{re \text{ нетто}} &= 0, \\ \sigma_{ie \text{ нетто}} &= \sqrt{\sigma_{\Theta e \text{ нетто}}^2 + \sigma_{ze \text{ нетто}}^2 - \sigma_{\Theta e \text{ нетто}} \cdot \sigma_{ze \text{ нетто}}}. \end{aligned} \right\} \quad (36)$$

Индекс «е» относится к упругим (условно-упругим) значениям.

В выражении для расчёта $\sigma_{\Theta e \text{ нетто}}$ входит функция гиперболического тангенса (th).

Рассчитывается упругий коэффициент концентрации α_e , характеризующий повышение напряжений в нетто-сечении за счёт уменьшения толщины стенки, по формуле

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{ie \text{ нетто}}}{\sigma_{i \text{ ном}}}. \quad (37)$$

Вычисляется коэффициент концентрации напряжений α_σ по одной из следующих формул:

$$\left. \begin{aligned} \alpha_\sigma &= \alpha_e \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \sigma_{ie \text{ нетто}} \leq \sigma_T, \\ \alpha_\sigma &= \alpha_e \frac{2 \cdot m}{1+m} \cdot \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \sigma_{ie \text{ нетто}} \geq \sigma_T, \\ \alpha_\sigma &= \alpha_e \frac{2 \cdot m}{1+m} \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \geq \sigma_T, \sigma_{ie \text{ нетто}} \geq \sigma_T. \end{aligned} \right\} \quad (38)$$

Параметр γ , определённый на основе обобщений численных расчётов:

$$\gamma = \text{th} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{0,5 \cdot D_* \cdot \delta_*}} - \pi \right) \right). \quad (39)$$

Упруго-пластические компоненты $\sigma_{\Theta \text{ нетто}}$, $\sigma_{Z \text{ нетто}}$, $\sigma_{\Gamma \text{ нетто}}$ и интенсивность местных напряжений $\sigma_{i \text{ нетто}}$:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\Theta \text{ нетто}} &= \frac{\sigma_{\Theta e \text{ нетто}}}{\alpha_e} \cdot \left(\frac{1-\gamma}{2} \cdot \alpha_{\sigma} + \frac{1+\gamma}{2} \cdot \alpha_e \right), \\ \sigma_{Z \text{ нетто}} &= \sigma_{Ze \text{ нетто}}, \\ \sigma_{\Gamma \text{ нетто}} &= 0, \\ \sigma_{i \text{ нетто}} &= \sqrt{\sigma_{\Theta \text{ нетто}}^2 + \sigma_{Z \text{ нетто}}^2 - \sigma_{\Theta \text{ нетто}} \cdot \sigma_{Z \text{ нетто}}}. \end{aligned} \right\} \quad (40)$$

Упруго-пластический модуль сдвига μ_p по аналогии с формулами (20) и (24):

$$\left. \begin{aligned} \mu_p &= \mu \text{ при } \sigma_{i \text{ нетто}} \leq \sigma_T, \\ \mu_p &= \mu \cdot \left(\frac{\sigma_{i \text{ нетто}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ нетто}} \geq \sigma_T. \end{aligned} \right\} \quad (41)$$

Упруго-пластические компоненты местных деформаций $\varepsilon_{\Theta \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{Z \text{ нетто}}$ и $\varepsilon_{\Gamma \text{ нетто}}$ рассчитываются по аналогии с формулой (25), где вместо номинальных значений напряжений используются местные значения напряжений:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\Theta \text{ нетто}} &= \sigma_{\Theta \text{ нетто}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + \sigma_{Z \text{ нетто}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_{Z \text{ нетто}} &= \sigma_{Z \text{ нетто}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + \sigma_{\Theta \text{ нетто}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_{\Gamma \text{ нетто}} &= (\sigma_{\Theta \text{ нетто}} + \sigma_{Z \text{ нетто}}) \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right). \end{aligned} \right\} \quad (42)$$

Значения местных деформаций $\varepsilon_{\Theta \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{Z \text{ нетто}}$ и $\varepsilon_{\Gamma \text{ нетто}}$ используются для корректировки геометрических параметров трубы и дефекта:

$$\left. \begin{aligned} \delta_{\text{нетто}*} &= (\delta_* - H) \cdot \exp(\varepsilon_{\Gamma \text{ нетто}}), \\ D_* &= \left(D - \frac{W}{\pi} \right) \cdot \exp(\varepsilon_{\Theta \text{ ном}}) + \frac{W}{\pi} \cdot \exp(\varepsilon_{\Theta \text{ нетто}}), \\ L_* &= L \cdot \exp(\varepsilon_{Z \text{ нетто}}), \\ W_* &= W \cdot \exp(\varepsilon_{\Theta \text{ нетто}}). \end{aligned} \right\} \quad (43)$$

После корректировки значений геометрических параметров трубы и дефекта вследствие деформирования трубы под нагрузкой пересчитываются параметры из формул (35):

$$\left. \begin{aligned} \eta &= \frac{\delta_{\text{нетто}^*}}{\delta_*}, \quad \alpha_0 = 3 - 2 \frac{3 \cdot \eta - 1}{2 \cdot \eta}, \\ \eta_A &= \exp(\varepsilon_{\Gamma \text{ нетто}} - \varepsilon_{\Gamma \text{ ном}}) - \frac{A}{\delta_* \cdot L_*} \cdot \exp(\varepsilon_{\Gamma \text{ нетто}}), \\ \hat{L} &= \frac{L_*}{\sqrt{0,5 \cdot D_* \cdot \delta_{\text{нетто}^*}}}, \quad b = \frac{W_*}{D_*}. \end{aligned} \right\} \quad (44)$$

Затем повторно производятся расчёты по формулам (36) – (42).

Результатами вычислений по расчётной схеме объёмного дефекта потери металла являются значения местных деформаций, которые являются главными деформациями в дефектной зоне: $\varepsilon_{\Theta \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{Z \text{ нетто}}$ и $\varepsilon_{\Gamma \text{ нетто}}$.

Разрушающее давление p_f и предельное давление $p_{\text{пред}}$ находятся таким же образом, как и для бездефектной трубы, в электронной таблице Excel.

Способ решения уравнений $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, p) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, p) = 1$ аналогичен способу при расчёте бездефектной трубы. Вычисления выполняются по формулам (22) – (26) расчётной схемы бездефектной трубы, по формулам (34) – (44) расчётной схемы объёмного дефекта потери металла, по формулам (10), (13), (15), (16) для расчёта деформационных параметров ε_i , ε_0 , φ_ε , по формулам (1), (2) для расчёта деформационных критериев предельных состояний Θ_u и Θ_c применительно к ряду значений давлений p из диапазона, например, от нуля до 20 МПа с шагом 0,1 МПа. При помощи команды «ПРОСМОТР» находятся решения уравнений $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, p) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, p) = 1$ по переменной p .

Оценка текущей прочности трубопровода с дефектом производится при сравнении величин предельного давления $p_{\text{пред}}$ и проектного давления $p_{\text{проект}}$. Если $p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$, то дефект допустим, его немедленный ремонт не требуется. Однако, если рассматривается коррозионный дефект потери металла, следует произвести расчёт на долговечность, чтобы найти предельный срок эксплуатации трубопровода с дефектом $t_{\text{пред}}$. Оценки прочности в данном случае может быть недостаточно для обеспечения безаварийной работы МТ в будущие моменты времени. Если $p_{\text{пред}} < p_{\text{проект}}$, то требуется немедленный ремонт дефектной трубной секции или снижение давления в трубопроводной системе до уровня, при котором

будет выполняться для рассматриваемой трубной секции условие $p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$. Остановка работы МТ, когда $p_{\text{пред}} < p_{\text{проект}}$, вероятно, является крайней мерой.

В этом параграфе рассмотрена расчётная схема объёмного дефекта потери металла. Также отдельно выделяется расчётная схема объёмного дефекта (в названии этой расчётной схемы нет слов «потери металла»). Отличие расчётной схемы объёмного дефекта от расчётной схемы объёмного дефекта потери металла заключается в следующем: в первой расчётной схеме не вычисляется безразмерный параметр η_A и в формуле (36) вместо параметра η_A следует подставлять параметр η . В дальнейшем тексте следует учитывать различие этих двух расчётных схем.

В данной диссертации понятия «коррозионная потеря металла» и «потеря металла» являются равнозначными. Следовательно, потеря металла – это локальное уменьшение толщины стенки трубы в результате коррозионного повреждения [67, 68].

1.8 Расчётная схема поверхностной трещины

Расчётная схема поверхностной трещины применяется для анализа НДС стенки трубы в зоне поверхностных трещин, рисков, стресс-коррозионных дефектов, трещиноподобных дефектов.

Для применения расчётной схемы следует ранее провести вычисления по расчётной схеме бездефектной трубы, то есть по формулам (22) – (26), по расчётной схеме объёмного дефекта, то есть по формулам (34) – (44), где в формуле (36) вместо параметра η_A следует подставлять параметр η . В итоге определяются номинальные напряжения $\sigma_{\Theta \text{ ном}}$, $\sigma_z \text{ ном}$, местные напряжения $\sigma_{\Theta \text{ нетто}}$, $\sigma_z \text{ нетто}$, интенсивность местных напряжений $\sigma_i \text{ нетто}$, местные деформации $\varepsilon_{\Theta \text{ нетто}}$, $\varepsilon_z \text{ нетто}$, $\varepsilon_r \text{ нетто}$. После этого применяются непосредственно формулы расчётной схемы поверхностной трещины.

Поверхностная трещина в стенке трубы и её геометрические параметры представлены на рисунке 3. На этом рисунке изображена косая трещина, а угол β –

это угол между линией распространения трещины и образующей цилиндра трубы. Если трещина продольная, то есть распространена вдоль образующей трубы, то $\beta = 0$; если трещина поперечная, то есть распространена в окружном направлении, то $\beta = 90^\circ = \pi / 2$ рад.

Угол распространения трещины β определяется по формуле

$$\beta = \arctg\left(\frac{W}{L}\right). \quad (45)$$

Длина трещины вдоль линии её распространения $L_{\text{тр. гип}}$ (длина L и ширина W трещины являются катетами, а длина трещины $L_{\text{тр. гип}}$ является гипотенузой прямоугольного треугольника):

$$L_{\text{тр. гип}} = \sqrt{L^2 + W^2}. \quad (46)$$

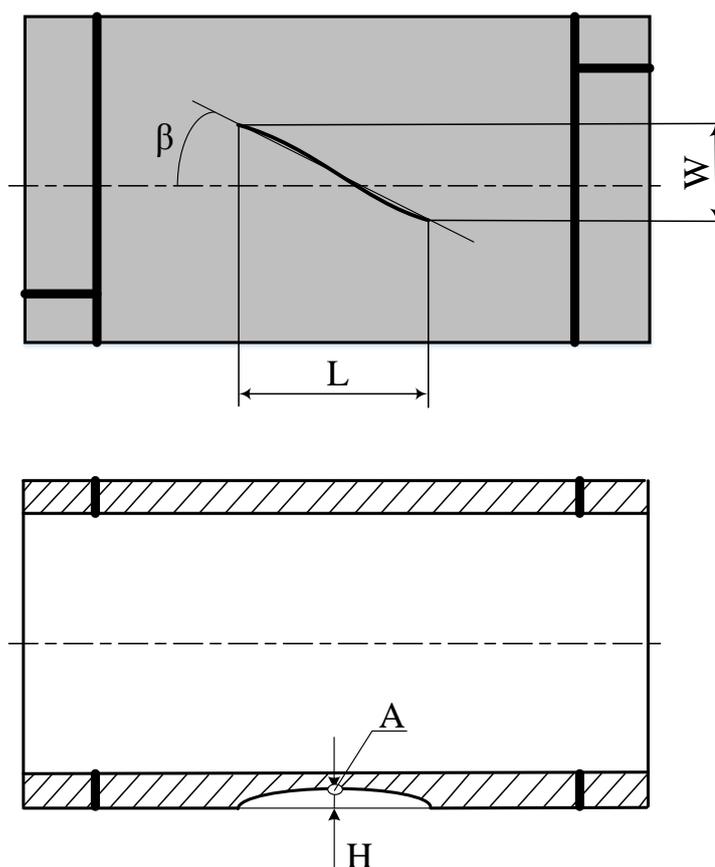


Рисунок 3. Поверхностная трещина на трубе: L , W , H – геометрические параметры дефекта; β – угол распространения трещины; точка A – вершина трещины

Рассматривается локальное напряжённо-деформированное состояние вблизи вершины трещины (точка А на рисунке 3). Расчёты проводятся методами механики разрушения.

Вычисляются компоненты номинальных и местных напряжений в локальной системе координат, связанной с вершиной трещины:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{33 \text{ ном}} &= \sigma_{z \text{ ном}} \cdot \cos^2 \beta + \sigma_{\Theta \text{ ном}} \cdot \sin^2 \beta, \\ \sigma_{22 \text{ ном}} &= \sigma_{z \text{ ном}} \cdot \sin^2 \beta + \sigma_{\Theta \text{ ном}} \cdot \cos^2 \beta, \\ \sigma_{32 \text{ ном}} &= (\sigma_{z \text{ ном}} - \sigma_{\Theta \text{ ном}}) \cdot \sin \beta \cdot \cos \beta. \end{aligned} \right\} \quad (47)$$

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{33 \text{ нетто}} &= \sigma_{z \text{ нетто}} \cdot \cos^2 \beta + \sigma_{\Theta \text{ нетто}} \cdot \sin^2 \beta, \\ \sigma_{22 \text{ нетто}} &= \sigma_{z \text{ нетто}} \cdot \sin^2 \beta + \sigma_{\Theta \text{ нетто}} \cdot \cos^2 \beta, \\ \sigma_{32 \text{ нетто}} &= (\sigma_{z \text{ нетто}} - \sigma_{\Theta \text{ нетто}}) \cdot \sin \beta \cdot \cos \beta, \end{aligned} \right\} \quad (48)$$

$$\sigma_{i \text{ нетто}} = \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \sqrt{\sigma_{22 \text{ нетто}}^2 + (\sigma_{22 \text{ нетто}} - \sigma_{33 \text{ нетто}})^2 + \sigma_{33 \text{ нетто}}^2 + 6 \cdot \sigma_{32 \text{ нетто}}^2}$$

Значения номинальных напряжений $\sigma_{ij \text{ ном}}$ приводятся к сечению, ослабленному трещиной. Далее в формулах в качестве номинальных напряжений используются следующие значения:

$$\sigma_{ij \text{ ном}} = \max \left(\sigma_{ij \text{ ном}}, \sigma_{ij \text{ нетто}} \cdot \frac{\delta - H}{\delta} \right). \quad (49)$$

Безразмерный параметр Y по МР 125-02-95 «Правила составления расчётных схем и определение параметров нагруженности элементов конструкций с выявленными дефектами»:

$$Y = \frac{1,128 - 0,463 \cdot \frac{2 \cdot H}{L_{\text{тр. гип}}}}{\left(1 - \left(0,89 - 0,57 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot H}{L_{\text{тр. гип}}}} \right)^3 \cdot \left(\frac{H}{\delta} \right)^{1,5} \right)^{3,25}} \quad (50)$$

Условно-упругие компоненты локальных напряжений σ_{ije} , интенсивность σ_{ie} и среднее напряжение σ_{0e} :

$$\left. \begin{aligned}
 \sigma_{22e} &= 1,15 \cdot \sigma_{22 \text{ ном}} \cdot \left(Y \cdot \sqrt{\frac{H}{2 \cdot \rho}} - 1 \right) + \sigma_{22 \text{ нетто}}, \\
 \sigma_{33e} &= 2 \cdot \nu \cdot \sigma_{22 \text{ ном}} \cdot \left(Y \cdot \sqrt{\frac{H}{2 \cdot \rho}} - 1 \right) + \sigma_{33 \text{ нетто}}, \\
 \sigma_{11e} &= 0,85 \cdot \sigma_{22 \text{ ном}} \cdot \left(Y \cdot \sqrt{\frac{H}{2 \cdot \rho}} - 1 \right), \\
 \sigma_{32e} &= \sigma_{32 \text{ ном}} \cdot \left(Y \cdot \sqrt{\frac{H}{2 \cdot \rho}} - 1 \right) + \sigma_{32 \text{ нетто}}, \\
 \sigma_{ie} &= \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \sqrt{(\sigma_{11e} - \sigma_{22e})^2 + (\sigma_{22e} - \sigma_{33e})^2 + (\sigma_{33e} - \sigma_{11e})^2 + 6 \cdot \sigma_{32e}^2}, \\
 \sigma_{0e} &= \frac{\sigma_{11e} + \sigma_{22e} + \sigma_{33e}}{3},
 \end{aligned} \right\} \quad (51)$$

где ρ – характерный размер металла, определяющий чувствительность материала к концентрации напряжений, мм.

Если

$$Y \cdot \sqrt{\frac{H}{2 \cdot \rho}} - 1 < 0,$$

тогда принимается, что $\sigma_{ij e} = \sigma_{ij \text{ нетто}}$.

Упругий коэффициент концентрации α_e :

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{ie}}{\sigma_{i \text{ нетто}}}. \quad (52)$$

Коэффициент концентрации напряжений α_σ :

$$\left. \begin{aligned}
 \alpha_\sigma &= \alpha_e \text{ при } \sigma_{i \text{ нетто}} \leq \sigma_T, \sigma_{ie} \leq \sigma_T, \\
 \alpha_\sigma &= \alpha_e^{\frac{2 \cdot m}{1+m}} \cdot \left(\frac{\sigma_{i \text{ нетто}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ нетто}} \leq \sigma_T, \sigma_{ie} \geq \sigma_T, \\
 \alpha_\sigma &= \alpha_e^{\frac{2 \cdot m}{1+m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ нетто}} \geq \sigma_T, \sigma_{ie} \geq \sigma_T.
 \end{aligned} \right\} \quad (53)$$

Упруго-пластические компоненты локальных напряжений σ_{22} , σ_{33} , σ_{11} , σ_{32} :

$$\sigma_{22} = \sigma_{22e} \cdot \frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e}, \sigma_{33} = \sigma_{33e} \cdot \frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e}, \sigma_{11} = \sigma_{11e} \cdot \frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e}, \sigma_{32} = \sigma_{32e} \cdot \frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e}. \quad (54)$$

Упруго-пластический модуль сдвига μ_p :

$$\mu_p = \mu \left. \begin{array}{l} \text{при } \sigma_{i \text{ нетто}} \cdot \alpha_\sigma \leq \sigma_T, \\ \left(\frac{\sigma_{i \text{ нетто}} \cdot \alpha_\sigma}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ нетто}} \cdot \alpha_\sigma \geq \sigma_T. \end{array} \right\} \quad (55)$$

Компоненты локальных деформаций $\varepsilon_{11}, \varepsilon_{22}, \varepsilon_{33}, \varepsilon_{32}$:

$$\left. \begin{array}{l} \varepsilon_{11} = \sigma_{11} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + (\sigma_{22} + \sigma_{33}) \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_{22} = \sigma_{22} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + (\sigma_{33} + \sigma_{11}) \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_{33} = \sigma_{33} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + (\sigma_{11} + \sigma_{22}) \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_{32} = \frac{\sigma_{32}}{2 \cdot \mu_p}. \end{array} \right\} \quad (56)$$

Результатами вычислений по расчётной схеме поверхностной трещины являются локальные деформации вблизи вершины трещины: $\varepsilon_{11}, \varepsilon_{22}, \varepsilon_{33}, \varepsilon_{32}$.

В расчётную схему поверхностной трещины входят формулы (47) – (56). По формулам (45) и (46) определяются геометрические параметры трещины: угол распространения β и длина вдоль линии распространения $L_{\text{тр. гип}}$. После нахождения компонентов деформированного состояния вблизи вершины трещины $\varepsilon_{11}, \varepsilon_{22}, \varepsilon_{33}, \varepsilon_{32}$ рассчитываются параметры деформированного состояния $\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon$ по формулам (6), (13), (15), (16), деформационные критерии предельных состояний Θ_u и Θ_c по формулам (1), (2). Расчёт разрушающего и предельного давлений такой же, как и при расчёте бездефектной трубы и дефекта потери металла.

1.9 Расчётная схема одиночной вмятины

Рассматривается одиночная вмятина на трубопроводе со следующими геометрическими параметрами: длина L вдоль оси трубы, ширина W в окружном направлении трубы, глубина H – наибольший радиальный прогиб стенки трубы в нагруженном состоянии. Одиночная вмятина изображена на рисунке 4.

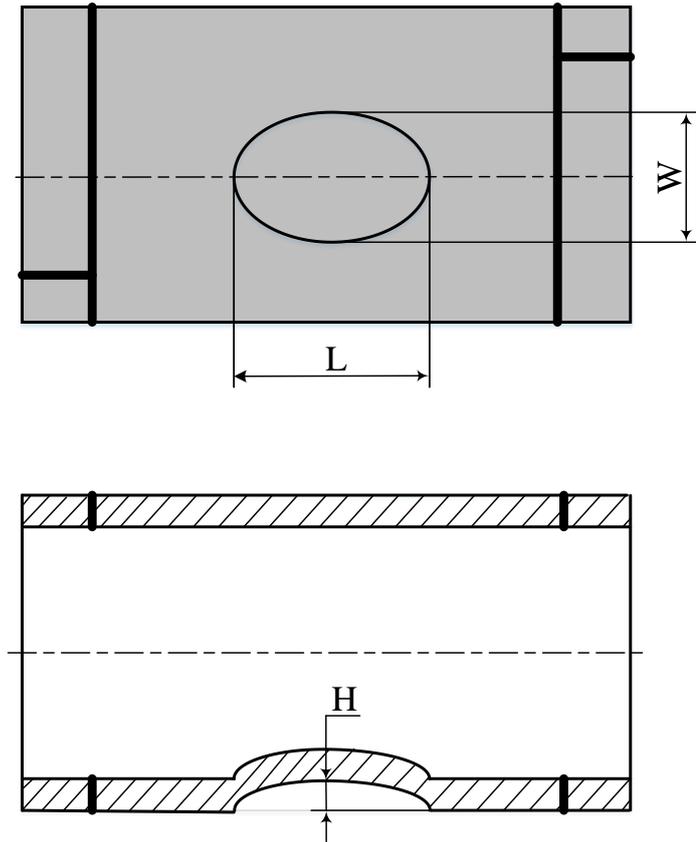


Рисунок 4. Одиночная вмятина на трубе: L, W, H – геометрические параметры
ВМЯТИНЫ

Предварительно следует определить номинальные напряжения $\sigma_{\Theta \text{ ном}}$, $\sigma_{z \text{ ном}}$ и номинальные деформации $\varepsilon_{\Theta \text{ ном}}$, $\varepsilon_{z \text{ ном}}$, $\varepsilon_{r \text{ ном}}$, номинальную интенсивность напряжений $\sigma_{i \text{ ном}}$ по расчётной схеме бездефектной трубы [формулы (22) – (26)]. Рассчитываются коэффициенты податливости стенки трубы в области дефекта в кольцевом λ_{Θ} (1 / МПа) и продольном λ_z (1 / МПа) направлениях по формулам

$$\left. \begin{aligned} \lambda_{\Theta} &= \frac{6 \cdot (1 - \nu^2)}{E} \cdot \left(\frac{D}{\delta}\right)^2 \cdot \frac{\alpha_{\lambda}^4 \cdot \frac{\beta_{\lambda}^2}{1 - \beta_{\lambda}^2}}{3 \cdot \alpha_{\lambda}^4 + 2 \cdot \alpha_{\lambda}^2 \cdot \frac{\beta_{\lambda}^2}{1 - \beta_{\lambda}^2} + 3 \cdot \left(\frac{\beta_{\lambda}^2}{1 - \beta_{\lambda}^2}\right)^2}, \\ \lambda_z &= \frac{6 \cdot (1 - \nu^2)}{E} \cdot \left(\frac{D}{\delta}\right)^2 \cdot \frac{\alpha_{\lambda}^2 \cdot \left(\frac{\beta_{\lambda}^2}{1 - \beta_{\lambda}^2}\right)^2}{3 \cdot \alpha_{\lambda}^4 + 2 \cdot \alpha_{\lambda}^2 \cdot \frac{\beta_{\lambda}^2}{1 - \beta_{\lambda}^2} + 3 \cdot \left(\frac{\beta_{\lambda}^2}{1 - \beta_{\lambda}^2}\right)^2}, \end{aligned} \right\} \quad (57)$$

где $\alpha_\lambda = L / (\pi \cdot D)$, $\beta_\lambda = W / (\pi \cdot D)$ – относительные размеры дефекта.

Разность глубины дефекта ΔH при нагруженном и ненагруженном состоянии трубы:

$$\Delta H = H \cdot (\sigma_{\Theta \text{ ном}} \cdot \lambda_\Theta + \sigma_{Z \text{ ном}} \cdot \lambda_Z). \quad (58)$$

Условно-упругие максимальные изгибные кольцевая $\varepsilon_{\Theta \text{ изг}}$ и продольная $\varepsilon_{Z \text{ изг}}$ деформации в области дефекта:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\Theta \text{ изг}} &= K_{\text{изг}} \cdot \frac{2 \cdot (1 - \beta_\lambda^2)}{\beta_\lambda^2} \cdot \frac{\Delta H \cdot \delta}{D^2}, \\ \varepsilon_{Z \text{ изг}} &= K_{\text{изг}} \cdot \frac{2}{\alpha_\lambda^2} \cdot \frac{\Delta H \cdot \delta}{D^2}, \end{aligned} \right\} \quad (59)$$

где $K_{\text{изг}} = 0,7$ (для расчётной схемы одиночной вмятины); $K_{\text{изг}} = 1$ (для расчётной схемы дефекта геометрии, см. ниже).

Условно-упругие местные напряжения $\sigma_{\Theta \text{ нетто}}$, $\sigma_{Z \text{ нетто}}$ приравниваются сумме номинальных и изгибных напряжений:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\Theta \text{ нетто}} &= \sigma_{\Theta \text{ ном}} + E \cdot \varepsilon_{\Theta \text{ изг}}, \\ \sigma_{Z \text{ нетто}} &= \sigma_{Z \text{ ном}} + E \cdot \varepsilon_{Z \text{ изг}}. \end{aligned} \right\} \quad (60)$$

Интенсивность условно-упругих местных напряжений $\sigma_{\text{ie нетто}}$:

$$\sigma_{\text{ie нетто}} = \sqrt{\sigma_{\Theta \text{ нетто}}^2 + \sigma_{Z \text{ нетто}}^2 - \sigma_{\Theta \text{ нетто}} \cdot \sigma_{Z \text{ нетто}}}. \quad (61)$$

Упругий коэффициент концентрации α_e , характеризующий повышение напряжений в зоне трубы, ослабленной дефектом:

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{\text{ie нетто}}}{\sigma_{\text{i ном}}}. \quad (62)$$

Коэффициент концентрации напряжений α_σ :

$$\left. \begin{aligned} \alpha_\sigma &= \alpha_e \text{ при } \sigma_{\text{i ном}} \leq \sigma_T, \sigma_{\text{ie нетто}} \leq \sigma_T, \\ \alpha_\sigma &= \alpha_e^{\frac{2 \cdot m}{1+m}} \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{i ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} \text{ при } \sigma_{\text{i ном}} \leq \sigma_T, \sigma_{\text{ie нетто}} \geq \sigma_T, \\ \alpha_\sigma &= \alpha_e^{\frac{2 \cdot m}{1+m}} \text{ при } \sigma_{\text{i ном}} \geq \sigma_T, \sigma_{\text{ie нетто}} \geq \sigma_T. \end{aligned} \right\} \quad (63)$$

Уруго-пластические компоненты местных напряжений $\sigma_{\Theta \text{ нетто}}$, $\sigma_{Z \text{ нетто}}$ и интенсивность местных напряжений $\sigma_{\text{i нетто}}$:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\theta \text{ нетто}} &= \sigma_{\Theta e \text{ нетто}} \cdot \frac{\alpha_{\sigma}}{\alpha_e}, \\ \sigma_{z \text{ нетто}} &= \sigma_{ze \text{ нетто}} \cdot \frac{\alpha_{\sigma}}{\alpha_e}, \\ \sigma_{i \text{ нетто}} &= \sqrt{\sigma_{\theta \text{ нетто}}^2 + \sigma_{z \text{ нетто}}^2 - \sigma_{\theta \text{ нетто}} \cdot \sigma_{z \text{ нетто}}}. \end{aligned} \right\} \quad (64)$$

Затем проверяется условие: $\sigma_{i \text{ нетто}} \leq 1,2 \cdot \sigma_T$. Если неравенство верное, то вычисляются упруго-пластические компоненты деформаций в области дефекта $\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{z \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{r \text{ нетто}}$ по формулам (66). Если неравенство неверное, то глубина вмятины H определяется с помощью итерационного процесса до выполнения условия: $\sigma_{i \text{ нетто}} = 1,2 \cdot \sigma_T$, причём все исходные данные сохраняют свои значения, а неизвестной величиной является только глубина вмятины H . Следовательно, здесь необходимо решить следующую задачу: отыскать такое значение H , чтобы выполнялось равенство $\sigma_{i \text{ нетто}}(H) = 1,2 \cdot \sigma_T$. Рассчитанная таким способом глубина вмятины обозначается H_1 .

После пересчёта глубины вмятины следует определить новые расчётные длину L_1 и ширину вмятины W_1 по формулам

$$\left. \begin{aligned} L_1 &= L \cdot \left(\frac{H}{H_1} \right)^{0,73}, \\ W_1 &= W \cdot \left(\frac{H}{H_1} \right)^{0,36}. \end{aligned} \right\} \quad (65)$$

После пересчёта геометрических параметров вмятины необходимо снова выполнить расчётные действия по формулам (57) – (64).

Упруго-пластические деформации в области дефекта (в нетто-сечении)

$\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{z \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{r \text{ нетто}}$:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\theta \text{ нетто}} &= \sigma_{\theta \text{ нетто}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + \sigma_{z \text{ нетто}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_{z \text{ нетто}} &= \sigma_{z \text{ нетто}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} + \frac{1}{3 \cdot \mu_p} \right) + \sigma_{\theta \text{ нетто}} \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \\ \varepsilon_{r \text{ нетто}} &= (\sigma_{\theta \text{ нетто}} + \sigma_{z \text{ нетто}}) \cdot \left(\frac{1}{9 \cdot k} - \frac{1}{6 \cdot \mu_p} \right), \end{aligned} \right\} \quad (66)$$

где

$$\left. \begin{aligned} \mu_p &= \mu \text{ при } \sigma_{i \text{ нетто}} \leq \sigma_T, \\ \mu_p &= \mu \cdot \left(\frac{\sigma_{i \text{ нетто}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ нетто}} \geq \sigma_T. \end{aligned} \right\} \quad (67)$$

В расчётную схему одиночной вмятины входят формулы (57) – (67). После использования расчётной схемы одиночной вмятины можно перейти к оценке прочности трубопровода с этим дефектом. Для этого вычисляются деформационные параметры ε_i , ε_0 , φ_ε по формулам (10), (13), (15), (16), деформационные критерии предельной прочности Θ_u и предельной пластичности Θ_c по формулам (1) и (2). Затем рассчитывается разрушающее давление p_f способом, указанным при рассмотрении бездефектной трубы и объёмного дефекта потери металла в параграфах 1.5, 1.7.

Существует расчётная схема дефекта геометрии. К дефектам геометрии магистрального трубопровода относятся вмятина, гофр и сужение (или овальность, овализация). Расчётная схема дефекта геометрии применяется к одиночным дефектам гофр и овальность, а также к вмятине, гофру и овальности, которые взаимодействуют с дефектами других типов (например, потеря металла, риска, трещина).

Отличие расчётной схемы дефекта геометрии от расчётной схемы одиночной вмятины заключается в том, что в формуле (59) коэффициент $K_{изг} = 1$, а не $K_{изг} = 0,7$, и в том, что не нужно пересчитывать величины глубины, длины и ширины дефекта, если не выполняется условие $\sigma_{i \text{ нетто}} \leq 1,2 \cdot \sigma_T$, и во всех случаях после исполнения вычислений по формуле (64) переходить к формулам (66), (67).

Длину L , ширину W и глубину H дефектов геометрии трубы (вмятина, гофр, сужение) определяют по требованиям из источников [66, 68].

1.10 Развитие дефектов во времени

1.10.1 Развитие дефектов по коррозионному механизму

С течением времени эксплуатации магистральных трубопроводов геометрические параметры некоторых дефектов изменяются. Увеличение размеров дефектов, ослабляющих сечение труб, приводит к увеличению опасности дефектов с точки зрения надёжной и безопасной работы МТ, что выражается в уменьшении значений разрушающего p_f и предельного $p_{пред}$ давлений во времени. Чем меньше значение p_f или $p_{пред}$, тем опаснее дефект. Тот промежуток времени от момента диагностических работ до того момента, когда становится верным одно из равенств $\Theta_u = 1$ или $\Theta_c = 1$, называется предельным сроком эксплуатации трубопровода с дефектом $t_{пред}$. Найти величину $t_{пред}$ – задача расчёта на долговечность трубопровода с дефектом. Для каждого дефекта, у которого изменяются во времени геометрические параметры, следует определить значение предельного срока эксплуатации трубопровода с этим дефектом.

Выделим два механизма развития дефектов: 1) коррозионный, 2) циклический (или усталостный) [14]. По первому механизму растут коррозионные дефекты потери металла, по второму развиваются трещины, трещиноподобные дефекты. По этим механизмам увеличиваются геометрические параметры дефектов. Известны случаи, когда наблюдается уменьшение размера дефекта. Вмятины под действием циклически изменяющегося внутреннего давления выпрямляются, поэтому глубина вмятины уменьшается [87]. Изменение размера дефекта характеризуется величиной скорости развития размера дефекта v , единицы измерения – мм / год, цикл / год.

Коррозионные дефекты потери металла характеризуются следующими геометрическими параметрами: длина L , ширина W , глубина H , площадь продольного сечения дефекта A (см. рисунок 2). Поэтому вводятся скорости роста этих геометрических параметров: длины v_L , мм / год; ширины v_W , мм / год; глубины v_H , мм / год; площади продольного сечения v_A , мм² / год. В документах

[67, 68] регламентируются только скорости роста глубины v_H и площади продольного сечения дефекта v_A . Поэтому в дальнейшем будет считаться, что длина и ширина коррозионного дефекта потери металла являются постоянными величинами, а скорости $v_L = 0$, $v_W = 0$.

В данной работе вводится предположение, что скорости v_H и v_A являются постоянными величинами в междиагностический период МТ. Скорость роста глубины коррозионного дефекта v_H , если дефект расположен на наружной поверхности трубопровода, рассчитывается по формуле

$$v_H = \frac{H - H_{00}}{\Delta t} \cdot (1 + K_1 + K_2 + K_3), \quad (68)$$

где H – глубина дефекта по результатам последней диагностики, мм; H_{00} – глубина дефекта по результатам предпоследней диагностики, мм; Δt – период времени между двумя последними диагностиками, год; K_1 – коэффициент учёта влияния удельного сопротивления грунта, K_2 – коэффициент учёта влияния удельного сопротивления антикоррозионного покрытия, K_3 – коэффициент учёта влияния блуждающих токов.

Если на МТ была проведена лишь одна диагностика, тогда формула (68) преобразуется в следующий вид:

$$v_H = \frac{H}{\Delta t_{\text{экспл}}} \cdot (1 + K_1 + K_2 + K_3), \quad (69)$$

где $\Delta t_{\text{экспл}}$ – период времени между началом эксплуатации МТ и его диагностикой, год.

Значения коэффициентов K_1 и K_2 приведены в таблицах 2 и 3 соответственно [67, 68].

Коэффициент учёта влияния блуждающих токов K_3 имеет следующие значения: $K_3 = 0,168$, если влияние блуждающих токов есть; $K_3 = 0$, если влияния блуждающих токов нет.

Скорость роста глубины коррозионного дефекта потери металла, находящегося на внутренней поверхности трубопровода, рассчитывается без учёта коэффициентов K_1 , K_2 и K_3 , то есть $K_1 = K_2 = K_3 = 0$.

Скорость роста площади продольного сечения дефекта v_A определяется по формуле

$$v_A = v_H \cdot L. \quad (70)$$

Если в формуле (70) величина скорости v_H и величина длины дефекта L полагаются постоянными во времени величинами, то и величина скорости v_A – это постоянная во времени величина.

Таблица 2. Коэффициент K_1 учёта влияния удельного сопротивления грунта

Агрессивность грунта		
низкая, $> 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$	средняя, $20\text{--}50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$	высокая, $< 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$
Значение коэффициента K_1		
0,00	0,28	0,133

Таблица 3. Коэффициент K_2 учёта влияния удельного сопротивления антикоррозионного покрытия (АКП)

Тип АКП	Удельное сопротивление АКП, $\text{кОм} \cdot \text{м}^2$				
	100–300	50–100	10–50	0,1–10	$< 0,1$
	Значение коэффициента K_2				
битумная	0,00	0,003	0,011	0,077	0,198
плёночная	0,00	0,00	0,008	0,075	0,198
полиэтилен	0,00	0,00	0,003	0,036	0,198

С течением времени эксплуатации трубопровода t увеличивается глубина и площадь продольного сечения коррозионного дефекта, что описывается формулами

$$H(t) = H_0 + v_H \cdot t, \quad (71)$$

$$A(t) = A_0 + v_A \cdot t = A_0 + v_H \cdot L \cdot t, \quad (72)$$

где H_0 – глубина дефекта в момент диагностики; A_0 – площадь продольного сечения дефекта в момент диагностики.

Если используется параболическая аппроксимация площади продольного сечения коррозионного дефекта потери металла, то $A_0 = (2 / 3) \cdot L \cdot H_0$.

Целью расчёта на долговечность является решение двух уравнений по переменной t : $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, t) = 1$; $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, t) = 1$. Минимальное из двух решений обозначим $t_{\text{пред } 1}$ – первое предельное время эксплуатации. Второе предельное время эксплуатации определяется исходя из следующего утверждения: не допускается при эксплуатации магистрального трубопровода, чтобы толщина стенки в месте дефекта была меньше (или равна) 20 % от номинальной толщины стенки. Второе предельное время эксплуатации $t_{\text{пред } 2}$ тогда определяется следующим образом:

$$t_{\text{пред } 2} = \frac{0,8 \cdot \delta - H}{v_H}. \quad (73)$$

Предельным временем эксплуатации МТ с коррозионным дефектом потери металла является меньшее значение среди $t_{\text{пред } 1}$ и $t_{\text{пред } 2}$: $t_{\text{пред}} = \min(t_{\text{пред } 1}; t_{\text{пред } 2})$.

В расчётах на долговечность величина внутреннего давления в трубопроводе является известной и постоянной величиной. В качестве внутреннего давления применяется величина расчётного давления $p_{\text{расч}}$:

$$p_{\text{расч}} = n_p \cdot k_{\text{тр}} \cdot p_{\text{проект}}, \quad (74)$$

где n_p – коэффициент надёжности по внутреннему давлению, учитывающий возможные нестационарные режимы работы магистрального трубопровода; $k_{\text{тр}}$ – коэффициент запаса по прочности трубы, зависящий от категории трубопровода.

Расчёты компонентов напряжённо-деформированного состояния по расчётным схемам бездефектной трубы и объёмного дефекта потери металла, деформационных параметров ε_i , ε_0 , φ_ε , критериев предельных состояний Θ_u и Θ_c выполняются в электронной таблице Excel для значений времени t из диапазона от нуля до некоторого другого значения (например, 20 лет). Назначается шаг увеличения t внутри диапазона (например, 0,1 год). С помощью команды «ПРОСМОТР» определяются те два максимальных значения t , при которых $\Theta_u \leq 1$ и $\Theta_c \leq 1$. Меньшее из этих значений будет первым предельным сроком

эксплуатации трубопровода с дефектом $t_{\text{пред } 1}$, что и требуется найти при расчёте на долговечность.

Расчётная величина предельного срока эксплуатации трубопровода с коррозионным дефектом потери металла позволяет обоснованно планировать сроки и объёмы ремонтных работ для устранения дефектов.

1.10.2 Развитие дефектов по циклическому механизму

Поверхностные трещины и трещиноподобные дефекты характеризуются следующими геометрическими параметрами, которые определяются в процессе диагностических работ на МТ: длина L , ширина W , глубина H (см. рисунок 3). Эти дефекты развиваются по циклическому (или усталостному) механизму. При эксплуатации внутреннее давление в МТ изменяется при включении и отключении перекачивающих агрегатов, открытии и закрытии запорной арматуры. Магистральный трубопровод подвержен циклически изменяющемуся внутреннему давлению. С течением времени эксплуатации увеличивается число циклов нагружения трубопровода внутренним давлением. Полагается, что по циклическому механизму растёт глубина трещин и трещиноподобных дефектов. Длину и ширину этих дефектов при расчёте на долговечность предполагают неизменными величинами.

Развитие глубины дефекта характеризуется скоростью роста глубины. Эта скорость измеряется в мм / год, тогда её обозначают $v_{\text{уст } t}$, или измеряется в мм / цикл, тогда её обозначают $v_{\text{уст } N}$. Скорости роста длины и ширины дефекта принимаются нулевыми величинами.

Связь между величинами скоростей роста глубины трещины и трещиноподобных дефектов $v_{\text{уст } t}$ и $v_{\text{уст } N}$ выражается формулой

$$v_{\text{уст } t} = N_{\text{год}} \cdot v_{\text{уст } N}, \quad (75)$$

где $N_{\text{год}}$ – прогнозируемое число циклов работы трубопровода в год, цикл / год.

Величина $N_{\text{год}}$ определяется расчётом по методике из источника [69].

Скорость роста глубины трещины и трещиноподобного дефекта (или усталостной трещины) $v_{уст N}$ (мм / цикл) находят по формуле

$$v_{уст N} = 2 \cdot k_{v_{уст}} \cdot \rho \cdot (n_N + 1) \cdot \left(\frac{\varepsilon_{ic} \cdot \left(1 - \frac{\Delta\varepsilon_0}{\varepsilon_{0c}}\right)}{\Delta\varepsilon_i} \right)^{-n_N} \quad \text{при } N \leq N_f, \quad (76)$$

где $k_{v_{уст}}$ – коэффициент запаса по скорости роста усталостной трещины; ρ – характерный размер металла, определяющий чувствительность материала к концентрации напряжений, мм; n_N – показатель степени в уравнениях долговечности при циклическом нагружении; ε_{ic} – разрушающая интенсивность деформаций; ε_{0c} – разрушающая объёмная деформация; $\Delta\varepsilon_0$ – размах объёмной деформации для пульсирующего нагружения по компонентам локальных деформаций (в вершине трещины); $\Delta\varepsilon_i$ – размах интенсивности деформаций для пульсирующего нагружения по компонентам локальных деформаций (в вершине трещины); N – глубина трещины в момент диагностики, мм; N_f – разрушающая глубина трещины, мм.

Коэффициент запаса по скорости роста усталостной трещины $k_{v_{уст}}$ зависит от категории трубопровода и имеет следующие значения: для категории В – $k_{v_{уст}} = 3,4$; для категорий I–II – $k_{v_{уст}} = 2,8$; для категорий III–IV – $k_{v_{уст}} = 2,3$.

Размахи объёмной деформации $\Delta\varepsilon_0$ и интенсивности деформаций $\Delta\varepsilon_i$ рассчитываются по локальным компонентам деформаций, действующим в вершине трещины. Компоненты локальных деформаций определяются по расчётной схеме поверхностной трещины. В данной работе размахи $\Delta\varepsilon_0$ и $\Delta\varepsilon_i$ будут рассчитываться для изменения внутреннего давления от расчётного давления $p_{расч}$ до нуля. Здесь берётся значение расчётного давления, так как именно оно используется при расчёте на долговечность, а не проектное давление. Использование изменения давления от величины расчётного давления до нуля при нахождении размахов $\Delta\varepsilon_0$ и $\Delta\varepsilon_i$ упрощает расчёты, однако повышает их консервативность, поскольку такое изменение давления в рассматриваемой трубной секции является максимальным и соответствует включению и

отключению трубопровода, а реальные изменения давления в большинстве случаев имеют меньшую величину и связаны с изменением режима работы группы перекачивающих агрегатов. Величина разрушающей глубины трещины H_f определяется расчётом на прочность при решении уравнений $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, H) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, H) = 1$, когда величина давления p принимается постоянной величиной, а величина глубины дефекта H – переменной величиной.

Скорость развития глубины усталостной трещины не является постоянной величиной, как это было принято для дефектов, развивающихся по коррозионному механизму. Эта скорость, как показывают расчёты, увеличивается с течением времени эксплуатации. Глубина дефекта H не рассчитывается по такому простому выражению, как формула (71), не зависит линейно от времени эксплуатации t .

Прирост глубины усталостной трещины ΔH_N или ΔH_t (в мм) можно представить в виде интегралов

$$\Delta H_N = \int_0^N v_{уст N}(\Delta \varepsilon_0, \Delta \varepsilon_i) dN \text{ и } \Delta H_t = \int_0^t v_{уст t}(\Delta \varepsilon_0, \Delta \varepsilon_i) dt. \quad (77)$$

Графическая интерпретация формул (77) представлена на рисунке 5.

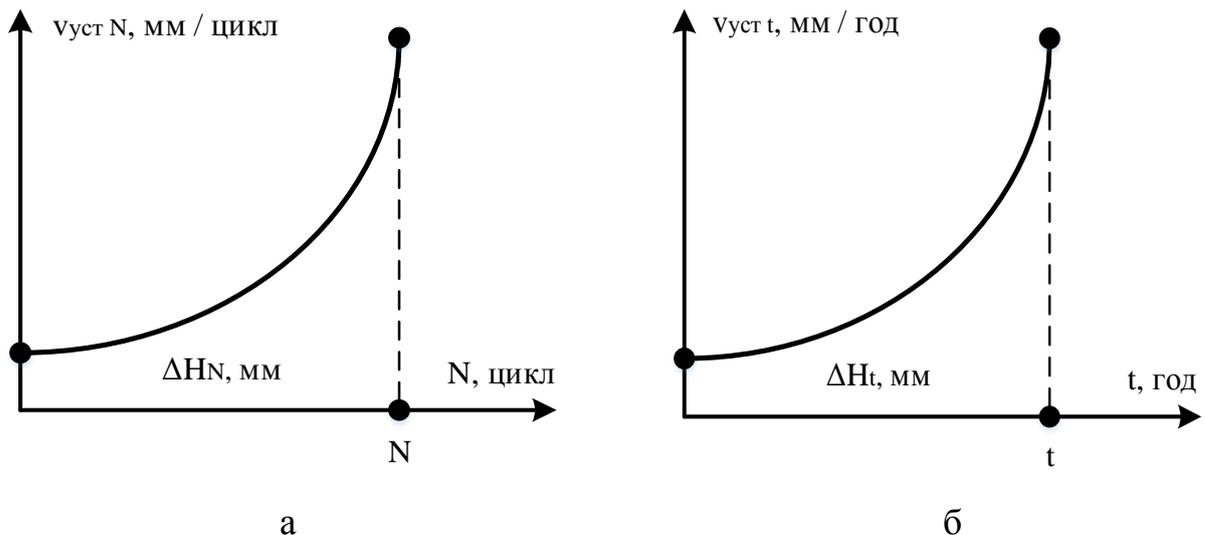


Рисунок 5. Графическая интерпретация формул (77): а – площадь под кривой равна величине прироста глубины усталостной трещины ΔH_N ; б – площадь под кривой равна величине прироста глубины усталостной трещины ΔH_t

Разрушающую глубину усталостной трещины H_f представим в виде следующих выражений:

$$H_f = \int_0^{N_{\text{пред}}} v_{\text{уст } N} (\Delta \varepsilon_0, \Delta \varepsilon_i) dN = \int_0^{t_{\text{пред}}} v_{\text{уст } t} (\Delta \varepsilon_0, \Delta \varepsilon_i) dt,$$

где $N_{\text{пред}}$ – предельное число циклов нагружения трубопровода внутренним давлением, цикл.

Предельное число циклов нагружения трубопровода внутренним давлением $N_{\text{пред}}$ – это число циклов работы магистрального трубопровода от момента диагностики до перехода трубопровода в предельное состояние.

Связь между временем эксплуатации трубопровода t (год) и числом циклов работы трубопровода N (цикл) а также связь между величиной предельного срока эксплуатации $t_{\text{пред}}$ (год) и величиной предельного числа циклов $N_{\text{пред}}$ (цикл) выражаются соответственно формулами

$$t = N/N_{\text{год}} \text{ и } t_{\text{пред}} = N_{\text{пред}}/N_{\text{год}}.$$

Представим пошаговый процесс роста в глубину трещины или трещиноподобного дефекта с постоянной величиной шага $h_{\text{шаг}}$ от некоторого начального значения глубины H_0 до разрушающей глубины H_f в процессе эксплуатации трубопровода. На рисунке 6 площадь каждой фигуры (криволинейной трапеции), заключённой между кривой и горизонтальной осью, равна величине шага $h_{\text{шаг}}$, а суммарная площадь всех фигур равна разности между разрушающей глубиной и начальной глубиной дефекта $H_f - H_0$. С течением времени эксплуатации t увеличивается скорость роста глубины усталостной трещины $v_{\text{уст } t}$, рассчитываемая по формулам (75), (76). На каждом шаге роста трещины вычисляется скорость роста трещины, имеем ряд значений $v_{\text{уст } t(i-1)}$, $v_{\text{уст } t i}$ и т. д. Определяются значения приростов времени Δt_i по формуле

$$\Delta t_i = \frac{h_{\text{шаг}}}{0,5 \cdot (v_{\text{уст } t i} + v_{\text{уст } t(i-1)})} \text{ при } H \leq H_f, \quad (78)$$

Где $v_{\text{уст } t(i-1)}$ и $v_{\text{уст } t i}$ – скорости роста глубины усталостной трещины соответственно в начале и в конце i -го шага роста трещины, мм / год.

В пределах каждого шага роста трещины скорость увеличения глубины дефекта считается постоянной величиной, она рассчитывается следующим образом: $v_{\text{уст } t_i} = 0,5 \cdot (v_{\text{уст } t_i} + v_{\text{уст } t_{(i-1)}})$, что отражено в формуле (78).

Сумма приростов времени Δt_i до момента перехода в предельное состояние (разрушение) даёт предельный срок эксплуатации трубы с дефектом $t_{\text{пред}}$:

$$t_{\text{пред}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{шаг}}} \Delta t_i, \quad (79)$$

где $n_{\text{шаг}}$ – число шагов роста трещины.

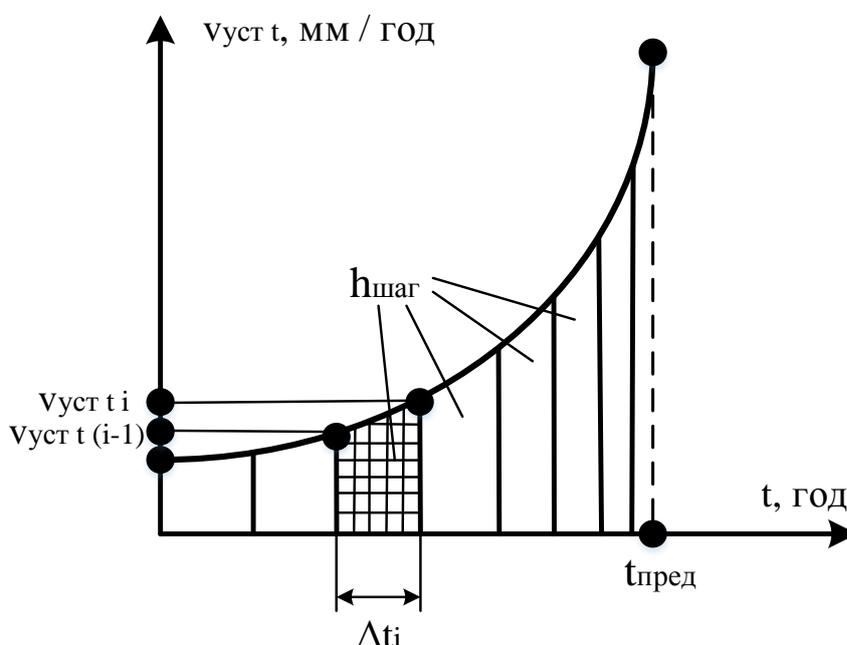


Рисунок 6. Схематичный график зависимости скорости роста глубины усталостной трещины от времени эксплуатации трубопровода

Среднюю скорость роста глубины трещины и трещиноподобного дефекта $v_{\text{сп уст } t}$ (мм / год) предлагается рассчитывать по формуле

$$v_{\text{сп уст } t} = \frac{H_f - H_0}{t_{\text{пред}}}$$

Для стресс-коррозионных дефектов (по другой терминологии – коррозионно-механических дефектов) среднюю скорость роста глубины дефекта $v_{\text{сп КРН}}$

предлагается представить в виде суммы двух слагаемых по рекомендации из источника [100]:

$$V_{\text{ср КРН}} = V_{\text{ср уст т}} + V_{\text{Н корр}}, \quad (80)$$

где $V_{\text{ср уст т}}$ – средняя скорость роста глубины дефекта по циклическому механизму, мм / год; $V_{\text{Н корр}}$ – скорость роста глубины дефекта по коррозионному механизму, мм / год.

1.11 Расчёт трубопровода на прочность и долговечность с дефектом типа «риска»

Риски возникают в результате воздействия на трубу твёрдым предметом. На дне риски содержатся микронадрывы, от которых развиваются усталостные трещины [4]. Риска и её геометрические параметры изображены на рисунке 7.

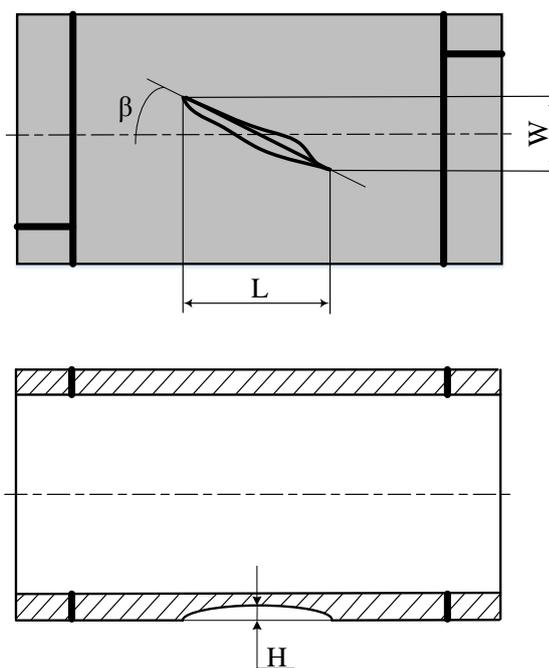


Рисунок 7. Дефект трубы типа «риска» и её геометрические параметры

Трубную секцию с риской рассчитывают на прочность и долговечность. При выполнении расчётов предполагается, что на дне риски имеется усталостная трещина с начальной глубиной $H_0 \text{ тр}$, равной параметру ρ – характерному размеру металла, определяющему чувствительность материала к концентрации

напряжений: $H_{0 \text{ тр}} = \rho$. Эта трещина развивается по циклическому (или усталостному) механизму, что увеличивает негативное влияние риски на надёжную и безопасную работу МТ с течением времени эксплуатации и с увеличением числа циклов нагружения трубопровода внутренним давлением.

Для расчёта на прочность трубопровода с рисккой и определения предельного давления $p_{\text{пред}}$ следует выполнить следующие действия. Используется расчётная схема бездефектной трубы, то есть формулы (22) – (26). Затем производятся вычисления по расчётной схеме объёмного дефекта по формулам (34) – (44), где $\eta_A = \eta$, и определяются величины местных напряжений $\sigma_{\Theta \text{ нетто}}$, $\sigma_{z \text{ нетто}}$ и интенсивности местных напряжений $\sigma_{i \text{ нетто}}$.

Затем в расчёте учитывается трещина на дне риски с начальной глубиной $H_{0 \text{ тр}} = \rho$. Номинальные напряжения $\sigma_{\Theta \text{ ном}}$, $\sigma_{z \text{ ном}}$, необходимые для расчёта трещины, приравниваются местным напряжениям из предыдущих вычислений по расчётной схеме объёмного дефекта. Также следует при расчёте трещины на дне риски в качестве значения толщины стенки использовать разность $\delta - H$, где δ – номинальная толщина стенки (в бездефектной зоне), H – глубина риски. Снова выполняются действия по расчётной схеме объёмного дефекта, где длина и ширина объёмного дефекта равны соответственно длине и ширине риски, а глубина объёмного дефекта равна величине ρ . Для объёмного дефекта с геометрическими параметрами L , W , ρ и толщиной стенки трубы в дефектной зоне $\delta - H$ находятся значения местных деформаций $\varepsilon_{\Theta \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{z \text{ нетто}}$, $\varepsilon_{r \text{ нетто}}$. После рассчитываются деформационные параметры ε_i , ε_0 , φ_{ε} и деформационные критерии предельных состояний Θ_u и Θ_c . Решая уравнения $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_{\varepsilon}, p) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, p) = 1$, находят разрушающее давление p_f . По формуле (17) определяют предельное давление $p_{\text{пред}}$. Теперь можно произвести оценку текущей прочности трубной секции с рисккой. Для этого сравнивают значения предельного давления и проектного давления. Делается вывод о допустимости или недопустимости дефекта.

Так как оценки текущей прочности недостаточно для обеспечения надёжной и безопасной работы МТ в будущем, то нужно произвести оценку долговечности

(прогнозной прочности). Чтобы выполнить оценку долговечности сначала следует отыскать величину разрушающей глубины трещины на дне риски $H_{\text{тр} f}$ из решения уравнений $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, H_{\text{тр}}) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, H_{\text{тр}}) = 1$. Для нахождения значения $H_{\text{тр} f}$ выполняются все те же действия, что и при расчёте на прочность, только переменной величиной является не внутреннее давление p , а глубина трещины на дне риски $H_{\text{тр}}$. В качестве величины внутреннего давления рекомендуется брать значение расчётного давления $p_{\text{расч}}$ [см. формулу (74)].

Расчёты для определения $H_{\text{тр} f}$ выполняются для разных значений $H_{\text{тр}}$ из диапазона от ρ до $\delta - H$ с некоторым шагом. Чем меньше величина шага, тем точнее расчёт.

Затем производятся непосредственно расчёты на долговечность трубы с риской. Здесь используются формулы (75), (76), (78), (79) для определения предельного срока эксплуатации трубопровода с дефектом $t_{\text{пред}}$. Вычисления по этим формулам выполняются при глубине трещины на дне риски в диапазоне от ρ до $H_{\text{тр} f}$ с некоторым шагом $h_{\text{шаг}}$ (например, 0,02 мм).

1.12 Сходства и отличия расчёта трубопровода на прочность и долговечность с трещинами и стресс-коррозионными дефектами

Расчёт трещин и стресс-коррозионных дефектов на прочность одинаков: используются расчётные схемы бездефектной трубы, объёмного дефекта, поверхностной трещины.

При расчёте этих дефектов на долговечность есть отличие. Так как трещина развивается по циклическому механизму, то скорость роста глубины трещины определяется по формулам (75) и (76). В данной работе вводится предположение, что стресс-коррозионные дефекты одновременно развиваются по циклическому и коррозионному механизму. По этим двум механизмам увеличивается глубина дефекта. Скорость роста глубины стресс-коррозионного дефекта в данный момент времени определяется по формуле (80), в которой вместо средних значений

скорости подставляются текущие значения скорости (значения скорости в данный момент времени t). В формулу (78) при рассмотрении стресс-коррозионного дефекта следует внести изменение – добавить в знаменателе слагаемое $v_{H \text{ корр}}$:

$$\Delta t_i = \frac{h_{\text{шаг}}}{0,5 \cdot (v_{\text{уст } t i} + v_{\text{уст } t (i-1)}) + v_{H \text{ корр}}} \text{ при } H \leq H_f, \quad (81)$$

Можно сделать вывод: если геометрические параметры трещины и стресс-коррозионного дефекта одинаковы, а также одинаковы остальные исходные данные для расчётов, то более опасны стресс-коррозионные дефекты, потому что глубина стресс-коррозионного дефекта увеличивается с бóльшей скоростью.

1.13 Выводы по первой главе

В первой главе дана классификация дефектов линейной части магистральных трубопроводов и указано, что для обеспечения надёжной и безопасной работы магистрального трубопровода необходимо производить расчёты на прочность и долговечность трубопроводов с дефектами разных типов. В ходе расчётов МТ с дефектами на прочность и долговечность определяются следующие количественные показатели надёжности: разрушающее давление, предельное давление, предельный срок эксплуатации, вероятность отказа. Эти показатели позволяют обоснованно планировать сроки и объёмы ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводах, связанных с удалением дефектных зон.

При расчётах на прочность и долговечность осуществляется определение компонентов напряжённо-деформированного состояния трубопровода в дефектных зонах. Поэтому в первой главе рассмотрены расчётные схемы, представляющие собой правила схематизации дефектов и нагрузок, формулы и последовательность проведения расчётов для определения компонентов напряжённого и деформированного состояний стенки трубы в зонах с дефектами. Рассмотрены следующие расчётные схемы: бездефектной трубы, объёмного дефекта потери металла, объёмного дефекта, поверхностной трещины, одиночной

вмятины, дефекта геометрии. Используются расчётные деформационные критерии предельных состояний: критерий предельной прочности Θ_u и критерий предельной пластичности Θ_c .

Предлагается способ решения уравнений $\Theta_u = 1$ и $\Theta_c = 1$ по переменным p (внутреннее давление), t (время эксплуатации трубопровода), H (глубина дефекта) в среде электронной таблицы Excel для определения соответственно следующих величин: разрушающего давления p_f , предельного срока эксплуатации $t_{пред}$, разрушающей глубины дефекта H_f .

Для каждого дефекта трубы вычисляется величина предельного давления $p_{пред}$ по формуле (17), которая сравнивается с проектным давлением $p_{проект}$. Производится оценка текущей прочности трубопровода с дефектом. Если $p_{пред} \geq p_{проект}$, то дефект допустим. Если $p_{пред} < p_{проект}$, то дефект недопустим. Однако для развивающихся во времени дефектов оценки текущей прочности недостаточно для обеспечения надёжной и безопасной работы МТ в будущие моменты времени. Поэтому необходима оценка долговечности трубопровода с дефектом. Нужен расчёт на долговечность, чтобы определить предельный срок эксплуатации трубопровода с дефектом $t_{пред}$.

Выделяются два механизма развития дефектов – коррозионный и циклический (или усталостный). В первой главе представлены формулы для вычисления скоростей роста размеров дефектов.

Были выявлены факторы, влияющие на текущую и прогнозную прочность магистральных трубопроводов с дефектами. Представлен единый подход к расчётам трубопроводов на прочность и долговечность с дефектами трубы любого типа.

Выполненный анализ методик расчёта на прочность и долговечность МТ с дефектами позволил разработать алгоритмы для определения количественных показателей надёжности (p_f , $p_{пред}$, $t_{пред}$), а также для определения компонентов напряжённо-деформированного состояния в дефектных зонах. Разработанные алгоритмы применяются во второй главе.

2 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ РАСЧЁТА НА ПРОЧНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С ОДИНОЧНЫМИ И КОМБИНИРОВАННЫМИ ДЕФЕКТАМИ

2.1 Сравнение методик расчёта магистрального трубопровода с коррозионными дефектами потери металла

Коррозионный дефект потери металла (потеря металла) – один из распространённых типов дефектов трубы линейной части магистральных трубопроводов. Коррозионные дефекты уменьшают несущую способность магистральных трубопроводов, что выражается в уменьшении давления разрушения дефектной секции трубопровода по сравнению с давлением разрушения бездефектной зоны трубопровода. Дефекты этого типа сокращают ресурс магистрального трубопровода, так как геометрические параметры этих дефектов развиваются во времени. Задачей расчёта трубопровода на прочность с коррозионным дефектом потери металла, как и с другими типами дефектов, является определение разрушающего давления и предельного давления, а задачей расчёта на долговечность – определение предельного срока эксплуатации трубопровода с дефектом.

Известны различные методики расчёта на прочность магистральных трубопроводов с коррозионными дефектами. Были проанализированы три методики из следующих источников: 1) ASME B31G-2012 «Руководство для определения остаточной прочности корродированных трубопроводов» (американский стандарт); 2) СТО Газпром 2-2.3-112-2007 «Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами»; 3) РД-23.040.00-КТН-011-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами» (методика компании ПАО «Транснефть»).

Обозначения физических величин в данной диссертационной работе могут отличаться от обозначений, принятых в вышеприведённых трёх нормативных документах.

Во всех трёх методиках требуется выполнить вычисления для определения разрушающего давления p_f , а затем предельного $p_{пред}$ (допускаемого $p_{доп}$, максимально допустимого) давления. Оценка текущей прочности осуществляется одинаково: расчётное значение предельного давления, которое является показателем надёжности трубопровода с дефектом, сравнивается с значением давления в трубопроводе (проектным $p_{проект}$ или рабочим $p_{раб}$). Если $p_{пред} (p_{доп}) \geq p_{проект} (p_{раб})$, то дефект допустим, если $p_{пред} (p_{доп}) < p_{проект} (p_{раб})$, то дефект недопустим.

В методике из ASME B31G регламентируется четыре уровня расчёта прочности труб с коррозионными дефектами: уровни 0, 1, 2, 3. На уровне 0 расчёты не выполняются. Здесь используются таблицы для определения максимально допустимой длины дефекта. На уровнях 1 и 2 производятся вычисления по представленным в документе формулам. Отличие уровней 1 и 2 заключается в том, что в формулах применяются разные геометрические параметры дефекта: на уровне 1 – максимальная глубина дефекта H и длина дефекта L , на уровне 2 – площадь продольного сечения дефекта A . На уровнях 1 и 2 для расчёта разрушающего напряжения σ_f используются соответственно формулы

$$\sigma_f = \sigma_{flow} \cdot \left(\frac{1 - 0,85 \cdot \frac{H}{\delta}}{1 - 0,85 \cdot \frac{H}{\delta \cdot M}} \right), \quad (82)$$

$$\sigma_f = \sigma_{flow} \cdot \left(\frac{1 - \frac{A}{L \cdot \delta}}{1 - \frac{A}{L \cdot \delta \cdot M}} \right), \quad (83)$$

где σ_{flow} – напряжение пластического течения; H – глубина дефекта (максимальная); δ – толщина стенки трубопровода; A – площадь продольного сечения дефекта; L – длина дефекта; M – коэффициент Фолиаса.

Напряжение пластического течения σ_{flow} в источнике [95] предлагается вычислять по формуле $\sigma_{flow} = 1,1 \cdot \sigma_{0,2}$, где $\sigma_{0,2}$ – условный предел текучести. В

документе ASME B31G приведены следующие формулы: для углеродистых сталей $\sigma_{\text{flow}} = 1,1 \cdot \text{SMYS}$, где SMYS – нормативный минимальный предел текучести (specified minimum yield strength); для углеродистых и низколегированных сталей $\sigma_{\text{flow}} = \text{SMYS} + 69 \text{ МПа}$. Коэффициент Фолиаса М рассчитывается по формулам из документа. Для определения значения этого коэффициента нужно знать следующие величины: наружный диаметр трубопровода D, толщина стенки трубопровода δ , длина дефекта L.

Если для определения площади продольного сечения использовать аппроксимационную формулу $A = 0,85 \cdot L \cdot H$, то формула (83) преобразуется к виду формулы (82).

Давление разрушения p_f вычисляется следующим образом:

$$p_f = \frac{2 \cdot \sigma_f \cdot \delta}{D - 2 \cdot \delta} \quad (84)$$

Формула (84) выводится из формулы (22) для расчёта номинальных кольцевых напряжений.

Предельное давление (или максимально допустимое давление) определяется делением разрушающего давления p_f на коэффициент безопасности SF (safety factor). Коэффициент безопасности SF рекомендуется приравнять отношению испытательного давления при гидроиспытаниях к максимально допустимому рабочему давлению, определяемому при проектировании магистрального трубопровода, но не менее 1,25.

Более точным будет сказать, что при оценке текущей прочности по стандарту ASME B31G выполняется сравнение не величин p_f и $p_{\text{пред}}$, а сравнение величин p_f и $p_o \cdot \text{SF}$, где $p_o = p_{\text{раб}}$ (p_o – рабочее давление, operating pressure). Первый и второй подход дают один и тот же результат при оценке текущей прочности трубопровода с коррозионным дефектом.

Уровень 3 в документе ASME B31G включает детальный анализ дефектной зоны трубопровода методом конечных элементов.

Перечислим список исходных данных для применения правил ASME B31G на уровнях 1 и 2.

Первая группа: σ_{flow} . Вторая группа: D, δ . Третья группа: $p_{\text{раб}}$. Четвёртая группа: L, H – для уровня 1, A – для уровня 2. Пятая группа: SF .

Представим перечень исходных данных для расчёта на прочность трубопровода с коррозионным дефектом по методике из СТО Газпром 2-2.3-112-2007.

Первая группа: $\sigma_B, \sigma_T, E, \nu, \alpha$.

Вторая группа: $D, \delta, R_{\text{изг}}$.

Третья группа: $p_{\text{раб}}, \Delta T$ – температурный перепад, равный разнице между температурой эксплуатации трубопровода и его температурой непосредственно после засыпки или другого способа фиксирования при монтаже.

Четвёртая группа: геометрические параметры дефекта L, H .

Пятая группа: категория участка трубопровода (В, I, II, III, IV); коэффициенты, определяемые по СП 36.13330-2012 «Магистральные трубопроводы»: коэффициент надёжности по нагрузке от внутреннего давления n_p , коэффициент условий работы m , коэффициент надёжности по материалу k_1 , коэффициент надёжности по назначению трубопровода k_n .

Если учитывать нагрузку на стенку трубопровода только от внутреннего давления, то принимается, что $\Delta T = 0$ и $1 / R_{\text{изг}} = 0$ (прямолинейный участок трубопровода). Разрушающее давление p_f и коэффициент запаса K (аналог коэффициента безопасности SF из стандарта ASME B31G) рассчитываются по формулам из методики СТО Газпром. Допускаемое давление $p_{\text{доп}}$ (или, по другой терминологии, предельное давление $p_{\text{пред}}$) определяется следующим образом:

$$p_{\text{доп}} = p_f / K.$$

Рассмотрим, какие необходимы исходные данные для расчёта по методике РД-23.040.00-КТН-011-16.

Первая группа: $E, \nu, \mu, k, m, \sigma_T, \varepsilon_{iu}, \varepsilon_{ou}, \varepsilon_{ic}, \varepsilon_{oc}$. Коэффициент линейного расширения α в методике не вводится, однако этот коэффициент был использован в расчётной схеме бездефектной трубы (см. параграф 1.5). Величины μ и k можно рассчитать по формулам (3) и (4) соответственно.

Вторая группа: $D, \delta, R_{\text{изг}}$.

Третья группа: $p_{\text{проект}}$; температурный перепад ΔT в методике не используется, но эта величина была включена в формулу для расчёта номинального продольного напряжения в расчётной схеме бездефектной трубы.

Четвёртая группа: геометрические параметры дефекта L, W, H, A ; поправки на размеры дефекта $\Delta_L, \Delta_W, \Delta_H$. Площадь продольного сечения дефекта A может быть рассчитана по одной из аппроксимационных формул.

Пятая группа: категория участка трубопровода (V, I, II, III, IV), $k_{\text{тр}}$ (см. пояснения к формуле (17) в параграфе 1.4), n_p .

Величина разрушающего давления p_f определяется из решения уравнений $\Theta_u(\epsilon_i, \epsilon_0, \varphi_\epsilon, p) = 1$ и $\Theta_c(\epsilon_i, \epsilon_0, p) = 1$. Величина предельного давления $p_{\text{пред}}$ вычисляется по формуле (17).

При использовании трёх методик для расчёта прочности трубопровода с дефектом коррозионной потери металла были построены графики зависимости предельного давления $p_{\text{пред}}$ от глубины дефекта (максимальной глубины дефекта) H , см. рисунок 8. Исходные данные для построения графиков следующие. Первая группа: марка стали 17Г1С, $\sigma_B = 578$ МПа, $\sigma_T = 366$ МПа, $\sigma_{0,2} = 410$ МПа, $E = 206000$ МПа, $\nu = 0,28$, $m = 0,132$, $\epsilon_{iu} = 0,132$, $\epsilon_{0u} = -0,5$, $\epsilon_{ic} = 1,465$, $\epsilon_{0c} = 0,0022$; вторая группа: $D = 820$ мм, $\delta = 10,6$ мм, $1 / R_{\text{изг}} = 0$ (трубопровод прямолинейный, без изгибов); третья группа: $p_{\text{раб}} = p_{\text{проект}} = 6,0$ МПа, $\Delta T = 0$; четвёртая группа: $L = W = 200$ мм, $A = (2/3) \cdot L \cdot H$ – для методики В31G (уровень 2), $A = L \cdot H$ – для методики Транснефти, $\Delta_L = 10$ мм, $\Delta_W = 14$ мм, $\Delta_H = 0,5$ мм; пятая группа: категория III, $SF = 1,25$, $k_{\text{тр}} = 1,32$, $n_p = 1,1$, $m = 0,99$, $k_1 = 1,47$, $k_H = 1,1$.

На рисунке 8 зона выше линии проектного (рабочего) давления 5 является областью допустимых дефектов, зона ниже линии 5 – областью недопустимых дефектов.

Если учесть утверждение, что нельзя допускать при эксплуатации трубопровода уменьшения его толщины стенки в какой-либо зоне на 80 % и более, то при толщине стенки в дефектной зоне 8,5 мм и более эксплуатировать магистральный трубопровод недопустимо.

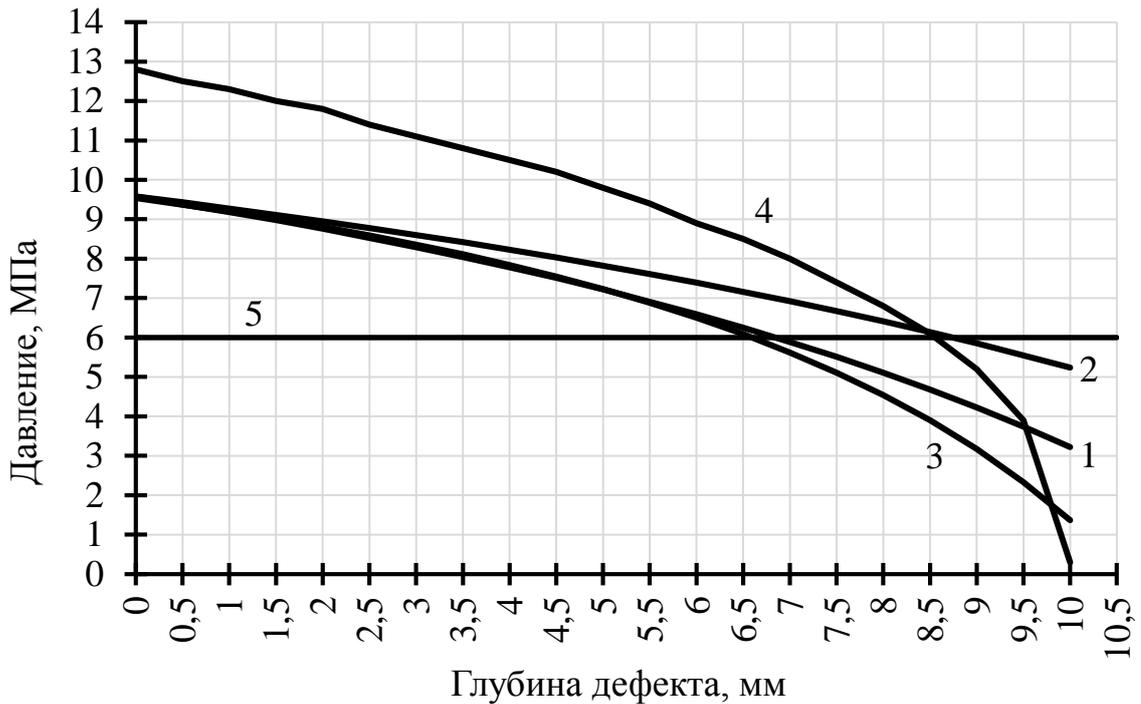


Рисунок 8. Графики зависимости предельного давления от глубины коррозионного дефекта потери металла: 1 – В31G, уровень 1; 2 – В31G, уровень 2; 3 – методика СТО Газпром; 4 – методика Транснефти; 5 – линия проектного (рабочего) давления

Введём величину предельной глубины дефекта $H_{\text{пред}}$. Предельная глубина дефекта – это такая глубина дефекта, при которой выполняется равенство $p_{\text{пред}} (p_{\text{доп}}) = p_{\text{проект}} (p_{\text{раб}})$, а значения остальных исходных данных остаются неизменными.

Предельная глубина дефекта равна абсциссе точки пересечения графиков 1, 2, 3, 4 с линией 5 на рисунке 8. Значения $H_{\text{пред}}$, полученные по различным методикам, следующие: по В31G (уровень 1) $H_{\text{пред}} = 6,8$ мм; по В31G (уровень 2) $H_{\text{пред}} = 8,7$ мм; по СТО Газпром $H_{\text{пред}} = 6,6$ мм; по методике Транснефти $H_{\text{пред}} = 8,6$ мм.

Оценка прочности существенно отличается при использовании разных методик. В интервале толщины стенки от 0 до 8,5 мм наиболее строгая оценка прочности выполняется по методике СТО Газпром, наименее строгая – по методике Транснефти.

2.2 Расчёты на прочность и долговечность магистрального нефтепровода с коррозионными дефектами потери металла

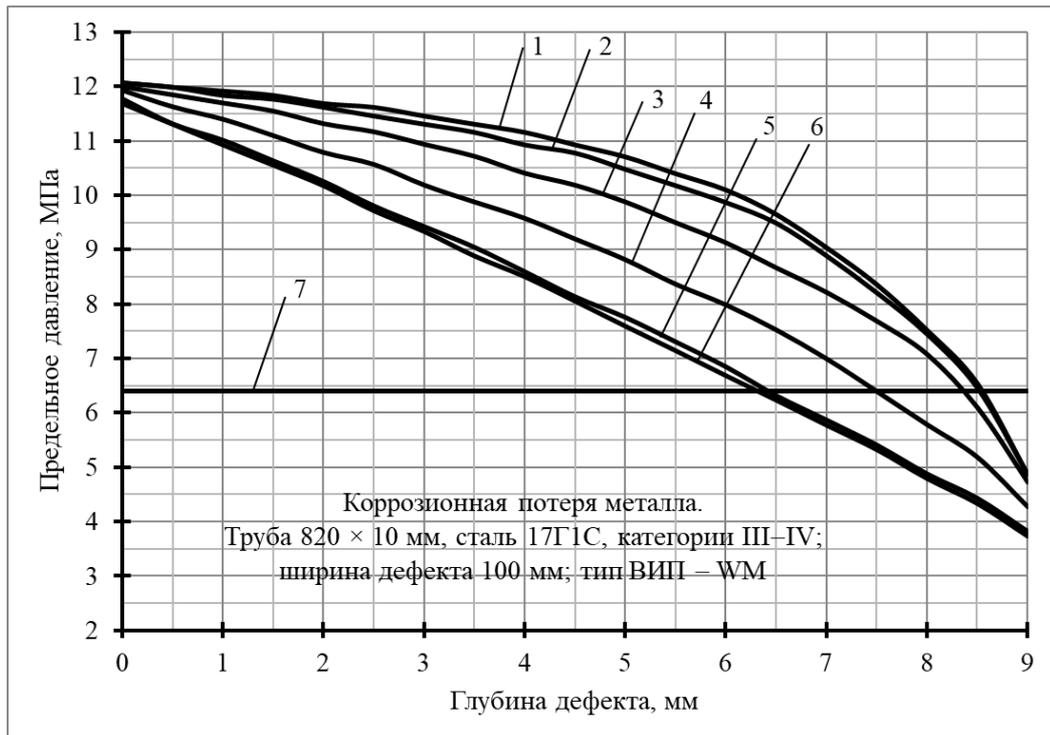
В ходе расчёта нефтепровода с коррозионным дефектом потери металла на прочность по методике ПАО «Транснефть» [67, 68] применяются алгоритм и исходные данные (группы 1–5). В алгоритм включаются формулы (22) – (26) расчётной схемы бездефектной трубы, формулы (34) – (44) расчётной схемы объёмного дефекта потери металла, формулы (10), (13), (15), (16) для расчёта параметров деформированного состояния ε_i , ε_0 , φ_ε , формулы (1), (2) для расчёта деформационных критериев предельных состояний Θ_u и Θ_c . Решаются уравнения $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, p) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, p) = 1$ по переменной p для определения разрушающего давления p_f . По формуле (17) находится предельное давление $p_{\text{пред}}$ – итог расчёта на прочность.

Метод решения уравнений $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, p) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, p) = 1$ по переменной p описан в параграфах 1.5 и 1.7. Для значений давления p из диапазона от нуля до, например, 20 МПа с шагом 0,1 МПа выполняются все действия по расчётным схемам бездефектной трубы и объёмного дефекта потери металла, по формулам для определения деформационных параметров ε_i , ε_0 , φ_ε и деформационных критериев предельных состояний Θ_u и Θ_c . С помощью команды «ПРОСМОТР» в Excel находятся давления $P_{\text{max}, \Theta_u \leq 1}$ и $P_{\text{max}, \Theta_c \leq 1}$ – максимальные значения давлений, при которых ещё справедливы неравенства $\Theta_u(p) \leq 1$ и $\Theta_c(p) \leq 1$. Минимальное из этих двух значений является разрушающим давлением p_f .

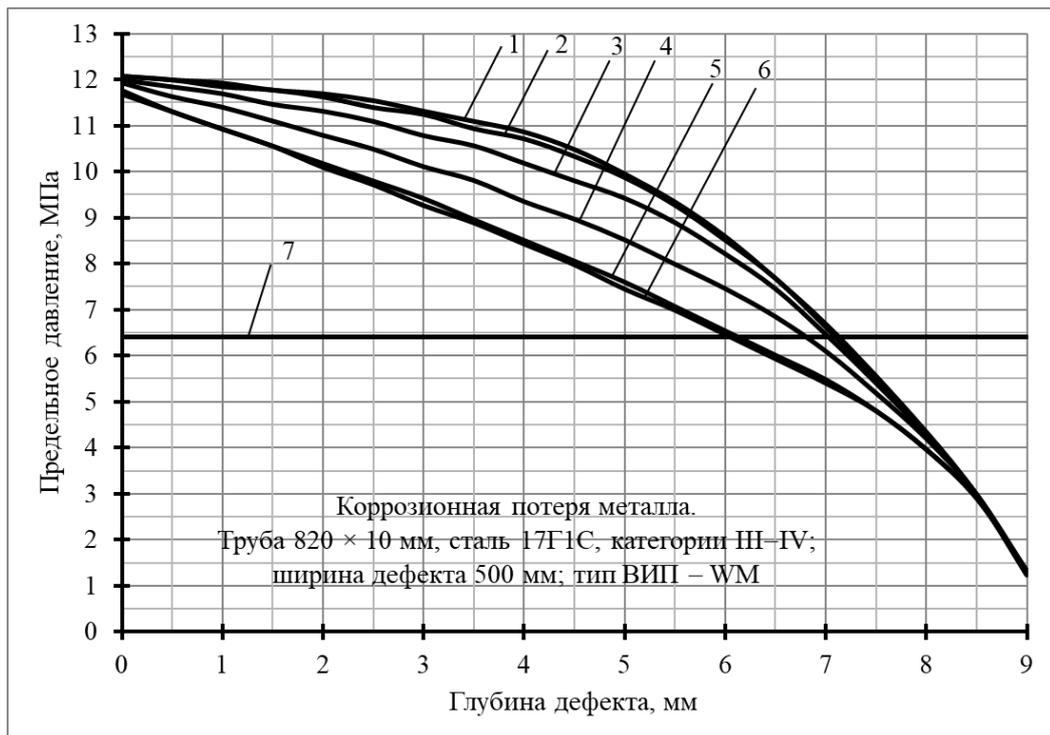
При помощи представленного алгоритма были выполнены расчёты для построения графиков зависимости предельного давления $p_{\text{пред}}$ от глубины дефекта H (см. рисунок 9) [72]. Применялись следующие исходные данные.

Первая группа: марка стали 17Г1С, $\sigma_T = 366$ МПа, $E = 206000$ МПа, $\nu = 0,28$, $m = 0,132$, $\varepsilon_{iu} = 0,132$, $\varepsilon_{0u} = -0,5$, $\varepsilon_{ic} = 1,465$, $\varepsilon_{0c} = 0,0022$.

Вторая группа: $D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм, $1 / R_{\text{изг}} = 0$ (трубопровод прямолинейный, без изгибов).



а



б

Рисунок 9. Графики зависимости предельного давления от глубины коррозионного дефекта потери металла: а – $W = 100$ мм, б – $W = 500$ мм; нумерация кривых: 1 – $L = 50$ мм, 2 – $L = 100$ мм, 3 – $L = 150$ мм, 4 – $L = 200$ мм, 5 – $L = 300$ мм; 6 – $L = 500$ мм; 7 – линия проектного давления

Третья группа: $p_{\text{проект}} = 6,4$ МПа (для расчёта предельного давления и оценки текущей прочности), $\Delta T = 0$. Внутреннее давление p – переменная величина.

Четвёртая группа: тип дефекта – коррозионная потеря металла на наружной поверхности труб, примыкания к сварным швам нет. Геометрические параметры дефектов: длина $L = 50; 100; 150; 200; 300; 500$ мм, разные кривые на графиках; ширина $W = 100$ мм и $W = 500$ мм; глубина H – горизонтальная ось на графике, расчёты выполнялись для значений H в диапазоне от нуля до 9 мм с шагом 0,1 мм; площадь продольного сечения дефекта: $A = (2 / 3) \cdot L \cdot H$. Тип внутритрубного инспекционного прибора (ВИП) – WM. Поправки на размеры дефектов: $\Delta_L = 10$ мм, $\Delta_W = 14$ мм, $\Delta_H = 0,5$ мм.

Пятая группа: категории III–IV, $k_{\text{тр}} = 1,32$, $n_p = 1,15$.

Рисунки 9а и 9б представляют собой диаграммы для оценки прочности нефтепровода с коррозионным дефектом потери металла. Зона на диаграммах выше линии проектного давления является областью допустимых дефектов, зона на диаграммах ниже линии проектного давления – областью недопустимых дефектов.

Кривые 5 и 6 на рисунке 9 близки друг к другу. Если производить расчёты для дефектов с длиной $L = 1000$ мм, то полученная кривая будет совпадать с кривой 6 на рисунке 9.

Оценки текущей прочности может быть недостаточно для обеспечения надёжной и безопасной работы магистрального нефтепровода, поэтому необходимо выполнять оценку долговечности (оценку ресурса), следует производить расчёты на долговечность трубопровода с коррозионным дефектом потери металла.

В процессе расчёта нефтепровода с коррозионным дефектом металла на долговечность применяются алгоритм и исходные данные (группы 1–6). В алгоритм включаются формулы (22) – (26) расчётной схемы бездефектной трубы, формулы (34) – (44) расчётной схемы объёмного дефекта потери металла, формулы (10), (13), (15), (16) для расчёта параметров деформированного состояния ε_i , ε_0 , φ_ε , формулы (1), (2) для расчёта деформационных критериев

предельных состояний Θ_u и Θ_c , формулы (68) – (70) для расчёта скорости коррозии, формулы (71), (72) для определения геометрических параметров дефекта в будущие моменты времени. В качестве значения внутреннего давления p следует применять значение расчётного давления $p_{расч}$ по формуле (74).

Решаются уравнения $\Theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon, t) = 1$ и $\Theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0, t) = 1$ по переменной t для определения первого предельного срока эксплуатации нефтепровода с дефектом $t_{пред 1}$. Метод решения этих уравнений по переменной t представлен в пункте 1.10.1 параграфа 1.10. Для значений времени эксплуатации t от момента диагностических работ в диапазоне от нуля до, например, 20 лет с шагом 0,1 года выполняются вычислительные действия. При помощи команды «ПРОСМОТР» в Excel находятся те максимальные значения времени, при которых ещё справедливы неравенства $\Theta_u(t) \leq 1$ и $\Theta_c(t) \leq 1$. Минимальное из этих двух значений является первым предельным сроком эксплуатации нефтепровода с дефектом $t_{пред 1}$.

По формуле (73) вычисляется второй предельный срок эксплуатации нефтепровода с дефектом $t_{пред 2}$. Затем определяется окончательно предельный срок эксплуатации $t_{пред}$ – итог расчёта на долговечность.

На рисунке 10 изображены диаграммы для оценки долговечности нефтепровода с коррозионным дефектом потери металла. Эти диаграммы представляют собой графики зависимости предельного срока эксплуатации нефтепровода с дефектом $t_{пред}$ от глубины дефекта H . При построении графиков использовались те же исходные данные, что и при построении графиков на диаграммах для оценки прочности. При расчётах на долговечность в качестве внутреннего давления бралась величина расчётного давления, определяемая по формуле (74). Применялись следующие исходные данные из шестой группы для использования формулы (68): коэффициент учёта влияния удельного сопротивления грунта $K_1 = 0,028$, коэффициент учёта влияния удельного сопротивления антикоррозионного покрытия $K_2 = 0,075$, коэффициент учёта влияния блуждающих токов $K_3 = 0$, период времени между двумя последними диагностиками $\Delta t = 6$ лет, глубина дефекта по результатам предпоследней диагностики $H_{00} = 0$.

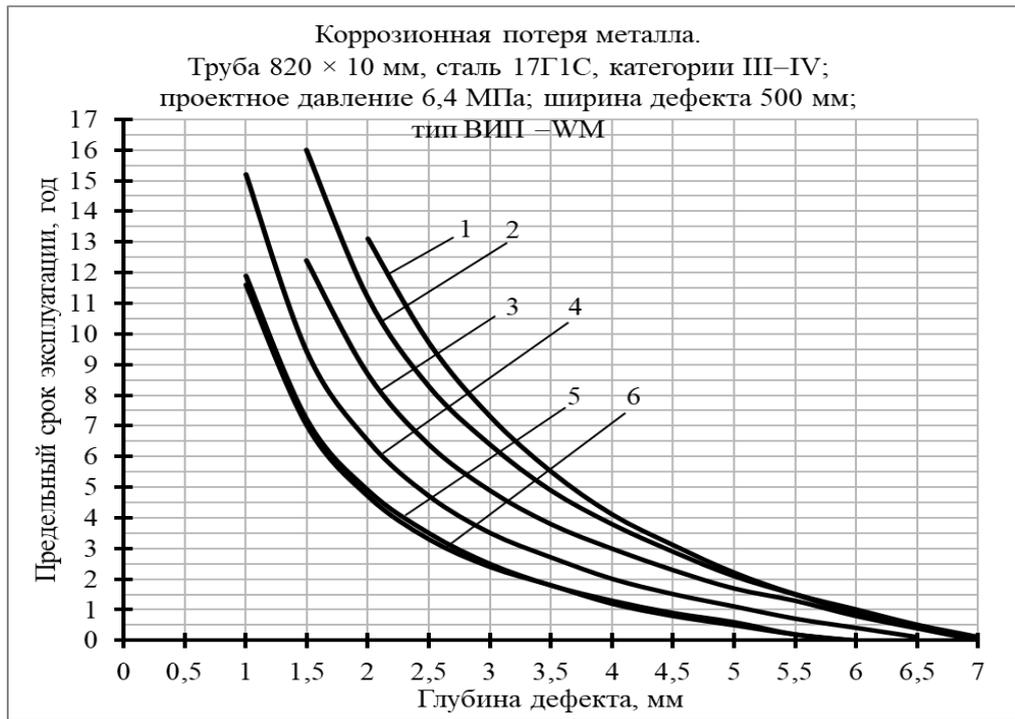
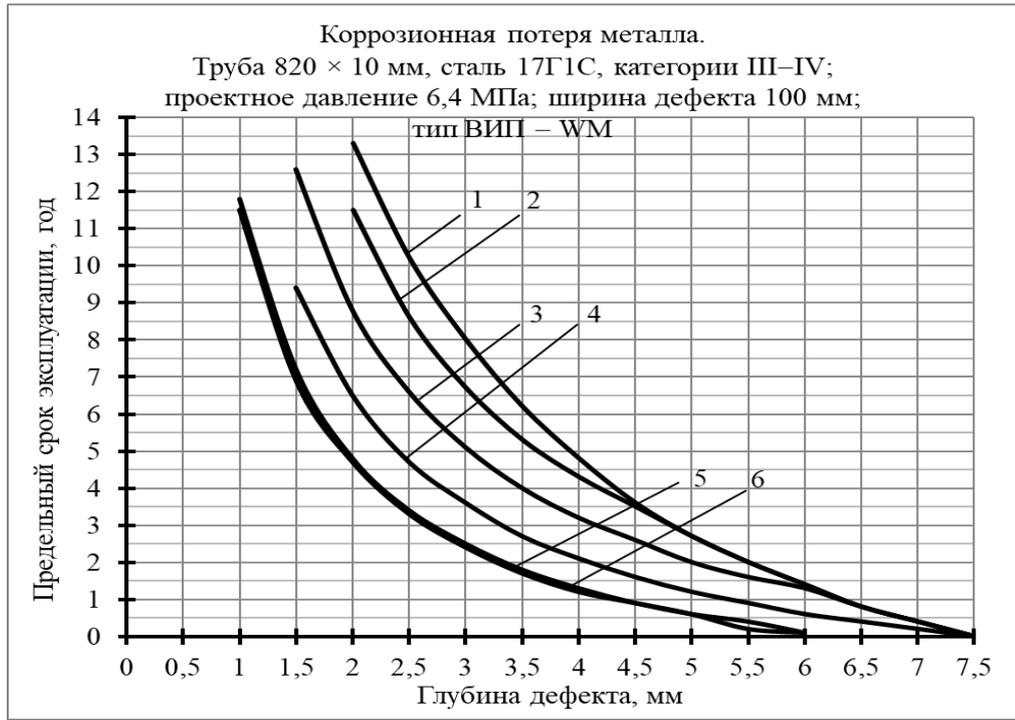


Рисунок 10. Графики зависимости предельного срока эксплуатации нефтепровода от глубины коррозионного дефекта потери металла: а – $W = 100$ мм, б – $W = 500$ мм; нумерация кривых: 1 – $L = 50$ мм, 2 – $L = 100$ мм, 3 – $L = 150$ мм, 4 – $L = 200$ мм, 5 – $L = 300$ мм, 6 – $L = 500$ мм

Как видно из рисунков 10а и 10б, кривые 5 и 6 близки друг относительно друга. Если построить кривую для длины дефекта $L = 1000$ мм, то эта кривая совпадёт с кривой 6.

Диаграммы для оценки долговечности предоставляют информацию о надёжности дефектного трубопровода в будущем. При помощи диаграмм для оценки долговечности определяется величина предельного срока эксплуатации нефтепровода с дефектом $t_{пред}$, которая позволяет обоснованно планировать сроки и объёмы ремонтных работ.

Расчёты на прочность и долговечность трубопроводов с дефектами любого типа, которые находятся на сварном шве или примыкают к сварному шву, имеют отличие от расчётов дефектов любого типа, которые не примыкают к сварному шву и находятся на теле основного металла трубы. Это отличие заключается в следующем. В первой группе исходных данных применяются разные величины некоторых механических характеристик для основного металла трубы и сварного шва. Различные значения имеют разрушающая интенсивность деформаций ϵ_{ic} и разрушающая объёмная деформация ϵ_{0c} . Все остальные величины механических характеристик основного металла и сварного шва одинаковы. Например, для марки стали 17Г1С $\epsilon_{ic} = 1,465$ для основного металла трубы и $\epsilon_{ic} = 1,110$ для сварного шва, $\epsilon_{0c} = 0,0022$ для основного металла трубы и $\epsilon_{0c} = 0,0021$ для сварного шва. Других отличий в расчётах дефектов на основном металле трубы и на сварном шве (примыкающих к сварному шву) нет: перечень исходных данных одинаков, вид используемых формул одинаков.

По документам [67, 68] дефект является примыкающим к сварному шву (кольцевому, продольному, спиральному), если минимальное расстояние от границы дефекта до границы сварного шва не превышает значения четырёх толщин стенки бездефектной зоны трубопровода.

2.3 Расчёты на прочность магистрального нефтепровода с одиночными вмятинами

Магистральные трубопроводы с одиночными вмятинами рассчитывают на прочность для определения предельного давления $p_{\text{пред}}$. Так как вмятины не развиваются ни по коррозионному, ни по циклическому механизму, геометрические параметры дефекта не увеличиваются с течением времени, то расчёт трубопровода с одиночной вмятиной на долговечность не выполняется, величина предельного срока эксплуатации трубопровода с одиночным дефектом не определяется.

В данной работе считается, что оценка текущей прочности трубопровода с одиночной вмятиной совпадает с оценкой прогнозной прочности, потому что предельное давление не изменяется с течением времени. Однако, если вмятина взаимодействует с риской или каким-либо другим дефектом, у которого увеличиваются размеры во времени, то необходимо производить расчёты и на прочность, и на долговечность трубы с комбинированным дефектом.

Алгоритм расчёта магистрального нефтепровода с одиночной вмятиной следующий. Выполняются вычислительные действия по формулам (22) – (26) расчётной схемы бездефектной трубы, формулам (57) – (67) расчётной схемы одиночной вмятины, формулам (10), (13), (15), (16) для расчёта параметров деформированного состояния дефектной зоны трубы, формулам (1), (2) для расчёта деформационных критериев предельных состояний Θ_u и Θ_c . Решаются уравнения $\Theta_u(\epsilon_i, \epsilon_0, \varphi_\epsilon, p) = 1$ и $\Theta_c(\epsilon_i, \epsilon_0, p) = 1$ по переменной p . Результат решения – разрушающее давление p_f нефтепровода с дефектом. По формуле (17) рассчитывается предельное давление $p_{\text{пред}}$. Для оценки прочности магистрального нефтепровода с одиночной вмятиной сравниваются величины предельного давления $p_{\text{пред}}$ и проектного давления $p_{\text{проект}}$.

На рисунке 11 представлены результаты расчёта на прочность нефтепровода с одиночной вмятиной. На этом рисунке изображены графики зависимости вида $p_{\text{пред}} - H$.

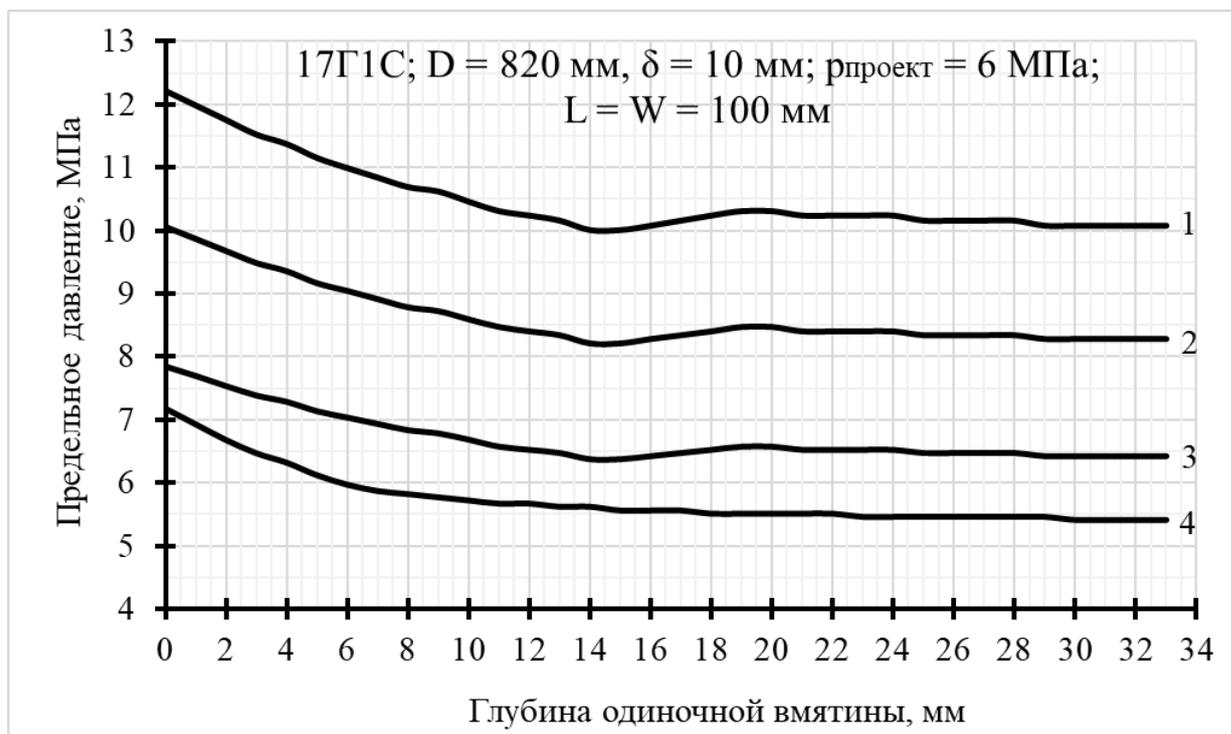


Рисунок 11. Графики зависимости предельного давления от глубины вмятины.

Нумерация кривых: 1 – категории III–IV; 2 – категории I–II; 3 – категория B;

4 – категория B, $R_{\text{изг}} = 800$ м, $\Delta T = -80$ К

Для вычислений использовались следующие исходные данные.

Первая группа: марка стали 17Г1С и её механические характеристики.

Вторая группа: $D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм, $1 / R_{\text{изг}} = 0$ (трубопровод прямолинейный, без изгибов, кривые 1, 2, 3) и $R_{\text{изг}} = 800$ м (трубопровод с изгибом, кривая 4).

Третья группа: $r_{\text{проект}} = 6,0$ МПа; $\Delta T = 0$ (кривые 1, 2, 3) и $\Delta T = -80$ К (кривая 4).

Четвёртая группа: тип дефекта – одиночная вмятина, не примыкает к сварному шву. Геометрические параметры дефекта: $L = W = 100$ мм; глубина H – горизонтальная ось графика. Тип диагностики – внутритрубная диагностика (ВТД). Поправки на размеры дефекта: $\Delta_L = \Delta_W = 0$; $\Delta_H = 0,25 \cdot H$ при $H \leq 12$ мм, $\Delta_H = 3$ мм при $H > 12$ мм.

Пятая группа: категории B, I, II, III, IV; коэффициент $k_{\text{тр}}$ определяется в зависимости от категории; $n_p = 1,15$.

Ограничение при расчётах: отношение длины дефекта к его глубине и отношение ширины дефекта к его глубине должно быть больше трёх, то есть $L / H > 3$ и $W / H > 3$. Данное ограничение указано в документах [67, 68].

Чем ниже кривая и точки на кривых на рисунке 11, тем дефект более опасен.

Чем меньше радиус изгиба трубопровода $R_{изг}$ и более отрицательный температурный перепад ΔT , тем большее значение имеют номинальные продольные напряжения в стенке трубы исходя из формулы (22), что вызывает уменьшение предельного давления дефектной секции трубопровода.

На графиках рисунка 11 у кривых 1, 2, 3 наблюдаются точки минимума. Это связано с тем, что в расчётной схеме одиночной вмятины после использования формулы (64) проверяется условие $\sigma_{i \text{ нетто}} \leq 1,2 \cdot \sigma_T$. Если оно соблюдается, то размеры вмятины сохраняются исходными и продолжается расчёт по формуле (66). Если оно не соблюдается, то размеры вмятины рассчитываются по формуле (65) и посредством решения уравнения $\sigma_{i \text{ нетто}}(H) = 1,2 \cdot \sigma_T$ по переменной H . С ростом значения глубины дефекта H величина интенсивности местных напряжений $\sigma_{i \text{ нетто}}$ увеличивается. Поэтому при некотором значении H вышеупомянутое условие не будет выполняться и потребуются пересчёт геометрических параметров одиночной вмятины. Изменение размеров дефектов относительно исходных приводит к изменению характера графика зависимости предельного давления от глубины одиночной вмятины.

Диаграммы для оценки долговечности трубопроводов с одиночными вмятинами не строятся. Хотя в документах [67, 68] регламентируется расчёт труб с одиночными вмятинами на долговечность. При этом предполагается, что на вмятине имеется трещина с определёнными геометрическими параметрами, которая развивается по циклическому механизму. Тогда появляется возможность рассчитать предельный срок эксплуатации трубопровода с вмятиной.

2.4 Анализ отчётов по внутритрубной диагностике магистрального нефтепровода для определения количества и типов комбинированных дефектов

Среди дефектов трубы линейной части магистральных трубопроводов выделяются комбинированные дефекты. Комбинированный дефект состоит из двух или более взаимодействующих дефектов. Взаимодействующие дефекты могут быть как одного типа (например, взаимодействующие коррозионные дефекты потери металла), так и разного типа (например, дефекты типа «вмятина с потерей металла», «вмятина с риской» и др.).

Комбинированный дефект магистрального трубопровода состоит из близкорасположенных дефектов, которые в совокупности уменьшают количественный показатель надёжности трубопровода. Если рассматривать дефекты, входящие в состав комбинированного дефекта, в совокупности и в отдельности, то в первом случае давление разрушения будет меньше, чем во втором случае. Если сочетание близкорасположенных дефектов не уменьшает давление разрушения трубы относительно давления разрушения, рассчитанного для самого опасного одиночного дефекта, то эти близкорасположенные дефекты не образуют комбинированный дефект и их следует рассматривать как одиночные [31].

Когда трубопровод испытывает нагрузку или воздействие, в области одиночного дефекта трубы имеются поля напряжений и деформаций, отличающиеся от полей напряжений и деформаций в бездефектной зоне трубы. В области одиночного дефекта наблюдается концентрация напряжений и деформаций. Поля напряжений и деформаций взаимодействующих дефектов перекрываются, что ещё больше увеличивает концентрацию напряжений и деформаций по сравнению с концентрацией напряжений и деформаций в области одиночного дефекта.

Был проведён анализ отчётов по внутритрубной диагностике (ВТД) участка магистрального нефтепровода (МН) «Ухта – Ярославль» за 2006, 2008, 2009, 2010, 2011, 2013, 2014, 2016, 2017 годы; всего – 9 отчётов [32]. Были рассмотрены дефекты, требующие уменьшения давления в нефтепроводе и требующие ремонт в

ближайшие шесть лет; деление дефектов на такие категории выполнено в отчётах по ВТД. В данном параграфе эти рассматриваемые дефекты будут называться опасными. Среди этих дефектов выявлены одиночные и комбинированные дефекты. Результатами анализа каждого отчёта по ВТД являются: общее число опасных дефектов, число опасных комбинированных дефектов, доля опасных комбинированных дефектов среди общего числа опасных дефектов. На рисунке 12 представлено распределение количества опасных комбинированных дефектов по годам проведения диагностики, а на рисунке 13 – распределение доли опасных комбинированных дефектов среди всех опасных дефектов по годам проведения диагностики.

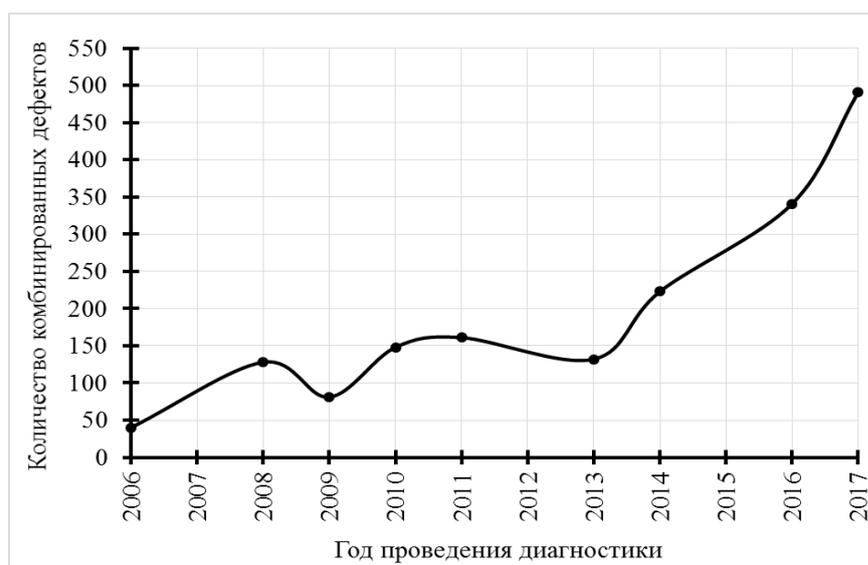


Рисунок 12. Количество комбинированных дефектов среди общего числа опасных дефектов в разные годы проведения внутритрубной диагностики (участок МН «Ухта – Ярославль»)

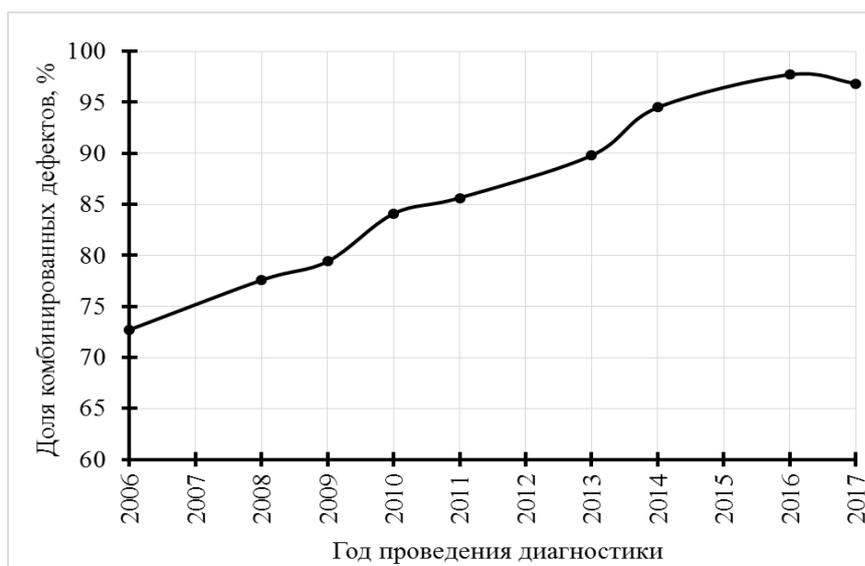


Рисунок 13. Доля комбинированных дефектов среди общего числа опасных дефектов в разные годы проведения внутритрубной диагностики (участок МН «Ухта – Ярославль»)

График на рисунке 12 демонстрирует увеличение числа выявленных комбинированных дефектов с течением времени эксплуатации магистрального нефтепровода. График на рисунке 13 показывает рост доли комбинированных дефектов с течением времени эксплуатации магистрального нефтепровода. Более 95 % дефектов (по данным за 2016 и 2017 гг.), которые требуют уменьшения давления и ремонт в ближайшие шесть лет, являются комбинированными, что говорит о целесообразности исследования работоспособности магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами разного типа.

В процессе анализа отчётов по ВТД было выделено несколько типов комбинированных дефектов, а именно:

- 1) дефект геометрии с риской;
- 2) дефект геометрии с потерей металла;
- 3) вмятина строительно-монтажных работ (вмятина СМР), вмятина СМР с потерей металла;
- 4) дефект геометрии с риской и потерей металла;
- 5) другие.

К дефектам геометрии относятся вмятина, гофр, овальность.

Вмятина СМР – вмятина, нанесённая при проведении строительномонтажных работ и, возможно, содержащая механические повреждения стенки трубы в области вмятины [67, 68].

Рисунок 14 содержит круговую диаграмму, на которой указаны доли (в процентах) каждого типа комбинированного дефекта среди общего числа опасных комбинированных дефектов всех типов (данные из отчёта по ВТД за 2014 г.).

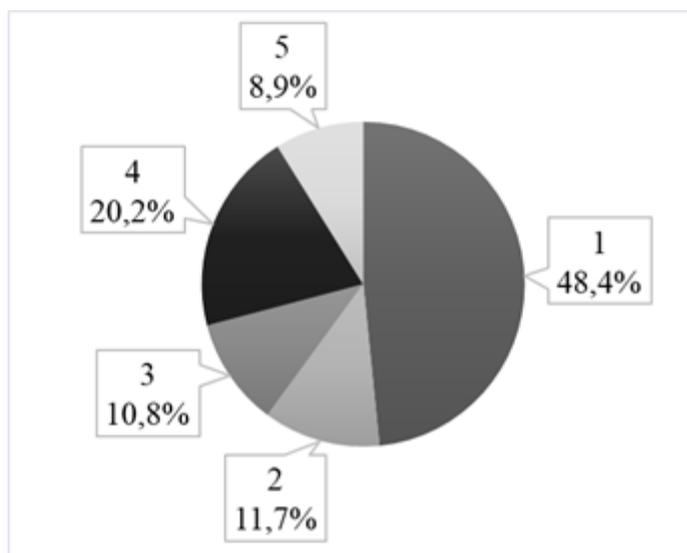


Рисунок 14. Доли разных типов комбинированных дефектов среди общего числа опасных комбинированных дефектов (участок МН «Ухта – Ярославль», данные за 2014 г.): 1 – дефект геометрии с риской; 2 – дефект геометрии с потерей металла; 3 – вмятина СМР, вмятина СМР с потерей металла; 4 – дефект геометрии с риской и потерей металла; 5 – другие

Исследованию комбинированных дефектов типа «дефект геометрии с потерей металла» посвящены параграфы 2.6 и 2.7 диссертационной работы, в которых описываются известные из нормативных источников и разработанные алгоритмы расчёта секции магистрального нефтепровода на прочность и долговечность с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла».

2.5 Анализ известных критериев взаимодействия дефектов

В трёх нормативных источниках, рассмотренных в параграфе 2.1, представлены критерии определения комбинированного дефекта. В стандарте ASME B31G регламентируется следующий критерий. Дефекты считаются взаимодействующими и образуют один комбинированный дефект, если они расположены друг от друга в пределах трёх толщин стенки в осевом (продольном) и окружном (кольцевом) направлениях трубы:

$$\left. \begin{array}{l} S_{\theta} \leq 3 \cdot \delta, \\ S_z \leq 3 \cdot \delta, \end{array} \right\} \quad (85)$$

где S_{θ} и S_z – минимальные расстояния между границами дефектов в окружном и в осевом направлениях соответственно; δ – толщина стенки трубопровода.

По методике из СТО Газпром 2-2.3-112-2007 дефекты являются взаимодействующими, если выполняются одновременно два условия:

$$\left. \begin{array}{l} S_{\theta} \leq 2 \cdot \sqrt{D \cdot \delta}, \\ S_z \leq \pi \cdot \sqrt{D \cdot \delta}, \end{array} \right\} \quad (86)$$

где D – наружный диаметр трубопровода; δ – толщина стенки трубопровода; $\pi = 3,14$.

Если в выражениях (85) и (86) хотя бы одно неравенство неверно, то дефекты не являются взаимодействующими и не образуют комбинированный дефект. Тогда эти дефекты следует рассматривать как одиночные.

В методике из документов ПАО «Транснефть» [67, 68] вводится следующий критерий для выявления комбинированного дефекта:

$$S_1 \leq 4 \cdot \delta, \quad (87)$$

где S_1 – минимальное расстояние между границами дефектов в произвольном направлении.

Критерий по выражению (87) используется для комбинированных дефектов разных типов, а не только для комбинированных дефектов, состоящих из коррозионных дефектов потери металла.

В методиках ASME B31G и СТО Газпром 2-2.3-112-2007 рассматриваются лишь коррозионные дефекты потери металла, критерии по выражениям (85) и (86) используются только для определения комбинированных дефектов, состоящих из коррозионных дефектов потери металла. Однако критерий (86) регламентируется также в документе Р Газпром 2-2.3-595-2011, где он применяется для комбинированных дефектов любого типа.

В таблице 4 представлены другие критерии взаимодействия двух дефектов (критерии определения комбинированного дефекта), найденные из обзора нормативной и научной литературы.

Обозначения в таблице 4: S_{θ} – минимальное расстояние между границами дефектов в осевом (продольном) направлении трубы; S_z – минимальное расстояние между границами дефектов в окружном (кольцевом) направлении трубы; S_1 – минимальное расстояние между границами дефектов в произвольном направлении; L_1, W_1 – длина и ширина первого дефекта; L_2, W_2 – длина и ширина второго дефекта; D – наружный диаметр трубы; δ – толщина стенки трубы.

Если критерий состоит из двух неравенств, то дефект считается комбинированным, когда одновременно верны оба неравенства. Если одно из неравенств неверно, то дефекты следует рассматривать как одиночные.

Рассматриваемые критерии взаимодействия отличаются. Однако во всех критериях используется величина расстояния между границами близкорасположенных дефектов S (в осевом, окружном или произвольном направлении), которая сравнивается с величиной расчётного предельного расстояния $[S]$. Если $S \leq [S]$, то дефекты взаимодействуют и образуют комбинированный дефект. Если $S > [S]$, дефекты не взаимодействуют, они являются одиночными. Для расчёта величины $[S]$ используются геометрические параметры трубопровода: толщина стенки и наружный диаметр; геометрические параметры дефектов: длина, ширина.

Таблица 4. Критерии взаимодействия двух дефектов из различных литературных источников

Литературный источник, авторы	Критерий взаимодействия дефектов
для коррозионных дефектов потери металла	
Коулсон, Вортинхэм (1990) [103]	$S_z \leq \min (L_1; L_2), S_\theta \leq \min (W_1; W_2)$
Кифнер, Вит (1990) [107]	$S_z \leq \min (L_1; L_2; 6 \cdot \delta), S_\theta \leq \min (W_1; W_2; 6 \cdot \delta)$
Кифнер (1990), О' Грэди (1992) [103]	$S_z \leq 25,4 \text{ мм (1 дюйм)}, S_\theta \leq 6 \cdot \delta$
Канадский свод правил CZA Z662-15 [107]	$S_z \leq \min (L_1; L_2), S_\theta \leq \min (L_1; L_2)$
Американский стандарт ASME B31G [101]	$S_z \leq 3 \cdot \delta, S_\theta \leq 3 \cdot \delta$
Документы DNV RP-F101 (2015) [107] и СТО Газпром 2- 2.3-112-2007 [80]	$S_z \leq 2 \cdot \sqrt{D \cdot \delta}, S_\theta \leq \pi \cdot \sqrt{D \cdot \delta}$
В. В. Салюков, В. В. Харионовский [74]	$S_1 \leq 5 \cdot \delta$
ВРД 39-1.10-004-99 [15]	$S_1 \leq 0,5 \cdot \max (\min (L_1; W_1); \min (L_2; W_2); 5 \cdot \delta)$
для дефектов любого типа	
РД-23.040.00-КТН-115-11 [68], РД-23.040.00-КТН-011-16 [67]	$S_1 \leq 4 \cdot \delta$
Р Газпром 2-2.3-595-2011 [65]	$S_z \leq 2 \cdot \sqrt{D \cdot \delta}, S_\theta \leq \pi \cdot \sqrt{D \cdot \delta}$
для сочетания дефектов вмятина и потеря металла	
данная диссертация (см. пункт 3.4.2)	$S_z \leq 5 \cdot \delta, S_\theta \leq 5 \cdot \delta$

2.6 Анализ известных правил расчёта на прочность и долговечность магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с потерей металла»

Известны правила расчёта предельного давления и предельного срока эксплуатации секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла» из нормативных источников [67, 68]. В этих источниках используются одни и те же расчётные схемы, содержащие одинаковые формулы, а также один и тот же принцип расчётов. Этот принцип можно сформулировать так: сначала выполняется расчёт трубы, содержащей дефект геометрии, с учётом взаимодействия с потерей металла – первый расчёт; затем выполняется расчёт трубы, содержащей потерю металла, с учётом взаимодействия с дефектом геометрии – второй расчёт; первый и второй расчёт независимы друг от друга; среди двух полученных значений предельного давления и предельного срока эксплуатации в качестве окончательного ответа выбирается меньшее значение.

Рассмотрим правила расчёта из [68].

– Проводится расчёт по схеме «Дефект геометрии» для трубы с толщиной стенки $(\delta - H)$, где H – глубина потери металла, δ – толщина стенки трубы в бездефектной зоне. В качестве номинальных напряжений используются местные напряжения, определённые для одиночной потери металла.

– При расчёте потери металла в качестве номинальных напряжений используются местные напряжения, определённые для одиночного дефекта геометрии.

Теперь рассмотрим правила расчёта из [67].

– Проводится расчёт предельного давления $p_{б/д}$ по схеме «Бездефектная труба» для трубы с толщиной стенки δ .

– Проводится расчёт предельного давления p_d по схеме «Объёмный дефект потери металла» с расчётными размерами потери металла для трубы с толщиной стенки δ .

– Расчёт по схеме дефекта геометрии проводится для трубы с уменьшенной толщиной стенки $\delta \cdot K_{\text{прив}}$, где $K_{\text{прив}}$ – коэффициент приведения, $K_{\text{прив}} = r_d / r_{\text{б/д}}$. В качестве номинальных напряжений используются увеличенные кольцевые $\sigma_{\Theta \text{ ном}} / K_{\text{прив}}$ и продольные $\sigma_z \text{ ном} / K_{\text{прив}}$ напряжения.

– При расчёте потери металла в качестве номинальных напряжений используются местные напряжения, определённые для одиночного дефекта геометрии (совпадает со вторым пунктом правил из [68]).

Расчётная схема «Бездефектная труба» – это совокупность формул (22) – (26). Расчётная схема «Объёмный дефект потери металла» – это формулы (34) – (44). Расчётная схема «Дефект геометрии» включает формулы (57) – (67).

В разработанных в ходе диссертационного исследования методиках (алгоритмах) расчёта на прочность и долговечность секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла» производится один расчёт, в котором учитывается взаимное влияние дефекта геометрии и дефекта потери металла. Так как выполняется один расчёт, то уменьшается число выполняемых громоздких математических операций по сравнению с методиками и правилами из [67, 68] приблизительно в 2 раза.

Положения разработанной методики представлены в следующем параграфе.

2.7 Разработка и применение алгоритмов для расчётов на прочность и долговечность магистрального нефтепровода с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с потерей металла»

Рассмотрим комбинированный дефект типа «дефект геометрии с потерей металла», где дефектом геометрии может быть вмятина, гофр или сужение (овальность), а дефект потери металла имеет коррозионное происхождение. Комбинированный дефект данного типа представлен на рисунке 15, где в качестве дефекта геометрии изображена вмятина. Причиной образования коррозионного дефекта (дефекта потери металла) в области дефекта геометрии может являться повреждение антикоррозионного покрытия [102].

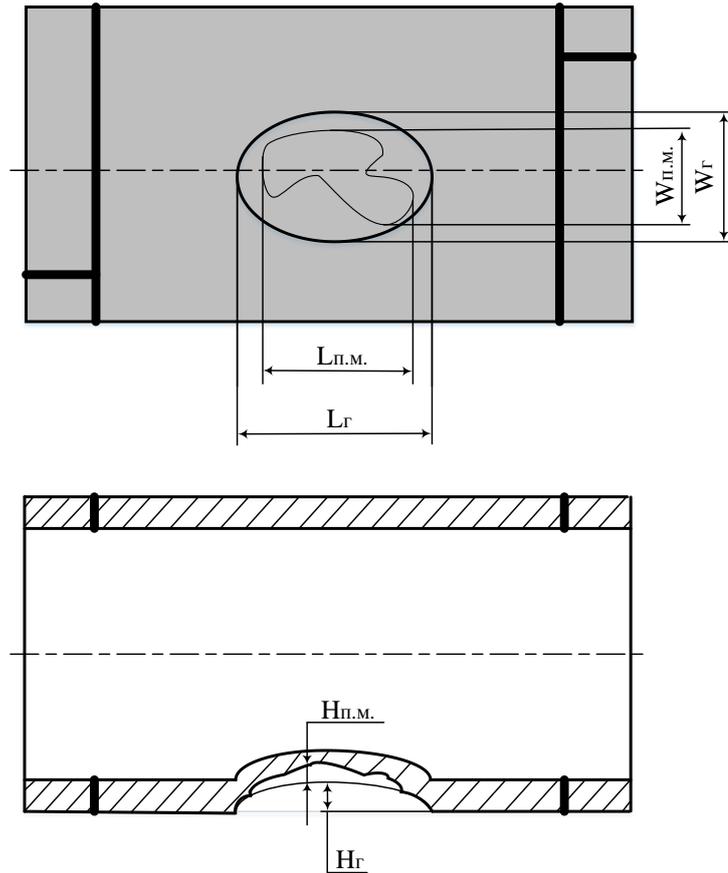


Рисунок 15. Комбинированный дефект типа «дефект геометрии с потерей металла»: L_{Γ} , W_{Γ} , H_{Γ} – соответственно длина, ширина и глубина дефекта геометрии; $L_{п.м.}$, $W_{п.м.}$, $H_{п.м.}$ – соответственно длина, ширина и глубина дефекта потери металла

Геометрические параметры дефекта геометрии и дефекта потери металла определяются в результате проведения диагностических работ (внутритрубная диагностика или наружная диагностика в шурфах). Размеры дефектов увеличиваются на величины поправок, которые зависят от типа диагностического прибора, по формулам (32).

Были разработаны алгоритмы расчёта на прочность и долговечность магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла», в которых учитывается взаимное влияние дефекта геометрии и дефекта потери металла.

При расчёте труб с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла» приняты следующие исходные положения (принципы) [73]:

– расчёт каждого из двух дефектов, входящих в сочетание, выполняется отдельно: сначала рассчитывается дефект геометрии по расчётной схеме «Дефект геометрии», затем дефект потери металла по расчётной схеме «Объёмный дефект потери металла», причём учитывается взаимное влияние дефектов;

– влияние дефекта потери металла на дефект геометрии выражается в уменьшении толщины стенки трубы: при использовании расчётной схемы «Дефект геометрии» берётся толщина стенки трубы, уменьшенная на расчётное значение глубины дефекта потери металла;

– влияние дефекта геометрии на дефект потери металла учитывается следующим образом: номинальные напряжения при использовании расчётной схемы «Объёмный дефект потери металла» приравниваются местным напряжениям, полученным ранее при использовании расчётной схемы «Дефект геометрии»;

– долговечность трубопровода определяется изменением глубины и площади продольного сечения дефекта потери металла, эти геометрические параметры увеличиваются по коррозионному механизму с некоторой скоростью.

Алгоритмы расчёта на прочность и долговечность представлены в виде блок-схем (см. рисунки 16 и 17).

На рисунках 18 и 19 демонстрируются результаты расчётов на прочность и долговечность нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла». Были использованы следующие исходные данные.

Первая группа: марка стали 17Г1С и её механические характеристики.

Вторая группа: $D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм, $1 / R_{изг} = 0$ (трубопровод прямолинейный, без изгибов).

Третья группа: $p_{проект} = 6,0$ МПа, $\Delta T = 0$.

Четвёртая группа. Геометрические параметры дефекта геометрии: $L_{г} = W_{г} = 100$ мм, $H_{г}$ – горизонтальная ось графиков; тип диагностики – ВТД; поправки на размеры дефекта: $\Delta_L = \Delta_W = 0$; $\Delta_H = 0,25 \cdot H$ при $H \leq 12$ мм, $\Delta_H = 3$ мм при $H > 12$ мм. Геометрические параметры дефекта потери металла: $L_{п.м.} = W_{п.м.} = 100$ мм, $H_{п.м.}$ – разные кривые на графиках, A – по формуле (33); тип

диагностического прибора – WM; поправки на размеры дефекта: $\Delta_L = 10$ мм, $\Delta_W = 14$ мм, $\Delta_H = 0,5$ мм.

Пятая группа: категории III–IV, $k_{тр} = 1,32$, $n_p = 1,15$.

Шестая группа: $v_{H\text{ корр}} = 0,8$ мм / год.

Ограничение: должны выполняться неравенства $L_T / H_T > 3$ и $W_T / H_T > 3$.

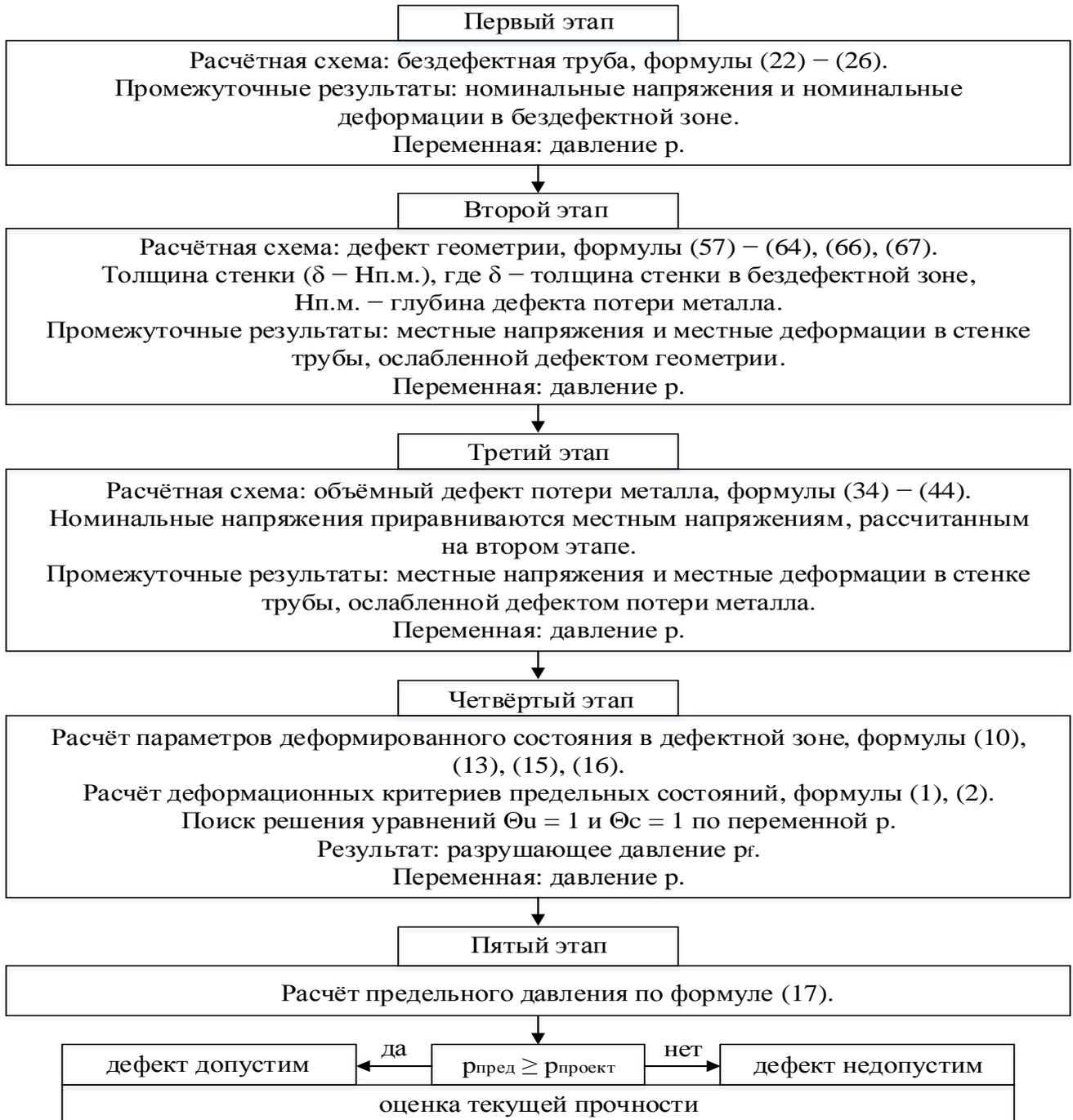


Рисунок 16. Алгоритм расчёта на прочность магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла»

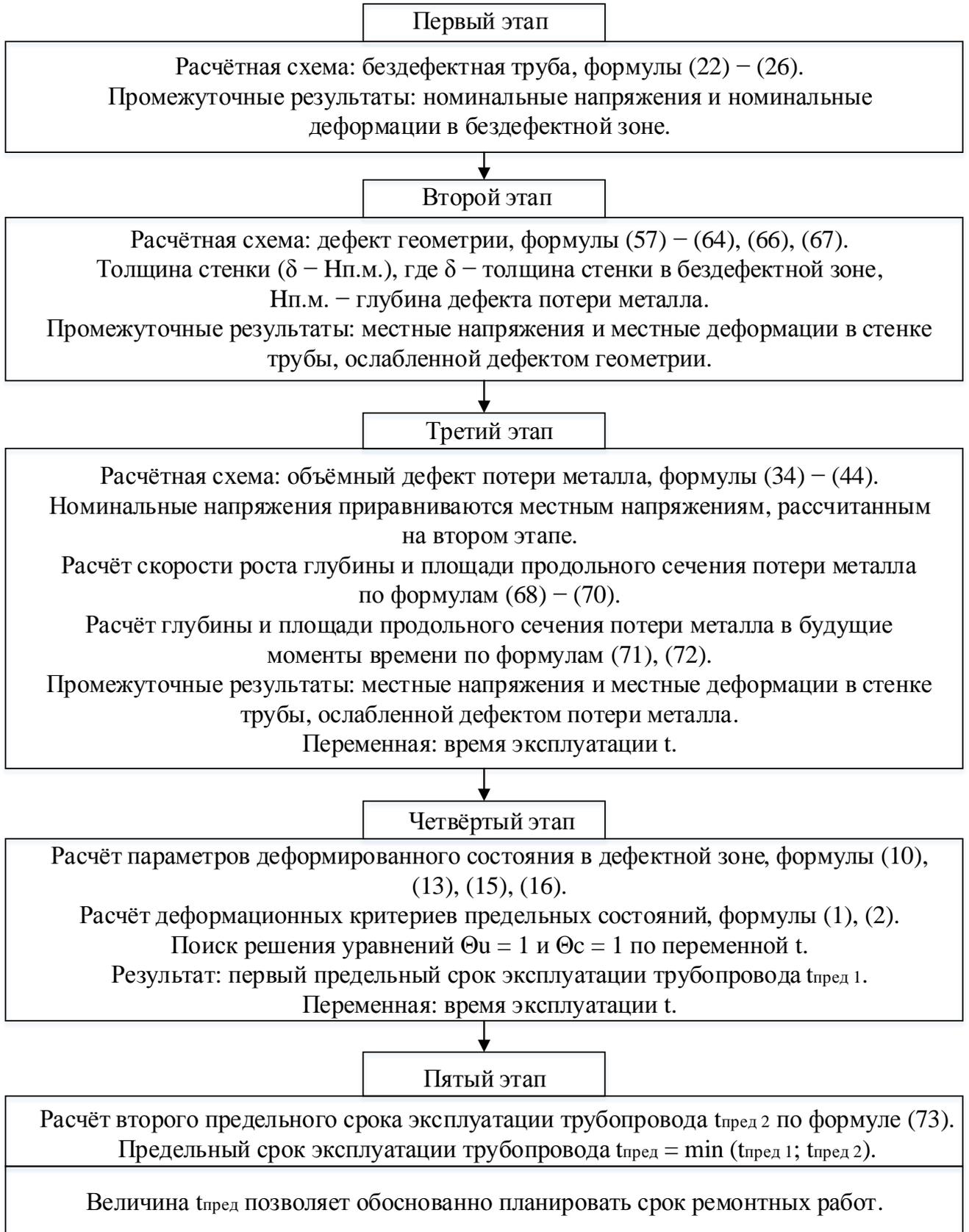


Рисунок 17. Алгоритм расчёта на долговечность магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла»

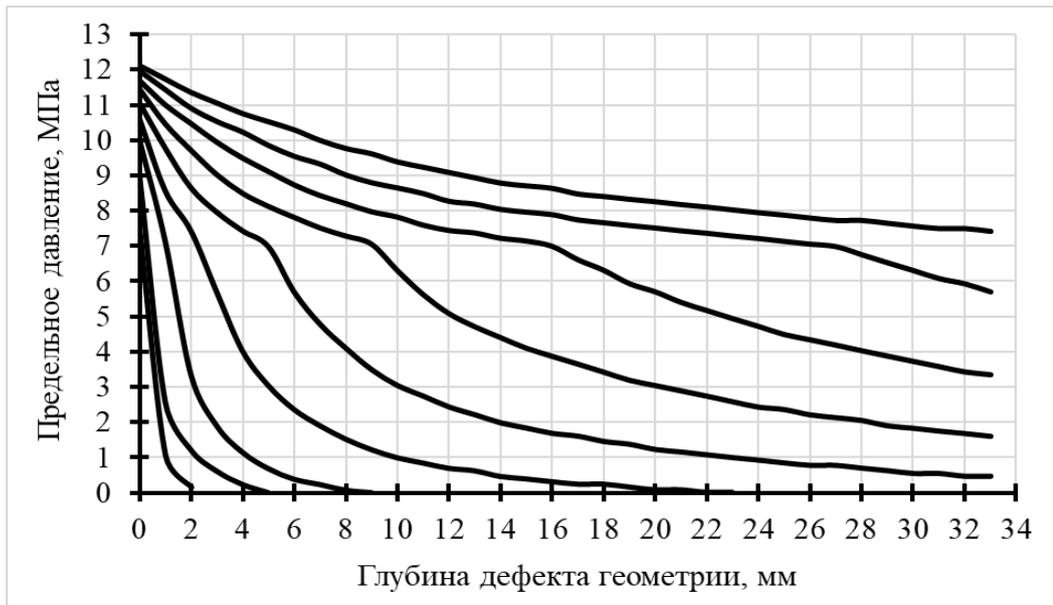


Рисунок 18. Графики зависимости предельного давления нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла» от глубины дефекта геометрии при глубине потери металла $H_{п.м.} = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8$ мм

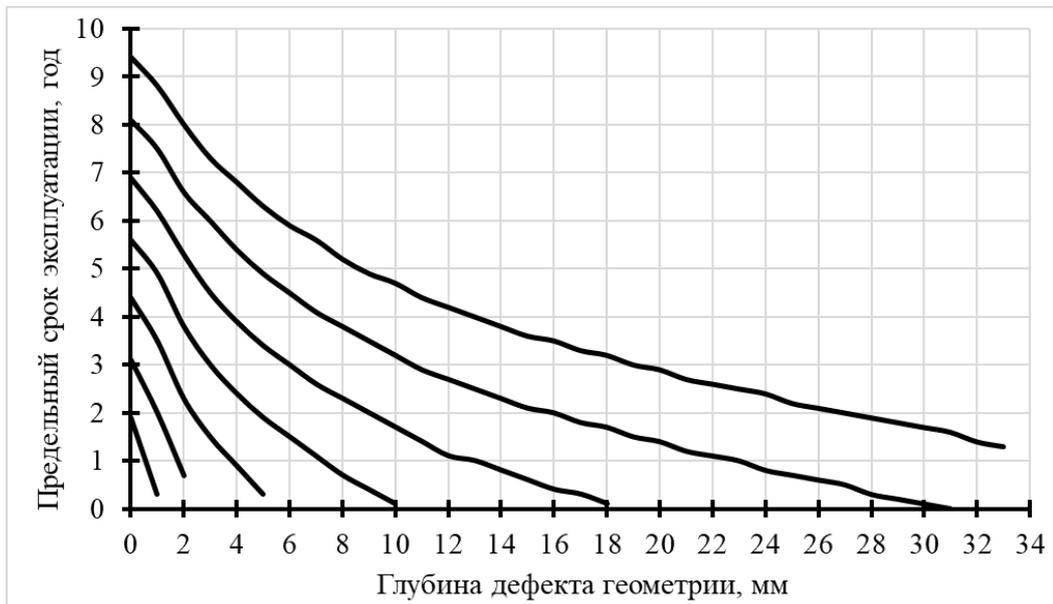


Рисунок 19. Графики зависимости предельного срока эксплуатации нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла» от глубины дефекта геометрии при глубине потери металла $H_{п.м.} = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 6$ мм

Далее выполнено сравнение значений предельного давления секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла»: 1) приведённых в отчётах по ВТД, анализ которых выполнен в параграфе 2.4; 2) полученных в результате расчёта по разработанной методике; 3) найденных в результате расчётов по методикам из источников [67, 68]. Таблица 5 содержит следующие данные: год проведения внутритрубной диагностики; номер дефекта (нумерация выполнена автором); геометрические параметры дефекта геометрии – длина, ширина, глубина; геометрические параметры дефекта потери металла – длина, ширина, глубина; толщина стенки трубы; проектное давление; предельное давление из отчёта по ВТД; расчётные предельные давления, полученные при использовании разработанной методики и известных методик для категорий участков трубопровода III–IV, I–II и V (высшая).

Расчёты выполнялись для разных категорий, так как в отчётах по ВТД не содержится данных о категории участка трубопровода.

Использовались также следующие исходные данные для участка магистрального нефтепровода «Ухта–Ярославль»: марка стали труб 17Г1С; наружный диаметр $D = 820$ мм.

Из данных таблицы 5 видно, что оценка прочности магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла» из отчёта по ВТД очень строгая, наблюдается переоценка опасности этого дефекта.

Если категория участка нефтепровода III–IV во всех 5 случаях, то предельное давление по расчёту при использовании разработанной методики во всех случаях больше предельного давления по данным из отчёта по ВТД. Дефекты, которые исходя из отчёта по ВТД входили в категорию требующих снижения давления (это дефекты № 1–3 по нумерации из таблицы 5, для которых предельное давление меньше проектного давления), теперь выходят из неё благодаря результатам расчёта по разработанной методике. Тогда не требуется производить понижение давления в трубопроводной системе. Понижение давления приводит к уменьшению фактической пропускной способности магистрального нефтепровода.

Таблица 5. Сравнение значений предельного давления секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла», приведённых в отчёте по ВТД, рассчитанных по разработанной методике и рассчитанных по известным методикам

Год отчёта по ВТД	2008	2013	2013	2014	2014
Номер дефекта (нумерация автора)	1	2	3	4	5
Геометрические параметры дефекта геометрии:					
длина, мм	2103	311	230	437	430
ширина, мм	636	322	177	591	596
глубина, мм	9	7,8	3,1	11,3	9,2
Геометрические параметры дефекта потери металла:					
длина, мм	14	16	4	212	86
ширина, мм	9	43	9	118	60
глубина, мм	1,2	1	1,7	0,6	1,1
Толщина стенки трубы, мм	10,5	9,7	9,4	9,3	9,6
Проектное давление, МПа	5,8	5,4	4,8	5,3	5,3
Предельное давление из отчёта по ВТД, МПа	5,1	4,7	3,8	5,3	5,3
Предельное давление, МПа: по разработанной методике / по [68] / по [67]					
категория III–IV	8,8 / 8,8 / 8,8	8,7 / 9,6 / 9,6	9,4 / 9,6 / 9,6	7,3 / 8,1 / 7,8	7,7 / 8,9 / 9,0
категория I–II	7,2 / 7,2 / 7,2	7,2 / 7,9 / 7,9	7,8 / 7,9 / 7,9	6,0 / 6,7 / 6,4	6,3 / 7,3 / 7,4
категория B	5,5 / 5,5 / 5,5	5,6 / 6,1 / 6,1	6,0 / 6,1 / 6,1	4,6 / 5,2 / 4,9	4,9 / 5,7 / 5,7

Сроки ремонтных работ по удалению рассматриваемых дефектов (5 штук) отодвигаются на более поздние даты, поэтому не требуется выполнять большие объёмы ремонтных работ в ближайшее время. Кроме того, трубы с дефектами, требующие снижения давления, должны быть все отремонтированы в кратчайший срок. Выполнять эти ремонты нет необходимости по итогам оценки прочности секций магистрального трубопровода по разработанной методике.

Созданная методика расчёта на прочность и долговечность магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла» позволяет оптимизировать объёмы и сроки ремонтных работ с учётом фактического технического состояния трубопровода и не обладает избыточным консерватизмом, вследствие которого опасность комбинированных дефектов переоценивается.

Расчёты по методикам из нормативных источников [67] и [68] дают приблизительно одинаковые результаты. Разница расчётной величины предельного давления при применении этих двух методик не превышает 0,3 МПа.

Значения предельного давления по разработанной методике меньше (или равны) значений предельного давления по методикам из [67, 68], так как в разработанной методике учитывается взаимное влияние дефектов вмятина и потеря металла. Поэтому оценка прочности по разработанной методике во многих случаях более строгая, чем по известным методикам из [67, 68], что выражается в меньшем значении предельного давления дефектной секции магистрального нефтепровода.

2.8 Разработка и применение алгоритмов для расчётов на прочность и долговечность магистрального нефтепровода с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с риской»

Как указано в [39], не менее 15 % всех вмятин сопровождается рисками. Поэтому актуален вопрос обеспечения надёжности магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с риской». Участок трубы с комбинированным дефектом этого типа изображён на рисунке 20.

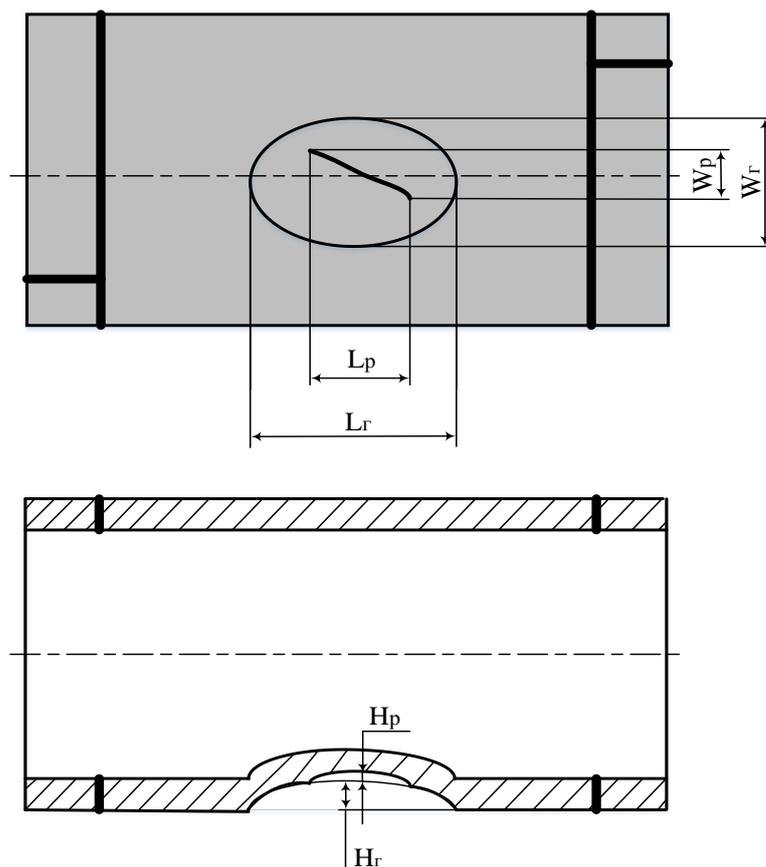


Рисунок 20. Комбинированный дефект типа «дефект геометрии с риской»:

L_g , W_g , H_g – соответственно длина, ширина и глубина дефекта геометрии;

L_p , W_p , H_p – соответственно длина, ширина и глубина риски

При создании алгоритма расчёта на прочность и долговечность нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с риской» были приняты следующие исходные положения:

- на дне риски находится трещина с начальными геометрическими параметрами, равными длине, ширине риски и характерному размеру ρ ;
- расчёт каждого из двух дефектов, входящих в сочетание, выполняется отдельно: сначала рассчитывается дефект геометрии, затем риска;
- влияние риски на дефект геометрии не учитывается; при расчёте дефекта геометрии используется толщина стенки трубы в бездефектной зоне;
- влияние дефекта геометрии на риску учитывается следующим образом: номинальные напряжения при расчёте риски приравниваются местным напряжениям в области дефекта геометрии;

– долговечность трубы определяется ростом глубины трещины на дне риски; этот геометрический параметр увеличивается по циклическому (усталостному) механизму с некоторой скоростью.

Алгоритмы расчёта на прочность и долговечность представлены в виде блок-схем (см. рисунки 21 и 22).

На рисунках 23 и 24 представлены результаты расчётов на прочность и долговечность трубопровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с риской». Применялись следующие исходные данные.

Первая группа: марка стали 17Г1С и её механические характеристики.

Вторая группа: $D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм, $1 / R_{изг} = 0$ (трубопровод прямолинейный, без изгибов).

Третья группа: $p_{проект} = 6,0$ МПа, $\Delta T = 0$.

Четвёртая группа. Геометрические параметры дефекта геометрии: $L_r = W_r = 100$ мм, H_r – горизонтальная ось графиков; тип диагностики – ВТД; поправки на размеры дефекта: $\Delta_L = \Delta_W = 0$; $\Delta_H = 0,25 \cdot H$ при $H \leq 12$ мм, $\Delta_H = 3$ мм при $H > 12$ мм. Геометрические параметры риски: $L_p = W_p = 100$ мм, H_p – разные кривые на графиках; тип диагностического прибора – WM; поправки на размеры дефекта: $\Delta_L = 10$ мм, $\Delta_W = 14$ мм, $\Delta_H = 0,5$ мм.

Пятая группа: категории III–IV, $k_{тр} = 1,32$, $n_p = 1,15$.

Шестая группа: $N_{год} = 200$ цикл / год.

Ограничение: должны выполняться неравенства $L_r / H_r > 3$ и $W_r / H_r > 3$.

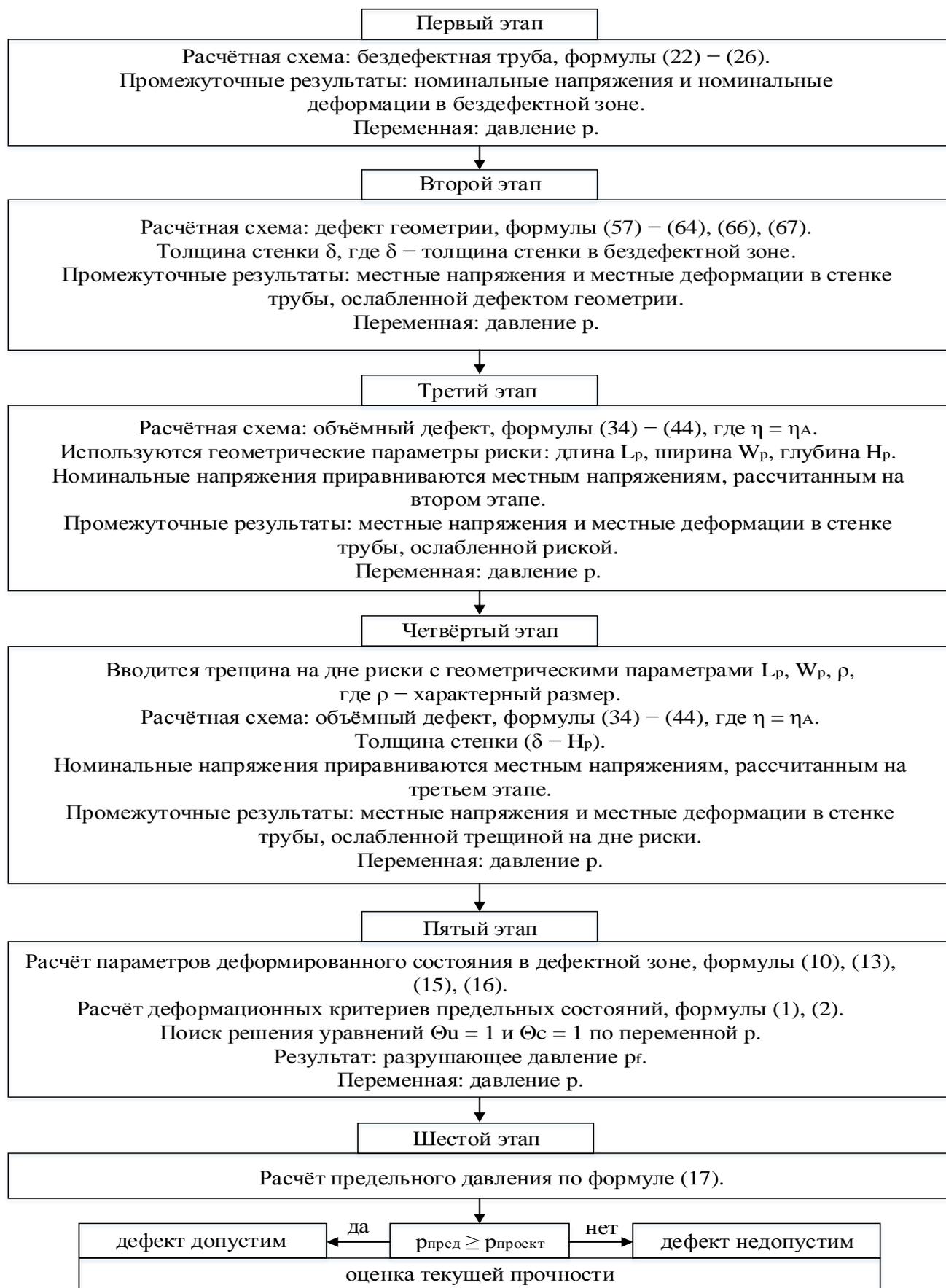


Рисунок 21. Алгоритм расчёта на прочность магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с риской»

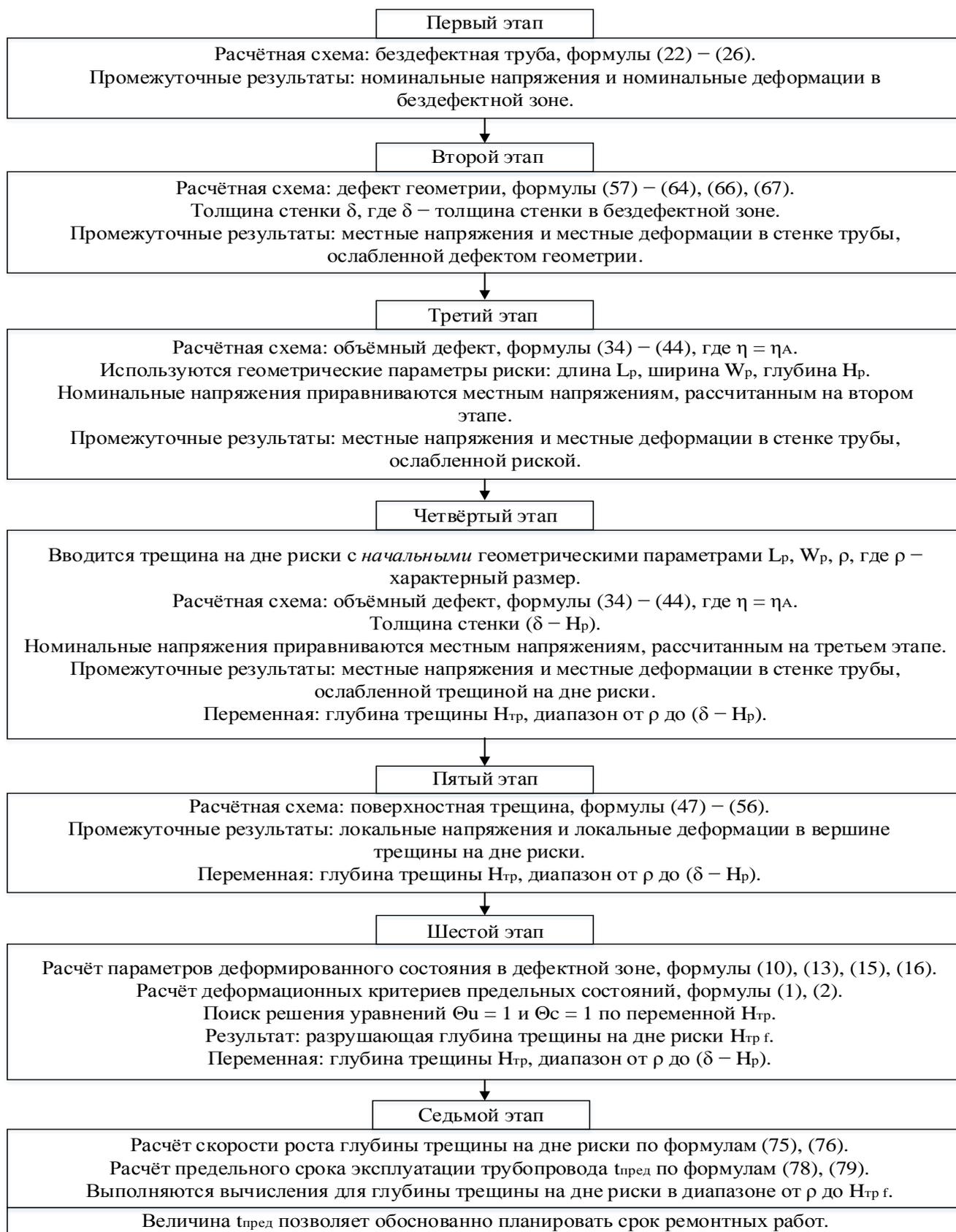


Рисунок 22. Алгоритм расчёта на долговечность магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с риской»

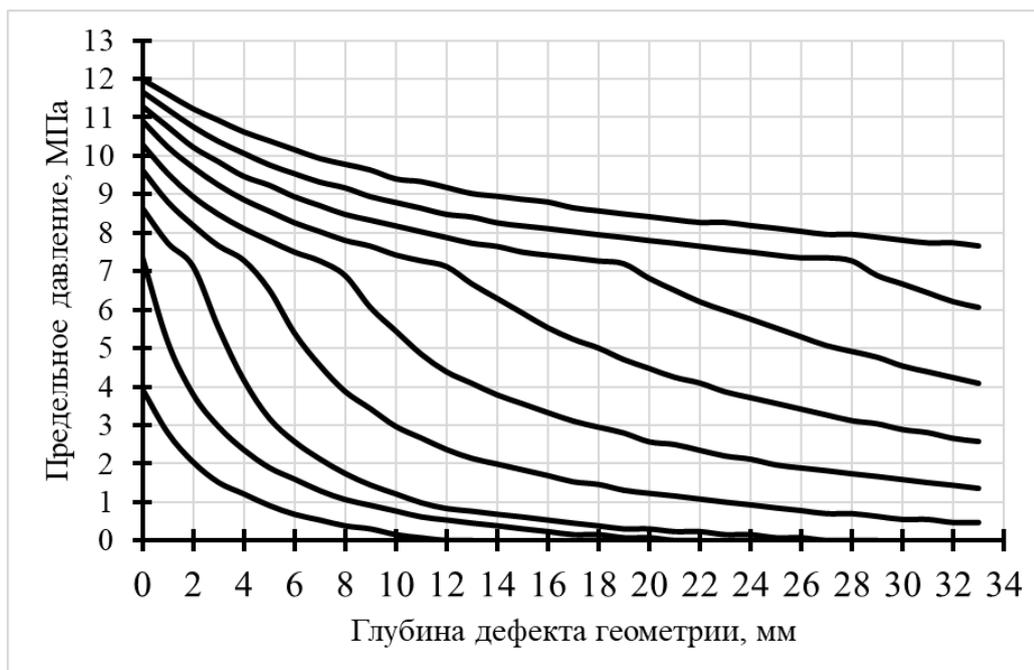


Рисунок 23. Графики зависимости предельного давления нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с риской» от глубины дефекта геометрии при глубине риски $H_p = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8$ мм

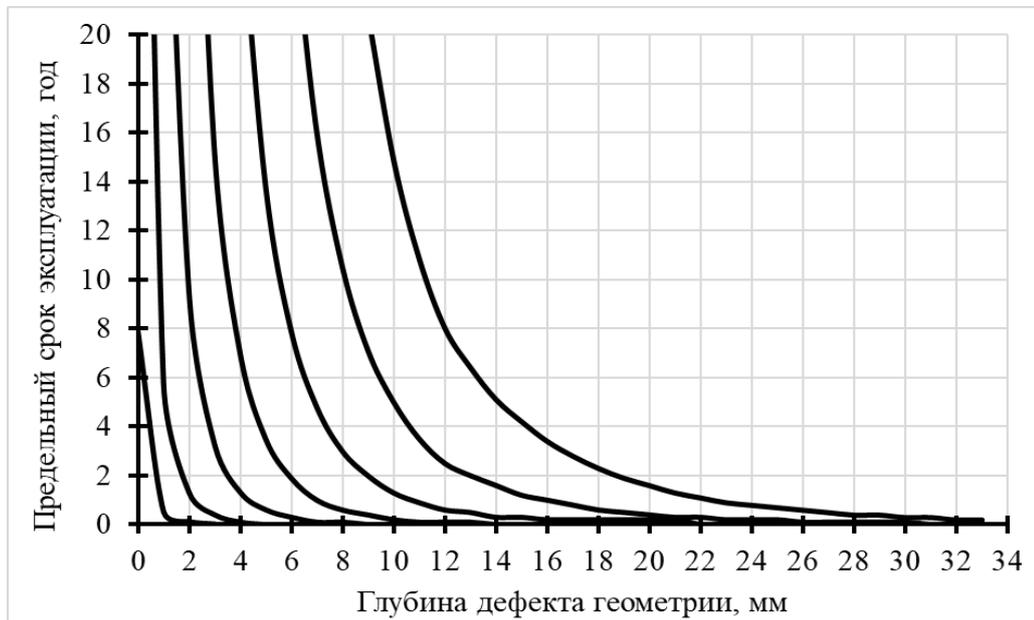


Рисунок 24. Графики зависимости предельного срока эксплуатации нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с риской» от глубины дефекта геометрии при глубине риски $H_p = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 6$ мм

2.9 Разработка и применение алгоритмов для расчётов на прочность и долговечность магистрального нефтепровода с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с трещиной»

Рассмотрим комбинированный дефект типа «дефект геометрии с трещиной», где трещина находится на внешней поверхности трубы. Для магистральных нефтепроводов с этим типом дефектов также были разработаны алгоритмы расчёта на прочность и долговечность. Последовательность расчётов на прочность представлена на рисунке 25 в виде блок-схемы, последовательность расчётов на долговечность – на рисунке 26.

При разработке алгоритма расчёта на прочность и долговечность нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с трещиной» были приняты следующие исходные положения:

- расчёт каждого из двух дефектов, входящих в комбинацию, выполняется отдельно: сначала рассчитывается дефект геометрии, затем трещина;
- влияние трещины на дефект геометрии не учитывается; при расчёте дефекта геометрии используется толщина стенки трубы в бездефектной зоне;
- влияние дефекта геометрии на трещину учитывается следующим образом: номинальные напряжения при расчёте трещины приравниваются местным напряжениям в области дефекта геометрии;
- долговечность трубы определяется ростом глубины трещины, которая увеличивается по циклическому (усталостному) механизму с некоторой скоростью.

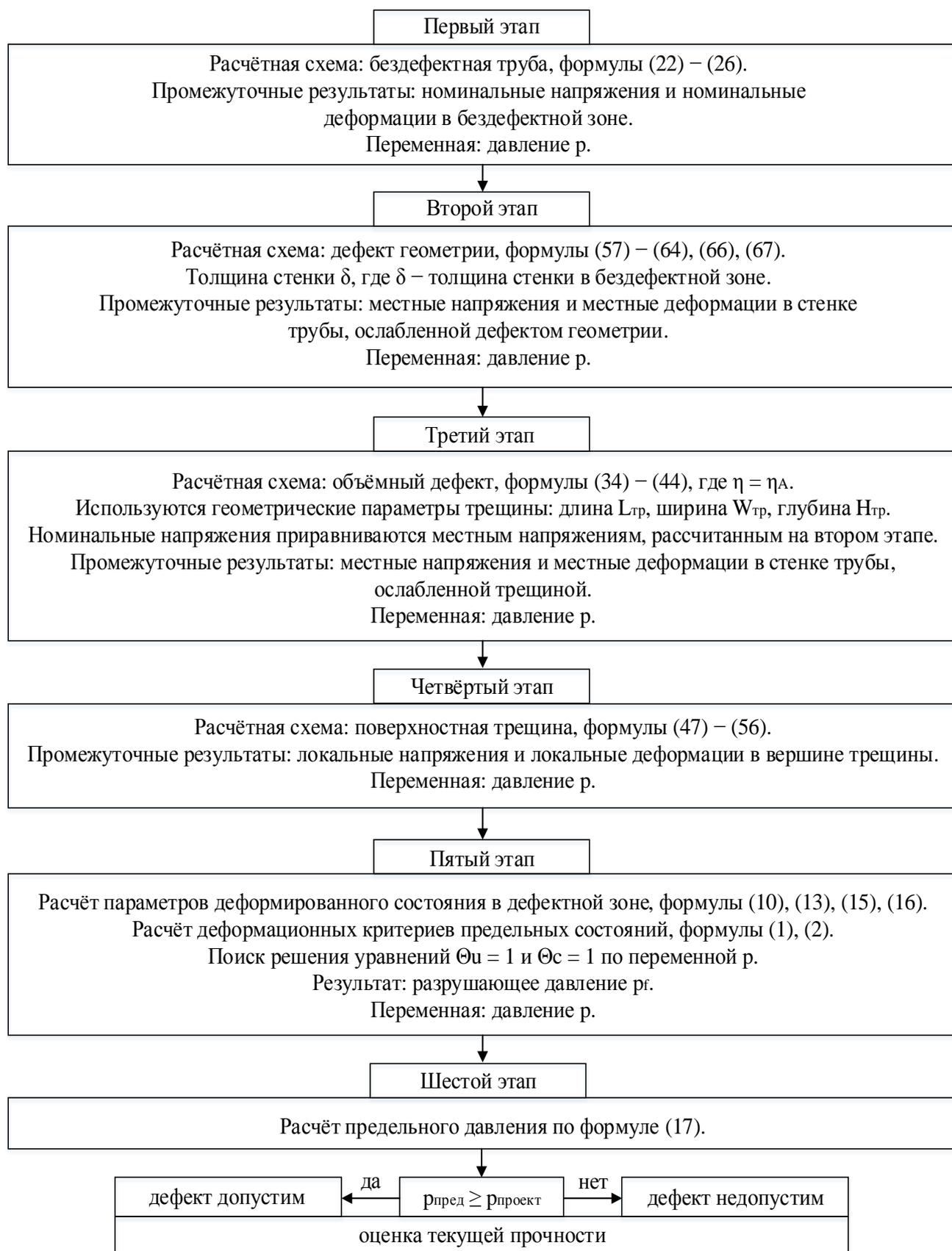


Рисунок 25. Алгоритм расчёта на прочность магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с трещиной»

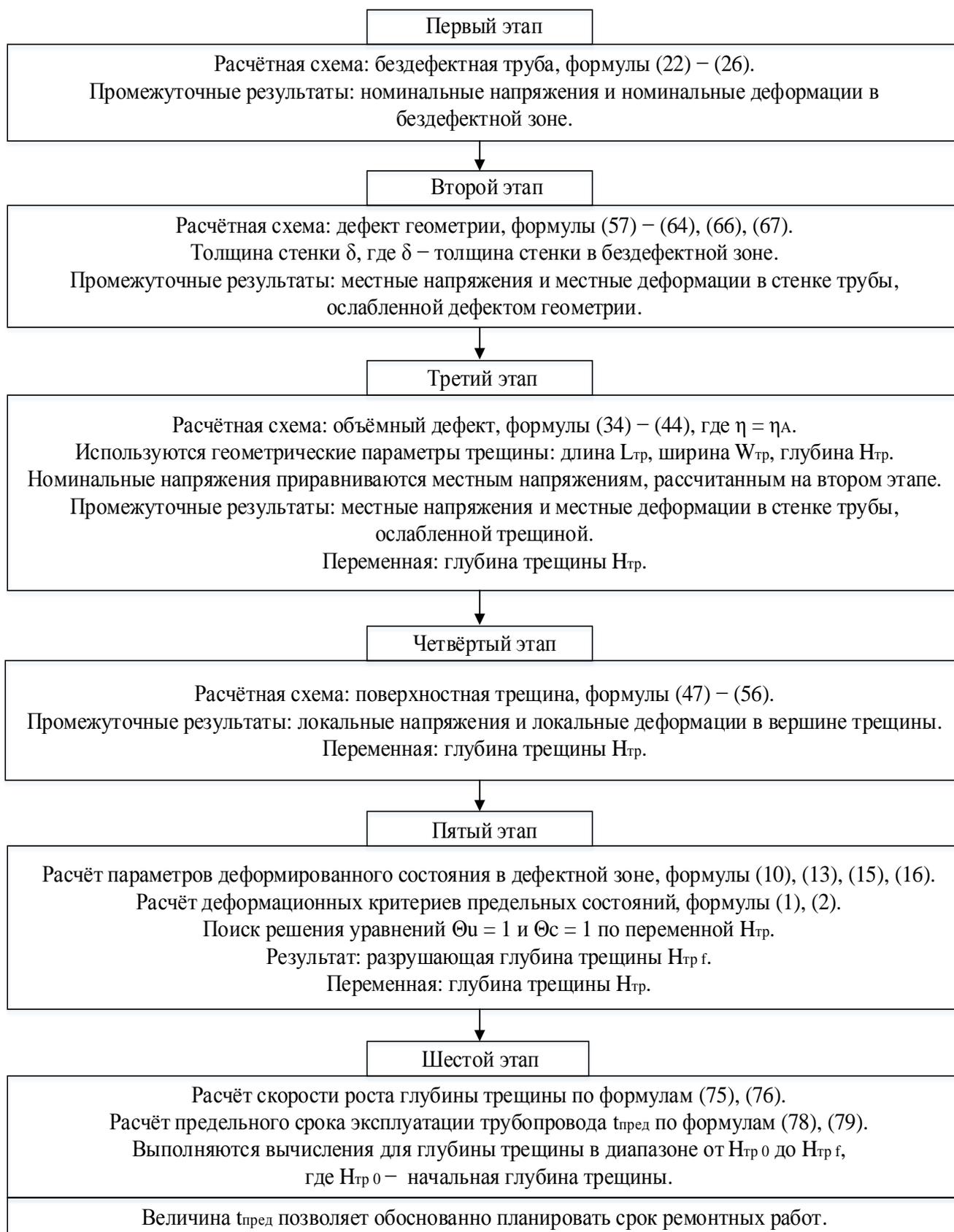


Рисунок 26. Алгоритм расчёта на долговечность магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с трещиной»

На рисунках 27 и 28 представлены результаты расчётов на прочность и долговечность трубопровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с трещиной». Использовались следующие исходные данные.

Первая группа: марка стали 17Г1С и её механические характеристики.

Вторая группа: $D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм, $1 / R_{изг} = 0$ (трубопровод прямолинейный, без изгибов).

Третья группа: $p_{проект} = 6,0$ МПа, $\Delta T = 0$.

Четвёртая группа. Геометрические параметры дефекта геометрии: $L_{г} = W_{г} = 100$ мм, $H_{г}$ – горизонтальная ось графиков; тип диагностики – ВТД; поправки на размеры дефекта: $\Delta_L = \Delta_W = 0$; $\Delta_H = 0,25 \cdot H$ при $H \leq 12$ мм, $\Delta_H = 3$ мм при $H > 12$ мм. Геометрические параметры трещины: $L_{тр} = W_{тр} = 100$ мм, $H_{тр}$ – разные кривые на графиках; тип диагностического прибора – CD; поправки на размеры дефекта: $\Delta_L = 20$ мм, $\Delta_W = 25$ мм, $\Delta_H = 0,75$ мм.

Пятая группа: категории III–IV, $k_{тр} = 1,32$, $n_p = 1,15$.

Шестая группа: $N_{год} = 200$ цикл / год.

Ограничение: должны выполняться неравенства $L_{г} / H_{г} > 3$ и $W_{г} / H_{г} > 3$.

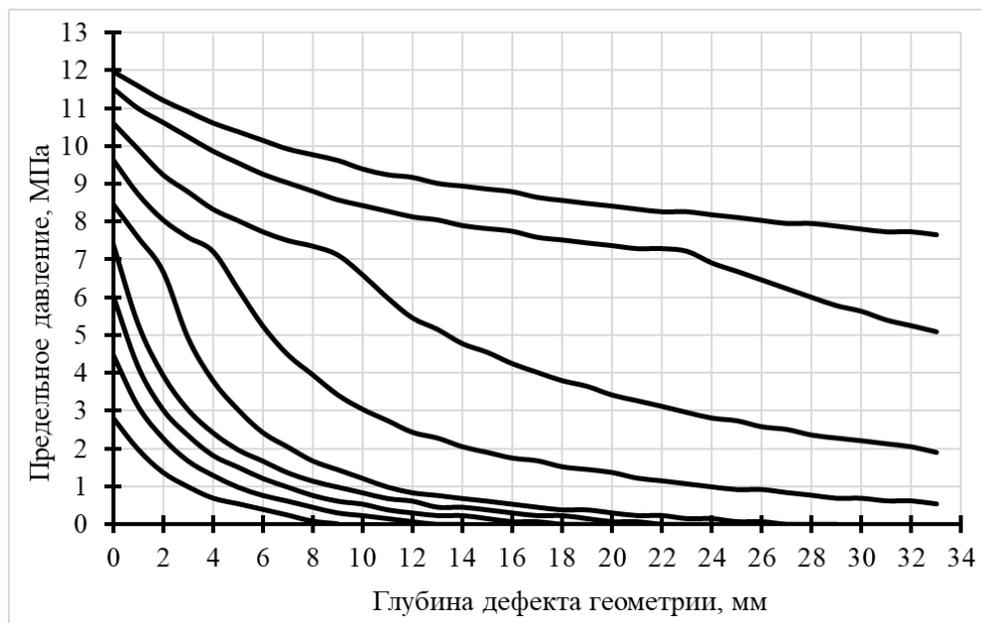


Рисунок 27. Графики зависимости предельного давления нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с трещиной» от глубины дефекта геометрии при глубине трещины $H_{тр} = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8$ мм

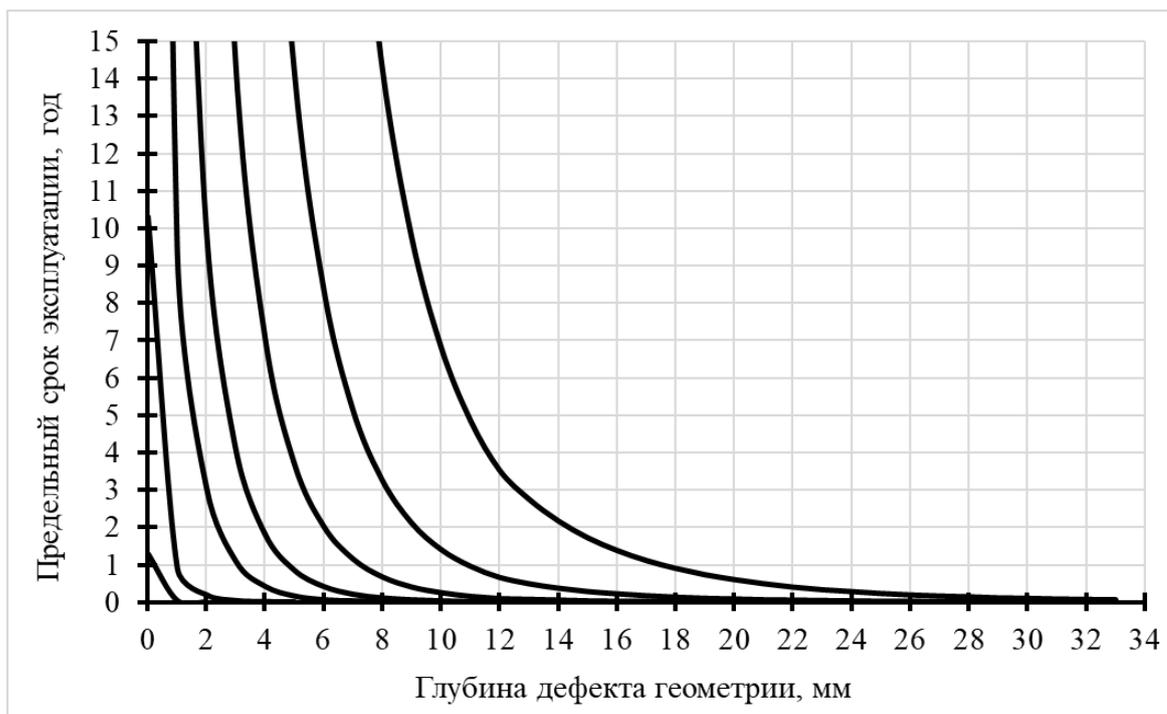


Рисунок 28. Графики зависимости предельного срока эксплуатации нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с трещиной» от глубины дефекта геометрии при глубине трещины $H_{тр} = 0; 0,5; 1; 1,5; 2; 3; 4$ мм

Рисунки 18, 23, 27 являются диаграммами для оценки прочности магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами, а рисунки 19, 24, 28 – диаграммами для оценки долговечности магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами.

2.10 Выводы по второй главе

Во второй главе представлены в графической форме результаты расчётов на прочность и долговечность магистральных нефтепроводов со следующими одиночными дефектами: коррозионный дефект потери металла (потеря металла); одиночная вмятина, а также со следующими комбинированными дефектами: дефект геометрии с потерей металла; дефект геометрии с риской; дефект геометрии с трещиной.

Приведены исходные положения разработанных методик расчёта магистрального нефтепровода на прочность и долговечность с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с потерей металла», а также с дефектами типа «дефект геометрии с риской», «дефект геометрии с трещиной». Описаны алгоритмы расчётов в виде блок-схем. Указаны преимущества разработанной методики расчёта на прочность и долговечность секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла» перед известными методами.

Требуется разработка алгоритмов расчёта трубопроводов с другими типами комбинированных дефектов, которые не рассматривались в данной диссертационной работе. Изучение комбинированных дефектов необходимо, так как они встречаются на линейной части магистральных нефтепроводов, обнаруживаются в ходе диагностических обследований, что показал проведённый анализ отчётов по внутритрубной диагностике магистрального нефтепровода. При прочих равных условиях комбинированные дефекты опаснее одиночных. Это количественно выражается в меньшем значении предельного давления и предельного срока эксплуатации трубопровода.

Рассмотрены критерии выявления комбинированных дефектов из разных источников, в том числе выражения (85) – (87), которые отличаются друг от друга. Однако во всех критериях используется величина расстояния между границами близкорасположенных дефектов S (в осевом, окружном или произвольном направлении), которая сравнивается с величиной расчётного предельного расстояния $[S]$. Если $S \leq [S]$, то дефекты взаимодействуют и образуют комбинированный дефект. Если $S > [S]$, дефекты не взаимодействуют, они являются одиночными. Для расчёта величины $[S]$ используются геометрические параметры трубопровода: толщина стенки и наружный диаметр; геометрические параметры дефектов: длина, ширина.

Следует продолжать изучать теоретическими и эмпирическими методами напряжённое и деформированное состояния стенки труб в зонах одиночных и комбинированных дефектов.

3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ В ДЕФЕКТНЫХ ЗОНАХ ТРУБЫ

3.1 Конструкция лабораторного стенда для исследования напряжённно-деформированного состояния стенки образца трубы

Экспериментальное исследование напряжённного и деформированного состояний стенки трубы в дефектных и бездефектных зонах выполнялось на лабораторном стенде [34]. Схема стенда представлена на рисунке 29. Внешний вид стенда изображён на рисунке 30.

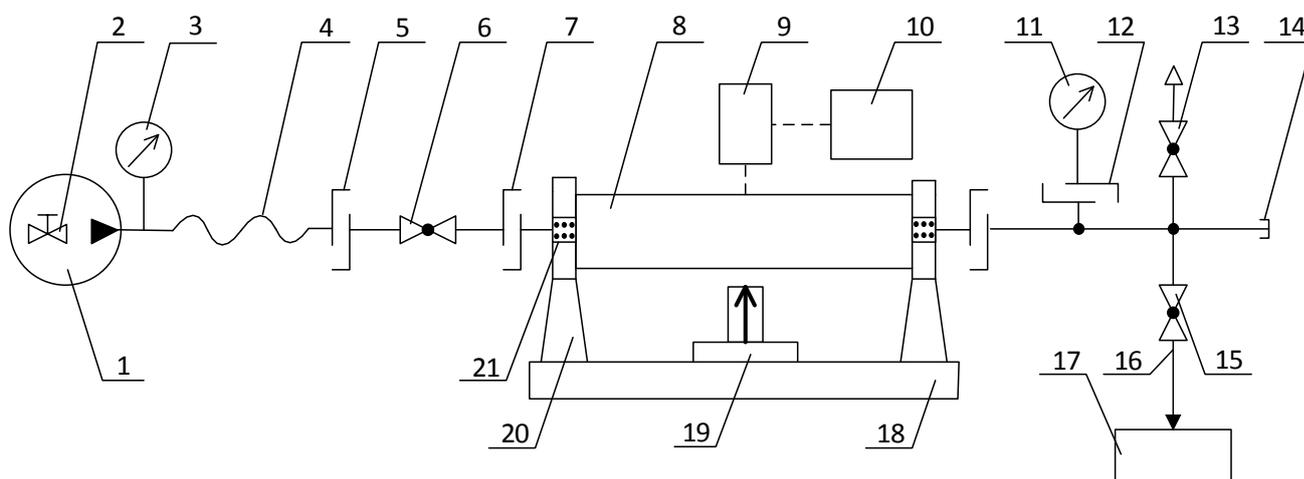


Рисунок 29. Схема лабораторного стенда: 1 – опрессовочный насос; 2 – выпускной вентиль; 3, 11 – манометры; 4 – шланг высокого давления; 5, 7, 12 – резьбовые быстроразъёмные соединения; 6 – запорный кран; 8 – образец трубы (модель трубы); 9 – тензометрическое оборудование; 10 – ноутбук; 13 – кран для выпуска воздуха; 14 – заглушка; 15 – кран для слива воды; 16 – сливной шланг; 17 – бак для жидкости; 18 – основание; 19 – винтовой домкрат; 20 – опора; 21 – разъёмное соединение верхней и нижней частей опор

Объектом исследований является образец трубы 8 (нумерация элементов лабораторного стенда приводится по рисункам 29 и 30). Образец вырезан из трубы, изготовленной по ГОСТ 3262-75 «Трубы стальные водогазопроводные.

Технические условия» [22]. Завод-изготовитель – АО «Борский трубный завод». Марка стали – ВСтЗсп. Механические характеристики материала трубы из сертификата на трубы: предел прочности $\sigma_b = 430$ МПа, условный предел текучести $\sigma_{0,2} = 310$ МПа. Механические характеристики стали, определённые при помощи номограмм из [68]: предел текучести $\sigma_T = 265$ МПа, коэффициент деформационного упрочнения $m = 0,12$. По формуле (8) вычислена интенсивность деформаций, соответствующая пределу текучести σ_T : $\varepsilon_T = 1098 \cdot 10^{-6}$ (1098 мкм / м). Геометрические параметры образца трубы: длина $L_{обр} = 1$ м, наружный диаметр $D = 114$ мм, толщина стенки $\delta = 4,5$ мм.

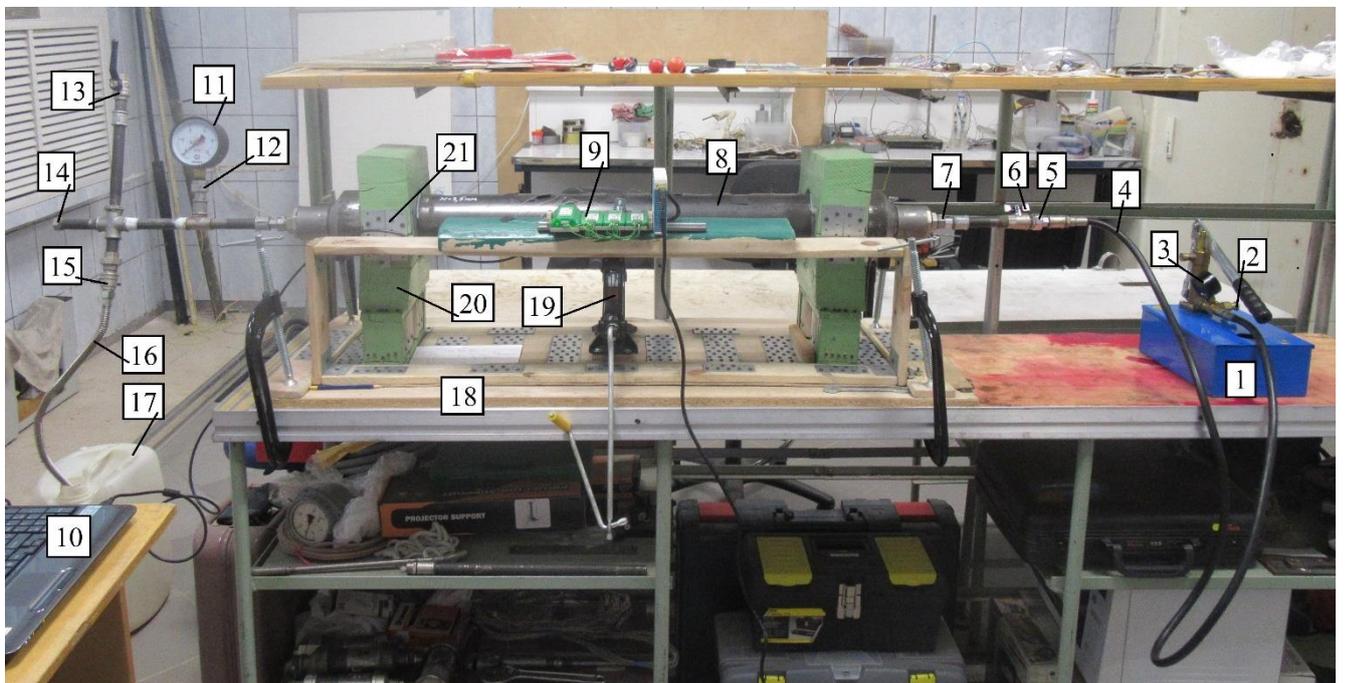


Рисунок 30. Внешний вид лабораторного станда
(нумерация позиций на рисунках 29 и 30 совпадает)

Лабораторный станд позволяет воздействовать на образец трубы отдельно или одновременно двумя нагрузками: внутренним давлением жидкости (избыточное давление), изгибающей нагрузкой в вертикальной плоскости. При различных значениях нагрузок производится измерение деформаций в стенке образца трубы тензорезистивным методом (с использованием тензорезисторов).

В процессе разработки конструкции стенда использовались литературные источники [10, 87, 91, 94], где описываются существующие стенды для испытаний труб, методики проведения испытаний. Известен стенд для исследования напряжённо-деформированного состояния (НДС) стенки трубы [37]. Этот стенд состоит из трубы (длина 3 м, наружный диаметр 325 мм), находящейся на двух опорах. Один конец трубы жёстко закреплён в опоре, а в другой вварен рычаг перпендикулярно оси трубы. Внизу под серединой трубы и под рычагом расположены гидравлические домкраты. Домкрат, расположенный под трубой, создаёт изгибающую нагрузку в вертикальной плоскости, а домкрат, находящийся под рычагом, создаёт крутящий момент. Для изучения НДС стенки трубы предполагается использование тензометрического оборудования. Воздействие на трубу внутренним давлением не предусмотрено, что является недостатком, так как внутреннее давление перекачиваемого продукта действует на стенку действующих магистральных трубопроводов, величина внутреннего давления используется в расчётах на прочность и долговечность.

В работе [9] рассмотрено устройство для испытания модели трубопровода внутренним давлением и для оценки НДС стенки модели трубопровода. Исследование НДС выполняется при использовании тензодатчиков. Модель трубопровода имеет следующие геометрические параметры: наружный диаметр 140 мм, толщина стенки 1,4 мм. Модель трубопровода нагружается внутренним давлением, которое создаётся при помощи ручного насоса. Воздействие других сил на модель не предусмотрено.

Таким же недостатком – возможность воздействия на трубу лишь внутренним давлением – обладает стенд из источника [59].

Известны стенды для гидроиспытаний натуральных труб, применяющиеся на промышленных площадках и на полигонах [35].

В конструкцию лабораторного стенда, который использовался в процессе экспериментальных исследований для подготовки данной диссертационной работы, включаются следующие элементы (см. рисунки 29 и 30): опрессовочный насос 1; выпускной вентиль 2 опрессовочного насоса 1; манометр 3 для

регистрации значения давления нагнетания опрессовочного насоса 1; шланг высокого давления 4; резьбовое быстроразъёмное соединение 5 для присоединения опрессовочного насоса 1 к гидравлической системе стенда; запорный кран 6; два резьбовых быстроразъёмных соединения 7 для присоединения образца трубы 8 к гидравлической системе стенда; тензометрическое оборудование 9, в котором реализуется тензорезистивный метод измерения деформаций; ноутбук 10 со специальным программным обеспечением, на экране которого выводятся результаты измерений; манометр 11 для регистрации значения внутреннего давления в образце трубы 8; резьбовое быстроразъёмное соединение 12 для подключения манометра 11 к гидравлической системе стенда; кран для выпуска воздуха 13; заглушка 14; кран для слива жидкости 15; сливной шланг 16; бак для слива жидкости 17; основание стенда 18; винтовой домкрат 19; две опоры 20, каждая из которых состоит из верхней и нижней частей; разъёмные соединения 21 для крепления верхней и нижней частей опор 20 друг к другу.

В процессе работы опрессовочного насоса 1 производится наполнение жидкостью (предпочтительно водой) внутренних полостей образца трубы 8 и гидравлической системы стенда, а также нагружение стенки образца трубы 8 внутренним статическим давлением. В экспериментах применялся опрессовочный насос марки НА-100, содержащий выпускной вентиль 2 и бак для жидкости.

Винтовой домкрат 19 служит для воздействия на образец трубы 8 изгибающей нагрузкой в вертикальной плоскости.

Посредством двух резьбовых быстроразъёмных соединений 7 осуществляется замена исследованного образца трубы 8 на другой образец.

Схема тензометрического оборудования показана на рисунке 31.

В состав тензометрического оборудования входят (см. рисунок 31): цифровые тензодатчики 1; преобразователь интерфейса USB ↔ RS-485, позиция 2; коннектор (соединитель) 3; блок питания 4; ноутбук 5 (на рисунках 29 и 30 имеет позицию 10); тензорезисторы 6; колодка 7, необходимая для облегчения сборки электрической схемы; проводники (провода) 8.

Для измерения одного значения деформации используется полумостовая тензометрическая схема [47, 51]. Полумостовая тензометрическая схема представлена на рисунке 32.

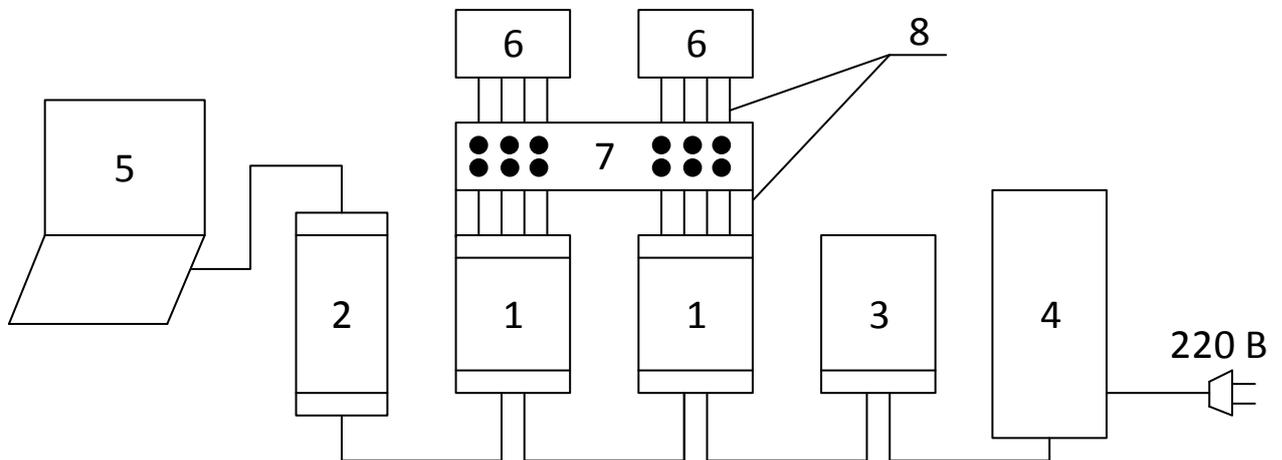


Рисунок 31. Схема тензометрического оборудования: 1 – цифровой тензодатчик; 2 – преобразователь интерфейса USB ↔ RS-485; 3 – коннектор; 4 – блок питания; 5 – ноутбук; 6 – тензорезистор – аналоговый тензодатчик; 7 – колодка; 8 – проводники

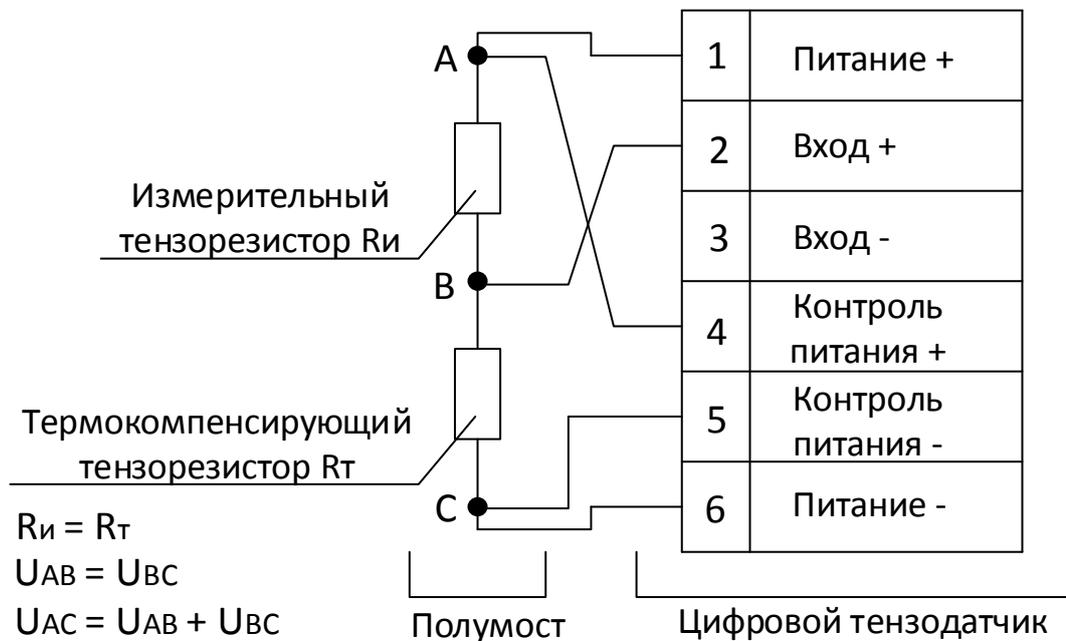


Рисунок 32. Полумостовая тензометрическая схема: A, B, C – узловые точки; U – электрическое напряжение, R – электрическое сопротивление

В полумостовую схему входит два тензорезистора: измерительный и термокомпенсирующий. Электрические сопротивления измерительного и термокомпенсирующего тензорезисторов должны быть равны. Условием сбалансированности полумостовой схемы, которое проверяется при диагностировании схемы до выполнения измерений, является равенство электрических напряжений U_{AB} и U_{BC} , где U_{AB} – электрическое напряжение между узловыми точками А и В, U_{BC} – электрическое напряжение между узловыми точками В и С.

В проведённых экспериментах измерялись кольцевые ε_θ и продольные ε_z деформации, радиальные деформации ε_r не измерялись. Для измерения кольцевой деформации тензорезистор устанавливается (приклеивается) на наружную поверхность образца трубы перпендикулярно образующей трубы, а для измерения продольной деформации – вдоль образующей трубы. Совокупность двух измерительных тензорезисторов для регистрации кольцевой и продольной деформаций в одной «точке» образца называется розеткой.

Термокомпенсирующий тензорезистор устанавливается на отдельном стальном образце, который не испытывает нагрузок. Этот тензорезистор необходим для того, чтобы колебания температуры воздуха (и, следовательно, колебания температуры образца трубы) не влияли на показания [41].

Для измерения деформаций в одной «точке» образца использовалось два измерительных и два термокомпенсирующих тензорезистора.

Применялись тензорезисторы типа 2ФКП 5-200 [84]. Тензометрическое оборудование и специальное программное обеспечение для регистрации значений деформаций были приобретены у компании Zetlab.

3.2 Методика проведения экспериментов

Рассмотрим эксперимент, когда на образец трубы действует только внутреннее давление.

Начальное положение кранов перед испытанием: запорный кран 6 – открыт (нумерация элементов лабораторного стенда дана по рисункам 29 и 30), кран для выпуска воздуха 13 – открыт, кран для слива жидкости 15 – закрыт. Бак опрессовочного насоса 1 наполняется жидкостью (в проведённых экспериментах использовалась вода).

Внутренние полости образца трубы 8 и гидравлической системы стенда заполняются водой посредством работы опрессовочного насоса 1. Когда воздух будет вытеснен из гидравлической системы, следует закрыть кран для выпуска воздуха 13. Продолжается закачка воды во внутренние полости стенда.

Фиксируются показания кольцевой ϵ_{θ} и продольной ϵ_z деформаций, когда стрелка манометра 11 находится на отметке «ноль». Эти значения деформаций будут считаться «нулевыми». В дальнейшем именно от этих «нулевых» значений будет производиться отсчёт значений деформаций. Измеренное значение деформаций $\epsilon_{\text{изм}}$, которое будет использоваться при обработке результатов экспериментов, определяется по формуле $\epsilon_{\text{изм}} = \epsilon_{\text{экр}} - \epsilon_{\text{нул}}$, где $\epsilon_{\text{экр}}$ – значение деформации, выводимое на экране ноутбука 10; $\epsilon_{\text{нул}}$ – «нулевое» значение деформации. Необходимо учитывать то, что измеренное значение деформации может быть положительным или отрицательным. Настройка тензометрической аппаратуры была выполнена на регистрацию величин деформаций в единицах измерения мкм / м (млн^{-1} , микрострейн).

Назначается шаг повышения давления Δp . На каждом шаге повышения давления фиксируются значения кольцевой и продольной деформаций. Допустим, $\Delta p = 0,2$ МПа, тогда выполняется запись значений деформаций при величинах давления 0; 0,2; 0,4; 0,6 МПа и т. д. Давление пошагово повышается до некоторого максимального значения p_{max} . В проведённых экспериментах оно составляло $p_{\text{max}} = 6,2$ МПа. В итоге, каждому значению внутреннего давления из диапазона от

нуля до 6,2 МПа с шагом 0,2 МПа соответствуют два значения деформации – кольцевой и продольной.

Для уменьшения давления в образце трубы 8 и в гидравлической системе стенда следует открыть выпускной вентиль 2, входящий в конструкцию опрессовочного насоса 1. После открытия выпускного вентиля 2 вода поступает обратно в бак опрессовочного насоса. Когда стрелка манометра 11 опустится до отметки «ноль», открывается кран для слива воды 15 и вода поступает в бак 17. Далее открывается кран для выпуска воздуха 13. Эксперимент завершён.

Результаты эксперимента фиксируются в таблице. Напротив значений давления (в МПа) записываются соответствующие измеренные значения кольцевой и продольной деформаций (в мкм / м).

Результаты эксперимента можно представить графически. Выполняются построения графиков зависимости кольцевой деформации ε_{θ} от давления p и продольной деформации ε_z от давления p . Анализируется характер полученных кривых. Если наблюдается закон прямой, то материал образца трубы работал в упругой стадии. Если характер графика нелинейный, то, следовательно, материал образца трубы работал в упруго-пластической стадии. На одной кривой может наблюдаться и линейный (при меньших значениях давления), и нелинейный (при бóльших значениях давления) закон, откуда следует, что в ходе проведения испытания произошёл переход работы материала образца трубы из упругой стадии в упруго-пластическую.

Тензорезисторы предлагается устанавливать в дефектных и бездефектных зонах образцов трубы для изучения НДС в этих зонах.

Полученные экспериментальным путём значения кольцевой и продольной деформаций затем используются в последующих расчётах при обработке экспериментальных данных.

Если стадия работы материала упругая, кольцевая ε_{θ} и продольная ε_z деформации являются главными деформациями, то выполняется расчёт кольцевого напряжения σ_{θ} , продольного напряжения σ_z и интенсивности напряжений σ_i по формулам [24, 41]

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\theta} &= \frac{E}{1 - \nu^2} \cdot (\varepsilon_{\theta} + \nu \cdot \varepsilon_z), \\ \sigma_z &= \frac{E}{1 - \nu^2} \cdot (\varepsilon_z + \nu \cdot \varepsilon_{\theta}), \\ \sigma_i &= \sqrt{\sigma_{\theta}^2 + \sigma_z^2 - \sigma_{\theta} \cdot \sigma_z} \end{aligned} \right\} \quad (88)$$

Принимается, что напряжённое состояние стенки трубы является плоским и радиальные напряжения равны нулю: $\sigma_r = 0$. В упруго-пластической стадии формулы (88) неверны.

Выполняются построения графиков зависимости вида $\sigma_{\theta} - p$, $\sigma_z - p$, $\sigma_i - p$, а также вида $\alpha_{\sigma} - p$, где α_{σ} – коэффициент концентрации напряжений, $\alpha_{\sigma} = \sigma_{i \text{ деф}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ [см. формулу (27)].

По условию пластичности Хубера – Мизеса $\sigma_i(p) = \sigma_T$ определяется, при каком давлении (в каком интервале давления) произошёл переход работы материала образца трубы из упругой стадии в упруго-пластическую.

Экспериментально полученные результаты сравниваются с теоретическими, полученными при использовании расчётных схем, рассмотренных в главе 1.

Далее при помощи формул (12), (14), (13), (10) вычисляются соответственно среднее напряжение σ_0 , объёмная деформация ε_0 , радиальная деформация ε_r и интенсивность деформаций ε_i . Все компоненты и параметры НДС стенки образца трубы в дефектных зонах определены. Однако все расчёты, выполненные в ходе обработки экспериментальных результатов, верны только при упругой стадии работы материала образца трубы.

Чтобы образец трубы 8 лабораторного стенда подвергать изгибающей нагрузке в вертикальной плоскости, используется винтовой домкрат 19. Для изгиба трубы следует крутить винт домкрата по ходу движения часовой стрелки. Для прекращения нагрузки винт домкрата крутят против хода движения часовой стрелки. В проведённых и ниже описанных экспериментах винтовой домкрат для создания изгибающей силы не использовался. Образец трубы 8 подвергался только воздействию внутреннего давления.

3.3 Исследование напряжённо-деформированного состояния образца трубы в дефектных зонах потери металла. Эксперимент № 1

Было проведено экспериментальное изучение напряжённо-деформированного состояния стенки трубы в дефектных зонах потери металла на лабораторном стенде, описанном в параграфе 3.1, по методике, рассмотренной в параграфе 3.2 [34].

На наружной поверхности образца трубы (длина $L_{обр} = 1$ м, наружный диаметр $D = 114$ мм, толщина стенки $\delta = 4,5$ мм, марка стали – ВСтЗпс) были созданы семь дефектов потери металла при помощи угловой шлифовальной машинки. Все дефекты симметричны относительно осевого и окружного направлений образца трубы. Геометрические параметры искусственных дефектов потери металла представлены в таблице 6. Схематичное изображение дефекта потери металла и его геометрические параметры представлены на рисунке 2.

Таблица 6. Геометрические параметры искусственных дефектов потери металла

Номер дефекта	Длина L, мм	Ширина W, мм	Ширина Θ , рад	Глубина H, мм	Относительная глубина, H / δ
№ 1	50	32	0,56	0,5	0,11
№ 2	50	32	0,56	1,0	0,22
№ 3	50	31	0,54	1,5	0,33
№ 4	50	34	0,60	2,0	0,44
№ 5	50	35	0,61	2,5	0,56
№ 6	50	36	0,63	3,0	0,67
№ 7	50	40	0,70	3,5	0,78
бездефектная зона № 8	0	0	0	0	0

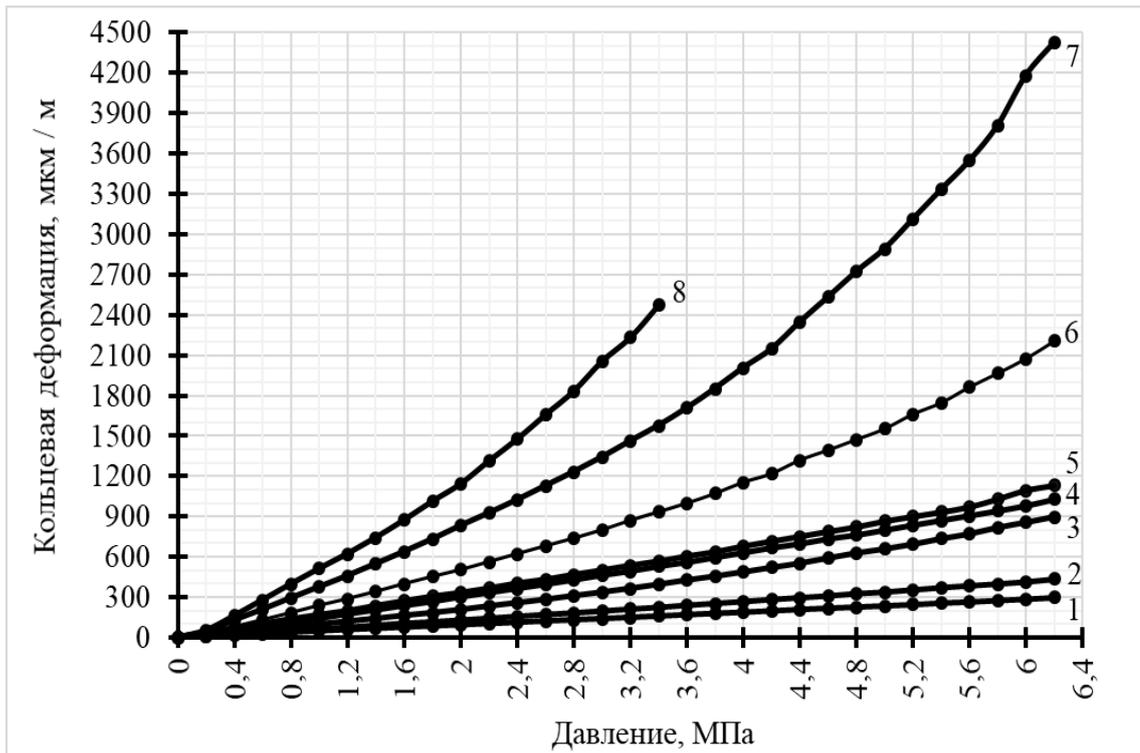
Дефекты нанесены на образец трубы таким образом, чтобы они не взаимодействовали друг с другом по критерию (87). Следовательно, минимальное расстояние между соседними дефектами больше значения четырёх номинальных толщин стенки.

В центре каждого дефекта на наружной поверхности образца трубы были установлены два тензорезистора для измерения кольцевой ε_{θ} и продольной ε_z деформаций. Стенка образца трубы подвергалась воздействию внутреннего давления. Шаг повышения давления составлял $\Delta p = 0,2$ МПа. При значениях давления 0; 0,2; 0,4; 0,6; ... 6,0; 6,2 МПа производились измерения кольцевой и продольной деформаций (в мкм / м).

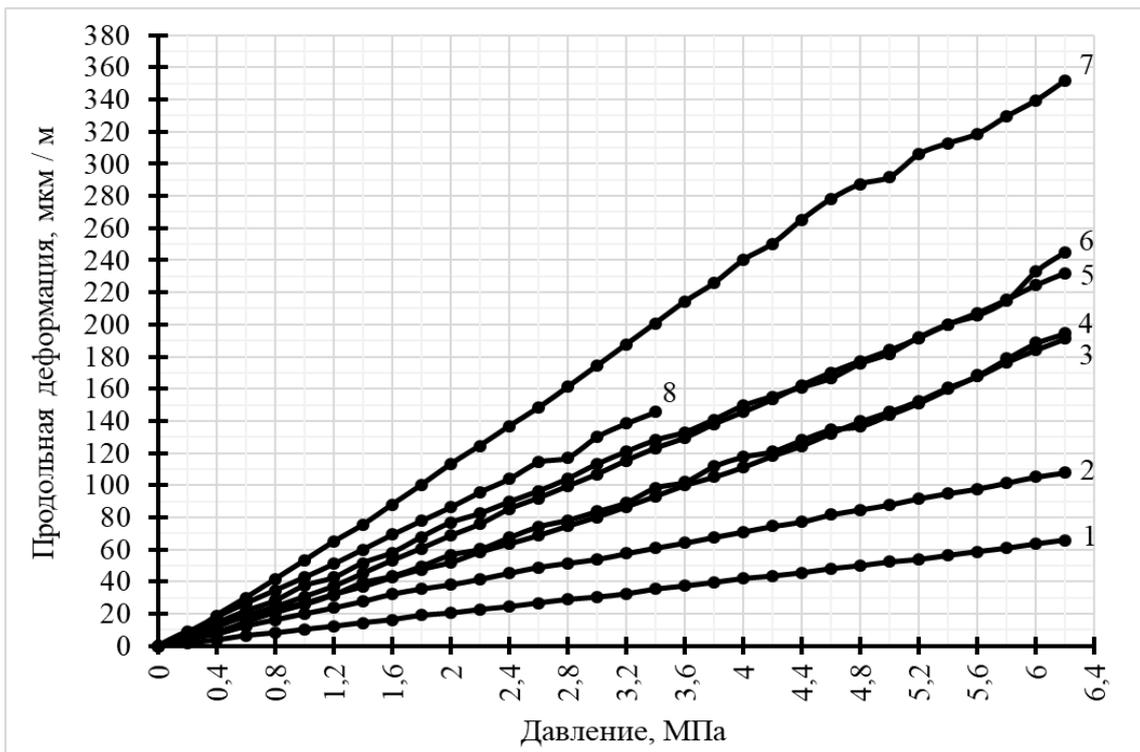
В данном эксперименте два входных параметра (два фактора): давление p (32 уровня), глубина дефекта H или относительная глубина дефекта H / δ (8 уровней). Число измерений $N = 32 \cdot 8 = 256$. Выходные параметры: кольцевая ε_{θ} и продольная ε_z деформации.

Результаты измерений представлены на рисунке 33.

На рисунке 33а изображены графические зависимости кольцевой деформации ε_{θ} от давления p , на рисунке 33б показаны графические зависимости продольной деформации ε_z от давления p для всех дефектных зон и бездефектной зоны. Из рисунка 33а видно, что зависимость кольцевой деформации от давления имеет линейный характер при глубине дефекта $H = 0,5; 1,0; 1,5; 2,0$ мм (соответствующая относительная глубина дефекта $H / \delta = 0,11; 0,22; 0,33; 0,44$) и нелинейный характер при $H = 2,5; 3,0; 3,5$ мм (соответствующая относительная глубина дефекта $H / \delta = 0,56; 0,67; 0,78$). Нелинейность графиков говорит о наличии пластических деформаций. Графики зависимости продольной деформации ε_z от давления p имеют линейный вид при всех значениях глубины дефекта.



а



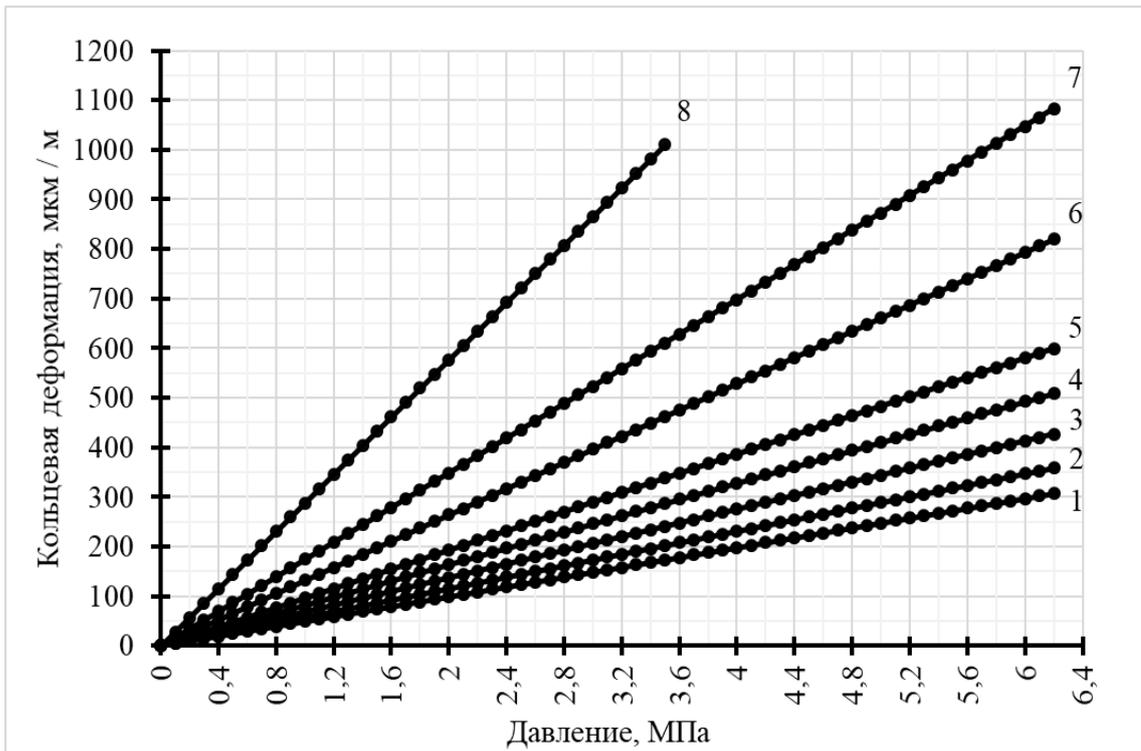
б

Рисунок 33. Экспериментальные графики зависимости кольцевой деформации от давления (а), продольной деформации от давления (б) в зонах дефектов потери металла: 1 – Н = 0; 2 – Н = 0,5 мм; 3 – Н = 1,0 мм; 4 – Н = 1,5 мм; 5 – Н = 2,0 мм; 6 – Н = 2,5 мм; 7 – Н = 3,0 мм; 8 – Н = 3,5 мм

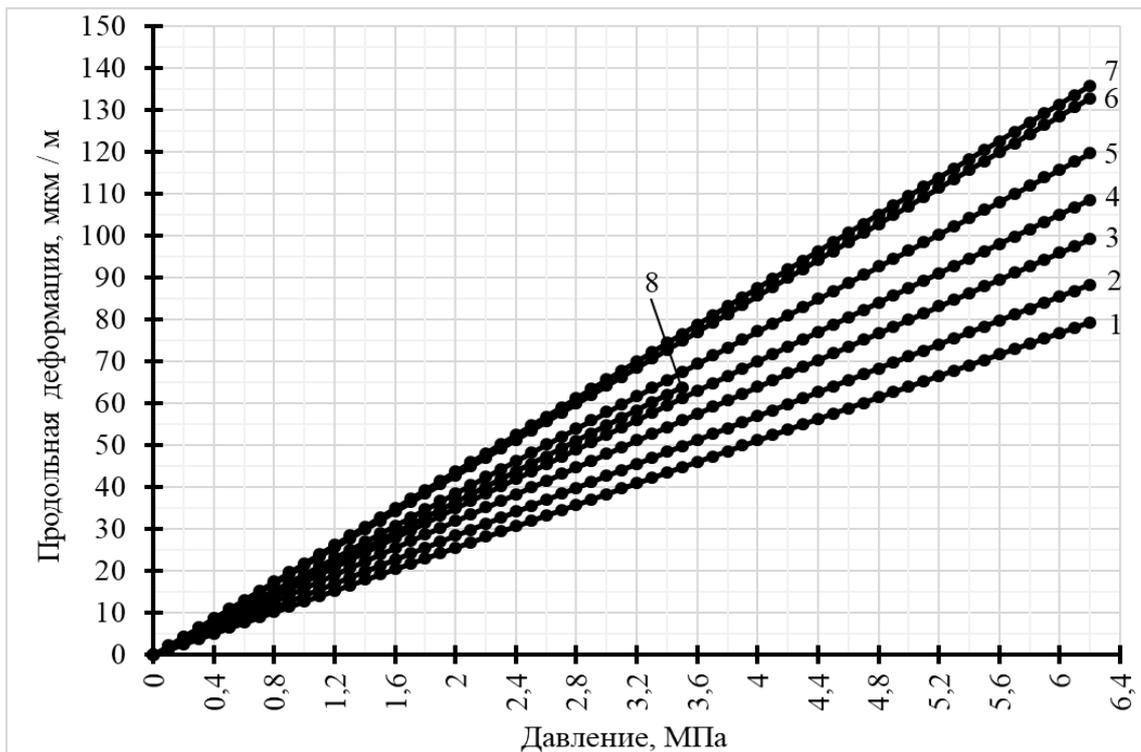
Были выполнены построения зависимостей вида $\varepsilon_{\theta} - p$ и $\varepsilon_z - p$ теоретическим путём при использовании расчётных схем бездефектной трубы и объёмного дефекта потери металла. Результаты расчётов, выполненных с шагом $\Delta p = 0,1$ МПа, представлены на рисунке 34.

Расчёты для построения графиков на рисунке 34 были произведены в упругой постановке, поскольку значения интенсивности местных напряжений σ_i нетто (индекс «нетто» относится к величине, характеризующей дефектную зону), вычисленные по расчётной схеме объёмного дефекта потери металла, во всех случаях были меньше значения предела текучести $\sigma_T = 265$ МПа, в то время как условием перехода работы материала из упругой стадии в упруго-пластическую является выполнение равенства $\sigma_i \text{ нетто} = \sigma_T$ (это условие пластичности Хубера – Мизеса). При расчёте площади продольного сечения дефекта A использовалась прямоугольная аппроксимация площади: $A = L \cdot H$.

Данные из рисунков 33 и 34 свидетельствуют о том, что теоретически рассчитанные значения деформаций меньше экспериментально полученных значений. Лишь значения деформаций в бездефектной зоне, полученные экспериментальным путём, хорошо согласуются с теорией. На рисунке 35 представлены графики зависимости деформаций от давления для дефектов с глубинами $H = 1,5$ мм и $H = 2,5$ мм, которые наглядно демонстрируют несоответствие экспериментальных и теоретических результатов.

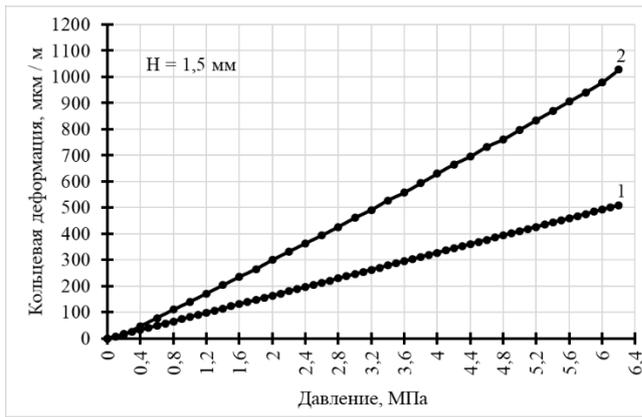


а

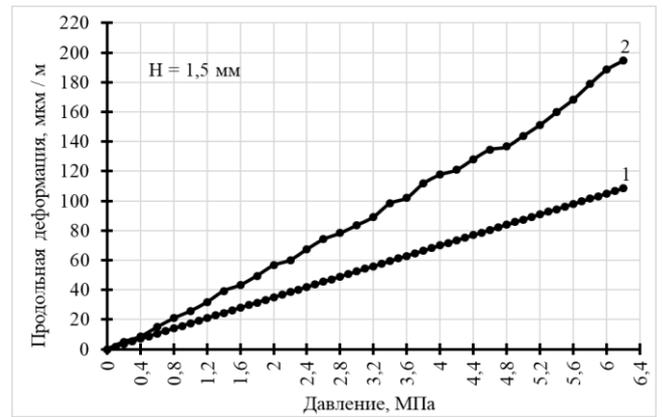


б

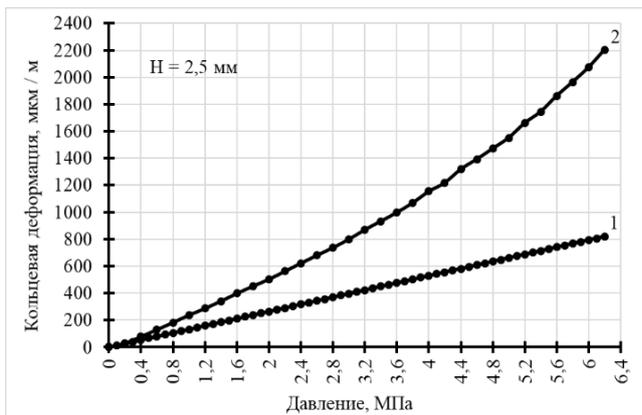
Рисунок 34. Теоретические графики зависимости кольцевой деформации от давления (а), продольной деформации от давления (б) в зонах дефектов потери металла: 1 – $H = 0$; 2 – $H = 0,5$ мм; 3 – $H = 1,0$ мм; 4 – $H = 1,5$ мм; 5 – $H = 2,0$ мм; 6 – $H = 2,5$ мм; 7 – $H = 3,0$ мм; 8 – $H = 3,5$ мм



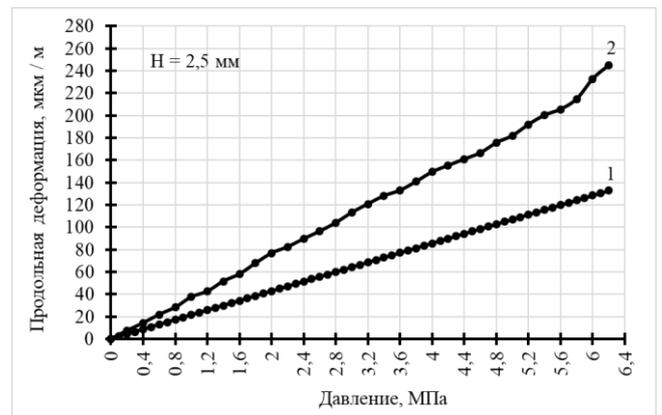
а



б



в



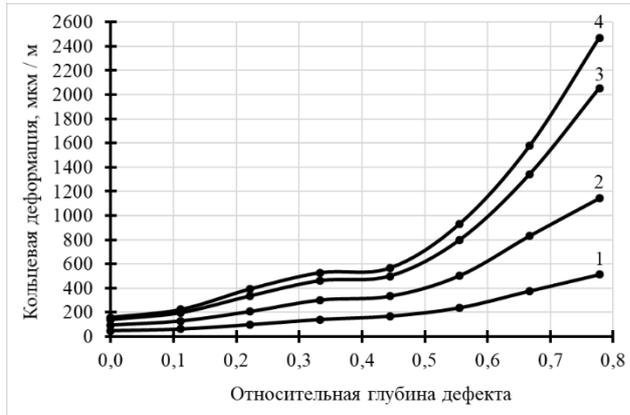
г

Рисунок 35. Экспериментальные и теоретические графики зависимости деформаций от давления при глубине дефекта потери металла $H = 1,5$ мм (а, б), $H = 2,5$ мм (в, г): 1 – теоретический график; 2 – экспериментальный график

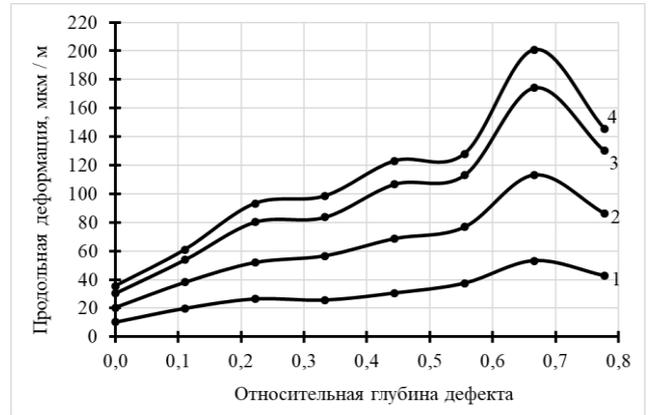
Несоответствие экспериментальных и теоретических результатов связано с тем, что в экспериментах деформации измерялись на наружной поверхности образца трубы в дефектных зонах, где присутствуют деформации от изгиба, а по расчётной схеме объёмного дефекта потери металла вычисляются усреднённые деформации по сечению остаточной толщины стенки (в нетто-сечении).

В ходе обработки экспериментальных данных проводились построения графиков зависимости кольцевой ϵ_{θ} и продольной ϵ_z деформаций в дефектных зонах потери металла от относительной глубины дефекта H / δ . На рисунках 36а, 36б продемонстрированы эти экспериментальные графики при давлении $p = 1,0$; $2,0$; $3,0$; $3,4$ МПа, точки в поле графиков соединены гладкими кривыми (функция в

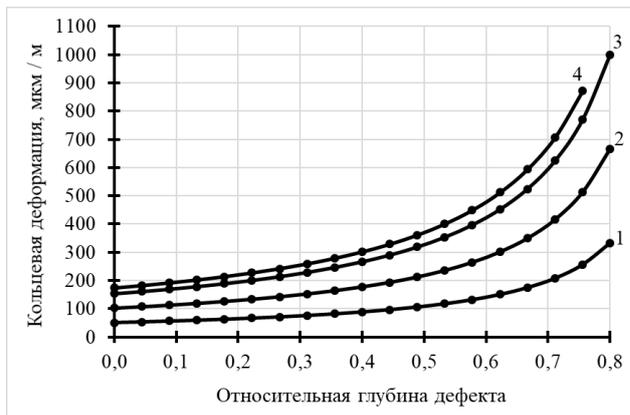
программе Excel). Аналогичные теоретические графики представлены на рисунках 36в, 36г.



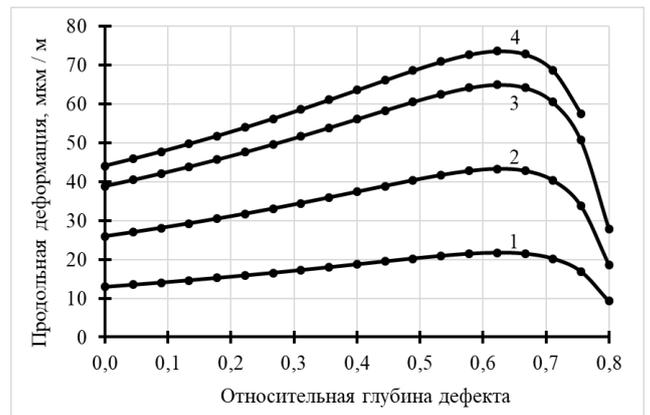
а



б



в



г

Рисунок 36. Экспериментальные (а, б) и теоретические (в, г) графики зависимости кольцевой и продольной деформаций от относительной глубины дефекта потери металла: 1 – $p = 1,0$ МПа; 2 – $p = 2,0$ МПа; 3 – $p = 3,0$ МПа; 4 – $p = 3,4$ МПа

Графики зависимости вида $\epsilon_{\theta} - H / \delta$ и $\epsilon_z - H / \delta$ предлагается разделить на два участка: при H / δ от 0 до 0,55 и при H / δ от 0,55 до 0,80. Каждый участок описывается некоторым законом.

Зависимость кольцевой деформации ϵ_{θ} от относительной глубины дефекта H / δ при $H / \delta \in [0; 0,55]$ подчиняется линейному закону, при $H / \delta \in [0,55; 0,80]$ подчиняется другому линейному закону с бóльшим

значением углового коэффициента. Линейный закон (закон прямой) имеет вид $\varepsilon = k \cdot H + b$, где k – угловой коэффициент, b – свободный член.

Зависимость продольной деформации ε_z от относительной глубины дефекта H / δ при $H / \delta \in [0; 0,55]$ описывается линейным законом, а при $H / \delta \in [0,55; 0,80]$ – законом полинома второй степени (законом параболы). Закон полинома второй степени имеет вид $\varepsilon = A \cdot H^2 + B \cdot H + C$, где A , B – коэффициенты, C – свободный член.

У графика зависимости вида $\varepsilon_z - H / \delta$ наблюдается точка максимума, что подтверждается теорией (см. рисунок 34б и расположение кривой 8 для дефекта с глубиной $H = 3,5$ мм, а также рисунок 36г).

Найдены уравнения экспериментальных графиков, изображённых на рисунках 36а и 36б, в интервалах $H / \delta \in [0; 0,55]$ и $H / \delta \in [0,55; 0,80]$. Эти уравнения, приведённые в таблицах 7–8, определены методом наименьших квадратов в электронном редакторе MS Excel (команда «Формат линии тренда...»). Деформации в приведённых соотношениях измеряются в процентах (%): $\varepsilon\% = \varepsilon_{\text{мкм} / \text{м}} \cdot 10^{-4}$, где $\varepsilon\%$ – деформация, измеряемая в процентах, $\varepsilon_{\text{мкм} / \text{м}}$ – деформация, измеряемая в мкм / м. В таблицах 7–8 также помещены величины достоверности аппроксимации R^2 , которые близки к единице, что говорит об адекватности полученных зависимостей при обработке экспериментальных данных.

Затем при использовании экспериментально полученных значений деформаций по формулам (88) были найдены значения интенсивности напряжений σ_i нетто для каждого дефекта потери металла при давлении $p = 0; 0,2; 0,4; 0,6; \dots 6,0; 6,2$ МПа.

После этого были определены интервалы давлений, когда происходит переход работы материала образца трубы из упругой стадии в упруго-пластическую по условию пластичности Хубера – Мизеса. В качестве условия пластичности рассматривались два равенства: σ_i нетто = σ_T и σ_i нетто = $\sigma_{0,2}$, где σ_T – предел текучести, $\sigma_{0,2}$ – условный предел текучести. У исследуемого дефектного образца трубы $\sigma_T = 265$ МПа, $\sigma_{0,2} = 310$ МПа.

Таблица 7. Полученные методом наименьших квадратов уравнения графиков зависимости кольцевой деформации ε_{θ} (в %) от относительной глубины дефекта потери металла H / δ (в долях единицы), изображённых на рисунке 36а

Давление p , МПа	$\varepsilon_{\theta} = \varepsilon_{\theta}(H / \delta), H / \delta \in [0; 0,55]$	$\varepsilon_{\theta} = \varepsilon_{\theta}(H / \delta), H / \delta \in [0,55; 0,80]$
1,0	$\varepsilon_{\theta} = 0,0337 \cdot (H / \delta) + 0,0032$ ($R^2 = 0,963$)	$\varepsilon_{\theta} = 0,1238 \cdot (H / \delta) - 0,045$ ($R^2 = 1$)
2,0	$\varepsilon_{\theta} = 0,0708 \cdot (H / \delta) + 0,0064$ ($R^2 = 0,9514$)	$\varepsilon_{\theta} = 0,2879 \cdot (H / \delta) - 0,1094$ ($R^2 = 0,9998$)
3,0	$\varepsilon_{\theta} = 0,1115 \cdot (H / \delta) + 0,0096$ ($R^2 = 0,9371$)	$\varepsilon_{\theta} = 0,565 \cdot (H / \delta) - 0,2368$ ($R^2 = 0,9938$)
3,4	$\varepsilon_{\theta} = 0,1295 \cdot (H / \delta) + 0,0107$ ($R^2 = 0,9276$)	$\varepsilon_{\theta} = 0,6922 \cdot (H / \delta) - 0,2955$ ($R^2 = 0,9911$)

Таблица 8. Полученные методом наименьших квадратов уравнения графиков зависимости продольной деформации ε_z (в %) от относительной глубины дефекта потери металла H / δ (в долях единицы), изображённых на рисунке 36б

Давление p , МПа	$\varepsilon_z = \varepsilon_z(H / \delta),$ $H / \delta \in [0; 0,55]$	$\varepsilon_z = \varepsilon_z(H / \delta), H / \delta \in [0,55; 0,80]$
1,0	$\varepsilon_z = 0,0043 \cdot (H / \delta) + 0,0013$ ($R^2 = 0,9249$)	$\varepsilon_z = -0,1056 \cdot (H / \delta)^2 +$ $+ 0,1432 \cdot (H / \delta) - 0,0432$ ($R^2 = 1$)
2,0	$\varepsilon_z = 0,0097 \cdot (H / \delta) + 0,0025$ ($R^2 = 0,9712$)	$\varepsilon_z = -0,2563 \cdot (H / \delta)^2 +$ $+ 0,3461 \cdot (H / \delta) - 0,1055$ ($R^2 = 1$)
3,0	$\varepsilon_z = 0,0148 \cdot (H / \delta) + 0,0037$ ($R^2 = 0,9571$)	$\varepsilon_z = -0,4264 \cdot (H / \delta)^2 +$ $+ 0,5763 \cdot (H / \delta) - 0,1772$ ($R^2 = 1$)
3,4	$\varepsilon_z = 0,0168 \cdot (H / \delta) + 0,0043$ ($R^2 = 0,9501$)	$\varepsilon_z = -0,5189 \cdot (H / \delta)^2 +$ $+ 0,6998 \cdot (H / \delta) - 0,2158$ ($R^2 = 1$)

Для дефекта потери металла № 4 (нумерация дефекта по таблице 6) с глубиной $H = 2,0$ мм при максимальном давлении $p_{\max} = 6,2$ МПа интенсивность местных напряжений составляет $\sigma_{i \text{ нетто}} = 232,01$ МПа, что меньше значений $\sigma_T = 265$ МПа и $\sigma_{0,2} = 310$ МПа. Поэтому в зоне дефекта № 4 металл работает только в упругой стадии. Не было перехода в упруго-пластическую стадию и в зонах дефектов № 1–3. В дефектных зонах № 5–7 местные напряжения превышали и σ_T , и $\sigma_{0,2}$ при некотором давлении, поэтому в этих зонах металл образца трубы работал в упруго-пластической стадии по условиям $\sigma_{i \text{ нетто}} = \sigma_T$ и $\sigma_{i \text{ нетто}} = \sigma_{0,2}$.

В таблице 9 показаны для дефектов потери металла № 5–7 интервалы давлений, в пределах которых происходит переход в упруго-пластическую стадию, и соответствующие интервалы местных напряжений.

Таблица 9. Интервалы давления и соответствующие интервалы интенсивности местных напряжений, при которых происходит переход работы материала образца трубы из упругой в упруго-пластическую стадию по условиям пластичности $\sigma_{i \text{ нетто}} = \sigma_T$ и $\sigma_{i \text{ нетто}} = \sigma_{0,2}$ для дефектных зон № 5–7

Номер дефекта	Глубина дефекта H , мм	Условие пластичности $\sigma_{i \text{ нетто}} = \sigma_T = 265$ МПа		Условие пластичности $\sigma_{i \text{ нетто}} = \sigma_{0,2} = 310$ МПа	
		Интервал давлений, МПа	Интервал интенсивности местных напряжений, МПа	Интервал давлений, МПа	Интервал интенсивности местных напряжений, МПа
5	2,5	4,2–4,4	246,04–266,08	4,8–5,0	296,97–312,98
6	3,0	2,8–3,0	248,80–271,00	3,2–3,4	295,18–318,36
7	3,5	2,2–2,4	263,43–295,90	2,4–2,6	295,90–332,32

Данные из таблицы 9 подтверждают вывод, сделанный ранее исходя из нелинейности графиков на рисунке 33а для дефектов с глубиной $H = 2,5; 3,0$;

3,5 мм, о том, что в зонах с дефектами № 5–7 при нагружении внутренним давлением образца трубы присутствуют пластические деформации.

3.4 Исследование напряжённо-деформированного состояния образца трубы в области одиночной вмятины и вмятины, взаимодействующей с дефектом потери металла.

В данном параграфе рассматриваются результаты эксперимента по исследованию напряжённо-деформированного состояния стенки образца трубы в области одиночной вмятины и вмятины, взаимодействующей с дефектом потери металла [33].

3.4.1 Исследование напряжённо-деформированного состояния образца трубы в области одиночной вмятины. Эксперимент № 2

На образце трубы была изготовлена вмятина с помощью гидравлического пресса. При этом использовался пуансон диаметра 30 мм. Максимальное значение приложенного на стенку образца трубы усилия составило 4 тс (тс – обозначение единицы измерения силы тонна-сила, 1 тс = 9,80665 кН). Геометрические параметры вмятины таковы: $L = 134$ мм, $W = 64$ мм, $H = 3,4$ мм. Вмятина симметрична относительно осевого и окружного направлений образца трубы. В области вмятины изменение кривизны стенки трубы плавное, поэтому вмятина является гладкой [102]. Схематичное изображение одиночной вмятины и её геометрические параметры представлены на рисунке 4.

В области одиночной гладкой вмятины было установлено шесть розеток тензорезисторов. В одной розетке находятся два тензорезистора для измерения кольцевой ε_θ и продольной ε_z деформаций. На рисунке 37 изображены искусственная гладкая вмятина и установленные на её поверхности тензорезисторы. Так как вмятина является симметричной относительно осевого и

окружного направлений образца трубы, то измеренные кольцевые и продольные деформации считаются главными деформациями.

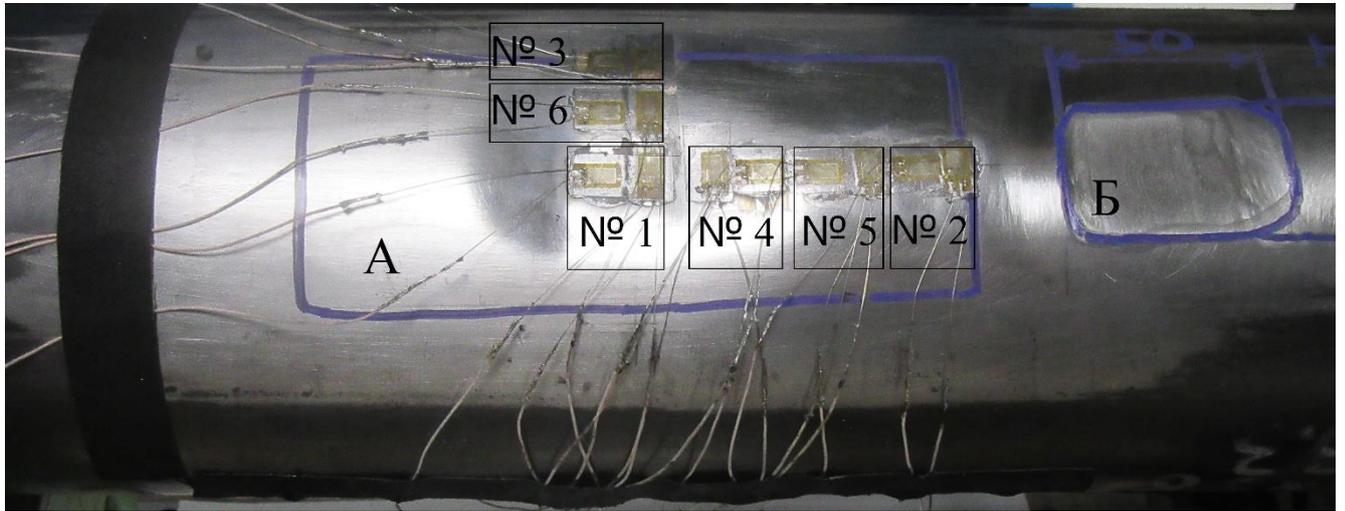


Рисунок 37. Искусственная гладкая вмятина и установленные на её поверхности тензорезисторы: № 1–6 – нумерация зон вмятины;
А – вмятина, Б – дефект потери металла

В таблице 10 приведены осевые координаты z и окружные координаты Θ всех тензорезисторов. Осевая координата z отсчитывается от геометрического центра вмятины $z = 0$ в осевом направлении образца трубы вдоль образующей. Окружная координата Θ отсчитывается от геометрического центра вмятины $\Theta = 0$ в окружном направлении образца трубы перпендикулярно образующей. Координаты тензорезистора (z, Θ) определяются по местоположению центра решётки тензорезистора.

Измерение деформаций осуществлялось в шести зонах одиночной вмятины при нагружении образца трубы внутренним (избыточным) давлением от нуля до 6,2 МПа с шагом повышения давления $\Delta p = 0,1$ МПа. Были использованы результаты измерения деформаций в бездефектной зоне из эксперимента № 1.

В экспериментальном исследовании напряжений и деформаций на наружной поверхности одиночной гладкой вмятины, находящейся на образце трубы, имеется два входных параметра (два фактора): давление p (63 уровня) и координата z

(4 уровня) или Θ (3 уровня). Число измерений $N = 63 \cdot 4 + 63 \cdot 3 = 252 + 189 = 441$.

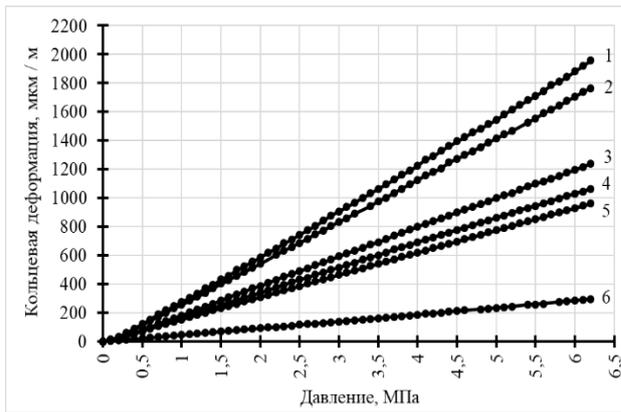
Выходные параметры: кольцевая ε_{Θ} и продольная ε_z деформации.

Таблица 10. Осевые координаты z и окружные координаты Θ тензорезисторов

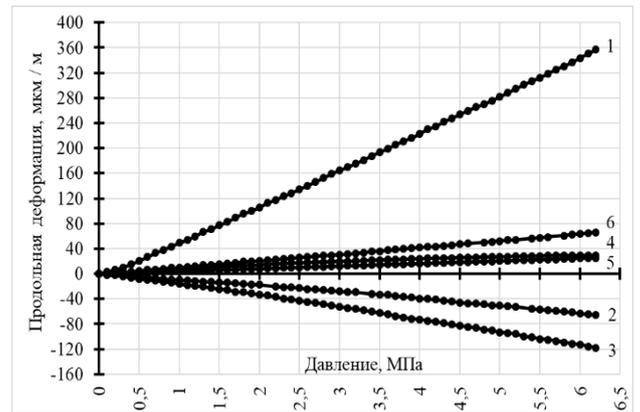
№ зоны	Тензорезисторы для измерения кольцевой деформации ε_{Θ}		Тензорезисторы для измерения продольной деформации ε_z	
	Осевая координата z , мм	Окружная координата Θ , мм	Осевая координата z , мм	Окружная координата Θ , мм
1	3	0	6	0
2	66	0	58	0
3	4	28	4	28
4	18	0	26	0
5	42	0	34	0
6	4	16	4	16

Экспериментально найдены зависимости деформаций ε_{Θ} , ε_z от давления p в области одиночной вмятины. Графики зависимости вида $\varepsilon_{\Theta} - p$ и $\varepsilon_z - p$ представлены соответственно на рисунках 38, 39, где также построены теоретические графики, выполненные по расчётной схеме одиночной вмятины, и экспериментальные графики для бездефектной зоны.

Полученные экспериментально значения деформаций позволили выполнить расчёты по формулам (88) для определения кольцевых напряжений σ_{Θ} , продольных напряжений σ_z и интенсивности напряжений σ_i . Результаты расчётов представлены графически на рисунках 40, 41 в виде зависимостей интенсивности напряжений σ_i от давления p для всех зон вмятины.

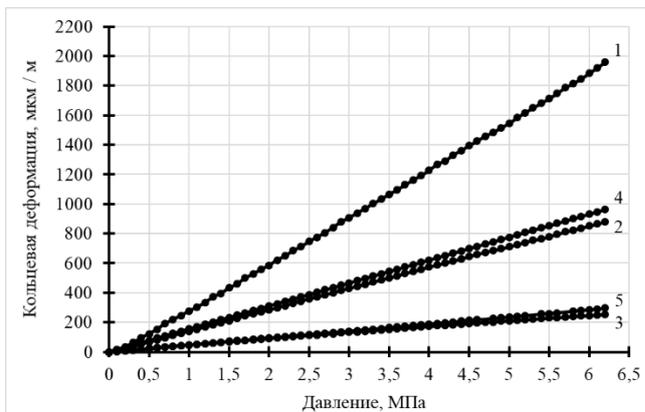


а

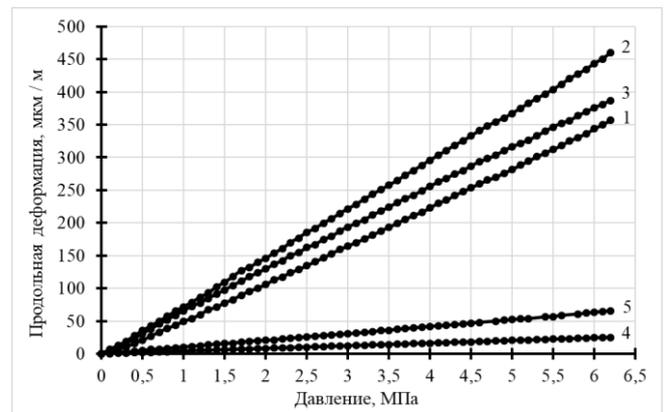


б

Рисунок 38. Графики зависимости кольцевой деформации (а) и продольной деформации (б) от давления для зон вмятины № 1, 2, 4, 5: 1 – центр вмятины, зона № 1; 2 – зона № 4; 3 – зона № 5; 4 – граница вмятины в продольном направлении, зона № 2; 5 – теоретический график; 6 – бездефектная зона, эксперимент



а



б

Рисунок 39. Графики зависимости кольцевой деформации (а) и продольной деформации (б) от давления для зон вмятины № 1, 3, 6: 1 – центр вмятины, зона № 1; 2 – зона № 6; 3 – граница вмятины в окружном направлении, зона № 3; 4 – теоретический график; 5 – бездефектная зона, эксперимент

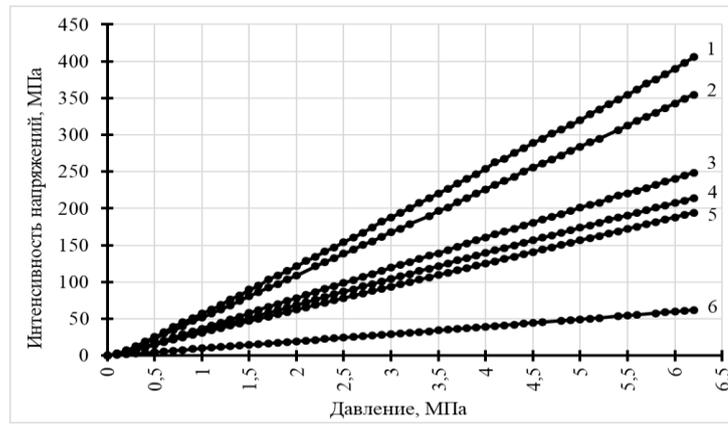


Рисунок 40. Графики зависимости интенсивности напряжений от давления для зон вмятины № 1, 2, 4, 5: 1 – центр вмятины, зона № 1; 2 – зона № 4; 3 – зона № 5; 4 – граница вмятины в продольном направлении, зона № 2; 5 – теоретический график; 6 – бездефектная зона, эксперимент

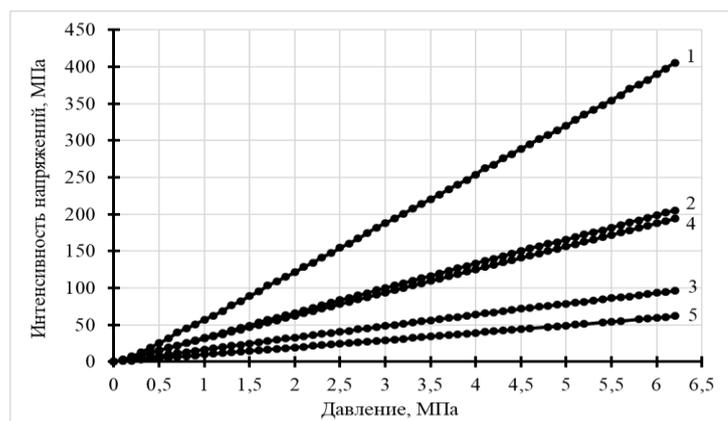


Рисунок 41. Графики зависимости интенсивности напряжений от давления для зон вмятины № 1, 3, 6: 1 – центр вмятины, зона № 1; 2 – зона № 6; 3 – граница вмятины в окружном направлении, зона № 3; 4 – теоретический график; 5 – бездефектная зона, эксперимент

Очевидно, что на рисунках 38, 39, 40, 41 все зависимости линейные. Однако в зонах вмятины № 1 и № 4 наблюдается упруго-пластическая работа трубной стали, так как на графиках (рисунок 40, линии 1 и 2; рисунок 41, линия 1) есть области, где интенсивность напряжений больше предела текучести.

Отличие экспериментальных и теоретических результатов вызвано тем, что в эксперименте деформации измерялись на наружной поверхности образца трубы,

а по теории вычисляются усреднённые деформации по толщине стенки дефектной зоны.

Значения продольных деформаций в зоне № 2 (граница в осевом направлении) близки к значениям продольной деформации в бездефектной зоне: $\varepsilon_{z \text{ №2}} \approx \varepsilon_{z \text{ ном}}$ (см. рисунок 38б, линии 4, 6). В этой же зоне № 2 присутствует концентрация кольцевых деформаций $\varepsilon_{\theta \text{ №2}} / \varepsilon_{\theta \text{ ном}}$ (см. рисунок 38а, линии 4, 6) и напряжений $\sigma_{i \text{ №2}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ (см. рисунок 40, линии 4, 6).

Значения кольцевых деформаций в зоне № 3 (граница в окружном направлении) близки к значениям кольцевых деформаций в бездефектной зоне: $\varepsilon_{\theta \text{ №3}} \approx \varepsilon_{\theta \text{ ном}}$ (см. рисунок 39а, линии 3, 5). В этой же зоне № 3 наблюдается концентрация продольных деформаций $\varepsilon_{z \text{ №3}} / \varepsilon_{z \text{ ном}}$ (см. рисунок 39б, линии 3, 5).

На рисунках 42 и 43 результаты экспериментов представлены в ином виде.

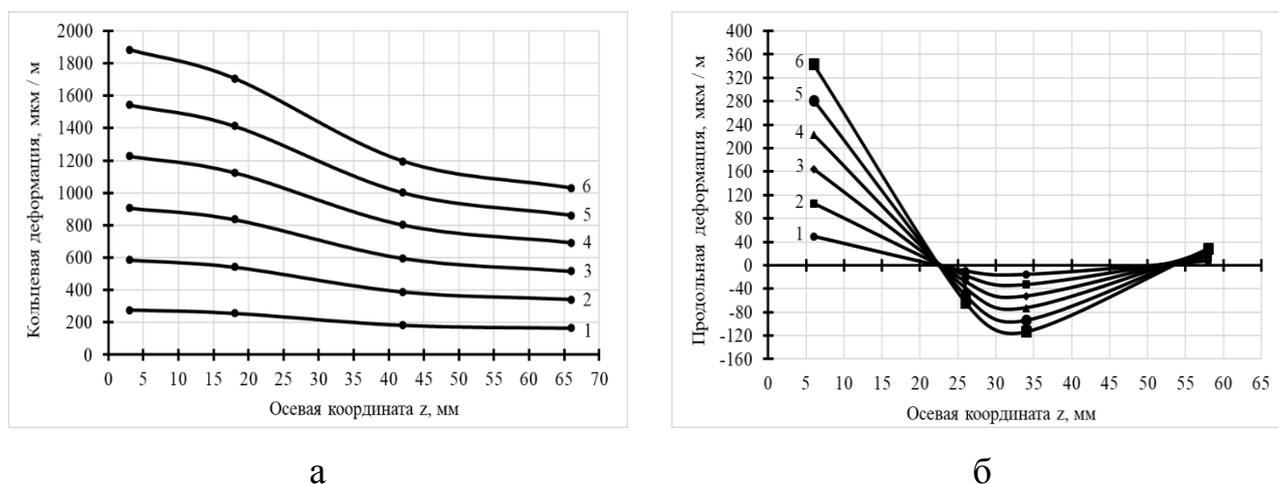


Рисунок 42. Распределение кольцевых деформаций (а) и продольных деформаций (б) в области вмятины вдоль осевого направления образца трубы:

1 – $p = 1$ МПа; 2 – $p = 2$ МПа; 3 – $p = 3$ МПа; 4 – $p = 4$ МПа; 5 – $p = 5$ МПа;

6 – $p = 6$ МПа

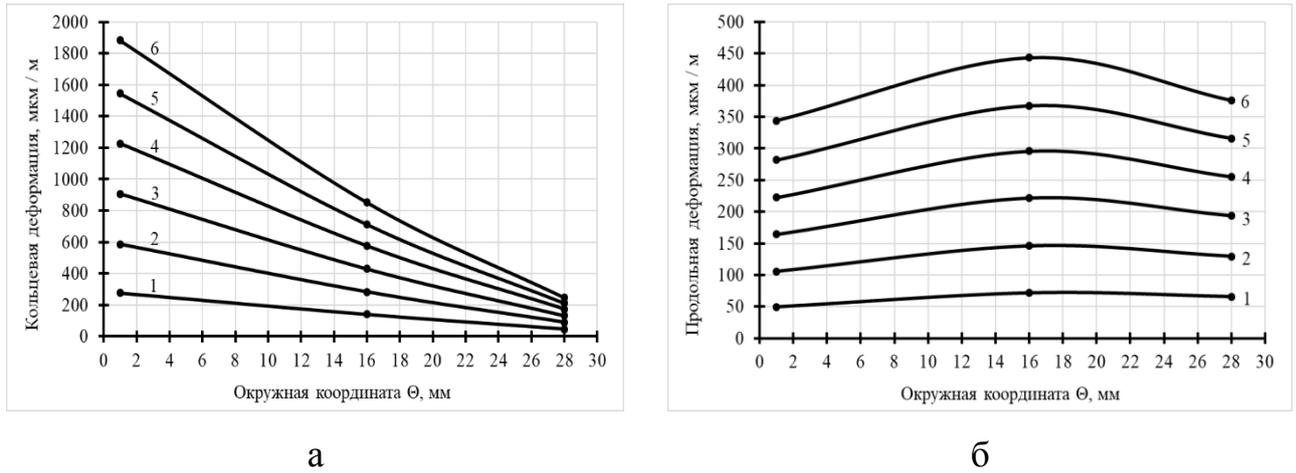


Рисунок 43. Распределение кольцевых деформаций (а) и продольных деформаций (б) в области вмятины вдоль окружного направления образца трубы:

1 – $p = 1$ МПа; 2 – $p = 2$ МПа; 3 – $p = 3$ МПа; 4 – $p = 4$ МПа; 5 – $p = 5$ МПа;
6 – $p = 6$ МПа

Рисунок 42 содержит распределения деформаций вдоль осевого направления образца трубы в области вмятины при постоянном давлении, то есть графики зависимости деформаций ε_{Θ} , ε_z от осевой координаты z . Рисунок 43 содержит распределения деформаций вдоль окружного направления образца трубы в области вмятины при постоянном давлении, то есть графики зависимости деформаций ε_{Θ} , ε_z от окружной координаты Θ . Экспериментально полученные точки на рисунках 47 и 48 соединены гладкими кривыми.

Из рисунков 42а и 43а видно, что кольцевая деформация имеет максимальное значение в центре вмятины. Значения кольцевой деформации монотонно убывают от центра вмятины в осевом и в окружном направлениях образца трубы.

Из рисунка 42б следует, что в распределении продольной деформации вдоль осевой координаты z имеется точка минимума и в области вмятины есть зона отрицательных продольных деформаций. Из рисунка 43б следует, что в распределении продольной деформации вдоль окружной координаты Θ имеется точка максимума.

Распределения интенсивности напряжений σ_i вдоль осевого и окружного направлений образца трубы в области вмятины представлены на рисунке 44.

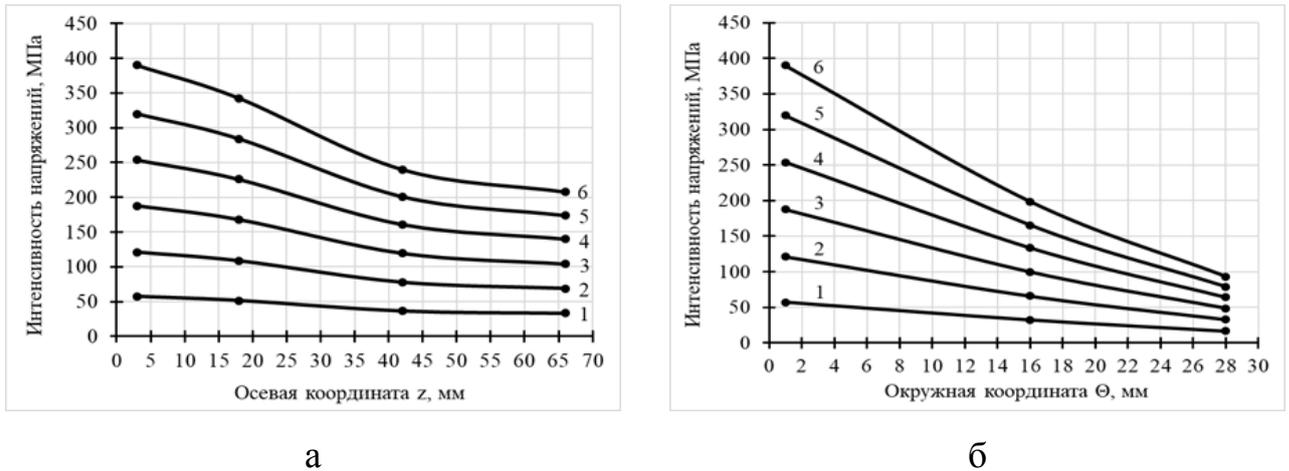


Рисунок 44. Распределение интенсивности напряжений в области одиночной гладкой вмятины вдоль осевого направления образца трубы (а), вдоль окружного направления образца трубы (б): 1 – $p = 1$ МПа; 2 – $p = 2$ МПа; 3 – $p = 3$ МПа; 4 – $p = 4$ МПа; 5 – $p = 5$ МПа; 6 – $p = 6$ МПа

Характер распределений интенсивности напряжений σ_i такой же, как и у распределений кольцевой деформации ε_θ (сравни рисунки 44а, 42а и 44б, 43а). Наибольшая интенсивность напряжений наблюдаются в центре вмятины. Интенсивность напряжений монотонно убывает от центра вмятины к её границам вдоль осевого и окружного направлений образца трубы.

Предлагается вычислять значения средней кольцевой деформации, средней продольной деформации и средней интенсивности напряжений в области вмятины в осевом направлении по формулам

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\theta \text{ ос}}^{\text{cp}} &= \frac{2}{L_{\text{BM}}} \cdot \int_0^{L_{\text{BM}}/2} \varepsilon_\theta(z) dz, \\ \varepsilon_{z \text{ ос}}^{\text{cp}} &= \frac{2}{L_{\text{BM}}} \cdot \int_0^{L_{\text{BM}}/2} \varepsilon_z(z) dz, \\ \sigma_{i \text{ ос}}^{\text{cp}} &= \frac{2}{L_{\text{BM}}} \cdot \int_0^{L_{\text{BM}}/2} \sigma_i(z) dz, \end{aligned} \right\} \quad (89)$$

где z – продольная координата; индекс «ср» – среднее значение; индекс «ос» – осевое направление трубы.

Аналогичные формулы для расчёта средних значений кольцевой деформации, продольной деформации и интенсивности напряжений в области вмятины в окружном направлении:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\Theta \text{ окр}}^{\text{ср}} &= \frac{2}{W_{\text{ВМ}}} \cdot \int_0^{W_{\text{ВМ}}/2} \varepsilon_{\Theta}(\Theta) d\Theta, \\ \varepsilon_{z \text{ окр}}^{\text{ср}} &= \frac{2}{W_{\text{ВМ}}} \cdot \int_0^{W_{\text{ВМ}}/2} \varepsilon_z(\Theta) d\Theta, \\ \sigma_i^{\text{ср}} &= \frac{2}{W_{\text{ВМ}}} \cdot \int_0^{W_{\text{ВМ}}/2} \sigma_i(\Theta) d\Theta, \end{aligned} \right\} \quad (90)$$

где Θ – окружная координата; индекс «окр» – окружное направление трубы.

Функции вида $\varepsilon_{\Theta} = \varepsilon_{\Theta}(z)$, $\varepsilon_z = \varepsilon_z(z)$, $\varepsilon_{\Theta} = \varepsilon_{\Theta}(\Theta)$, $\varepsilon_z = \varepsilon_z(\Theta)$, $\sigma_i = \sigma_i(z)$, $\sigma_i = \sigma_i(\Theta)$ изображены соответственно на рисунках 42а, 42б, 43а, 43б, 44а, 44б.

Зависимости кольцевой деформации ε_{Θ} от осевой координаты z и окружной координаты Θ предлагается представлять в виде линейных законов

$$\varepsilon_{\Theta}(z) = k_1 \cdot z + b_1 \text{ и } \varepsilon_{\Theta}(\Theta) = k_2 \cdot \Theta + b_2,$$

где $k_{1,2}$ – угловой коэффициент, $b_{1,2}$ – свободный член.

Зависимости продольной деформации ε_z от осевой координаты z и окружной координаты Θ предлагается представлять в виде законов полинома второй степени

$$\varepsilon_z(z) = A_1 \cdot z^2 + B_1 \cdot z + C_1 \text{ и } \varepsilon_z(\Theta) = A_2 \cdot \Theta^2 + B_2 \cdot \Theta + C_2,$$

где $A_{1,2}$, $B_{1,2}$ – коэффициенты, $C_{1,2}$ – свободный член.

Зависимости интенсивности напряжений σ_i от координат z и Θ описываются линейным законом, так как характер графиков зависимости интенсивности напряжений σ_i от координат z , Θ такой же, как и у графиков зависимости кольцевой деформации ε_{Θ} от координат z , Θ ,

$$\sigma_i(z) = k_3 \cdot z + b_3 \text{ и } \sigma_i(\Theta) = k_4 \cdot \Theta + b_4,$$

где $k_{3,4}$ – угловой коэффициент, $b_{3,4}$ – свободный член.

Тогда формулы (89) и (90) преобразуются к следующему виду:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\Theta \text{ ос}}^{\text{cp}} &= \frac{k_1}{4} \cdot L_{\text{вм}} + b_1, \\ \varepsilon_{z \text{ ос}}^{\text{cp}} &= \frac{A_1}{12} \cdot L_{\text{вм}}^2 + \frac{B_1}{4} \cdot L_{\text{вм}} + C_1, \\ \sigma_{i \text{ ос}}^{\text{cp}} &= \frac{k_3}{4} \cdot L_{\text{вм}} + b_3, \end{aligned} \right\} \quad (91)$$

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\Theta \text{ окр}}^{\text{cp}} &= \frac{k_2}{4} \cdot L_{\text{вм}} + b_2, \\ \varepsilon_{z \text{ окр}}^{\text{cp}} &= \frac{A_2}{12} \cdot L_{\text{вм}}^2 + \frac{B_2}{4} \cdot L_{\text{вм}} + C_2, \\ \sigma_{i \text{ окр}}^{\text{cp}} &= \frac{k_4}{4} \cdot L_{\text{вм}} + b_4. \end{aligned} \right\} \quad (92)$$

Значения угловых коэффициентов $k_{1,2,3,4}$; свободных членов $b_{1,2,3,4}$; коэффициентов $A_{1,2}$ и $B_{1,2}$; свободных членов $C_{1,2}$ были найдены с помощью метода наименьших квадратов на ЭВМ.

Таблицы 11–12 содержит аппроксимационные зависимости интенсивности напряжений σ_i (МПа) от координат z и Θ (мм), которые описывают характер графиков, построенных на рисунке 44. В этих же таблицах приводятся величины достоверности аппроксимации R^2 для соответствующих линий тренда.

В таблицах 13 и 14 представлены результаты расчётов средних значений деформаций, интенсивности напряжений по формулам (91) и (92), а также величин $\sigma_{i \text{ ос}}^{\text{cp}}/\sigma_{i \text{ ном}}$, $\sigma_{i \text{ окр}}^{\text{cp}}/\sigma_{i \text{ ном}}$, где $\sigma_{i \text{ ном}}$ – интенсивность напряжений в бездефектной зоне (экспериментальные данные), при значениях давления $p = 1; 2; 3; 4; 5; 6$ МПа.

Таблица 11. Полученные методом наименьших квадратов уравнения графиков зависимости интенсивности напряжений σ_i (в МПа) от координаты z (в мм), изображённых на рисунке 44а

Давление p , МПа	$\sigma_i = \sigma_i(z)$	Величина достоверности аппроксимации R^2
1	$\sigma_i = -0,3993 \cdot z + 57,626$	0,9408
2	$\sigma_i = -0,8767 \cdot z + 122,49$	0,9535
3	$\sigma_i = -1,3979 \cdot z + 189,97$	0,9591
4	$\sigma_i = -1,8996 \cdot z + 256,37$	0,9597
5	$\sigma_i = -2,4288 \cdot z + 322,97$	0,9602
6	$\sigma_i = -3,0281 \cdot z + 392,66$	0,9577

Таблица 12. Полученные методом наименьших квадратов уравнения графиков зависимости интенсивности напряжений σ_i (в МПа) от координаты Θ (в мм), изображённых на рисунке 44б

Давление p , МПа	$\sigma_i = \sigma_i(\Theta)$	Величина достоверности аппроксимации R^2
1	$\sigma_i = -1,5052 \cdot \Theta + 58,072$	0,9962
2	$\sigma_i = -3,2924 \cdot \Theta + 122,7$	0,9936
3	$\sigma_i = -5,1796 \cdot \Theta + 189,87$	0,9925
4	$\sigma_i = -7,0692 \cdot \Theta + 256,53$	0,9922
5	$\sigma_i = -8,9793 \cdot \Theta + 322,72$	0,9908
6	$\sigma_i = -11,06 \cdot \Theta + 393,23$	0,9898

Таблица 13. Расчётные значения средних деформаций и средней интенсивности напряжений в области вмятины в осевом направлении трубы

р, МПа	1	2	3	4	5	6
$\varepsilon_{\theta \text{ ос}}^{\text{cp}}$, мкм/м	218,15	459,03	705,57	950,08	1190,94	1435,40
$\varepsilon_{z \text{ ос}}^{\text{cp}}$, мкм/м	7,64	16,78	25,04	32,25	39,06	46,49
$\sigma_{i \text{ ос}}^{\text{cp}}$, МПа	71,00	93,12	143,14	192,73	241,61	291,22
$\sigma_{i \text{ ос}}^{\text{cp}}/\sigma_{i \text{ ном}}^{\text{cp}}$	4,46	4,76	4,90	4,91	4,91	4,89

Таблица 14. Расчётные значения средних деформаций и средней интенсивности напряжений в области вмятины в окружном направлении трубы

р, МПа	1	2	3	4	5	6
$\varepsilon_{\theta \text{ окр}}^{\text{cp}}$, мкм/м	145,89	301,47	461,04	618,54	772,34	933,16
$\varepsilon_{z \text{ окр}}^{\text{cp}}$, мкм/м	65,38	133,07	202,10	269,77	335,72	404,58
$\sigma_{i \text{ окр}}^{\text{cp}}$, МПа	33,99	70,02	107,00	143,42	179,05	216,27
$\sigma_{i \text{ окр}}^{\text{cp}}/\sigma_{i \text{ ном}}^{\text{cp}}$	3,42	3,58	3,67	3,65	3,64	3,63

3.4.2 Исследование напряжённо-деформированного состояния образца трубы в области вмятины, взаимодействующей с дефектом потери металла.

Эксперимент № 3

После выполнения действий по измерению деформаций в зонах одиночной вмятины был проведён эксперимент по изучению напряжённо-деформированного состояния стенки образца трубы в области вмятины, взаимодействующей с дефектом потери металла.

Справа от вмятины с геометрическими параметрами $L = 134$ мм, $W = 64$ мм, $H = 3,4$ мм (рисунок 37, позиция А) изготавливались дефекты потери металла с геометрическими параметрами $L_{\text{п.м.}} = 50$ мм, $W_{\text{п.м.}} = 30$ мм, $H_{\text{п.м.}} = 1,5$ мм. Искусственный дефект потери металла изображён на рисунке 37 (позиция Б).

Затем проводились измерения кольцевой и продольной деформаций в зонах вмятины № 1, 2, 4, 5 при давлении p от нуля до 6,2 МПа с шагом 0,2 МПа и при разных минимальных расстояниях между границами дефектов в осевом направлении образца трубы S_z . Значения величины S_z составляли: $S_z = 10 \cdot \delta; 9 \cdot \delta; 8 \cdot \delta; \dots; 1 \cdot \delta; 0$ (соответственно $S_z = 45; 40,5; 36; \dots; 4,5; 0$ мм), где δ – толщина стенки в бездефектной зоне образца трубы.

Аналогичная процедура выполнялась при исследовании взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла в окружном направлении образца трубы. Дефект потери металла вышлифовывался сверху от вмятины, если смотреть на образец трубы с дефектами в плане. Значения деформаций регистрировались в зонах вмятины № 1, 3 при разном давлении и разной величине минимального расстояния в окружном направлении образца трубы S_Θ между вмятиной и потерей металла. Первоначально величина S_Θ составляла 12 толщин стенки: $S_\Theta = 12 \cdot \delta = 54$ мм. Размеры потери металла составляли $L_{п.м.} = 50$ мм, $W_{п.м.} = 30$ мм, $H_{п.м.} = 1,5$ мм. Затем величина минимального расстояния в окружном направлении образца трубы S_Θ между вмятиной и потерей металла пошагово уменьшалась на величину толщины стенки $\delta = 4,5$ мм.

На каждом шаге уменьшения S_Θ на величину $\delta = 4,5$ мм выполнялись измерения деформаций в зонах вмятины № 1, 3. Влияние дефекта потери металла на деформации в зоне № 1 не выявлено, а на деформации в зоне № 3 выявлено.

При исследовании взаимодействия дефектов в продольном направлении рассматривается три входных параметра (три фактора), а именно: давление p (32 уровня), координата z (4 уровня) и минимальное расстояние между дефектами в продольном направлении S_z (11 уровней). Число измерений $N_1 = 32 \cdot 4 \cdot 11 = 1408$.

При исследовании взаимодействия дефектов в окружном направлении рассматривается также три входных параметра: давление p (32 уровня), координата Θ (2 уровня) и минимальное расстояние между дефектами в окружном направлении S_Θ (13 уровней). Число измерений $N_2 = 32 \cdot 2 \cdot 13 = 832$. Общее число измерений при исследовании взаимодействия дефектов $N = N_1 + N_2 = 2240$.

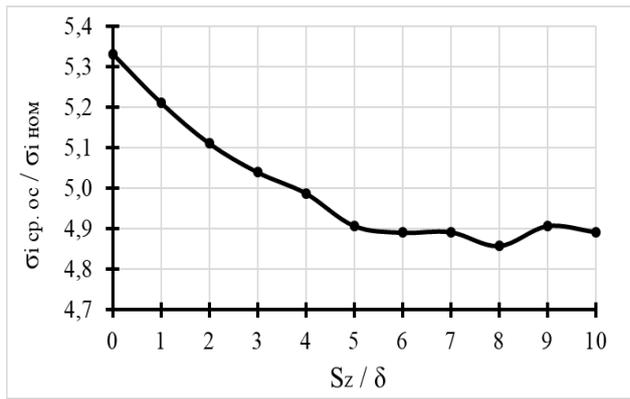
После измерений кольцевых деформаций ε_{θ} и продольных деформаций ε_z при разных значениях давления p и расстояний S_z, S_{θ} по формулам (88) рассчитывались кольцевые напряжения σ_{θ} , продольные напряжения σ_z и интенсивность напряжений $\sigma_{i \text{ нетто}}$.

Далее определялась средняя интенсивность напряжений в осевом направлении по формуле (91) при разных значениях p и S_z . В расчётах использовались величины интенсивностей напряжений в зонах № 1, 2, 4, 5. Вычислялось отношение $\sigma_{i \text{ ос}}^{\text{cp}} / \sigma_{i \text{ ном}}$, где $\sigma_{i \text{ ном}}$ – интенсивность напряжений бездефектной зоны по экспериментальным данным. Величина $\sigma_{i \text{ ос}}^{\text{cp}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ позволяет оценить взаимодействие дефектов вмятина и потеря металла в осевом направлении образца трубы.

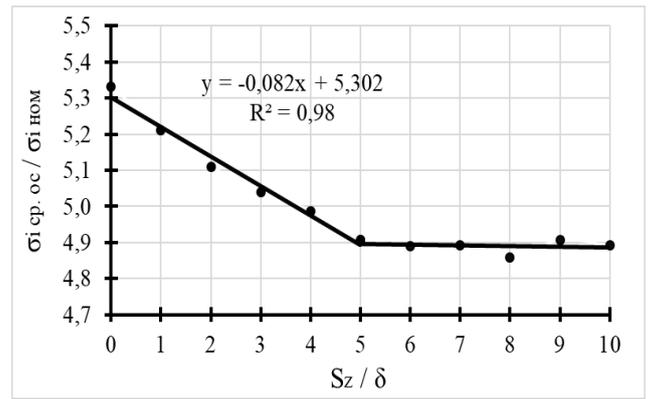
Для оценки взаимодействия дефектов в окружном направлении образца трубы рассчитывались интенсивность напряжений в зоне вмятины № 3 $\sigma_{i \text{ №3}}$ и отношение $\sigma_{i \text{ №3}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ (в дальнейшем это отношение будет записываться в виде $\sigma_{i \text{ окр}} / \sigma_{i \text{ ном}}$).

На рисунке 45 представлены зависимости вида $\sigma_{i \text{ ос}}^{\text{cp}} / \sigma_{i \text{ ном}} - S_z / \delta$ при давлении $p = 6,2$ МПа, благодаря которым изучается взаимодействие дефектов вмятина и потеря металла в осевом направлении образца трубы. Рисунок 45а содержит полученные по итогам эксперимента точки, соединённые гладкими кривыми. График на рисунке 45б содержит полученные по итогам эксперимента точки и построенные по этим точкам линии тренда в виде прямых линий.

В интервале $S_z / \delta \in [0; 5]$ линия тренда характеризуется уравнением $y = - 0,082 \cdot x + 5,302$ (где $y = \sigma_{i \text{ ос}}^{\text{cp}} / \sigma_{i \text{ ном}}$, $x = S_z / \delta$), величина достоверности аппроксимации $R^2 = 0,98$.



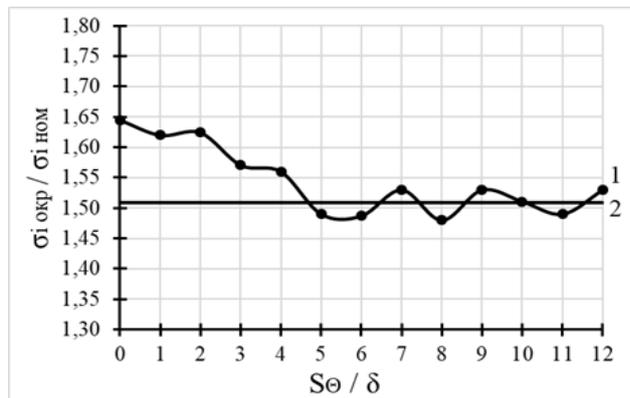
а



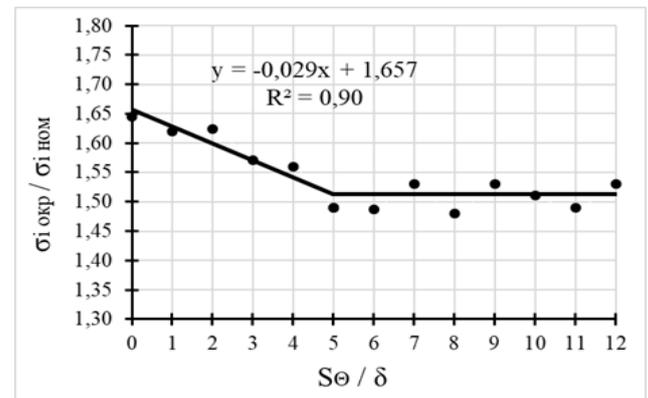
б

Рисунок 45. Графики для оценки взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла в осевом направлении трубы при давлении $p = 6,2$ МПа: а – полученные точки соединены гладкими кривыми; б – по полученным точкам построены линии тренда

На рисунке 46 изображены графики зависимости вида $\sigma_{i \text{ окр.}} / \sigma_{i \text{ ном}} - S_{\Theta} / \delta$ при давлении $p = 6,2$ МПа. Эти графики позволяют изучить взаимодействие дефектов вмятина и потеря металла в окружном направлении образца трубы.



а



б

Рисунок 46. Графики для оценки взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла в окружном направлении трубы при давлении $p = 6,2$ МПа: а – полученные точки соединены гладкими кривыми; б – по полученным точкам построены линии тренда; 1 – отношение $\sigma_{i \text{ окр.}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ для сочетания вмятины и потери металла; 2 – отношение $\sigma_{i \text{ окр.}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ для одиночной вмятины

График на рисунке 46а содержит полученные по итогам эксперимента точки, соединённые гладкими кривыми; горизонтальная линия на этом рисунке соответствует величине $\sigma_{i \text{ окр}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ ($\sigma_{i \text{ №3}} / \sigma_{i \text{ ном}}$) для одиночной вмятины. На рисунке 46б изображены полученные по итогам эксперимента точки, с учётом которых построены линии тренда. В интервале $S_{\Theta} / \delta \in [0; 5]$ уравнение линии тренда имеет вид $y = -0,029 \cdot x + 1,657$ (где $y = \sigma_{i \text{ окр}} / \sigma_{i \text{ ном}}$, $x = S_{\Theta} / \delta$), величина достоверности аппроксимации $R^2 = 0,90$.

Уравнения линий тренда, построенных на рисунках 45б и 46б, получены методом наименьших квадратов.

Из графиков на рисунке 45 видно, что взаимодействие дефектов в осевом направлении проявляется при $S_z \leq 5 \cdot \delta$, так как наблюдается рост значений отношения $\sigma_{i \text{ ос}}^{\text{ср}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ при уменьшении S_z начиная с $S_z = 5 \cdot \delta$.

Из графиков на рисунке 46 можно сделать вывод, что дефекты взаимодействуют в окружном направлении, когда выполняется неравенство $S_{\Theta} \leq 5 \cdot \delta$, поскольку тогда отношение $\sigma_{i \text{ окр}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ при рассмотрении комбинации дефектов во всех случаях больше, чем при рассмотрении одиночной вмятины.

Следовательно, получен критерий определения комбинированного дефекта типа «вмятина с потерей металла» (или критерий взаимодействия вмятины и дефекта потери металла) в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} S_z &\leq 5 \cdot \delta, \\ S_{\Theta} &\leq 5 \cdot \delta, \end{aligned} \right\} \quad (93)$$

где S_z – минимальное расстояние в осевом направлении между дефектами, мм;
 S_{Θ} – минимальное расстояние в окружном направлении между дефектами, мм;
 δ – толщина стенки трубы в бездефектной зоне, мм.

Если верны оба неравенства (93), то вмятина и потеря металла образуют один комбинированный дефект, то есть вмятина и потеря металла взаимодействуют. Если неверно хотя бы одно неравенство, то вмятина и дефект потери металла не взаимодействуют и их следует рассматривать как одиночные.

По критерию (93) расчётное предельное расстояние (и в осевом, и в окружном направлениях трубы) определяется по формуле $[S] = 5 \cdot \delta$.

На рисунке 47 показаны экспериментально полученные распределения интенсивности напряжений в осевом направлении образца трубы в области вмятины, взаимодействующей с дефектом потери металла, при разном расстоянии между границами дефектов (разном значении S_z), при давлении $p = 2$ МПа и $p = 6,2$ МПа. Эти графики подтверждают справедливость первого неравенства $S_z \leq 5 \cdot \delta$ из критерия взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла, то есть из критерия (93).

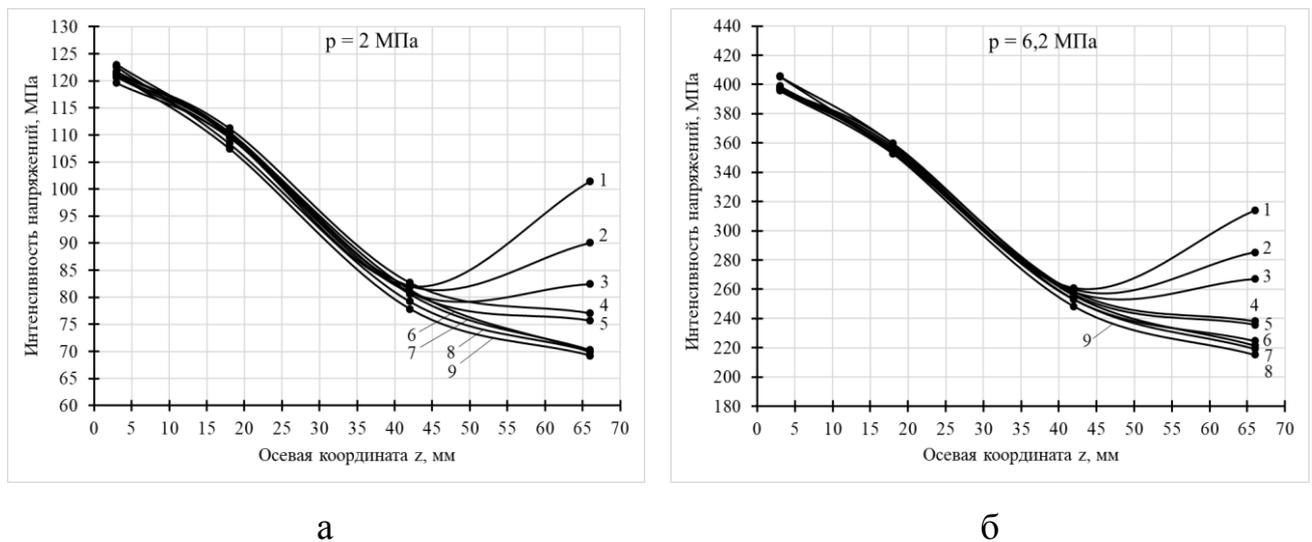


Рисунок 47. Распределения интенсивности напряжений в осевом направлении образца трубы в области вмятины, взаимодействующей с дефектом потери металла, при разном давлении p и расстоянии между границами дефектов S_z : а – $p = 2$ МПа; б – $6,2$ МПа; 1 – $S_z = 0$; 2 – $S_z = 1 \cdot \delta$; 3 – $S_z = 2 \cdot \delta$; 4 – $S_z = 3 \cdot \delta$; 5 – $S_z = 4 \cdot \delta$; 6 – $S_z = 5 \cdot \delta$; 7 – $S_z = 6 \cdot \delta$; 8 – $S_z = 7 \cdot \delta$; 9 – для одиночной вмятины

3.5 Выводы по третьей главе

В третьей главе рассмотрена конструкция лабораторного стенда для экспериментального исследования напряжённо-деформированного состояния образца трубы в дефектных и бездефектных зонах, описана методика проведения экспериментов и обработки экспериментальных данных.

Объектами исследований служили образцы трубы (длина 1 м, наружный диаметр 114 мм, толщина стенки 4,5 мм, марка стали – ВСтЗсп). Проведено изучение НДС в зонах искусственных дефектов следующих типов: 1) одиночная потеря металла; 2) одиночная вмятина; 3) вмятина, взаимодействующая с потерей металла, то есть комбинированный дефект типа «вмятина с потерей металла».

Образец трубы с дефектами подвергался воздействию внутреннего давления в диапазоне от нуля до 6,2 МПа.

При экспериментальном изучении НДС в областях потери металла образца трубы найдены зависимости деформаций от давления и зависимости деформаций от относительной глубины дефекта. Установлено, что в зонах дефектов с глубиной $H = 0,5; 1,0; 1,5; 2,0$ мм (соответствующая относительная глубина $H / \delta = 0,11; 0,22; 0,33; 0,44$) материал трубы работает в упругой стадии, а в зонах дефектов с глубиной $H = 2,5; 3,0; 3,5$ мм (соответствующая относительная глубина $H / \delta = 0,56; 0,67; 0,78$) – в упругой и упруго-пластической стадиях. Определены диапазоны давления, в пределах которых происходит переход из упругой в упруго-пластическую стадию по критерию пластичности Хубера – Мизеса.

Зависимость вида $\varepsilon - H / \delta$ предлагается описывать двумя законами в интервалах $H / \delta \in [0; 0,55]$ и $H / \delta \in [0,55; 0,80]$.

Зависимость вида $\varepsilon_{\theta} - H / \delta$ при $H / \delta \in [0; 0,55]$ подчиняется линейному закону, при $H / \delta \in [0,55; 0,80]$ подчиняется другому линейному закону с бóльшим значением углового коэффициента.

Зависимость вида $\varepsilon_z - H / \delta$ при $H / \delta \in [0; 0,55]$ описывается линейным законом, при $H / \delta \in [0,55; 0,80]$ описывается законом параболы, причём в интервале $H / \delta \in [0,55; 0,80]$ наблюдается точка максимума, что подтверждается теоретически и экспериментально.

По итогам экспериментов для изучения НДС в области одиночной гладкой вмятины найдены и представлены в графическом виде зависимости деформаций от давления, интенсивности напряжений от давления для разных зон вмятины. Получены распределения деформаций и интенсивности напряжений в области одиночной гладкой вмятины в осевом и окружном направлениях образца трубы.

Наибольшие кольцевые деформации и интенсивность напряжений наблюдаются в центре гладкой вмятины. Эти величины монотонно убывают от центра вмятины к её границам вдоль осевого и окружного направлений образца трубы.

В распределении продольных деформаций вдоль осевого направления образца трубы наблюдается точка минимума и зона отрицательных деформаций.

В распределении кольцевых деформаций вдоль окружного направления образца трубы наблюдается точка максимума.

Предложены формулы для расчёта средних значений кольцевой деформации, продольной деформации и интенсивности напряжений в области вмятины в осевом и окружном направлениях трубы. Эти значения представляют собой среднеинтегральные величины. Предложенные формулы были применены при обработке экспериментальных данных.

При изучении НДС образца трубы в зоне близкорасположенных друг к другу дефектов вмятина и потеря металла найден критерий взаимодействия этих дефектов – критерий определения комбинированного дефекта типа «вмятина с потерей металла». Вмятина и дефект потери металла образуют комбинированный дефект, если минимальные расстояния между границами дефектов как в осевом, так и в окружном направлениях трубы меньше (или равны) значения пяти толщин стенки бездефектной зоны [см. выражения (93)].

Получены распределения интенсивности напряжений в осевом направлении образца трубы, испытывающей воздействие внутреннего давления p , в области вмятины, взаимодействующей с дефектом потери металла, при разном расстоянии между границами дефектов (разном значении S_z).

В зоне комбинированного дефекта типа «вмятина с потерей металла» при воздействии на образец трубы внутреннего давления $p = 6,2$ МПа найдена методом наименьших квадратов линейная экспериментальная зависимость вида $\sigma_{i\text{ос}}^{\text{cp}}/\sigma_{i\text{ном}} = -0,082 \cdot (S_z/\delta) + 5,302$ в интервале S_z/δ от 0 до 5, величина достоверности аппроксимации $R^2 = 0,98$.

Также в зоне комбинированного дефекта типа «вмятина с потерей металла» при воздействии на образец трубы внутреннего давления $p = 6,2$ МПа найдена методом наименьших квадратов линейная экспериментальная зависимость вида $\sigma_{i_{окр}}/\sigma_{i_{ном}} = -0,029 \cdot (S_{\Theta}/\delta) + 1,657$ в интервале S_{Θ}/δ от 0 до 5, величина достоверности аппроксимации $R^2 = 0,90$.

4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СЕКЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С КОМБИНИРОВАННЫМ ДЕФЕКТОМ ТИПА «ВМЯТИНА С ПОТЕРЕЙ МЕТАЛЛА»

Существуют нормативные источники, определяющие порядок проведения визуально-измерительного контроля дефектных участков магистральных трубопроводов и регламентирующие методы оценки работоспособности и прочности дефектных секций трубопроводов. Например, отраслевой регламент компании ПАО «Транснефть» ОР-19.100.00-КТН-10-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов» [53] содержит методику выполнения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов, устанавливает порядок и сроки его проведения. По этому документу выполняется наружная диагностика труб с одиночными дефектами (вмятина, гофр, сужение, дефект потери металла, риска, расслоение, трещина, дефекты сварных швов), а также с комбинированными дефектами. Однако в нём не рассматриваются методики для оценки работоспособности и для расчёта количественных показателей прочности и долговечности трубопровода с дефектами; такие методики регламентируются в источниках [67, 68], анализ которых выполнен в главах 1 и 2. В рассматриваемом отраслевом регламенте нет требований по выводу дефектных секций в ремонт.

Стандарт предприятия СТП 8828-169-01 «Оценка опасности дефектов формы сечения труб типа гофр (вмятин) на магистральных газопроводах» [82] устанавливает порядок обследования участка трубопровода, содержащего одиночный дефект вмятина или гофр, и метод расчётного обоснования степени опасности дефекта при эксплуатации. Вводится три уровня опасности дефектов вмятина и гофр: 1) неопасные, допускаемые к эксплуатации газопровода без снижения давления газа; 2) опасные, для которых необходим ремонт с применением усиливающих конструкций; 3) недопустимые, требующие вырезки и замены отрезка трубы. Независимо от геометрических параметров к недопустимым относятся вмятины (гофры), содержащие дефекты стенки любого типа и

происхождения, в том числе недопустимыми являются все комбинированные дефекты типа «вмятина с потерей металла».

Комбинированные дефекты типа «вмятина с потерей металла» недопустимы также по документу «Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых магистральных газопроводов и трубопроводов компрессорных станций» [70]. Рекомендации не устанавливают требований по техническому диагностированию дефектов, но содержат методику оценки опасности дефектов геометрии трубы (вмятина, гофр, овальность), аналогичную методике из СТП 8828-169-01.

В четвёртой главе рассмотрена разработанная автором данной диссертации методика оценки работоспособности секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла», предназначенная для использования в процессе дополнительного дефектоскопического контроля.

4.1 Обоснование проведения дополнительного дефектоскопического контроля

Дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) проводится с целью уточнения типа и параметров дефектов магистральных нефтепроводов, обнаруженных внутритручными инспекционными приборами (ВИП), а также для выявления дополнительных дефектов, не обнаруженных при внутритрубной диагностике (ВТД). ДДК проводят неразрушающими методами контроля.

По итогам внутритрубной диагностики участка магистрального нефтепровода формируется отчёт. В отчёте содержится список обнаруженных дефектов труб и следующая информация, в том числе необходимая для выполнения расчётов нефтепровода на прочность и долговечность: описание дефекта (тип дефекта); геометрические параметры дефекта: длина L , ширина W , глубина H ; угловое положение дефекта; расположение дефекта на стенке трубы (внешнее или внутреннее); расстояние от поперечного сварного шва, находящегося в начале секции, до дефекта; номер секции магистрального нефтепровода; расстояние от начальной точки магистрального нефтепровода до поперечного сварного шва,

находящегося в начале секции; длина секции нефтепровода; толщина стенки нефтепровода; проектное давление в секции нефтепровода $p_{\text{проект}}$. Также в отчёте для каждого дефекта приводится предельное давление в секции $p_{\text{пред}}$ и предельный срок устранения $t_{\text{пред}}$.

При выполнении ДДК уточняются характеристики дефекта: тип, угловое положение, геометрические параметры; также измеряется фактическая толщина стенки бездефектной зоны нефтепровода. Полученные в ходе наружной диагностики данные о дефекте сравниваются с данными из отчёта по ВТД (или из сертификата на дефект, сформированного из данных отчёта по ВТД). Затем выполняются расчёты на прочность и долговечность секции магистрального нефтепровода с исследуемым дефектом. Определяются уточнённые значения величин разрушающего давления p_f и предельного давления $p_{\text{пред}}$. Оценка текущей прочности производится с помощью неравенства $p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$. Если это неравенство неверно, то необходим немедленный ремонт трубной секции или снижение давления в нефтепроводе до уровня, при котором $p_{\text{пред}} = p_{\text{проект}}$. Если неравенство $p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$ верно, то немедленного ремонта или снижения давления в трубопроводной системе не требуется. Оценка текущей прочности выполнена. Затем следует выполнить оценку долговечности трубной секции с дефектом – рассчитать величину предельного срока эксплуатации $t_{\text{пред}}$ с учётом развития дефекта во времени по коррозионному или циклическому механизму. Предполагается, что дефекты потери металла развиваются по коррозионному механизму, а вмятины (и другие дефекты геометрии) с течением времени не развиваются, если не содержат дополнительных дефектов. Величина $t_{\text{пред}}$ позволяет обоснованно осуществлять планирование срока ремонтных работ по удалению дефектной зоны. Ремонт должен быть выполнен до истечения предельного срока эксплуатации (предельного срока устранения) $t_{\text{пред}}$.

Следует обратить внимание на следующее предположение. Допустим, по итогам ДДК дефект типа «одиночная потеря металла» или «вмятина с потерей металла» не требует немедленного ремонта, так как $p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$. Для трубной секции с этим дефектом была рассчитана величина $t_{\text{пред}}$ и назначен срок ремонта

(например, не позднее трёх лет с момента проведения ДДК, $t_{\text{пред}} = 3$ года). На заключительной стадии ДДК изолируется трубная секция антикоррозионным покрытием. Предположим, что выполненные мероприятия по антикоррозионной защите трубопровода позволили затормозить коррозионный механизм развития дефекта потери металла. Теперь скорость роста глубины дефекта v_H равна нулю и скорость роста площади продольного сечения дефекта v_A равна нулю: $v_H = 0$, $v_A = 0$. Если $v_H = 0$ и $v_A = 0$, то величина $t_{\text{пред}}$ не рассчитывается вследствие того, что дефект не развивается с течением времени. В этом случае оценка текущей прочности совпадает с оценкой прогнозной прочности. Количественные показатели прочности секции трубопровода с дефектом с течением времени эксплуатации не изменяются. Поэтому ремонтировать дефектную трубную секцию нет необходимости в текущий и в будущие моменты времени. Если же не гарантируется торможение коррозионных процессов в дефектной зоне, то при планировании ремонтных работ следует ориентироваться на расчётную величину $t_{\text{пред}}$.

4.2 Методика проведения дополнительного дефектоскопического контроля секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла»

Из анализа отчёта по ВТД выявлено, что на некоторой секции магистрального нефтепровода представляет опасность расположенный на ней комбинированный дефект типа «вмятина с потерей металла». Требуется дополнительная наружная диагностика участка нефтепровода с комбинированным дефектом для более точной оценки работоспособности, прочности и долговечности трубной секции. Следует выполнить ДДК.

Перед проведением ДДК выполняются подготовительные работы, которые включают в себя следующие операции:

- определение местоположения дефекта на трассе магистрального нефтепровода;

- разработка котлована в месте расположения дефекта;
- определение и разметка зоны контроля;
- подготовка зоны контроля к проведению ДДК.

Местоположение дефекта определяется по данным из отчёта по ВТД (или из сертификата на дефект). Котлован (или шурф) в месте расположения дефекта разрабатывается таким образом, чтобы обеспечить доступ к нефтепроводу по всему его периметру. Рекомендуется обеспечить расстояние между нижней образующей нефтепровода и дном котлована не менее 0,6 м, расстояние от границ дефекта до краёв котлована не менее 1 м [53].

Затем определяется участок секции нефтепровода для проведения диагностических работ – определяется зона контроля. Учтём то, что на поверхности нефтепровода имеется антикоррозионное покрытие и точные границы дефекта «вмятина с потерей металла» могут быть не видны.

С учётом расстояния от поперечного сварного шва до начала дефекта и углового положения дефекта, которые указаны в отчёте по ВТД, маркером отмечается на трубопроводе точка «начало дефекта» (рисунок 48, точка А). Откладывается от точки «начало дефекта» размер дефекта «вмятина с потерей металла» вдоль образующей трубы по направлению движения продукта, получаем точку «конец дефекта» (точка В). От точки «начало дефекта» против направления движения продукта и от точки «конец дефекта» по направлению движения продукта откладываются отрезки длиной не менее 0,3 м. Через новые полученные точки (точки С, D) чертятся вдоль периметра поперечного сечения трубы (в окружном направлении трубы) параллельные линии, которые являются вертикальными границами зоны контроля. Далее от точек «начало дефекта» и «конец дефекта» по и против направления хода часовой стрелки откладывается расстояние, эквивалентное 20° (0,35 рад). Соединяем полученные точки (точки Е, G и F, H) параллельными линиями вдоль продольного направления трубы и получаем горизонтальные границы зоны контроля.

Зону контроля внутри размеченных линий подготавливают для проведения диагностических операций. Для этого снимают антикоррозионное покрытие,

поверхность металла трубы зачищают от продуктов коррозии, окалины, грязи, масла, шлака, брызг металла и других загрязнений, препятствующих проведению контроля. Зачистка зоны контроля производится скребками, металлическими щётками, напильниками, абразивным кругом, наждачной бумагой.

В зонах, где планируется проводить диагностику ультразвуковым методом, шероховатость зачищенной поверхности должна быть не более Rz 40 [30].

Зона контроля подготовлена к проведению специалистом технической диагностики.

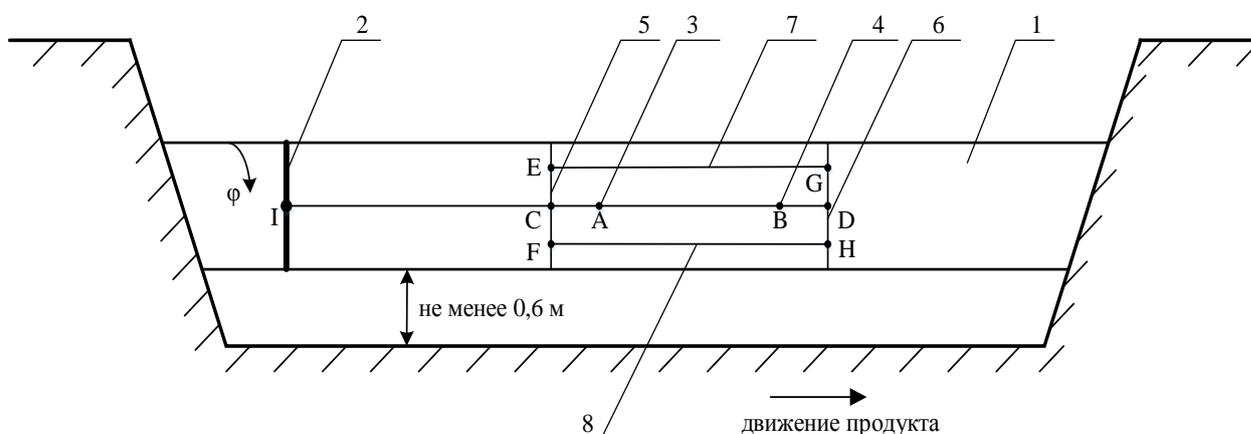


Рисунок 48. Вскрытый участок магистрального нефтепровода для проведения дополнительного дефектоскопического контроля и зона контроля:

- 1 – нефтепровод; 2 – поперечный сварной шов, находящейся в начале трубной секции; 3 – точка «начало дефекта»; 4 – точка «конец дефекта»; 5, 6 – вертикальные границы зоны контроля; 7, 8 – горизонтальные границы зоны контроля; φ – угловая координата, отсчитываемая от верхней образующей трубы; A–I – точки на разметке зоны контроля; $AC \geq 0,3$ м, $BD \geq 0,3$ м; EFGH – зона контроля

Маркером отмечают границы дефектов вмятина и потеря металла (рисунок 49, позиции 9, 10).

Через левые и правые крайние точки дефектов (точки 1, 2, 5, 6) чертятся 4 линии вдоль периметра поперечного сечения трубы. Измеряется минимальное расстояние между границами дефектов в осевом направлении S_z .

Через верхние и нижние точки дефектов (точки 3, 4, 7, 8) чертятся 4 линии вдоль образующих трубы. Определяется минимальное расстояние между границами дефектов в окружном направлении S_θ . Величину S_θ измеряют по дуге окружности трубы.

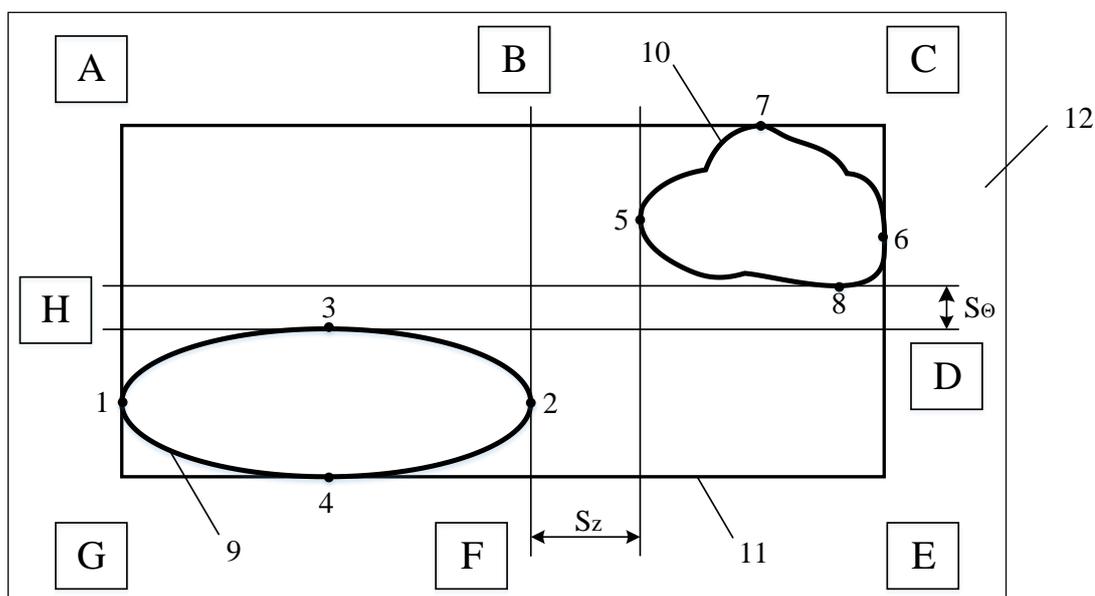


Рисунок 49. Разметка в зоне контроля: 1, 2, 3, 4 – крайние точки контура вмятины; 5, 6, 7, 8 – крайние точки контура дефекта потери металла; 9 – граница вмятины; 10 – граница дефекта потери металла; 11 – граница комбинированного дефекта типа «вмятина с потерей металла»; 12 – зона контроля; А–Н – бездефектные зоны для измерения толщины стенки нефтепровода δ

Затем определяется минимальное расстояние от границы сварного шва (поперечного, продольного, спирального) до границы (габарита) комбинированного дефекта, если наблюдается примыкание дефекта к сварному шву (рисунок 50). Минимальное расстояние между сварным швом и дефектом ($S_{\text{попш } 1}$, $S_{\text{попш } 2}$, $S_{\text{прш}}$) определяется как расстояние между параллельными прямыми, одна из которых проходит по краю сварного шва, а другая – по границе дефекта.

Чтобы использовать критерий взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла, а также критерий примыкания дефекта к сварному шву, необходимо определить фактическую толщину стенки в бездефектной области в зоне контроля. Фактическая толщина стенки секции нефтепровода в бездефектной области δ измеряется ультразвуковым толщиномером.

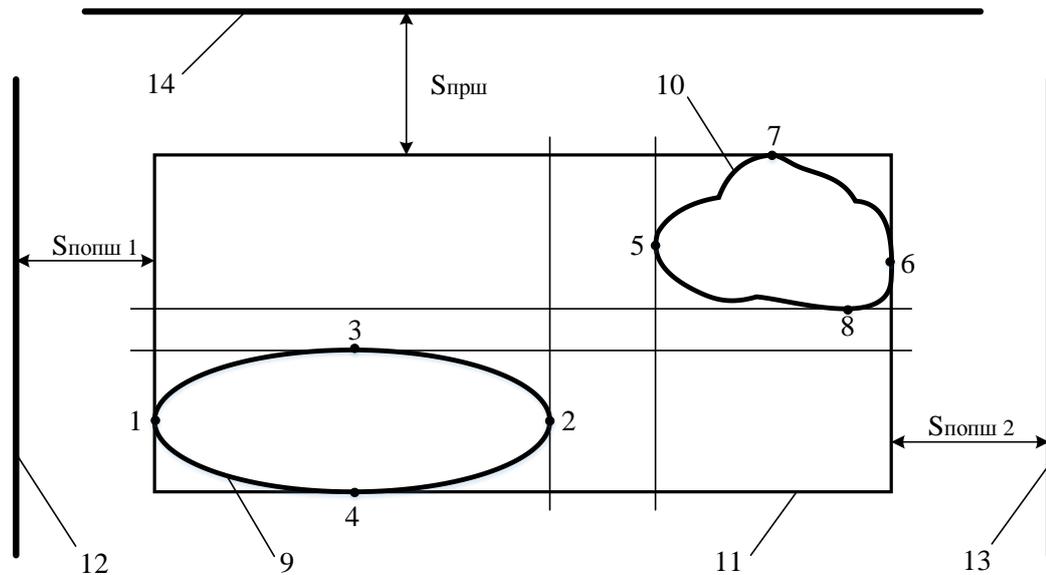


Рисунок 50. Взаимное расположение сварных швов и комбинированного дефекта типа «вмятина с потерей металла»: 1, 2, 3, 4 – крайние точки контура вмятины; 5, 6, 7, 8 – крайние точки контура дефекта потери металла; 9 – граница вмятины; 10 – граница дефекта потери металла; 11 – граница комбинированного дефекта типа «вмятина с потерей металла»; 12 – поперечный сварной шов, находящийся в начале трубной секции; 13 – поперечный сварной шов, находящийся в конце трубной секции; 14 – продольный сварной шов;

$S_{\text{попш 1}}$ – минимальное расстояние от границы поперечного сварного шва 12 до границы комбинированного дефекта; $S_{\text{попш 2}}$ – минимальное расстояние от границы поперечного сварного шва 13 до границы комбинированного дефекта; $S_{\text{прш}}$ – минимальное расстояние от границы продольного сварного шва 14 до границы комбинированного дефекта

На рисунке 49 указаны ориентировочные области измерения δ . Всего 8 областей (области А–Н), в каждой из которых рекомендуется произвести не менее 3 измерений. Число областей измерения толщины стенки можно сократить до 4 (области А, С, Е, G или В, D, F, H). Окончательным результатом измерения фактической толщины стенки δ принимается среднеарифметическое значение. Области измерения δ должны находиться на расстоянии не менее 30 мм от сторон прямоугольника, ограничивающих зону контроля, а также на расстоянии не менее 50 мм от границ дефектов.

По критерию (93), то есть $S_z \leq 5 \cdot \delta$ и $S_\Theta \leq 5 \cdot \delta$, определяется, взаимодействуют ли дефекты вмятина и потеря металла между собой.

По критерию $S_{ш} \leq 4 \cdot \delta$, где $S_{ш}$ – минимальное расстояние между сварным швом (поперечным, продольным или спиральным) и дефектом, определяется, примыкает или не примыкает дефект к сварному шву. Если выполняется неравенство $S_{ш} \leq 4 \cdot \delta$, то дефект примыкает к сварному шву или находится на нём, тогда при расчётах нефтепровода с дефектом на прочность и долговечность необходимо использовать механические характеристики сварного шва. Если $S_{ш} > 4 \cdot \delta$, то дефект не примыкает к сварному шву, поэтому при расчётах на прочность и долговечность не нужно учитывать наличие сварного шва в дефектной зоне и используются механические характеристики основного металла нефтепровода.

Затем производится измерение геометрических параметров дефектов вмятина и потеря металла. Сначала определяются геометрические параметры вмятины: длина $L_{вм}$, ширина $W_{вм}$, глубина $H_{вм}$. Длина $L_{вм}$ и ширина $W_{вм}$ измеряются линейкой или рулеткой. Через крайние точки границы вмятины ранее были проведены 4 линии, которые образуют прямоугольник, определяющий габариты вмятины. Длиной вмятины является расстояние между двумя линиями, проведёнными вдоль периметра окружности трубы через точки 1, 2 (рисунки 49, 50). Шириной вмятины является расстояние между двумя линиями, проведёнными вдоль образующей трубы через точки 3, 4 (рисунки 49, 50). Измерение ширины вмятины следует производить по дуге окружности.

Перед измерением глубины вмятины определяется положение самой глубокой точки вмятины. Измерение производится штангенглубиномером или микрометрическим глубиномером с использованием опорной планки. Опорная планка устанавливается вдоль образующей трубопровода над самой глубокой точкой вмятины. Левая и правая части опорной планки должны опираться на бездефектные области трубы.

Затем выполняется измерение геометрических параметров дефекта потери металла коррозионного происхождения. Измерение длины $L_{п.м.}$ и ширины $W_{п.м.}$ проводится таким же образом, как и для вмятины, с использованием линейки или рулетки. Через крайние точки дефекта потери металла ранее были проведены маркером 4 линии, образовавшие прямоугольник, определяющий габариты дефекта потери металла. Длина дефекта потери металла – это расстояние между двумя линиями, проведёнными вдоль периметра окружности трубы и проходящими через точки 5, 6 (рисунки 49, 50). Ширина дефекта потери металла – это расстояние между двумя линиями, проведёнными вдоль образующей трубы и проходящими через точки 7, 8 (рисунки 49, 50).

Далее определяется глубина дефекта потери металла в разных точках зоны дефекта. Находится максимальная глубина дефекта H_{max} . Для более точной оценки работоспособности и прочности нефтепровода с комбинированным дефектом по итогам измерения глубин дефекта в разных точках зоны дефекта рассчитывается площадь продольного сечения дефекта A .

На зону дефекта потери металла наносится координатная сетка с некоторым шагом в осевом и окружном направлениях (рисунок 51). Для дефектов с длиной более 200 мм сетка наносится с шагом в осевом направлении трубы $\Delta_i = 50$ мм, с шириной более 200 мм – с шагом $\Delta_j = 50$ мм в окружном направлении трубы. Для дефектов с длиной 50–200 мм – с шагом 20 мм в осевом направлении, с шириной 50–200 мм – с шагом 20 мм в окружном направлении. Для дефектов с длиной менее 50 мм шаг сетки в осевом направлении составляет 10 мм, для дефектов с шириной менее 50 мм шаг сетки в окружном направлении – 10 мм. Например, если дефект потери металла имеет размеры $L_{п.м.} = 230$ мм, $W_{п.м.} = 90$ мм,

тогда шаг сетки в осевом направлении составляет 50 мм, шаг сетки в окружном направлении – 20 мм.

Координатная сетка состоит из столбцов и строк. Номер столбца обозначим буквой i ($i = 1, 2, \dots, N$, где N – число столбцов), номер строки – буквой j ($j = 1, 2, \dots, M$, где M – число строк). Точка границы дефекта потери металла в верхнем левом углу имеет координаты $i = 1, j = 1$; в нижнем правом углу точка границы дефекта имеет координаты $i = N, j = M$. Шаг сетки между предпоследней и последней точкой в строке и в столбце меньше значения основного шага сетки.

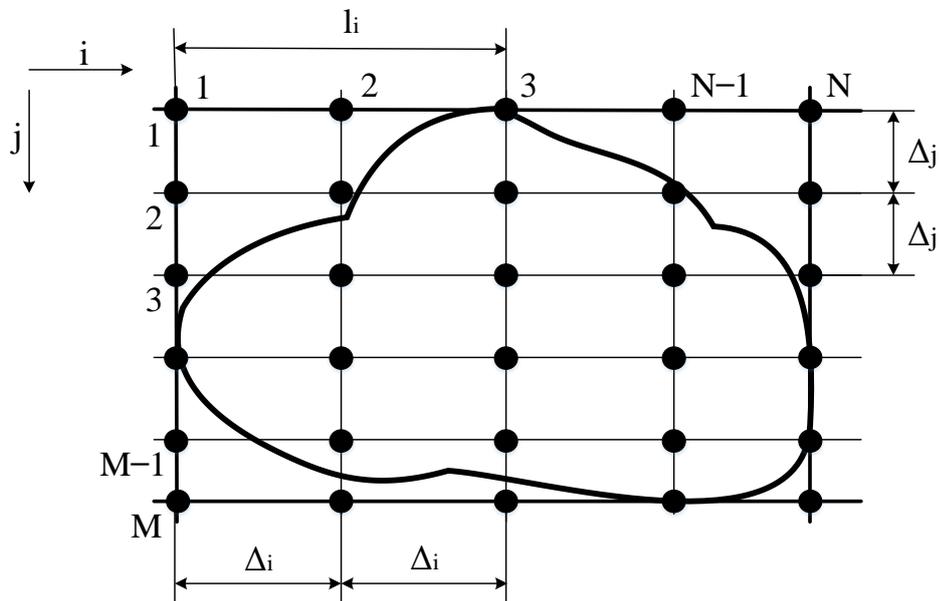


Рисунок 51. Координатная сетка для измерения глубины дефекта потери металла в разных зонах дефекта: i – номер столбца сетки; j – номер строки сетки; N – число столбцов сетки; M – число строк сетки; Δ_i, Δ_j – основной шаг сетки в продольном направлении и в окружном направлении трубы соответственно; l_i – расстояние в любой j -той строке от крайней левой точки ($i = 1$) до точки с координатой i вдоль осевого направления трубы

Сначала производится измерение глубины потери металла в строке $j = 2$ во всех столбцах $i = 1, 2, \dots, N$. Используется штангенглубиномер или микрометрический глубиномер и опорная планка. Опорная планка располагается вдоль образующей трубы над точками измерения. Концы опорной планки должны

опираться на бездефектные участки. Внешний вид микрометрического глубиномера и опорной планки представлены на рисунке 52 (это рисунок взят из источника [53]).



Рисунок 52. Внешний вид микрометрического глубиномера и опорной планки, предназначенных для измерения глубины вмятины и дефекта потери металла

После измерения глубины дефекта в строке $j = 2$ осуществляется измерение глубины в остальных строках $j = 3 \dots M - 1$. В строках $j = 1$ и $j = M$ измерения не производятся. Имеем число измеренных глубин: $M \cdot N - 2 \cdot N$.

В каждом столбце ($i = 1, 2 \dots N$) определяется максимальное значение глубины $H_{i \max}$.

Вычисляется площадь продольного сечения дефекта потери металла коррозионного происхождения по формуле

$$A = \sum_{i=2}^N 0,5 \cdot (H_{i \max} + H_{i-1 \max}) \cdot (l_i - l_{i-1}), \quad (94)$$

где $H_{i \max}$ – максимальное значение глубины дефекта потери металла в i -том столбце координатной сетки; l_i – расстояние в любой j -той строке от крайней левой точки ($i = 1$) до точки с координатой i вдоль осевого направления трубы.

Разность $l_i - l_{i-1}$ равна величине шага в осевом направлении трубы Δ_i , кроме величины последнего в строке шага: $l_N - l_{N-1} \leq \Delta_i$.

Для уменьшения вычислительных операций, но с менее точной оценкой работоспособности секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла» площадь продольного сечения дефекта потери металла вычисляется при помощи параболической аппроксимации:

$$A = \frac{2}{3} \cdot L_{\text{п.м.}} \cdot H_{\text{п.м.мак}}, \quad (95)$$

где $L_{\text{п.м.}}$ – длина дефекта потери металла; $H_{\text{п.м.мак}}$ – максимальная глубина потери металла в дефектной зоне.

Для питтинговых коррозионных дефектов (язвенная коррозия), у которых наблюдается плоский характер поверхности дна, продольную площадь дефекта потери металла допускается вычислять при помощи прямоугольной аппроксимации:

$$A = L_{\text{п.м.}} \cdot H_{\text{п.м.мак}}, \quad (96)$$

Итак, промежуточным итогом измерительных и вычислительных операций являются геометрические параметры вмятины: длина $L_{\text{вм.}}$, ширина $W_{\text{вм.}}$, глубина $H_{\text{вм.}}$; геометрические параметры дефекта потери металла: длина $L_{\text{п.м.}}$, ширина $W_{\text{п.м.}}$, площадь продольного сечения A .

Если дефект потери металла коррозионного происхождения расположен на внутренней поверхности стенки нефтепровода, то границы повреждения и остаточная толщина стенки определяются при использовании ультразвукового дефектоскопа.

В таблице 15 приводятся инструменты и приборы, необходимые для выполнения измерительных операций в ходе ДДК нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла», их назначение, диапазоны измерений и допускаемые погрешности.

Далее после определения геометрических параметров дефекта специалист, проводящий ДДК, использует специальную компьютерную программу, установленную на ноутбуке, позволяющую выполнить автоматизированные расчёты с целью оценки работоспособности секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла».

Таблица 15. Инструменты и приборы, используемые при проведении измерений геометрических параметров дефекта типа «вмятина с потерей металла» в ходе дополнительного дефектоскопического контроля дефектной трубной секции

Наименование инструмента (прибора)	Диапазон измерения, мм	Допускаемая погрешность, мм	Назначение
Линейка с шкалой	0–1000	± 1	Измерение длины, ширины дефектов, расстояния между границами дефектов, расстояния между сварным швом и дефектом
Рулетка в закрытом корпусе	0–5000	± 1	
Штангенглубиномер	0–250	$\pm 0,05$	Измерение глубины дефектов
Микрометрический глубиномер (рисунок 52)	0–100	± 1	
Опорная планка (в комплекте с штангенглубиномером или микрометрическим глубиномером, рисунок 52)	–	–	
Ультразвуковой толщиномер	1–200	$\pm 0,10$	Измерение толщины стенки, остаточной толщины стенки в месте дефекта
Ультразвуковой дефектоскоп			
Маркер по металлу	–	–	Нанесение линий и точек разметки в зоне контроля

Предлагается использовать программу для ЭВМ «Программа для расчёта предельного давления секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа “дефект геометрии с потерей металла”», на которую получено свидетельство о государственной регистрации (библиографическое описание: Св-во о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2018614545 Рос. Федерация, заявка № 2018611768 от 25.02.2018, опубл. 10.04.2018. Программа для расчёта предельного давления секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла» / правообладатель и автор А. А. Игнатик. – Бюл. № 4. – 1 с.). Программа реализована в среде табличного редактора MS Excel, объём 643 кб.

Алгоритм, использованный в программе, рассмотрен во второй главе данной диссертации, где он представлен как последовательность применения расчётных схем и формул (рисунок 16).

Для получения результата в виде предельного давления секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла» следует внести в определённые ячейки программы некоторые исходные данные.

В таблице 16 представлены перечень исходных данных, значения которых следует внести в ячейки электронного редактора MS Excel; единицы измерения физических величин; обозначения ячеек, в которые необходимо внести значения соответствующих исходных данных; способ получения данных. Исходные данные поделены на пять групп в соответствии с параграфом 1.3.

Ответ – значение предельного давления $p_{\text{пред}}$ секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла» – находится в ячейке C213, единица измерения МПа.

Затем производится сравнение величин предельного давления $p_{\text{пред}}$ и проектного давления $p_{\text{проект}}$, то есть выполняется оценка текущей прочности. Если $p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$, то немедленный ремонт не требуется. Если $p_{\text{пред}} < p_{\text{проект}}$, то необходим немедленный ремонт трубной секции с комбинированным дефектом.

Таблица 16. Исходные данные, необходимые для использования компьютерной программы «Программа для расчёта предельного давления секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа “дефект геометрии с потерей металла”»

Наименование исходных данных	Единица измерения	Обозначение ячейки в электронной таблице	Способ получения исходных данных
<u>Первая группа</u>			
Марка стали	–	C4	Сертификат на трубы
Предел текучести	МПа	C5	Сертификат на трубы, таблица из [67, 68]
Коэффициент деформационного упрочнения	–	C6	Таблица из [67, 68]
Разрушающая объёмная деформация	–	C8	
Разрушающая интенсивность деформаций	–	C9	
<u>Вторая группа</u>			
Наружный диаметр нефтепровода	мм	C20	Проектная документация, отчёт по ВТД
Фактическая толщина стенки трубы в бездефектной зоне		C21	Ультразвуковая толщинометрия при ДДК
Величина, обратная радиусу изгиба нефтепровода (кривизна)	1 / мм	C24	Отчёт по диагностике

<u>Третья группа</u>			
Проектное давление	МПа	C19	Отчёт по ВТД
Температурный перепад	°С или К	C16	Проектная, эксплуатационная документация
<u>Четвёртая группа</u>			
Длина вмятины	мм	C27	Измерения при ДДК
Ширина вмятины		C28	
Глубина вмятины		C31	
Длина потери металла		G27	
Ширина потери металла		G28	
Площадь продольного сечения дефекта	мм ²	C134	Расчёт при ДДК по формулам (94) – (96)
Поправка на длину вмятины	мм	C36	Допускаемая погрешность прибора, таблица из [67, 68]
Поправка на ширину вмятины		C37	
Поправка на глубину вмятины		C38	
Поправка на длину потери металла		G36	
Поправка на ширину потери металла		G37	
Поправка на глубину потери металла		G38	
<u>Пятая группа</u>			
Категория участка магистрального нефтепровода (В, I, II, III, IV)	–	C17	Проектная, эксплуатационная документация
<u>Ответ</u>			
Предельное давление	МПа	C213	–

Когда верно неравенство $p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$, то дополнительно следует выполнить расчёт предельного срока эксплуатации нефтепровода $t_{\text{пред}}$ с учётом того, что дефект потери металла развивается по коррозионному механизму, чтобы обосновать срок вывода дефектной секции в ремонт. Алгоритм расчёта $t_{\text{пред}}$ предложен во второй главе на рисунке 17.

Рисунок 53 содержит фрагменты интерфейса используемой программы для ЭВМ. В этих фрагментах демонстрируется пример расчёта на прочность секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла». В примере проектное давление $p_{\text{проект}} = 6,0$ МПа, а расчётное значение предельного давления $p_{\text{пред}} = 7,13$ МПа. Так как условие прочности выполняется, то есть $p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$, то немедленного ремонта дефектной секции не требуется. Однако в дальнейшем следует вычислить предельный срок эксплуатации магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом для определения срока ремонтных работ.

На рисунке 54 предложен алгоритм, который реализуется при использовании разработанной методики оценки работоспособности секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла».

	A	B	C	D	E
1	1	Дефект геометрии с потерей металла. Расчёт на прочность			
2	2	Пользователю следует ввести исходные данные (параметры для ввода)			
3	3	Результат расчёта содержится в ячейке C213			
4	4	Марка стали (параметр для ввода)	17ГС		
5	5	Предел текучести, МПа (параметр для ввода)		366	
6	6	Коэффициент деформационного упрочнения (параметр для ввода)		0,132	
7	7	Предельная объёмная деформация		-0,5	
8	8	Предельная интенсивность деформаций		0,132	
9	9	Разрушающая объёмная деформация (параметр для ввода)		0,0022	
10	10	Разрушающая интенсивность деформаций (параметр для ввода)		1,465	
11	11	Модуль упругости (модуль Юнга), МПа		206000	
12	12	Коэффициент Пуассона		0,28	
13	13	Коэффициент линейного расширения металла трубы, 1/К		0,000012	
14	14	Модуль сдвига, МПа		80468,75	
15	15	Упругий модуль объёмного расширения, МПа		156060,61	
16	16	Температурный перепад, К (параметр для ввода)		0	

№	A	B	C	D	E
12	12	Коэффициент Пуассона	0,28		
13	13	Коэффициент линейного расширения металла трубы, 1/К	0,000012		
14	14	Модуль сдвига, МПа	80468,75		
15	15	Упругий модуль объёмного расширения, МПа	156060,61		
16	16	Температурный перепад, К (параметр для ввода)	0		
17	17	Категория трубопровода: В, 1, 2, 3, 4 (параметр для ввода)	3		
18	18	Коэффициент запаса по прочности трубы	1,32		
19	19	Проектное давление, МПа (параметр для ввода)	6		
20	20	Наружный диаметр, мм (параметр для ввода)	820		
21	21	Толщина стенки трубы, мм (параметр для ввода)	10		
22	22	Внутренний диаметр трубы, мм	800		
23	23	Радиус изгиба трубопровода, мм (параметр для ввода)	10000000		
24	24	Величина, обратная радиусу изгиба, 1/мм	0,0000001		
25	25				
26	26	Дефект геометрии			
27	27	Длина дефекта, мм (параметр для ввода)	100		

б

№	A	B	C	D	E	F	G
24	24	Величина, обратная радиусу изгиба, 1/мм	0,0000001				
25	25						
26	26	Дефект геометрии				Потеря металла	
27	27	Длина дефекта, мм (параметр для ввода)	200			Длина дефекта, мм (параметр для ввода)	100
28	28	Ширина дефекта, мм (параметр для ввода)	100			Ширина дефекта, мм (параметр для ввода)	100
29	29	Ширина дефекта, рад	0,24			Ширина дефекта, рад	0,24
30	30	Ширина дефекта, градусы	13,97			Ширина дефекта, градусы	13,97
31	31	Глубина дефекта, мм (параметр для ввода)	10			Глубина дефекта, мм (параметр для ввода)	4,6
32	32						
33	33	Тип диагностики: ВТД или ДДК (параметр для ввода)	ДДК			Тип дефектоскопа / диагностики	ДДК
34	34	ВТД – внутритрубная диагностика	ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль				
35	35	Поправки на размеры дефекта				Поправки на размеры дефекта	
36	36	Длины дефекта, мм	0			Длины дефекта, мм	2
37	37	Ширины дефекта, мм	0			Ширины дефекта, мм	2
38	38	Глубины дефекта, мм	0,5			Глубины дефекта, мм	0,2
39	39	Расчётная длина дефекта, мм	200			Расчётная длина дефекта, мм	102
40	40	Расчётная ширина дефекта, мм	100			Расчётная ширина дефекта, мм	102
41	41	Расчётная ширина дефекта, рад	0,24390244			Расчётная ширина дефекта, рад	0,2487805
42	42	Расчётная ширина дефекта, градусы	13,9745804			Расчётная ширина дефекта, градусы	14,254072
43	43	Расчётная глубина дефекта, мм	10,5			Расчётная глубина дефекта, мм	4,8
44	44						

в

№	A	B	C	D	E
197	197	Скобка 2	-4,07E-05	-1,4E-06	-1,4E-06
198	198	Местные кольцевые деформации (нетто)	0,044	6,6E-05	0,00027
199	199	Местные продольные деформации (нетто)	-0,003624	6,6E-05	7,3E-05
200	200	Местные радиальные деформации (нетто)	-0,038361	-5,1E-05	-0,00013
201	201				
202	202	Среднее напряжение, МПа	314,52458	12,6085	32,7806
203	203	Объёмная деформация	0,0006718	2,7E-05	7E-05
204	204	Объёмная деформация, второй способ	0,0006718	2,7E-05	7E-05
205	205	Наибольшая деформация удлинения	0,044	6,6E-05	0,00027
206	206	Интенсивность деформаций	0,0477447	7,8E-05	0,00023
207	207	Угол подобия девиатора деформаций, рад	0,4335087	1,04547	0,53482
208	208	Угол подобия девиатора деформаций, градусы	24,838219	59,9009	30,6432
209	209	Критерий предельной прочности	0,3269006	0,00024	0,00138
210	210	Критерий предельной пластичности	0,3379539	0,01229	0,03199
211	211				
212	212	Разрушающее давление, МПа	10,60	12,60	10,60 ограничение 25 МПа
213	213	Предельное давление, МПа	7,13		

г

Рисунок 53. Фрагменты программы для ЭВМ «Программа для расчёта предельного давления секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа “дефект геометрии с потерей металла”»: а – марка стали и её механические характеристики; б – геометрические параметры нефтепровода, нагрузки и воздействия на нефтепровод; в – геометрические параметры дефектов вмятина и потеря металла, поправки на размеры дефектов; г – результат в виде предельного давления ($p_{\text{пред}} = 7,13$ МПа)

Пример формы отчёта по итогам наружной диагностики секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла», заполняемой специалистом по ДДК, приводится в приложении к диссертации.

4.3 Выводы по четвёртой главе

В четвёртой главе рассмотрен порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК) секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла». ДДК назначается по итогам проведённой внутритрубной диагностики. ДДК состоит из трёх этапов: подготовительного, измерительного, расчётного (оценочного). Подготовительный этап включает в себя определение местоположения дефекта на трассе нефтепровода, разработку котлована в месте дефекта, разметку и подготовку зоны контроля. В ходе измерительного этапа при помощи инструментов и приборов (таблица 15) осуществляются измерения геометрических параметров дефектов, расстояний между вмятиной и потерей металла в осевом и окружном направлениях трубы, расстояний от границ сварных швов до границ комбинированного дефекта, фактической толщины стенки нефтепровода в бездефектной области. В процессе расчётного этапа используется программа для ЭВМ. С её помощью выполняется вычисление предельного давления $p_{\text{пред}}$ секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом. Затем делается вывод о том, нуждается или нет дефектная секция в немедленном ремонте. Если не требуется немедленный ремонт секции, то следует рассчитать предельный срок эксплуатации $t_{\text{пред}}$ по алгоритму из параграфа 2.7 (рисунок 17).

Разработанная методика оценки работоспособности секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла» позволяет осуществлять планирование ремонтных работ на дефектных участках нефтепровода, чтобы обеспечить надёжное и безопасное функционирование системы магистрального трубопроводного транспорта нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для обоснованного планирования ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов необходимо выполнять расчёты количественных показателей надёжности элементов нефтепровода, а именно: разрушающего давления и предельного давления, предельного срока эксплуатации трубной секции, вероятности отказа участка нефтепровода. Количественные показатели надёжности в дефектных зонах отличаются от этих же показателей в бездефектных зонах. Существуют дефекты разного типа, разного происхождения. Геометрические параметры некоторых дефектов развиваются по коррозионному или циклическому механизму, что приводит к изменению количественных показателей надёжности с течением времени эксплуатации нефтепровода. Поэтому необходимо иметь алгоритмы расчёта количественных показателей надёжности для труб с разными типами дефектов в текущий и будущие моменты времени.

В диссертационной работе проанализированы методики расчёта на прочность и долговечность магистральных трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами. В этих методиках вводятся два расчётных деформационных критерия предельных состояний, описываются расчётные схемы для определения компонентов напряжённо-деформированного состояния в зонах дефектов разных типов.

Разработаны алгоритмы расчёта предельного давления и предельного срока эксплуатации секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с потерей металла». Приведены преимущества разработанных алгоритмов расчёта перед известными алгоритмами.

В ходе подготовки диссертации выполнены экспериментальные исследования на лабораторном стенде с целью изучения напряжённо-деформированного состояния образцов трубы в дефектных зонах. Исследовано напряжённо-деформированное состояние в зонах дефектов следующих типов: 1) одиночная потеря металла; 2) одиночная вмятина; 3) комбинированный дефект типа «вмятина с потерей металла». В процессе экспериментов измерялись

кольцевые и продольные деформации в дефектных зонах. Результаты опытов представлены в графической форме. Приведена методика проведения экспериментальных работ и обработки экспериментальных результатов. Сделаны выводы по итогам исследований. Найден критерий взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла, позволяющий выявлять комбинированный дефект типа «вмятина с потерей металла» при выполнении диагностики магистрального нефтепровода.

Лабораторный стенд можно использовать для исследования образцов трубы с другими типами дефектов (например, с рисками, трещинами). Стенд позволяет исследовать напряжённо-деформированное состояние образцов трубы, находящихся под воздействием внутреннего давления и изгибающей нагрузки. В проведённых экспериментах на образцы трубы оказывалось воздействие только внутренним давлением.

В настоящее время исследователи в области напряжённо-деформированного состояния труб, находящихся под нагрузкой, используют в своих работах компьютерное моделирование при помощи программ, где применяется метод конечных элементов. Компьютерное моделирование имеет некоторые преимущества по сравнению с физическим моделированием. Например, компьютерное моделирование позволяет рассматривать большее количество различных комбинаций исходных данных, большее число опытов при одних и тех же затратах труда и времени. Также недостатком проведённых экспериментов было то, что деформации измерялись на наружной поверхности образцов трубы, а прочность труб обуславливают усреднённые по толщине стенки деформации.

Предлагается методика оценки работоспособности секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа «вмятина с потерей металла», служащая для применения в процессе наружной диагностики дефектного участка нефтепровода. Благодаря использованию методики определяется величина предельного давления дефектной секции, осуществляется оценка текущей прочности магистрального нефтепровода, делается вывод о том, требуется или не требуется ремонт дефектной секции, а также назначается срок ремонтных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость / А. Б. Айнбиндер, А. Г. Камерштейн. – М. : Недра, 1982. – 341 с.
2. Аладинский, В. В. Мониторинг объектов магистрального нефтепроводного транспорта / В. В. Аладинский, Ю. Б. Григорьева // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1. – С. 16–21.
3. Аладинский, В. В. Методика расчёта на прочность и долговечность труб с дефектами геометрии / В. В. Аладинский, Р. С. Гаспарянц, В. Н. Маханев // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т. 5. – № 5. – С.119–124.
4. Аладинский, В. В. Прочность и долговечность труб с механическими повреждениями типа «риска» / В. В. Аладинский, Р. С. Гаспарянц // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2. – URL: http://www.ogbus.ru/authors/Aladinskij/Aladinskij_1.pdf (дата обращения 02.08.2019).
5. Александров, А. В. Сопротивление материалов. Основы теории упругости и пластичности : учеб. для вузов / А. В. Александров, В. Д. Потапов. – 2-е изд., испр. – М. : Высш. шк., 2002. – 400 с.
6. Александров, Ю. В. Ресурсные испытания металла длительно эксплуатируемых трубопроводов / Ю. В. Александров, А. С. Кузьбожев, Р. В. Агинеи. – СПб. : Недра, 2011. – 304 с.
7. Андерсон, Тед Л. Современные разработки в оценке целостности сварных швов трубопровода / Тед Л. Андерсон // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – № 2. – С. 102–108.
8. Безухов, Н. И. Приложение методов теории упругости и пластичности к решению задач / Н. И. Безухов, О. В. Лужин. – М. : Высшая школа, 1974. – 200 с.
9. Бердник, М. М. Развитие метода оценки напряжённо-деформированного состояния нефтегазопроводов по коэрцитивной силе металла : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Мария Михайловна Бердник. – Ухта, 2010. – 174 с.

10. Бирилло, И. Н. Гидравлические испытания труб : учеб. пособие / И. Н. Бирилло, Ю. А. Теплинский, И. Ю. Быков ; под общ. ред. И. Ю. Быкова. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 104 с.
11. Бородавкин, П. П. Подземные магистральные трубопроводы / П. П. Бородавкин. – М. : Энерджи Пресс, 2011. – 480 с.
12. Васин, Е. С. Методы повышения эффективности внутритрубной диагностики магистральных газопроводов для совершенствования системы планирования капитального ремонта / Е. С. Васин, И. И. Велиюлин // Газовая промышленность. Надёжность и ремонт объектов ГТС. Спецвыпуск. – 2015. – № 720. – С. 18–22.
13. Васин, Е. С. Совершенствование методики расчёта прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами на основе результатов испытаний / Е. С. Васин, А. А. Белкин, С. П. Мягков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1. – С. 56–61.
14. Велиюлин, И. И. Методика определения срока службы газопровода / И. И. Велиюлин, М. А. Широков // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 8. – С. 106–111.
15. ВРД 39-1.10-004-99. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. – URL: <http://www.docload.ru/Basesdoc/8/8355/index.htm> (дата обращения 02.08.2019).
16. Гаденин, М. М. Характеристики механических свойств материалов при анализе условий достижения предельных состояний / М. М. Гаденин // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2012. – Т. 78. – № 2. – С. 58–63.
17. Гаспарянц, Р. С. Методология расчёта на прочность и долговечность труб и сварных соединений с дефектами / Р. С. Гаспарянц // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 2. – С. 35–41.
18. Гаспарянц, Р. С. Расчёт на прочность и долговечность сварных стыков трубопроводов с дефектами / Р. С. Гаспарянц // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 12. – С. 102–104.

19. Гаспарянц, Р. С. Расчёт на прочность и долговечность трубопроводов с коррозионными дефектами потери металла / Р. С. Гаспарянц // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 1. – С. 34–39.
20. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение. М. : Стандартиформ, 2005. – 24 с.
21. ГОСТ 27.002-2015. Надёжность в технике. Термины и определения. – М. : Стандартиформ, 2016. – 28 с.
22. ГОСТ 3262-75. Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия. – М. : Стандартиформ, 2007. – 8 с.
23. Гумеров, А. Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А. Г. Гумеров, Р. С. Гумеров, К. М. Гумеров. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2003. – 310 с.
24. Дайчик, М. Л. Методы и средства натурной тензометрии : справочник / М. Л. Дайчик, Н. И. Пригоровский, Г. Х. Хуршудов. – М. : Машиностроение, 1989. – 240 с.
25. Диагностика и мониторинг технического состояния газопроводов при обеспечении надежности, экологической безопасности и управляемости транспорта газа : монография / Ю. В. Ващев [и др.] ; ред. Костюков В. Е. ; НИИ измерительных систем им. Ю. Е. Седакова ; Нижегород. гос. ун-т им. Н. И. Лобачевского. – Нижний Новгород : Изд-во Нижегородского гос. ун-та, 2007. – 204 с.
26. Диагностика и ремонт трубопроводов. Методы, совершенствование, применение / под общ. ред. А. Г. Гумерова. – М. : ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 148 с.
27. Диагностика трубных изделий : учеб. пособие / А. С. Кузьбожев [и др.] ; под общ. ред. И. Ю. Быкова. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 152 с.
28. Закирьянов, М. В. Коррозионные дефекты газопроводов: моделирование и оценка опасности / М. В. Закирьянов, Г. Е. Коробков // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 4. – С. 33–39.

29. Запевалов, Д. Н. Контроль внешних коррозионных воздействий при оценке технического состояния газопроводов / Д. Н. Запевалов // Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. – 2014. – № 1. – С. 44–48.
30. Инструкция по визуальному и измерительному контролю (РД 03-606-03). Серия 03. Выпуск 39 / А. А. Шельпяков [и др.] / М. : ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2012. – 104 с.
31. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов / ОАО «Газпром», 2013. – 121 с.
32. Игнатик, А. А. Апробация методики расчёта комбинированных дефектов по данным результатов внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода / А. А. Игнатик, А. В. Сальников // Нефтегазовый терминал : мат. Междунар. науч.-техн. конф. «Транспорт и хранение углеводородного сырья» (25–26 апреля 2019 г.). – Т. 2. – Выпуск 17. – Тюмень : ТИУ, 2019. – С. 9–16.
33. Игнатик, А. А. Исследование напряжённо-деформированного состояния трубопровода в области одиночной вмятины и вмятины с дефектом уменьшения толщины стенки / А. А. Игнатик, А. В. Сальников, А. М. Шарыгин // SOCAR Proceedings. – 2018. – № 4. – С. 35–42.
34. Игнатик, А. А. Экспериментальное и теоретическое исследование деформированного состояния дефектных зон трубопровода / А. А. Игнатик // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. – Т. 8. – № 2. – С. 147–153.
35. Исследование конструкций гидравлических стендов для испытаний трубной продукции / Д. А. Неганов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – № 2. – С. 31–41.
36. Колотовский, А. Н. Работоспособность трубопроводов высокого давления при наличии внутренних расслоений металла : монография / А. Н. Колотовский [и др.]. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 224 с.

37. Леонов, И. С. Совершенствование коэрцитиметрического метода для анализа напряжённого состояния нефтегазопроводов : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Игорь Сергеевич Леонов. – Ухта, 2013. – 116 с.

38. Лисин, Ю. В. Исследования физико-химических свойств стали длительно эксплуатируемых трубопроводов, оценка ресурса безопасной работы / Ю. В. Лисин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 4. – С. 18–28.

39. Лисин, Ю. В. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России / Ю. В. Лисин, А. Е. Сощенко. – М. : ООО «Издательский дом Недра», 2013. – 421 с.

40. Мазур, И. И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О. М. Иванцов. – М. : ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с.

41. Макаров, Г. И. Математические основы мониторинга напряжённо-деформированного состояния стенки трубы магистрального нефтепровода / Г. И. Макаров // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. – 2007. – № 1. – С. 92–95.

42. Махутов, Н. А. Базовые характеристики конструкционных материалов при комплексной оценке прочности, ресурса и живучести опасных объектов / Н. А. Махутов // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2012. – Т. 78. – № 1. – Ч. 1. – С. 62–70.

43. Махутов, Н. А. Деформационные критерии разрушения и расчёт элементов конструкций на прочность / Н. А. Махутов. – М. : Машиностроение, 1981. – 272 с.

44. Махутов, Н. А. Комплексная система расчётно-экспериментального определения условий и параметров предельных состояний / Н. А. Махутов // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2017. – Т. 83. – № 1. – С. 52–55.

45. Махутов, Н. А. Проблемы технической диагностики материалов, деталей и конструкций / Н. А. Махутов // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2017. – Т. 83. – № 4. – С. 47–48.

46. Межецкий, Г. Д. Сопротивление материалов : учебник / Г. Д. Межецкий, Г. Г. Загребин, Н. Н. Решетник ; под общ. ред. Г. Д. Межецкого, Г. Г. Загребина. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Издательско-торговая корпорация «Дашков и К^о», 2010. – 432 с.

47. Мехеда, В. А. Тензометрический метод измерения деформаций : учеб. пособие / В. А. Мехеда. – Самара : Изд-во Самар. гос. аэрокосм. ун-та, 2011. – 56 с.

48. Мурзаханов, Г. Х. Диагностика технического состояния и оценка остаточного ресурса магистральных трубопроводов : учеб. пособие / Г. Х. Мурзаханов ; под ред. А. И. Владимирова, В. Я. Кершенбаума. – М. : Национальный институт нефти и газа, 2005. – 72 с.

49. Мустафин, Т. Р. Изучение прочностных характеристик стальных трубопроводов с дефектами типа «вмятина» : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Мустафин Тимур Раилевич. – Уфа, 2013. – 23 с.

50. Мустафин, Ф. М. Экспериментальные исследования напряжённо-деформированного состояния трубопроводов с дефектами типа вмятина / Ф. М. Мустафин, Т. Р. Мустафин, Э. Р. Абсалямов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 1. – С. 23–27.

51. Немец, И. Практическое применение тензорезисторов / И. Немец. – пер. с чешск. – М. : Энергия, 1970. – 144 с.

52. Нефёдов, С. В. Вероятностный анализ допустимых уровней дефектности участков линейной части магистральных газопроводов / С. В. Нефёдов [и др.] // Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. – 2014. – № 1. – С. 35–40.

53. ОР-19.100.00-КТН-010-10. Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов. – М. : ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 126 с.

54. О роли строительных и металлургических дефектов в разрушении магистральных трубопроводов / А. Р. Хафизов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 3. – С. 24–31.

55. Оценка безопасности линейных участков магистральных трубопроводов / Анна В. Мельникова [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2008. – № 1. – С. 91–93.

56. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями / И. Н. Бирилло [и др.] ; под общ. ред. И. Ю. Быкова. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 168 с.

57. Оценка безопасности и прочностной надежности магистральных трубопроводов методами непараметрической статистики / В. Н. Сызранцев [и др.]. – Новосибирск : Наука, 2013. – 172 с.

58. Оценка технического состояния и определение объёма ремонтных работ участка магистрального газопровода : учеб. пособие / И. Н. Бирилло [и др.]. – Ухта : Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2016. – 95 с.

59. Пат. 2497095 RU, МПК G01N 3/12. Стенд для малоцикловых деформационно-силовых испытаний моделей натуральных конструкций сосудов / А. В. Митрофанов, С. Н. Барышов, В. А. Ломанцов и др. – № 2012114506/28 ; заявл. 12.04.2012 ; опубл. 27.10.2013. – Бюл. № 30.

60. Плювинаж, Г. Улучшение диаграммы оценки отказов для проверки степени опасности дефектов труб / Ги Плювинаж // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 5. – С. 44–49.

61. Погуляев, С. И. Оценка несущей способности труб с вмятинами магистральных газопроводов / С. И. Погуляев, Ю. М. Шарыгин // материалы Междунар. семинара «Рассохинские чтения» (Ухта, 5–6 февр. 2015 г.). В 2 ч. Ч. 2. – Ухта : УГТУ, 2015. – С. 60–64.

62. Погуляев, С. И. Расчётная оценка степени опасности дефектов труб магистральных газопроводов. Проблемы и пути их решения / С. И. Погуляев, Ю. М. Шарыгин // материалы Междунар. семинара «Рассохинские чтения» (Ухта, 6–7 февр. 2014 г.). В 2 ч. Ч. 2. – Ухта : УГТУ, 2014. – С. 142–146.

63. Радионова, С. Г. Научно-технические, социально-экономические и правовые аспекты надёжности транспорта нефти и нефтепродуктов /

С. Г. Радионова [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 5. – С. 20–31.

64. Расчёты ресурса оборудования и трубопроводов с учётом фактора времени / Р. С. Зайнуллин, А. Г. Вахитов, О. И. Тарабарин [и др.] ; под. ред. А. Г. Гумерова. – М. : Недра-Бизнесцентр», 2003. – 50 с.

65. Р Газпром 2-2.3-595-2011. Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов единой системы газоснабжения ОАО «Газпром» / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М. : ООО «Газпром экспо», 2012. – 52 с.

66. РД-23.040.00-КТН-011-11. Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов / ОАО ЦТД «Диаскан», ООО «НИИ ТНН». – М. : ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 88 с.

67. РД-23.040.00-КТН-011-16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами / АО «Транснефть – Диаскан», ООО «НИИ Транснефть». – М. : ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 153 с.

68. РД-23.040.00-КТН-115-11. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами / ОАО ЦТД «Диаскан», ООО «НИИ ТНН». – М. : ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 142 с.

69. РД-23.040.00-КТН-265-10. Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов / ОАО ЦТД «Диаскан», ООО «НИИ ТНН». – М. : ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 129 с.

70. Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС. – Утв. 24.11.2006. – М. : ООО «ВНИИГАЗ». – 2006.

71. Садыков, Р. В. Разработка методов расчета несущей способности и остаточного ресурса нефтепроводов с комбинированными дефектами (вмятинами с рисками и трещинами) : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19, 05.26.03 / Садыков Рустам Венерович. – Уфа, 2008. – 139 с.

72. Сальников, А. В. Оценка прочности и долговечности труб с дефектами для эффективного планирования ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов / А. В. Сальников, А. М. Шарыгин, А. А. Игнатик // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – № 9. – С. 114–121.
73. Сальников, А. В. Совершенствование методики расчета труб на долговечность с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла» / А. В. Сальников, А. А. Игнатик // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – № 3. – С. 62–70.
74. Салюков, В. В. Магистральные газопроводы. Диагностика и управление техническим состоянием / В. В. Салюков, В. В. Харионовский. – М. : ООО «Издательский дом Недра», 2016. – 213 с.
75. Самуль, В. И. Основы теории упругости и пластичности : учеб. пособие / В. И. Самуль. – 2-е изд., перераб. – М. : Высшая школа, 1982. – 264 с.
76. Саргсян, А. Е. Сопротивление материалов, теории упругости и пластичности. Основы теории с применением расчётов : учеб. для вузов / А. Е. Саргсян. – М. : АСВ, 1998. – 240 с.
77. Саруев, А. Л. Прочность оборудования газонефтепроводов и хранилищ / А. Л. Саруев, Л. А. Саруев. – Томск : Томский политехнический университет, 2013. – 120 с.
78. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы / Госстрой ; ФАУ «ФЦС». – М. : ООО «Аналитик», 2012. – 93 с.
79. СТО Газпром 2-2.3-750-2013. Критерии вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт / ОАО «Оргэнергогаз». – М. : ООО «Газпром экспо», 2015. – 54 с.
80. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М. : ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2007. – 68 с.

81. СТО Газпром 2-2.3-292-2009. Правила определения технического состояния магистральных трубопроводов по результатам внутритрубной инспекции / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М. : ООО «Газпром экспо», 2009. – 30 с.
82. СТП 8828-169-01. Оценка опасности дефектов формы сечения труб типа гофр (вмятин) на магистральных газопроводах. Методика обследования, расчётно-экспериментальное обоснование. – Введ. 01.02.2002. – Ухта : ООО «Севергазпром». – 29 с.
83. Сызранцев, В. Н. Вероятностная оценка прочностной надёжности трубопроводов / В. Н. Сызранцев, С. Л. Голофаст // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2011. – № 5. – С. 14–22.
84. Тензорезисторы типа ФКП (одиночные). Руководство по эксплуатации. – URL: <http://www.sibtenzo.com/bitrix/dokumentacia> (дата обращения 02.08.2019).
85. Телевизионный курс сопротивления материалов. Напряжённое состояние и устойчивость : учеб. пособие для студ. вузов / под. ред. В. И. Феодосьева. – М. : Высш. школа, 1981. – 168 с.
86. Теплинский, Ю. А. Актуальные вопросы эксплуатации магистральных газопроводов / Ю. А. Теплинский. – СПб. : ООО «Инфо-Да». – 2004. – 355 с.
87. Теплинский, Ю. А. Управление эксплуатационной надёжностью магистральных газопроводов / Ю. А. Теплинский, И. Ю. Быков. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2007. – 400 с.
88. Типовые расчёты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов : учеб. пособие / Л. И. Быков [и др.]. – СПб : Недра, 2011. – 748 с.
89. Ткаченко, И. Г. Оценка и прогноз технического состояния магистральных газопроводов по результатам диагностики / И. Г. Ткаченко [и др.] // Газовая промышленность. Надёжность объектов Единой системы газоснабжения. Спецвыпуск. – 2015. – № 724. – С. 26–27.

90. Трубопроводный транспорт нефти : учебник для вузов. – В 2 т. Т. 2. / С. М. Вайншток [и др.] ; под ред. С. М. Вайнштока. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 621 с.

91. Тюрин, И. Г. Испытания на долговечность труб класса прочности К60 с дефектами «вмятина, примыкающая к сварному шву» на стенде АО «Транснефть – Диаскан» / И. Г. Тюрин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 4. – С. 66–74.

92. Учёт масштабного эффекта при обосновании прочности магистральных трубопроводов / Ю. В. Лисин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 112–116.

93. Феодосьев, В. И. Сопротивление материалов : учеб. для вузов / В. И. Феодосьев. – 13-е изд., стереотип. – М. : Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2004. – 592 с.

94. Фёдоров, А. Г. Совершенствование методики ремонта нефтегазопроводов с применением стальных обжимных муфт : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Андрей Геннадьевич Фёдоров. – Ухта, 2017. – 216 с.

95. Хажинский, Г. М. Механика мелких трещин в расчётах прочности оборудования и трубопроводов / Г. М. Хажинский. – 2-е изд., перераб. и дополн. – М. : Физматкнига, 2008. – 256 с.

96. Харионовский, В. В. Надёжность и ресурс конструкций газопроводов / В. В. Харионовский. – М. : ОАО «Издательство Недр», 2000. – 467 с.

97. Харионовский, В. В. Работоспособность газопроводов с большими сроками эксплуатации / В. В. Харионовский // Газовая промышленность. – 2017. – № 5. – С. 52–61.

98. Экспериментальные исследования долговечности и прочности магистральных нефтепроводов как важная составная часть выполнения НИОКР и экспертных работ / Е. С. Васин [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2007. – № 4. – С. 74–78.

99. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов / В. В. Курочкин [и др.]. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231 с.

100. Antaki, G. A. Piping and Pipeline Engineering. Design, Construction, Maintenance, Integrity, and Repair / G. A. Antaki. – Marcel Dekker Inc., 2003. – 562 p.
101. ASME B31G-2009 (Revision of ASME B31G-1991). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines / The American Society of Mechanical Engineers. – New York : ASME, 2009. – 56 p.
102. Cosham, A. The Effect of Dents in Pipelines – Guidance in the Pipeline Defect Assessment Manual / A. Cosham, P. Hopkins // Proceedings ICPVT-10, July 7–10, 2003, Vienna, Austria. – URL: <http://www.penspen.com/wp/content/uploads/2014/09/pdam-dents.pdf> (дата обращения 02.08.2019).
103. Cronin, D. S. Assessment of Corrosion Defects in Pipelines : a thesis for the degree of Doctor in Philosophy in Mechanical Engineering / D. S. Cronin. – Waterloo, Ontario, Canada, 2000. – 323 p.
104. Evaluation of Failure Pressure for Gas Pipelines with Combined Defects / T. Vilkys et al. // Metals – Open Access Metallurgy Journal. – May 2018. – URL: http://www.researchgate.net/publication/325122817_Evaluation_of_Failure_Pressure_for_Gas_Pipelines_with_Combined_Defects (дата обращения 02.08.2019).
105. Karuppanan, S. Burst Pressure Estimation of Corroded Pipeline with Interacting Defects Using Finite Element Analysis / S. Karuppanan, A. S. Aminudin, A. A. Wahab // Journal of Applied Sciences. – 2012. – № 12. – pp. 2626–2630.
106. Menon, E. S. Pipeline Planning and Construction Field Manual / E. S. Menon. – Waltham : Elsevier, 2011. – 552 p.
107. Mondal, B. C. Burst Pressure Assessment for Pipelines with Multiple Corrosion Defects / B. C. Mondal, A. S. Dhar. – URL: <https://ir.lib.uwo.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=1199&context=csce2016> (дата обращения 02.08.2019).
108. Mustafa, Z. Developments in Reliability-Based Assessment of Corrosion. – URL: <http://cdn.intechopen.com/pdfs/46244.pdf> (дата обращения 02.08.2019).
109. Nestleroth, J. B. New Classification Approach for Dents with Metal Loss and Corrosion along the Seam Weld / J. B. Nestleroth, J. Simek, J. Ludlow // Proceedings of IPC2016 (Paper No. IPC2016-64284). – 11th International Pipeline Conference, Sept. 26–30, 2016, Calgary, Alberta, Canada.

110. Scrivner, R. Elements of an Engineering-Based Integrity Management Program / R. Scrivner, C. Alexander // Proceedings of IPC2008 (Paper No. IPC2008-64492). – 7th International Pipeline Conference, Sept. 29 – Oct. 3, 2008, Calgary, Alberta, Canada.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Пример формы отчёта по итогам дополнительного дефектоскопического контроля
 секции магистрального нефтепровода с комбинированным дефектом типа
 «вмятина с потерей металла»

Наименование нефтепровода _____

Наименование участка нефтепровода _____

Тип трубы: прямошовная / спиралешовная

Наружный диаметр _____ мм. Радиус изгиба (кривизна) _____ мм (1 / мм)

Категория участка нефтепровода _____ (IV, III, II, I B)

Номер дефекта по базе данных _____ Номер секции _____

Марка стали _____

Тип дефекта: комбинированный дефект типа «вмятина с потерей металла»

Расстояние от поперечного сварного шва _____ м

Угловое положение _____ град

Положение дефекта потери металла на стенке: внешнее / внутреннее

Проектное давление $p_{\text{проект}}$ _____ МПа

Измеренные и рассчитанные в процессе ДДК величины

Геометрические параметры вмятины:	
длина $L_{\text{вм}}$, мм	
ширина $W_{\text{вм}}$, мм	
глубина $H_{\text{вм}}$, мм	
Геометрические параметры потери металла:	
длина $L_{\text{п.м.}}$, мм	
ширина $W_{\text{п.м.}}$, мм	
максимальная глубина $H_{\text{п.м. max}}$, мм	
площадь продольного сечения A , мм ²	
Толщина стенки в бездефектной зоне δ , мм	

Расстояние между дефектами в продольном направлении S_z , мм	
Расстояние между дефектами в окружном направлении S_Θ , мм	
Дефекты вмятина и потеря металла взаимодействуют	да / нет
Расстояние между границей поперечного сварного шва и границей комбинированного дефекта $S_{\text{попш}}$, мм	
Расстояние между границей продольного (спирального) сварного шва и границей комбинированного дефекта $S_{\text{прш}} (S_{\text{спш}})$, мм	
Дефект примыкает к сварному шву или находится на нём	да / нет
Предельное давление $p_{\text{пред}}$ (расчёт в программе для ЭВМ), МПа	
Требуется немедленный ремонт (если $p_{\text{пред}} < p_{\text{проект}}$ – да; если $p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$ – нет)	да / нет
Предельный срок эксплуатации (предельный срок устранения) $t_{\text{пред}}$, год	

Примечание. Ремонт дефектной секции производится до истечения предельного срока эксплуатации $t_{\text{пред}}$

Исполнитель: _____ Дата _____