TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

**Министерство образования и науки Российской Федерации**
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
Отделение нефтегазового дела

# МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| Тема работы |
|---|
| «Исследование эффективности применения санации как метода защиты от коррозии» |

УДК 621.644:620.193

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| 2БМ6А | Миллер О.Ю. | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| доцент ОНД ИШПР | Брусник О.В. | к.п.н, доцент | | |

## КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| ассистент ОСГН ШБИП | Макашева Ю.С. | - | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| ассистент ООД ШБИП | Немцова О.А. | - | | |

Консультант-лингвист

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| доцент ОИЯ ИШПР | Коротченко Т.В. | к.ф.н., доцент | | |

## ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| ОНД ИШПР | Бурков П.В. | д.т.н, профессор | | |

Томск – 2018г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ _____ Бурков П.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

| |
|---|
| магистерской диссертации |

Студенту:

| Группа | ФИО |
|---|---|
| 2БМ6А | Миллеру Олегу Юрьевичу |

Тема работы:

| | |
|---|---|
| «Исследование эффективности применения санации как метода защиты от коррозии» | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | |

| | |
|---|---|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | |

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

| | |
|---|---|
| **Исходные данные к работе**<br><br>*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).* | Объектом исследования диссертации является участок внутрипромыслового нефтепровода, подверженный коррозионному износу по типу ручейковой коррозии. Диаметр трубопровода: 325 мм; толщина стенки: 12 мм. Длина рассматриваемого участка: 800 м. |
| **Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов**<br><br>*(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).* | 1. Изучение литературных источников и нормативной документации по проблеме внутренней коррозии<br>2. Исследование причин возникновения ручейковой коррозии<br>3. Оценка методов борьбы с внутренней коррозией нефтепроводов<br>с учетом условий эксплуатации Ванкорского месторождения<br>4. Расчет отбраковочной толщины стенки корродированного трубопровода<br>5. Проведение компьютерного моделирования в среде ANSYS с целью оценки НДС корродированного трубопровода<br>6. расчет затрат на аварийную остановку и устранение дефекта исследуемого участка внутрипромыслового трубопровода<br>7. Рассмотрение вопросов безопасности сотрудников компании при проведении работ |
| **Перечень графического материала**<br>*(с точным указанием обязательных чертежей)* | Технологическая схема внутрипромысловых трубопроводов Майского месторождения |

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**
*(с указанием разделов)*

| Раздел | Консультант |
|---|---|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Макашева Ю.С., ассистент |
| «Социальная ответственность» | Немцова О.А., ассистент |
| | |
| | |

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

1. Литературный обзор
2. Анализ информации о ручейковой коррозии и способах противокоррозионной защиты

| |
|---|
| 3. Анализ существующих технологий санации |
| 4. Расчетно-экспериментальная часть |
| 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение |
| 6. Социальная ответственность |

| | |
|---|---|
| **Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику** | |

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент ОНД ИШПР | Брусник Олег Владимирович | к.п.н, доцент | | |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| 2БМ6А | Миллер О.Ю. | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**
**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| Группа | ФИО |
|---|---|
| 2БМ6А | Миллеру Олегу Юрьевичу |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Инженерная школа** | **Природных ресурсов** | **Отделение** | **Нефтегазового дела** |
| **Уровень образования** | магистр | **Направление/специальность** | 21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ» |

| **Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:** | |
|---|---|
| 1. *Стоимость барреля нефти, курса доллара, зависимость объема нереализуемой добычи от времени остановки трубопровода.* | *Затраты на технику, руб/ч:*<br>*Колесный вездеход – 708;*<br>*Камаз с АНРВ - 1107*<br>*Тарифная ставка работников (ИТР, слесари, сварщики), руб./час:*<br>*601; 505; 402; 502*<br>*Вахтовая надбавка: 350руб.*<br>*Стоимость материалов, руб.:*<br>*Муфта (П2)* — 29 500<br>*Электрод - 100*<br>*Перчатки - 90*<br>*Диск шлифовальный - 30*<br>*Диск отрезной - 30*<br>*Стоимость 1 барреля нефти:*<br>*77 долл.* |
| 2. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих* | *Время работы техники:*<br>*1й день: 11ч. 2й день: 8,5ч.*<br>*Время работы каждого работника:*<br>*1й день: 11ч.; 2й день: 8,5ч.*<br>*Расход материалов, руб.:*<br>*Муфта (П2)* — 1<br>*Электрод - 20*<br>*Перчатки - 4*<br>*Диск шлифовальный - 8*<br>*Диск отрезной - 2* |
| 3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования* | *Ставка налога на прибыль 20 %;*<br>*Страховые вносы 30%;*<br>*Налог на добавленную стоимость 18%* |
| **Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:** | |
| 1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения* | *SWOT- анализ технологии, оценка готовности проекта к коммерциализации, технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ* |
| 2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований* | *Линейный график выполнения работ* |
| 3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования* | *Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии* |

**Перечень графического материала** *(с точным указанием обязательных чертежей)*:

*Таблицы:*
- *Расчет ФОТ*
- *Расчет затрат на транспорт*
- *Расчет затрат на материалы*
- *Расчет затрат на топливо*

| | |
|---|---|
| **Дата выдачи задания для раздела по линейному графику** | |

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| ассистент ОСГН ШБИП | Макашева Ю.С. | - | | |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| 2БМ6А | Миллер О.Ю. | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| Группа | ФИО |
|---|---|
| 2БМ6А | Миллеру Олегу Юрьевичу |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Инженерная школа** | **Природных ресурсов** | **Отделение** | **Нефтегазового дела** |
| **Уровень образования** | магистр | **Направление/специальность** | 21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ» |

| **Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:** | |
|---|---|
| *1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения* | *Рабочее место расположено на открытом воздухе. Система нефтесборных коллекторов располагается в Западно-Сибирском федеральном округе. Местность болотистая. Климат резко-континентальный.*<br>*При ремонте нефтепровода могут возникать вредные и опасные факторы для здоровья человека. Негативное воздействие на окружающую природу сводится к минимуму. В редких случаях возможно возникновение аварийных ситуаций.* |
| **Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:** | |
| *Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:*<br>– *физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;*<br>– *действие фактора на организм человека;*<br>– *приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);*<br>– *предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)* | *1.Недостаточная освещенность рабочей зоны;*<br>*2.Превышение уровня шума;*<br>*3.Высокий уровень вибрации;*<br>*4.Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.*<br>*5. Отрицательные температуры.* |
| *Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности*<br>– *механические опасности (источники, средства защиты;*<br>– *термические опасности (источники, средства защиты);*<br>– *электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);*<br>– *пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)* | *1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;*<br>*2.Поражение электрическим током;*<br>*3.Опасность возникновения пожара.* |
| *Охрана окружающей среды:*<br>– *защита селитебной зоны*<br>– *анализ воздействия объекта на атмосферу* | *Разгерметизация нефтепровода сопровождается:*<br>*-загрязнением атмосферного воздуха* |

| | |
|---|---|
| *(выбросы);*<br>– *анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);*<br>– *анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);*<br>– *разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.* | *(устраняется путем утилизации розлитого агента);*<br>*- загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод (предотвращается методом установки боновых заграждений на водоемах);*<br>*-повреждением почвенно-растительного покрова (последствия розлива устраняются рекультивацией плодородного слоя.* |
| *Защита в чрезвычайных ситуациях:*<br>– *перечень возможных ЧС на объекте;*<br>– *выбор наиболее типичной ЧС;*<br>– *разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;*<br>– *разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;*<br>– *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий* | Чрезвычайные ситуации на нефтепроводе могут возникать в результате аварийных ситуаций и при их устранении.<br>Для избегания возникновения ЧС (воздействия) необходимо соблюдать правила техники безопасности, руководствоваться нормативными документами. |
| *Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:*<br>– *специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;*<br>– *организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны* | В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы. |

| | |
|---|---|
| **Дата выдачи задания для раздела по линейному графику** | |

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Ассистент ООД ШБИП | Немцова О.А. | - | | |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| 2БМ6А | Миллер О.Ю. | | |

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

**Министерство образования и науки Российской Федерации**
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
Уровень образования магистр
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

| |
|---|
| магистерская диссертация |

## КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

### выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|---|---|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | |

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---|---|---|
| *15.12.2016* | *Литературный обзор* | *10* |
| *20.03.2017* | *Анализ информации о ручейковой коррозии и способах противокоррозионной защиты* | *20* |
| *23.04.2017* | *Исследование причин коррозионных повреждений на рассматриваемом объекте, оценка гипотез в соответствии с литературой* | *20* |
| *01.10.2018* | *Анализ технологий санации. Обобщение результатов исследования покрытия на коррозионную стойкость* | *20* |
| *20.12.2018* | *Проведение компьютерного моделирования НДС* | *10* |
| *20.04.2018* | *Финансовый менеджмент. Социальная ответственность* | *10* |
| *11.05.2018* | *Результаты работы* | *5* |
| *12.05.2018* | *Презентация* | *5* |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| доцент ОНД ИШПР | Брусник О.В. | к.п.н, доцент | | |

**СОГЛАСОВАНО:**

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| ОНД ИШПР | Бурков П.В. | д.т.н, профессор | | |

**Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В работе были использованы следующие определения:

**Нефтепровод**- сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для передачи на расстояние нефти.

**Нефтесборный коллектор**- трубопровод для транспорта продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти.

**Давление рабочее**- наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации нефтепровода.

**Перекачка-** процесс перемещения нефти (нефтепродуктов) по трубопроводу.

**Эксплуатация нефтепровода- и**спользование магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) по назначению, определенному проектной документацией.

**Отказ**- потеря способности выполнять требуемые функции.

**Запорная арматура**- арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичность.

**Коррозия металлов-** разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой.

**Безотказность**- способность выполнять требуемые функции в заданном интервале времени при данных условиях.

**Эффективность**- способность удовлетворять требованиям к услуге с заданными количественными характеристиками.

В данной работе были использованы следующие сокращения и обозначения:

**НСК**- нефтесборный коллектор.

**ЗА**- запорная арматура

**ЦТОиРТ**- цех по техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопровода

**УПН**- установка подготовки нефти

**ЕП-8**- емкость подземная дренажная

**АГЗУ**- автоматическая групповая замерная установка

**КПП СОД**- камера пуска (приема) средств очистки и диагностики

**СОД-** средство очистки и диагностики

**ПК**- пикет

**БРС**- быстроразъемное соединение

**ШВД**- шланг высокого давления

**ГСМ**- горюче- смазочные материалы

**ЧС**- чрезвычайная ситуация

**СИЗ**- средства индивидуальной защиты

**СИЗОД**- средства индивидуальной защиты органов дыхания

В работе были осуществляется ссылка на следующие стандарты:

ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины.

ГОСТ Р 52720- 2007 Арматура трубопроводная. Термины и определения.

ГОСТ Р 53480-2009 Надежность в технике. Термины и определения.

ГОСТ 27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.

ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.4.002-97 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенически требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.1.004- 91 Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010- 76 Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.3-003-86* Работы электросварочные. Требования безопасности.

ГОСТ 12.3.033-84 Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.

ГОСТ 12.3.016-87 Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности.

# РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 109с., 31 рис., 18 табл., 55 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: нефтесборный коллектор, внутренняя коррозия, противокоррозионная защита, санация, полимерный рукав, напряженно-деформированное состояние.

Объектом исследования является нефтесборный трубопровод.

Цель работы: исследование эффективности применения санации как метода защиты от коррозии нефтепроводов на примере [redacted] месторождения.

В процессе исследования был проведен анализ методов защиты от коррозии с учетом условий эксплуатации [redacted] месторождения, сделаны выводы об эффективности их применения в текущих условиях. Проведен анализ методов нанесения внутренних защитных покрытий с использованием технологии санации; рекомендовано для рассматриваемого объекта применить технологию с использованием гибкого полимерного термоотверждаемого рукава. Произведена оценка коррозионной стойкости покрытия. Проведен расчет напряженно-деформированного состояния корродированного трубопровода, а также получаемой двухслойной конструкции. Выполнен расчет потенциальных экономических потерь компании в аварийной ситуации. Приведены меры по охране труда и промышленной безопасности.

В процессе исследования проводились расчеты скорости потока транспортируемой среды разными методиками, проведен их сравнительный анализ. Рассмотрено влияние перекачиваемого флюида на проведение мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики, выявлены основные проблемы, препятствующие проведению мероприятий и предложены решения. Позиционируются техника охраны труда, промышленной безопасности, пожарной безопасности, при проведении пропуска средств очистки и диагностики, технико- экономическая часть.

В результате исследования показана эффективность применения технологии для защиты от коррозии промысловых трубопроводов.

Степень внедрения: полученные данные могут быть использованы для разработки рекомендаций по принятию противокоррозионных мер.

Область применения: нефтесборные трубопроводы.

Экономическая эффективность/значимость работы: применения технологии санации в качестве защиты от внутренней коррозии повысит эксплуатационную надежность нефтесборных трубопроводов, снизит риск возникновения аварийных ситуаций, что позволит исключить убытки компании.

## Оглавление

Введение ..... 7

1. Анализ информации о ручейковой коррозии и способах противокоррозионной защиты ..... 16

1. 1 Проблема ручейковой коррозии ..... 16

1.2 Способы борьбы с внутренней коррозией трубопроводов ..... 17

1.2.1 Технологические методы ..... 17

1.2.2 Применение ингибиторов ..... 18

1.2.3 Защита от коррозии с помощью нанесения внутренних защитных покрытий . 19

1.2.4 Использование магнитных устройств ..... 21

1.2.5 использование многослойных неметаллических и армированных труб ..... 21

1.2.6 Профилактический поворот корродированного трубопровода ..... 23

1.2.7 Основные выводы ..... 25

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ технологий САНАЦИИ ..... 26

2.1 Основные виды и технологические решения санации трубопроводов ..... 26

2.2 Методы восстановления трубопроводных систем ..... 27

Цементно-песчаное покрытие (ЦПП) ..... 27

Быстроотверждаемое покрытие Scothcot на основе двухкомпонентного полимера Copon Hycot ..... 32

Сплошное покрытие. Метод «Чулка» ..... 33

Протаскивание нового трубопровода в поврежденный старый (с его разрушением и без разрушения) ..... 36

Точечные (местные) покрытия ..... 38

2.3 Сравнительные показатели методов бестраншейного восстановления ..... 40

3 STRESS-STRAIN STATE ANALYSIS OF DOUBLE-LAYER PIPELINE ..... 43
3.1 Stress-strain state calculation of corroded pipeline ..... 43
3.1.1 Projecting of the damaged pipeline model ..... 45
3.1.2 Finite element method ..... 46
3.1.2 Creating of the finite element model ..... 47
3.1.4 Providing the experiment of the damaged pipeline ..... 49
3.1.5 Results analysis ..... 52
3.2 Stress-strain state calculation of the corroded pipeline with the protective layer ..... 57
3.2.2 Experiment providing for damaged pipeline with inner protective covering ..... 58
3.2.4 Retirement wall thickness calculation ..... 63
4. порядок проведения работ ..... 65
5. Результаты исследования ..... 68
6 Финансовый менеджмент и ресурсосбережение ..... 70
6.1 SWOT-анализ ..... 70
6.2 Проведение оценки готовности проекта к коммерциализации ..... 71
6.3 План проекта ..... 72
6.4 Потери компании в результате остановки добычи ..... 73
6.5 Расчет затрат на установку муфты П2 ..... 75
7. Социальная ответственность ..... 81
7.2 Экологическая безопасность ..... 90
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях ..... 91
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..... 92
Приложение А ..... 99

## Введение

В настоящее время транспортировка углеводородов, как правило, осуществляется с использованием трубопроводного транспорта. Большинство трубопроводов нефтегазовой отрасли выполнено стальными трубами, что обусловлено их высокой прочностью. Однако, имеется существенный недостаток стальных трубопроводов: высокая подверженность коррозионному износу.

По данным статистики на текущий момент коррозия трубопроводов является основной причиной отказов. По различным данным [1] от 40 до 50 процентов аварий приходится на коррозионный износ. Стоит отметить, что негативному влиянию коррозии наиболее подвержены промысловые трубопроводы вследствие высокой агрессивности перекачиваемой среды и сравнительно небольшой толщины стенки.

В связи с этим, одной из важнейших задач по повышению эксплуатационной надежности трубопроводов является поиск и подбор наиболее эффективных методов борьбы с коррозией. На текущий момент наиболее часто применяются следующие: нанесение внешней изоляции, электрохимическая защита, ингибирование.

Несмотря на большие затраты на борьбу с коррозией дефекты продолжают развиваться, что требует дополнительных затрат на аварийно-восстановительные работы. В случае, когда коррозионный износ достигает критических значений, возникает необходимость замены целого участка.

Продлить срок эксплуатации трубопровода на значительный промежуток времени можно с помощью бестраншейных технологий, а именно метода санации. Его применение позволяет замедлить коррозионный износ и продлить тем самым время безаварийной работы трубопровода, а также повысить его гидравлические характеристики.

В данной работы планируется рассмотреть возможность применения технологии санации для промысловых трубопроводов с различными видами дефектов. Таким образом, **целью работы** является оценка эффективности применения санации как метода защиты от коррозии.

В рамках поставленной цели предполагается решение следующих задач:

- Изучение литературных источников и нормативной документации по проблеме внутренней коррозии
- Исследование причин возникновения ручейковой коррозии
- Оценка методов борьбы с внутренней коррозией нефтепроводов с учетом условий эксплуатации
- Расчет отбраковочной толщины стенки корродированного трубопровода
- Проведение компьютерного моделирования в среде ANSYS с целью оценки НДС корродированного трубопровода
- Оценка экономического эффекта

## 1 Литературный обзор

Промысловые трубопроводы – инженерные сооружения, которые рассчитаны на длительный срок эксплуатации и предназначены для транспортировки нефти, нефтепродуктов, природного газа, воды и их смесей от места добычи до установок комплексной подготовки, и далее до места врезки в магистральный трубопровод или на другой вид транспорта [6].

Существует ряд нормативных документов, регламентирующих правила эксплуатации и сооружения промысловых нефтепроводов [2-5].

Согласно [2] промысловые трубопроводы разделяют на четыре категории в зависимости от их назначения, диаметра, рабочего давления, коррозионной активности перекачиваемой среды и газового фактора.

Важным вопросом нефтегазовой промышленности является надежная безаварийная эксплуатация объектов отрасли, так как они относятся к объектам повышенной опасности согласно [18]. В связи с чем на сегодняшний день существует множество работ, рассматривающих вопросы повышения надежности трубопроводов: В.Л. Березина, П.П. Бородавкина, Г.Г. Васильева, В.Б. Галеева, В.Х. Галюка, А.Г. Гумерова, К.А. Забелы,В.И. Зоненко, О.М. Иванцова и др.

Однако, несмотря на наличие большого числа исследований в этой области, по-прежнему существует ряд проблем, связанных с работой трубопроводного транспорта.

Актуальной задачей на сегодняшний день является исследование причин отказов промысловых трубопроводов вследствие коррозионных повреждений.

Особенностью работы промысловых трубопроводов является наличие большого количества коррозионно-активных компонентов (сероводород, двуокись углерода) в составе перекачиваемой среды. Высокая агрессивность транспортируемых сред приводит к снижению сроков службы трубопроводов и оборудования ниже нормативных.

Исследования В.А. Тимонина демонстрируют, что 42% новых стальных труб на нефтепромыслах не выдерживают 5 лет эксплуатации, а 17% работают без порывов менее 2 лет [19].

Согласно Э.З. Ягубову свыше 50% трубопроводов, транспортирующих агрессивные газожидкостные среды, служат от одного месяца до 2 лет [20].

Отказы, как правило, происходят из-за коррозионных повреждений внутренней поверхности трубопровода. В пользу этого говорят многочисленные исследования в этой области как российских, так и зарубежных ученых [6, 7, 8, 9, 10, 11, 16, 15, 21]. В зависимости от конкретных условий скорости, коррозии промысловых трубопроводов могут варьироваться в широких диапазонах. Как показано в работах [11, 12] на месторождениях Западной Сибири скорость коррозии может достигать 5 мм в год. При том, что, согласно нормативной документации [13], перекачиваемая жидкость считается высокоагрессивной уже при превышении скорости коррозии 0,5 мм в год.

Согласно [12] факторами, влияющими на аномально высокие скорости коррозии, являются:

- кислотность воды (pH< 4,3 со снижением pH резко возрастает скорость коррозии; при 4,3 <pH< 10 скорость коррозии слабо зависит от pH; при pH 10…13 скорость коррозии снижается с ростом pH);
- температура (при повышении t скорость коррозии увеличивается за счет ускорения анодных и катодных процессов вследствие увеличения скорости движения ионов);
- наличие $CO_2$ (увеличение парциального давления $CO_2$ ведет к возрастанию скорости коррозии)

- минерализация воды (повышение концентрации солей повышает скорость коррозии)
- гидродинамические параметры (при низких скоростях потока происходит разделение фаз жидкости, образуется водный подслой, который выносит механические примеси, что ведет к осаждению их на стенках труб)

В технической литературе [14,15] говорится, что основными причинами высоких скоростей коррозии (до 2,7 мм в год) являются следующие:

- Массовое применение гидроразрыва пласта;
- Реагентная обработка призабойной зоны пласта;
- Снижение забойного давления ниже давления насыщения;
- Увеличение обводненности и уровня солесодержания подтоварных пластовых вод.

По С.Б Киченко [17] основная причина аномально высокой скорости развития коррозии – высокая обводненность скважинной продукции. При текущих условиях достаточно частым является износ трубопроводов по типу ручейковой коррозии.

Согласно И.И. Мазуру и О.М. Иванцову удельный вес ручейковой коррозии в общем числе отказов составляет от 70 до 90% [16]. Поподько Д.В. в своей работе [21] приводит данные о том, что наиболее распространенная причина отказа промысловых нефтепроводов – это внутренняя коррозия (91%). При этом, как утверждает автор, ручейковая коррозия составляет 71% от внутренней коррозии.

Как отмечает Абдуллин И.Г., интенсивные коррозионные процессы по типу «ручейковой коррозии» вызваны сложным напряженно-деформированным состоянием трубопровода, одновременным воздействием на металл обводненной нефти, газа, высокоминерализованных вод и истирающим воздействием абразивных частиц [7].

Стоит отметить, что в ряде работ [7, 21] ручейковая коррозия также определяется как «канавочная коррозия», что сути является одним и тем же, хотя и

вызывает некоторое рассогласование в терминах. Согласно [22] данный тип коррозионного износа определяется, как «ручейковая коррозия».

В дальнейшем в работе используется официальный термин, однако в случае описания процесса построения геометрических моделей трубопровода с ручейковой коррозией будет также употребляться термин «канавка» из работы [21].

На данный момент разработаны различные методы по борьбе с внутренней коррозией трубопроводов. Многие работы посвящены этому вопросу [21, 23, 24, 25, 26]. Как правило, в числе основных методов по борьбе с внутренней коррозией выделяют: ингибиторную защиту [25, 26, 29], технологические методы [11], защита противокоррозионными составами внутренней поверхности труб [30, 31, 32], применение пластиковых и многослойных труб [33, 34]. Существуют также и другие методы такие как: магнитная защита, применение сталей нового поколения, профилактический поворот, катодная защита внутренней поверхности [23].

Разные авторы рассматривают применение различных методов. Так, в работах [26, 27, 29] акцент делается на применение ингибиторов для защиты от коррозии. Метод подразумевает образование защитной пленки на поверхности трубопровода, что препятствует химическому процессу коррозии. Бекбаулиева А. А. в своей работе исследует возможность применения катодной защиты внутренней поверхности трубопровода [23]. Суть метода сводится к образованию защитной оболочки на внутренней поверхности трубопровода за счет химических реакций, что схоже по принципу действия с ингибиторной защитой.

Несмотря на достигаемый положительный эффект оба вышеупомянутых метода не могут быть применены в определенных условиях или их эффективность будет недостаточной.

Согласно источникам [21, 35] а также результатам исследований нефтедобывающих компаний существует ряд факторов, препятствующих успешному применению ингибиторов, и методов связанных с образованием защитных пленок. На восходящих участках трубопровода, где ручейковая коррозия

наблюдается наиболее часто, защитная пленка ингибитора удаляется вследствие абразивного воздействия частиц металла, песка и прочих примесей.

Авторы [21,28] предлагают использовать метод технологического поворота трубопровода, подверженного ручейковой коррозии. Данная методика позволяет продлить срок службы корродированного трубопровода, однако не решает проблемы сильного коррозионного воздействия перекачиваемой агрессивной жидкости.

Радикальным решением проблемы является замена труб на пластмассовые и многослойные (бипластмассовые) [33,34], однако данный способ решения проблемы требует значительных капитальных затрат и обладает своими технологическими сложностями.

Одним из перспективных решений является нанесение защитных покрытий на внутреннюю поверхность трубопровода [30, 31, 32, 36]. Как правило, когда речь идет о нанесении покрытий на внутреннюю поверхность труб, рассматривается возможность нанесения полимерных и других покрытий в заводских условиях, и хотя существует также опыт их нанесения в трассовых условиях, этот процесс может вызывать значительные трудности касательно качества работ.

В этом отношении представляет интерес метод санации, успешно применяемый в трубопроводном транспорте и трубопроводном транспорте углеводородов для восстановления несущей способности изношенных трубопроводов. Согласно [40] санация – полное восстановление трубопровода путём ликвидации повреждений всех видов, по всей протяжённости труб и в участках их стыковок, с помощью нанесения защитных покрытий.

На данный момент существует ряд источников [38, 39, 40, 41] рассматривающих различные методы нанесения, типы покрытий и эффективность их применения.

В работах Орлова В.А. и Храменкова С.В. приводятся основные технологии проведения санации: метод «труба в трубе», технология «U-лайнер», нанесение

сплошных набрызговых покрытий, так называемая чулочная технология или CIPP (cured in place pipe).

Разные авторы [39-45] в своих работах исследуют различные методы нанесения покрытий, рассматривая их достоинства и недостатки.

Так, Байков И.Р. [42] предлагает использовать метод «труба в трубе» для создания защитного слоя в трубопроводе, препятствующего протеканию коррозионного процесса.

Метод «труба в трубе» [42, 43] предполагает введение полимерной трубы меньшего диаметра с цементным заполнением межтрубного пространства. Технология применяется на трубопроводах различных диаметров и материалов, в том числе стальных. К недостаткам метода относится необходимость заполнения межтрубного пространства и значительные усилия для протаскивания, а также вероятность снижения проходного сечения, приводящего к нарушению гидравлических параметров трубопровода.

Данные проблемы могут быть решены путем использования труб идентичного диаметра при протягивании в восстанавливаемый трубопровод (метод «U-лайнер») [43, 39]. В этом случае протаскиваемые трубы будут плотно прилегать к внутренней поверхности ремонтируемых. Это осуществляется путем протаскивания деформированных U или C – образных полимерных труб, которые впоследствии распрямляются при соответствующем давлении.

Работы [44, 45] рассматривают эффективность применения сплошных набрызговых покрытий: цементно-песчаных покрытий (ЦПП) и покрытий из полимерных материалов. Данный метод обладает своими особенностями и ограничениями по применению. Метод может оказаться неэффективным при восстановлении трубопровода с некоторыми типами сквозных дефектов.

Одним из наиболее перспективных методов на данный момент [23, 39, 43] является метод протаскивания полимерного рукава с обеспечением плотного прилегания к стенкам восстанавливаемого трубопровода. Для данного метода характерен ряд преимуществ: Алексеев

Хотя наибольшее распространение метод получил в трубопроводном транспорте, существуют также работы, посвященные его применению в нефтегазовой отрасли. В работе Алексеева А.В. [23] рассматривается возможность применения метода санации по чулочной технологии. Проводится моделирование НДС в области сквозного дефекта, с последующими экспериментальными исследованиями, которые показывают эффективность применения данной технологии для восстановления поврежденных нефтепроводов.

В работах [39,43] приведены методики подбора покрытий и расчета несущей способности получаемых после проведения санации двухслойных конструкций в трубопроводном транспорте. В Российской Федерации работы по осуществлению санации проводятся рядом компаний, на сайтах которых можно найти необходимую информацию по типам покрытий и рекомендации по условиям их применения [48].

В пользу эффективности применения защитных покрытий внутренней поверхности трубопроводов  говорят данные по применению футерованных труб. Согласно [37] значительно снизилась аварийность на предприятиях ОАО «Башнефть» и ОАО «Татнефть» (на текущий момент входят в состав ПАО «НК Роснефть») после начала применения труб с внутренними покрытиями. Также, имеются многочисленные сведения об успешном использовании труб, восстановленных по чулочной технологии.

Таким образом, подводя итог, можно утверждать, что метод санации может быть выбран для исследования как перспективный метод борьбы с внутренней коррозией коррозией, что представляет научный интерес.

# 1. АНАЛИЗ ИНФОРМАЦИИ О РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ И СПОСОБАХ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ

## 1. 1 Проблема ручейковой коррозии

Надежность трубопроводов определяет их эффективность и экологическую безопасность. Надежность [48] – свойство изделия или оборудования выполнять свои функции в заданных пределах в течение определенного времени, не изменяя свои рабочие характеристики.

Одной из наиболее часто встречающихся проблем отказов является ручейковая коррозия. Согласно литературным источникам [13,9,7] внутренняя коррозия составляет 91% из числа дефектов трубопроводов, при этом 70% принадлежит ручейковой коррозии, так же ее называют часто «канавочный износ» [11].

Несмотря на большое количество исследований в этой области, проблема канавочного износа трубопроводов по-прежнему является актуальной.

На сегодняшний день данный тип коррозии хорошо известен нефтяникам из-за способности за небольшой отрезок времени проникать в основной металл по нижней образующей трубопроводов и приводить к их выходу из строя вследствие повышенной скорости коррозии.

Существуют различные способы по борьбе с ручейковой коррозией. К ним можно отнести: применение ингибиторов коррозии, технологические методы борьбы с коррозией, нанесение защитных полимерных покрытий, использование магнитных устройств, улавливающих частицы абразива, использование пластмассовых и металлопластовых труб.

По природе происхождения ручейковая коррозия является многофакторным процессом, т.е. на скорость ее протекания влияют наличие механических примесей приводящих к механическому износу стенки трубы и электрохимическая коррозия, определяемая свойствами перекачиваемой жидкости.

## 1.2 Способы борьбы с внутренней коррозией трубопроводов

Как было показано выше, наиболее распространенными способами борьбы с коррозией является ингибирование, технологические методы, а также другие менее распространенные.

### 1.2.1 Технологические методы

Одна из наиболее часто встречающихся причин отказов нефтепроводов – это коррозионный износ по нижней образующей. Характер контакта ГСЖ (газожидкостных смесей) с внутренней поверхностью трубопровода, а также специфика диффузионных процессов обусловлены гидродинамическими режимами течения смесей.

Согласно [11] при содержании воды в перекачиваемом продукте менее 25…35% поверхность металла почти не смачивается. Хотя имеются сведения о появлении питтинговых дефектов даже при 0,1% содержании воды. В качестве показателя вероятности появления ручейковой коррозии в зависимости от скорости течения рассматривают критерий Фруда (Fr). При значении менее 0,2 вероятность возникновения ручейковой коррозии достаточно высока.

Однако, на НКТ питтингообразование наблюдается на участках, где существует устойчивый пробковый режим течения ГСЖ. В то время как скорость общей коррозии составляет 0,25 мм в год, скорость локальной может достигать 2,5 мм в год.

С целью предотвращения внутренней коррозии рекомендуется обеспечивать турбулентный режим перекачки жидкости со скоростью не меньше 0,65 м/с [11].

Внутренняя коррозия может быть частично предотвращена при переводе коррозионно-активной среды внутрь потока, а именно за счет создания эмульсионной структуры потока «вода в нефти».

Однако, в реальных условиях не всегда есть возможность повысить скорость перекачиваемой жидкости. Это может быть связано с ухудшением некоторых параметров трубопровода в процессе эксплуатации (снижение толщины стенки), с уменьшением добычи нефти, а также с часто меняющимися режимами перекачки.

К числу технологических методов борьбы с внутренней коррозией трубопроводов могут быть отнесены мероприятия по снижению обводненности перекачиваемого продукта. Так, компанией ОАО «Сургутнефтегаз» в 2003 были проведены работы по снижению аварийности за счет строительства УПСВ. на текущий момент на промыслах компании в работе находится 74 УПСВ, 65 из которых имеют в своем составе трехфазные сепараторы. Это позволяет обеспечивать работу нефтепроводов в режиме транспорта нефти, при котором обводненность составляет порядка 2,5 -3%, что исключает проявление ручейковой коррозии. Стоит отметить, что данный метод борьбы с коррозией зачастую неприменим ввиду высокой стоимости его реализации. В частности, условия эксплуатации Ванкорского месторождения, рассматриваемого в работе, делают метод нерентабельным.

### 1.2.2 Применение ингибиторов

Наибольшее распространение получил метод ингибирования. При этом эффективность применения ингибиторов составляет около 85%, а объемы производства отечественных ингибиторов не отвечают потребностям отрасли.

Главная причина коррозии – это наличие в транспортируемой жидкости солей и газов. Растворенные в перекачиваемой среде соли и газы являются электролитом, который является причиной коррозии внутренней поверхности нефтепроводов.

Коррозия может быть замедлена или приостановлена путем добавления в перекачиваемую жидкость химических веществ, которые разделяют на нейтрализаторы и ингибиторы коррозии. Наибольшее распространение получили ингибиторы, нейтрализаторы почти не применяются. Для использования ингибиторов необходимо наличие сведений о виде коррозии и условиях ее протекания.

Суть защитного механизма ингибиторов заключается в том, что на поверхности металла образуется защитная пленка, которая разделяет агрессивную среду и поверхность трубопровода. На данный момент разработано огромное количество химических соединений, которые используются в целях ингибирования.

Классификация ингибиторов коррозии осуществляется по характеру среды, где протекает коррозия, по растворимости в воде, по агрегатному состоянию химического вещества.

В настоящее время для защиты нефтегазового оборудования используются, в основном, азотосодержащие соединения с длинными углеродными цепями. Производится как непрерывное введение ингибитора, так и однократная обработка.

Сильнее всего ручейковая коррозия проявляется на восходящих участках трасы трубопровода. Под воздействием абразивных частиц происходит удаление ингибитора по нижней образующей трубы, защитная пленка нарушается, что приводит к отсутствию положительного эффекта от применения ингибитора.

При проведении анализа применения ингибиторов на промыслах ОАО «Роснефть-Дагнефть» были сделаны следующие выводы:

-присутствие механических примесей в перекачиваемой жидкости не позволяет снизить интенсивность ручейковой коррозии;

-использование ингибиторов в условиях коррозионного износа ручейкового типа может быть экономически необоснованным.

### 1.2.3 Защита от коррозии с помощью нанесения внутренних защитных покрытий

В качестве одного из наиболее перспективных методов борьбы с внутренней коррозией трубопроводов рассматривают нанесение защитных полимерных покрытий. При создании таких двуслойных конструкций «стальной трубопровод – полимерный внутренний слой» можно получить изделия, сочетающие в себе прочность и жесткость, характерную для металлов, с химической стойкостью и другими свойствами, присущими полимерным материалам.

Внутренние покрытия из полимеров защищают трубопровод от коррозионного воздействия перекачиваемой среды, предотвращают отложение парафинов и солей, защищают поверхность от абразивного механического износа, а также снижают гидравлические потери.

Классификация материалов покрытий происходит по их назначению, физическом свойствам, способам нанесения и другим признакам. Растворы,

дисперсии и порошки называют лакокрасочными материалами. Как правило, лакокрасочные материалы – это многокомпонентные составы, которые способны в определенных условиях создать пленку, удерживающуюся на изделии за счет адгезии. Их составной компонент – пленкообразователь, передающий материалу покрытия способность образовывать защитную пленку. Он в значительной степени определяет ее основные свойства. Для пленкообразователей используют органические вещества типа мономеров, полимеров или олигомеров. Материалы могут содержать два и более пленкообразователя. Также, в состав материала покрытия входят пластификаторы, наполнители, пигменты, стабилизаторы, отвердители, ускорители, инициаторы и прочие добавки.

Лакокрасочные материалы могут быть разделены на грунтовки, лаки, эмали, шпатлевки. В зависимости от химической природы пленкообразователей, которые входят в состав покрытия, выделяют:

-эпоксидные;

-каучуковые;

-битумные;

-перхлорвиниловые;

-полиуретановые;

-полиэфирные.

Нанесение покрытий на внутреннюю поверхность трубопроводов происходит на заводах и трубных базах.

Перед нанесением покрытий производится подготовка труб, которая включает в себя очистку их внутренней поверхности и другие мероприятия по повышению коррозионной стойкости концов труб.

В зависимости от степени загрязнения производится выбор способа очистки. Как правило, применяют пескоструйную обработку, в отдельных случаях может быть применена химическая обработка, когда необходимо добиться более высокой адгезии.

В работе [24] приводится информация о возможности применения покрытия на основе полимерной пленки трубопроводов, бывших в эксплуатации. С помощью

покрывных пробок, которые обеспечивают постепенное перемещение определенного объема лакокрасочного материала по внутренней поверхности труб, наносится покрытие на предварительно подготовленную поверхность. При этом производится удаление излишка материала с окрашиваемой поверхности. Данная технология рассматривается в работе Бекбаулиевой [24].

На текущий момент метод не нашел широко применения из-за сложности проведения работ и достаточно высокой стоимости. Кроме того, достаточно сложно добиться полной адгезии для труб, бывших в эксплуатации.

### 1.2.4 Использование магнитных устройств

В 1989 году предприятием ПО Мегионнефтегаз была разработана методика борьбы с внутренней коррозией трубопроводов с использованием магнитной обработки потока перекачиваемой среды.

В рассматриваемых условиях внутренняя коррозия нефтесборных коллекторов предприятия происходила по нижней образующей трубы и стимулировалась катодными осадками из соединений железа.

Суть магнитной обработки заключалась в улавливании металлических частиц потока жидкости с помощью устройств, которые представляли собой катушки соответствующего диаметра с фланцами, имевшими в своем составе постоянные магниты. Результатов исследований на образцах-свидетелях не дали достоверных результатов о скоростях коррозии. Устройства не нашли широкого применения в конечном счете. Одним из решающих факторов был тот факт, что во многих случаях мы имеем дело с механическими примесями неметаллического характера (песок).

### 1.2.5 использование многослойных неметаллических и армированных труб

В последнее время повысился интерсес к применению пластиковых труб в нефтяной отрасли. Выкидные и напорные линии могут сооружаться из таких труб, а также сборные системы, в них давление не превышает 3,5 МПа, температура поступающей промысловой воды ниже 82 $^{0}$С. Данный тип труб доказал свою надежность и возможность работать длительное время не подвергаясь коррозии.

На сегодняшний день разработано и производится большое количество химических составов, используемых для производства труб. Производством пластиков занимаются такие страны как Западная Европа, Америка, Япония, Южная Корея и др. В Канаде и США имеет достаточно большой опыт эксплуатации пластиковых трубопроводов и из армированного стекловолокна.

По мнению специалистов для данного типа труб существуют большие возможности по повышению из качества за счет разработки более совершенных пластиков. В работе [21] отмечается, что появление таких материалов может произойти в ближайшие годы.

В проливе Санта-Барабара компанией Arco Oil and Gas для транспортирования газа был построен подводный газопровод протяженностью 6 км из антикоррозионных материалов. Данное решение было принято ввиду выскокой коррозионной активности газа. Трубопровод выполнен стальными трубами, в которых находятся армированные трубы из термотканой смолы. Цемент марки Portland осуществляет адгезию. Наружная изоляция выполнена полиэтиленом, дополнительно установлены цинковые аноды. В текущих условиях конструкция имеет большую надежность, чем трубопровод из стальных труб с внутренним пластиковым или цементным покрытием.

В работе [18] отмечается, что трубы из армированных пластмасс имеют преимущество перед стальными с точки зрения возможностей использования в нефтегазовой промышленности. В числе основных достоинств выделяют:

-отсутствие электропроводности – отсутствие электролитических реакций и, соответственно, электрохимической коррозии;

-малый вес на единицу рабочего давления;

-гладкая внутренняя поверхность, обуславливающая более высокие гидравлические характеристики.

Касательно недостатков можно сказать об ограниченном диапазоне рабочих температур и высоком коэффициенте теплового расширения по сравнению с углеродистыми сталями.

В Российской Федерации разработкой новых технологий и оборудования в

нефтегазовой промышленности занимается ВНИИТнефти (г. Самара). Институтом разработаны коррозионностойкие гибкие трубы, которые предназначены для транспорта водонефтяных смесей, нефти и других высокоагрессивных жидкостей.

Гибкие трубы имеют сложную конструкцию, в состав которой входят высокопрочные металлические элементы, воспринимающие механические нагрузки, и полимерные элементы, защищающие металлические части от контакта с транспортируемой и внешней средой. Конструкция концевых соединений обеспечивает ремонтопригодность труб. Соединяются трубы при помощи фланцевых соединений, а также другими способами. Наибольший внутренний диаметр 300 мм, толщина стенки – 31 мм, рабочее давление 6,3 МПа. По данным [27] трубы успешно применяются на объектах компаний ООО «Башнефть» и ООО «Татнефть» (на текущий момент входят в состав ПАО «НК Роснефть»). На месторождениях компании трубы успешно применяются в условиях перекачки высокоагрессивных сред.

Проблемой труб данного типа является их высокая стоимость, а также недостаточный опыт их эксплуатации. Кроме того, промышленность на текущий момент выпускает недостаточное их количество, чтобы обеспечить потребности нефтегазовых компаний.

### 1.2.6 Профилактический поворот корродированного трубопровода

Одним из традиционных способов повышения долговечности трубопроводов, подверженных ручейковой коррозии является технологический поворот [21]. Данный метод позволяет продлить срок эксплуатации трубопровода за счет обеспечения более равномерного износа внутренней поверхности труб.

Суть метода заключается в том, что поврежденный участок трубопровода поворачивается относительно продольной оси на некоторый угол, что приводит к перемещению канавки в зону, не подверженную активному разрушению.

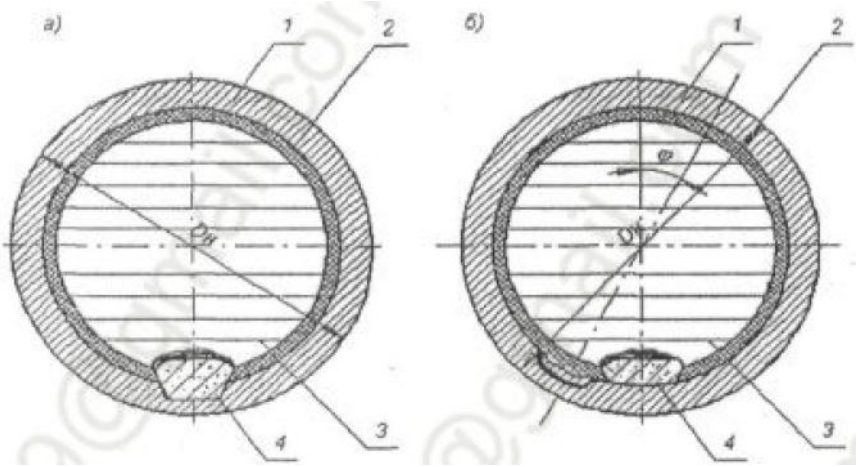



Рис. 1.2.6.1 – Сечение трубопровода на пораженном участке:

а)- исходное положение; б) – повернутое положение;

*1 – труба, 2 – окалина и технические отложения, 3 – зона движения нефтяной фазы 4 – зона движения водной фазы и мех. примесей*

Для проведения ремонта данным методом необходимо знать ряд технологических параметров: длину поворачиваемого участка, угол поворота, расстояние между поворотными механизмами, распределение угла поворота и крутящего момента по длине, давление обжатия трубы захватным устройством.

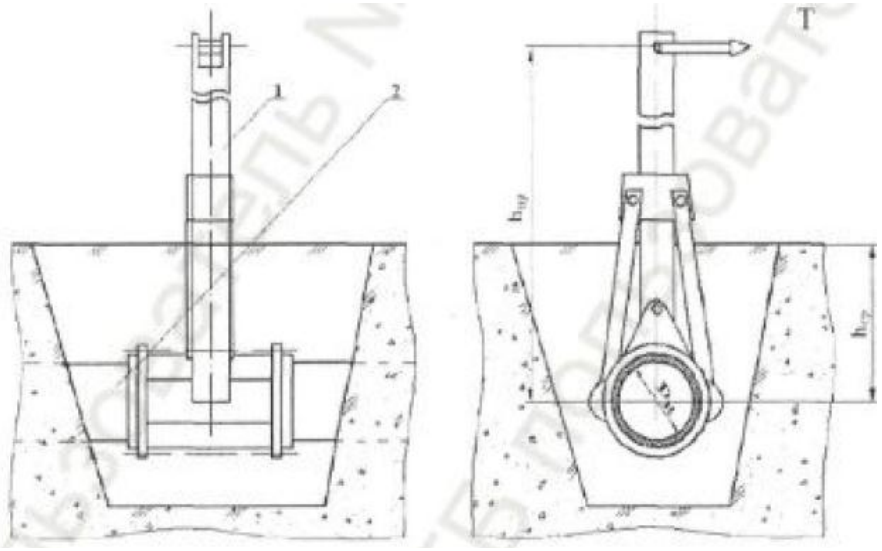



Рис. 2 – общий вид захватного устройства

Исходные данные для расчетов при проведении поворота – размеры канавки (поперечные), длина участка, характеристики трубопровода, характеристики грунта, параметры силового механизма.

Хотя данный метод применялся на различных предприятиях и

рекомендован многими авторами в качестве эффективного средства борьбы с коррозией, стоит отметить, что несмотря на свои достоинства метод не решает проблемы коррозионного износа, а и лишь помогает продлить срок эксплуатации трубопровода путем временного снижения коррозионного воздействия.

### 1.2.7 Основные выводы

На основании анализа литературных источников посвященных решению проблемы внутренней коррозии трубопроводов были сделаны выводы по перспективности применения методов. На текущий момент можно утверждать, что в условиях рассматриваемого объекта наиболее действенным будет метод нанесения защитных покрытий на внутреннюю поверхность трубопровода. Данный метод был признан эффективным по следующим причинам:

-создание защитного слоя предотвращающего протекание коррозии;

-повышение срока эксплуатации полученной двухслойной конструкции до 50 лет [39];

-снижение капитальных затрат на ремонт;

-снижение объемов земляных работ;

-ремонт труднодоступных участков;

Следующим этапом работы является подбор наиболее эффективных методов нанесения защитных покрытий для дальнейшего детального исследования.

.

# 2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ САНАЦИИ

## 2.1 Основные виды и технологические решения санации трубопроводов

В соответствии с международной классификацией внутренние защитные покрытия могут осуществляется в виде:

- набрызговых слоёв,
- безприрывных покрытий,
- спиральных оболочек,
- точечных (местных) покрытий

Из разнообразия имеющихся методов восстановления трубопроводных сетей допускается особо отметить следующие:

-покрытие внутренней поверхности восстанавливаемого трубопровода цементно-песчанной смесью;

-протаскивание новой полиэтиленовой трубы в испорченный старый (с его разрушением и без разрушения) с помощью специальных механизмов, пример: пневмопробойник;

-протаскивание эластичной (заранее стянутой или сложенной U-образной формы) полимерной трубы внутрь восстанавливаемого трубопровода;

-применение эластичных компонентов из листового материала с зубчатой скрепляющей текстурой;

-применение эластичных комбинированных рукавов, позволяющих создавать новую композитную трубу внутри прежней;

-применение узкорулонной навивки (бесконечных профильных лент) на внутреннюю плоскость изношенной трубы;

-установка точечных (местных) покрытий

Результативность применения этого, либо другого способа и материала с целью восстановления обуславливается после подробных диагностических исследований и решения технической экспертизы.

## 2.2 Методы восстановления трубопроводных систем

В соответствии с сегодняшней международной систематизацией видов внутренних защитных покрытий трубопроводов они смогут производится в вариантах набрызгиваемых оболочек (облицовок, рубашек, обделок); беспрерывных покрытий; спиральных оболочек; точечных (местных) покрытий.

В качестве примера набрызговых оболочек можно привести цементно-песчаные покрытия (ЦПП) наносимые на внутреннюю плоскость санируемой труб. Сплошные покрытия - вводимые в ремонтируемый трубопровод и фиксируемые трубе разного рода оболочки, к примеру, новые полиэтиленовые трубы, эластичные полимерные рукава, затвердевающие на участке выполнения санации.

Образцом спиралевидных оболочек может выступать структура внутреннего защитного покрытия посредством навивки неширокой пластиковой ленты с особым штекерным разъемом в концах, в следствии чего изнутри ремонтируемого трубопровода возникает другой пластиковый трубопровод.

Точечные покрытия, это герметичные строительные материалы (смолы, вставки, бандажи и т.д.), предназначенные для ремонта единичных повреждений в трубопроводах, если нет необходимости в полном восстановлении всего трубопровода.

### Цементно-песчаное покрытие (ЦПП)

Напыление ЦПП на внутреннюю плоскость ремонтируемого стального, либо чугунного трубопровода необходимо расценивать, как противокоррозионную изоляцию соприкасаемой с перекачиваемой средой поверхности.

Защитные характеристики цементного покрытия при взаимодействии с металлом знакомы уже 150 лет. В первой половине XIX века существовали рекомендации Французской Академии наук по использованию цемента для защиты

стали от ржавчины. В США начиная с 1931 года нанесение цементного раствора на чугунные, либо стальные трубы, стало общепризнанной методикой. Первый навык использования ЦПП на Столичном трубопроводе применен в 1968 г., тогда была сделана санация части металлического трубопровода второго подъема диаметром 1,1 метра, протяженностью 110 м. Каждый 10-й год со дня запуска трубопровода в пользование, опыты по установлению качества ЦПП демонстрировали его устойчивость, свидетельствуя о надежности материала и верности принятого решения по санации ЦПП.

В настоящее время не теряя своей актуальности, ЦПП, со временем все же начинают уступать новым полимерным покрытиям.

Напыление ЦПП на внутренние плоскость трубопроводов может проводиться центрифугированием либо центробежным набрызгиванием с применением, либо без применения разглаживающих механизмов для металлических трубопроводов диаметрами 76-2020 миллиметров.

На рисунке 2.1 представлен набрызговый метод на больших диаметрах с использования разглаживающих устройств.

Рисунок 2.1 Набрызгивание и разглаживание цементно-песчаного покрытия

При ремонтных и восстановительных работах по напылению ЦПП в составе начальных материалов следует воспользоваться портландцементом марки М 500 и мелкозернистым кварцевым песком.

Самый тонкий слой защитного напыления формируется диаметрами и материалами труб, толщиной стен и практическим износом.

Нужная толщина предохранительного слоя получается быстротой продвижения метательной головки в трубе, при равной скорости подачи армоцементной смеси и быстроты вращения метательной головки.

Метод напыления является, самым эффективным при следующих дефектах: обрастании ржавчиной; стачивании стенок абразивами. Но, так же подобный метод совершенно неэффективен при открытых стыках и деформированных частях труб, сильнейшем износе абразивами, потому как не обеспечивает увеличения несущей способности трубопровода.

Внутренняя поверхность трубопровода, до напыления ЦПП, должна пройти очистку. На внутренней плоскости металлических труб разрешается слой коррозии не больше, чем 0,05 мм. Перекачиваемая среда из трубопровода должна быть удалена.

Эллипс труб не должен быть более 0,5% диаметра, а поражение ржавчиной не больше чем 10% толщины трубы. Слой ЦПП для 13 металлических труб обязан отвечать техническим условиям, оговорённым с заказчиком.

Минимальные толщины слоя в зависимости от диаметра трубопровода представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 Минимальные толщины защитного слоя с допусками

| Наружный диаметр трубы, мм | Минимальная толщина слоя ЦПП, мм | Допуск слоя ЦПП, мм |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 76 | 4 | +2 |
| 89 | 4 | +2 |
| 102 | 4 | +2 |
| 108 | 4 | +2 |
| 114 | 4 | +2 |
| 133 | 4 | +2 |
| 159 | 5 | +2 |
| 219 | 5 | +2 |
| 273 | 5 | +2 |
| 325 | 6 | +2 |

| | | |
|---|---|---|
| 377 | 6 | +2 |
| 426 | 7 | +2 |
| 530 | 7 | +2 |
| 630 | 7 | +2 |
| 720 | 7 | +2 |
| 820 | 9 | +2 |
| 920 | 10 | +2 |
| 1020 | 11 | +2 |
| 1220 | 12 | +2 |
| 1420 | 12 | +2 |

Указанные в таблице 2.1 допуски согласно толщине покрова, отвечают гладкой и прямой трубе, над сварными швами слой ЦПП сокращается (вплоть до 3 мм). На торцах труб возможно снижение толщины слоя до 50%, 14 и от концов - не более 50 мм. Толщины заводской ЦПП идентичны, санация данным покрытием обязана включать в себя: осуществление подготовительных работ, подготовку и изготовление ингредиентов смеси. Предварительные работы включают в себя следующие действия: рытье двух котлованов (начального и финишного) или применение колодцев с удалением гидрантов, фасонных деталей и установкой заглушек; подготовительные работы заканчиваются удалением воды из трубопровода. Размер технологических захватов определяется длинами типовых рабочих тросов и шлангов (подачи раствора и воздуха) и рабочими данными насоса для раствора, вне зависимости от диаметра трубы.

При непроходимых препятствиях для очистных снарядов и отделочных аппаратов (отвесные подъемы и спуски, углы поворота магистрали и прочие преграды) нужны вспомогательные вскрытия трубы. Это не зависит от положения колодцев в границах предварительно сделанной технологической захватки и замещение их заранее покрытыми элементами и фасонными частями. Набрызгивание ЦПП в малодоступных участках обязано изготавливаться ручным способом на месте либо в стационарных условиях с дальнейшей перекладкой труб.

Вероятны и прочие способы ликвидации преград, появляющиеся при ремонте трубопровода.

Обычная методика подготовки частей смеси включает в себя действия по просеиванию песка и цемента с использованием сита и загрузку в особые емкости, с закрывающимися створками. Портландцемент обязан соответствовать следующим условиям: не иметь комков и химических добавок, обладать консистенцией цементного теста не выше 27% и этап схватывания не менее 60 мин.

Не разрешается смешивание цемента различных партий и марок, кроме того применение вяжущего с периодом хранения выше 60 суток со дня отправки производителям. Возможно присутствие в составе вяжущего

сертифицированных мелкомолотых добавок (вплоть до 10% веса цемента) с целью улучшения физико-химических данных напыления.

Применяемый для изготовления смеси песок, крупностью зерен обязан не превышать 1 мм; фракции с величиной зерна 0,315-0,63 мм обязаны создавать не менее 70% веса песка, а фракции величиной до 0,315 мм меньше 3%. В общей массе смели глинистых, илистых и пылевидных элементов должно быть менее 3%. Применяемая вода должна отвечать технологическим условиям и обладать температурой +10 ... +30 °С, а подходящее отношение цемент -песок обязано находиться в пределах границы, согласно объема 1:1 до 1:1,2 и по весу от 1:1,115 до 1:1,338. Отношение воды и цемента должно быть 0,3-0,36.

Подготовленная к набрызгиванию на внутреннюю плоскость трубы, смесь цемента и песка представляет собой перемешанную и однородную субстанцию. До разбрызгивания в коллектор смесь должна обладать температурой +10 ... +25 °С.

Нанесение ЦПП должно быть непрерывным и сглаженным (возможны борозды или гребни с глубиной до 1,0 мм при исполнениях условий, согласно толщине слоя).

Сразу по прошествии восстановления трубопровода, делается маркировка и оформление произведенных операций по ТУ, оговоренных с заказчиком. С целью

однородного затвердевания цемента по всей протяженности трубопровода он герметизируется в районах захваток посредством заделки полиэтилена. До сдачи восстановленного трубопровода в пользование, выполняется его промывка и обеззараживание.

Основными плюсами методики ЦПП являются легкость работ и невысокая цена, составляющая примерно 30% цены постройки нового трубопровода. Через 3-5 суток после нанесения ЦПП трубопровод допускают к использованию, данный срок является довольно длительным, однако нанесенное ЦПП остается прочным в ходе длительного срока службы (50 лет).

**Быстроотверждаемое покрытие Scothcot на основе двухкомпонентного полимера Copon Hycot**

Этот вид набрызгового покрытия принадлежит к новому типу полуструктурных предохранительных покрытий. Существует две модификации: для ситуаций с нарушением и сохранением рабочей способности трубопроводов с высокой стойкостью к износу абразивом. Покрытие производятся компанией E.Wood (Великобритания) с 2000 года.

Защитное покрытие набрызгивается на внутреннюю плоскость трубопровода особыми метательными головками и имеет множество различных особенностей, порядком отличающих его от ЦПП как при набрызгивании, так и в перспективе защиты трубопровода.

При восстановлении трубопровода, слой напыления составит за проход от 1 до 5 миллиметров; разрешается наличие воды на стенках. На стенках, покрытие твердеет в течение нескольких мин., а трубопровод способен функционировать через 1 час. Исследования выявили, что уже при толщине предохранительного напыления в 3 мм оно более действенно для удаления сквозных коррозионных дефектов размером до 5 мм; продольных и круговых трещин (для невыскоих давлений перекачиваемой среды).

В сравнении с полиэтиленовыми трубами, применяемыми при санации изношенных трубопроводов посредством протаскивания в них, покрытие Copon

Hycot имеет большую стойкостью к усадке под действием на него хлора, что непременно существует в трубопроводной воде.

**Сплошное покрытие. Метод «Чулка»**

Суть способа – в протягивании в санируемый трубопровод эластичного полимерного рукава, сделанного из мягкого материала, насыщенного разными видами смол, с дальнейшей кристаллизацией пропитанного слоя.

Таким способом ремонтируются напорные и безнапорные трубопроводы из разных материалов: стали, чугуна, железобетона; диаметрами — от 150, до 1400 мм.

В санации бестраншейным способом используются разные способы крепежа полимерных рукавов — протаскивание с дальнейшим наполнением воздухом или водой, а кроме того разные способы кристаллизации - действием светового излучения, нагревом водой либо подачей пара.

Главные плюсы технологии:

- снижение расходов в планировании и сооружении за счет применения функционирующей магистрали трубопровода;
- большой темп установки;
- наименьшее кол-во земляных работ;
- вероятность прокладки в зонах с изгибом, вплоть до 90°;
- наименьший объём строй. площадки;
- не нуждается в крупногабаритной строительной технике и оборудовании;
- наименьшее снижение внутреннего диаметра функционирующего трубопровода;
- повышение скорости потока среды из-за гладкой поверхности санирующего материала;
- большая коррозийная устойчивость;
- высокая стойкость к абразивному износу;
- расчетный период работы свыше 50 лет; 18
-лояльное отношение к экологии.

Самой многообещающей, согласно выводам специалистов, методика отверждения полимерного рукава с использованием ультра-фиолетового излучения. Эта технология даёт возможность отказаться от термических смол и уменьшить восприимчивость к воздействию внешних факторов. При использовании фотореактивных смол возрастает время хранения полимерных рукавов вплоть до полугода. Кроме-того новые технологии дали возможность осуществлять пропитку полимерных рукавов в условиях производства, ну а пропитка термическиими смолами проводится прямо на строительной площадке.

Рукав представляет собой многослойную эластичную оболочку, состоящую из трех слоев (рисунок 2.2)

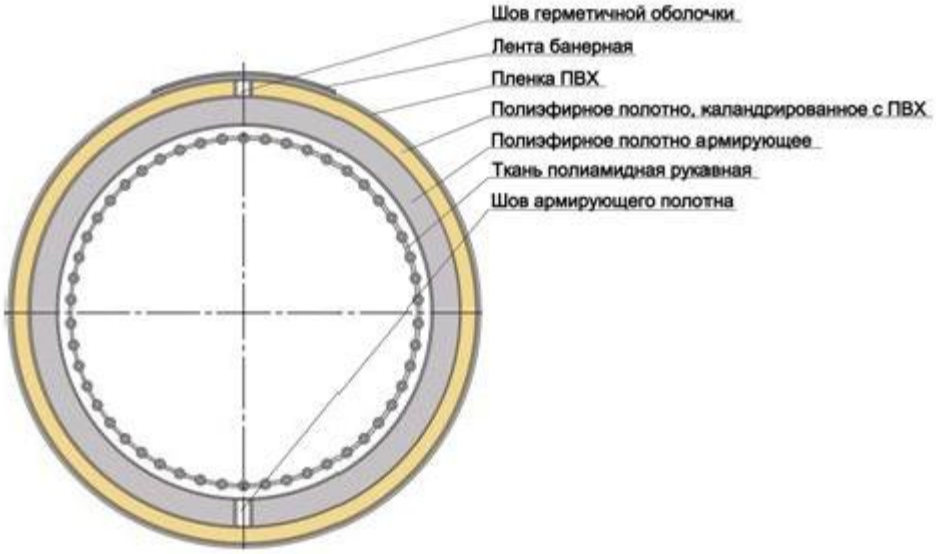



Рисунок 2.2 Строение полимерного рукава

Для повышения скорости кристаллизации и улучшения свойств санирующих материалов, одновременно с введением УФ излучения, была изменена конструкция полимерного рукава. Иглопробивные стекломаты поменяли на стеклоткань, обладающую наиболее высокими прочностными характеристиками, это позволило существенно уменьшить толщину стенки рукава.

Важным итогом улучшения конструкции композитного рукава, это уменьшение веса из-за снижения размера стенки.

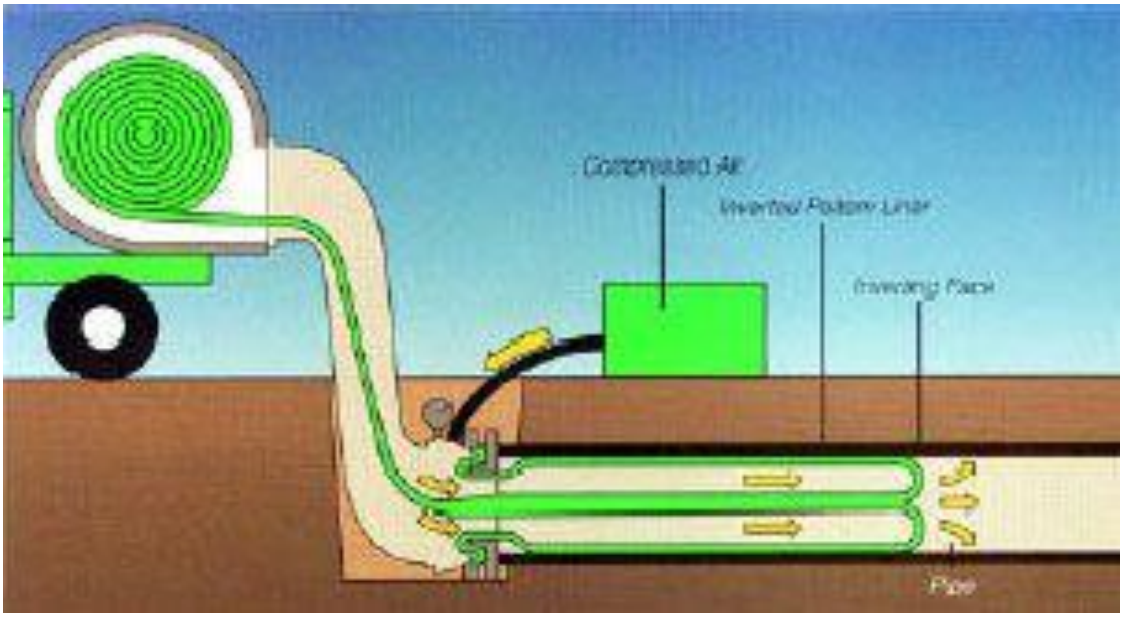



Рисунок 2.3 – Санация метод «Чулка»

Санация трубопровода начинается с телевизионного обследования самодвижущимся роботом с видеокамерой. Следующая процедура – очищение ремонтируемой трубы от различных загрязнений.

В основном используются механический и гидравлический способы. После прочистки производится повторный осмотр самодвижущимся роботом. После чего, пневматическим либо гидравлическим автоматом, рукав протягивают в ремонтируемый трубопровод (рисунок 2.3). Из-за избранного способа установки протягивание производится давлением водой или сжатым воздухом. После протягивания чулка в ремонтируемый участок трубопровода наступает процесс кристаллизации. В завершении проходит контрольное телевизионное обследование.

Ограничивают использование данного метода следующие требования: потребность в остаточной прочности санируемого трубопровода, высокие требования к внутренней стенке ремонтируемого трубопровода, риск частичного приклеивания, либо неполного прилегания полимерного чулка к санируемому трубопроводу в разных участках.

**Протаскивание нового трубопровода в поврежденный старый (с его разрушением и без разрушения)**

Основным достоинством этого способа является возможность реставрации разрушенных трубопроводов посредством протяжки нового, к примеру, полиэтиленового низкого давления (ПНД), в участке прежнего. Протяжка новой трубы в старый наиболее выгодно в случае, если нужна полная замена старого трубопровода с увеличением диаметра сети. В отечественной и зарубежной практике применяется метод протяжки новой трубы в старый трубопровод с его разрушением.

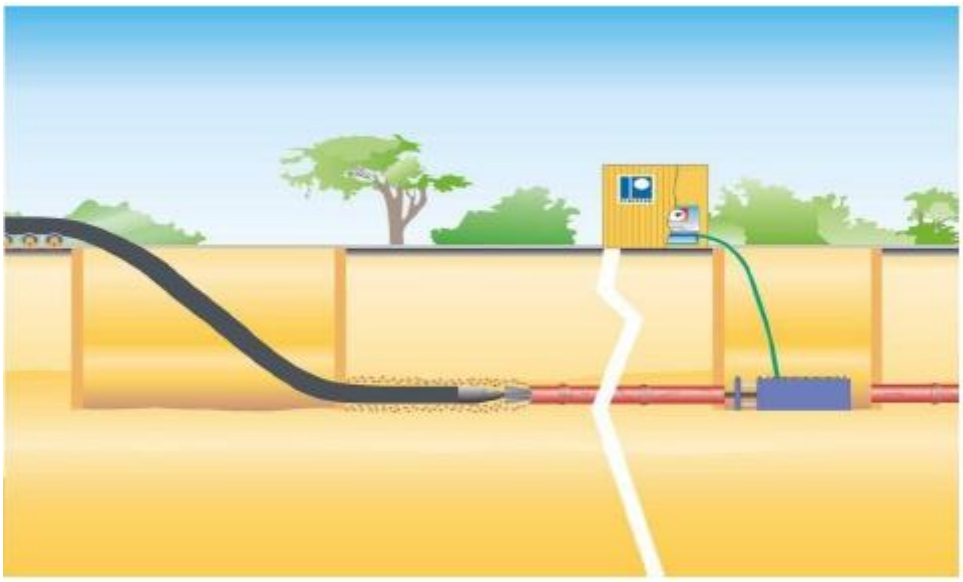


Рисунок 2.4 Протаскивание нового трубопровода в поврежденный старый с его разрушением

После разрушения ветхих трубопроводов их заменяют новыми из различных материалов, большего диаметра, чем старые. Бестраншейный способ замены труб посредством разрушения и протягивания новых обладает неоспоримыми преимуществом по сравнению с другими: увеличение диаметра трубы даёт более высокую пропускную способность; может применяться труба из полимерных материалов, которая выдерживает большие нагрузки в течении 50-100 лет.

Помимо этого, способ допускает использование в неустойчивых грунтах. Протаскивание нового трубопровода с одновременным разрушением ветхого

осуществляется с помощью пневмоударных машин либо пневмопробойников, оборудованных разрушающими гильзами с ножами. Движение производится с помощью компрессора. Взламывающий нож разрушает прежнюю трубу и уплотняет осколки в грунт. Расширитель формирует больший профиль для новой трубы, которая протягивается в готовое пространство во время разрушения.В последние годы в России на ряде объектов использовалась технология замены ветхих неметаллических трубопроводов после их разрушения полиэтиленовыми с помощью раскатчиков. Данная технология предусматривает использование специального рабочего органа - раскатчика с силовым приводом. Раскатчик устанавливается в рабочий котлован при помощи крана или вручную. После обеспечении соосности раскатчика и разрушаемого трубопровода осуществляется ввёртывание раскатчика в трубопровод и вдавливание обломков разрушенной трубы в стенки образуемой скважины. При этом грунт вытесняется в радиальном направлении и вокруг скважины образуется уплотнённая зона грунта. Практика показывает, что поверхностный слой грунта толщиной 10-15 мм в стенках скважины настолько спрессован, что его прочность сопоставима с прочностью бетонной трубы той же толщины. После выхода рабочего органа в приёмный котлован и его отсоединения к концу приводных штанг подсоединяют полиэтиленовую трубу (целыми или отдельными секциями), которую затягивают в образовавшуюся скважину обратным ходом штанг.

В последние годы на ряде отечественных и зарубежных объектов реновации проводились работы по разрушению стальных трубопроводов. Для этого использовался разрушающий наконечник, действующий как консервный нож и разрезающий трубопровод на две половины. Средняя скорость передвижения установки с разрушающим наконечником составляет порядка 60 м/ч. Некоторое снижение скорости наблюдается лишь при прохождении наконечника через резьбовые соединения труб.

Бестраншейная замена старых трубопроводов на новые может производиться и без их разрушения. Восстановление участка ветхой

трубопроводной сети без разрушения с помощью полимерных труб В данном случае используется новый полимерный трубопровод, сматываемый с бобины (бухты, барабана) и протягиваемый с помощью пневмолебёдки и троса через футляр и колодец в ветхий участок трубопроводной сети. Учитывая предрасположенность полиэтиленовых труб к порезам случайными твердыми включениями в канале при протягивании, для снижения до минимума возможности повреждения наружной поверхности трубопровода применяют: нанесение в заводских условиях утолщенной внешней оболочки, чтобы возможные повреждения затронули только ее; использование полиэтиленовых труб со стойкой к механическим повреждениям наружной полипропиленовой оболочкой.

**Точечные (местные) покрытия**

Uhrig GmbH (Германия). С 1962 года опытный производитель техники для санации трубопроводов и каналов. Уникальные ремонтные муфты "Quick-Lock" и система ремонта стыков Quist - визитные карточки Uhrig.

Quick-Lock - уникальная запатентованная бестраншейная технология восстановления и ремонта поврежденных трубопроводов и соединения труб из различных материалов, независимо от их горизонтального или вертикального направления. Благодаря высокой коррозийной и теплостойкости, Quick-Lock систему можно применять, как в промышленности, так и во многих др. направлениях.

Quick-Lock является эластичной системой, восстанавливающей частичные внутренние разрушения трубных каналов. Эта система была разработана 15 лет назад компанией «UHRIG Техника каналов GmbH». Сегодня эта система совмещена с интеллектуальной робототехникой, что сделало ее работу более эффективной. Высокая степень эффективности при восстановлении каналов (рисунок 2.5).

Особое внимание при разработке системы Quick-Lock было уделено максимальному исключению каких-либо ошибок при её применении, за счет

предварительной диагностики реставрируемого трубопровода при помощи компьютерной техники и видеокамеры.

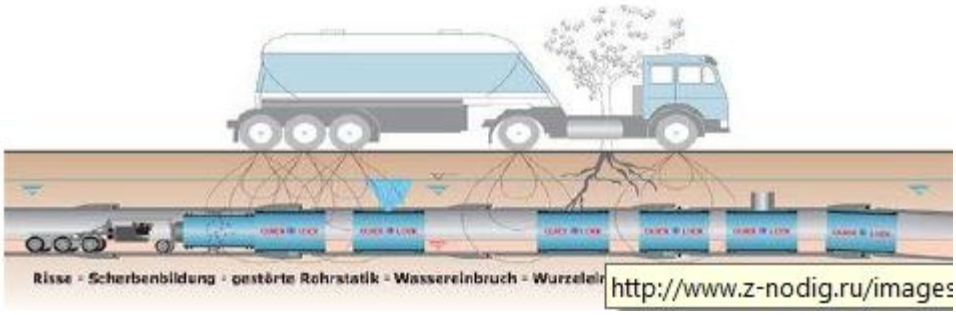



Рисунок 2.5 Применение точечных покрытий

На практике муфтовая система Quick-Lock была применена более 50 000 раз и официально одобрена немецким институтом строительной техники, с её применением для всех видов труб с номинальным диаметром 150-800 мм. К применяемым материалам Quick-Lock относятся: высококачественная нержавеющая сталь V4A и эластичная резина EPDM – оказались на протяжении десятилетий самыми эффективно-пригодными в строительстве, восстановлении трубопроводов и очистительных сооружений.

В состав системы Quick-Lock входит муфта из нержавеющей стали круглой формы, к которой сверху плотно прилегает бесшовная эластичная резина EPDM. В середину муфты встроены два передаточных механизма, которые внедряют ее в канал и затем расширяют внутри и не допускают обратного сжатия. Механизм блокируется, и обратное сворачивание становится невозможным.

Устанавливает муфты Quick-Lock внутри канала транспортный упаковщик Packer. На него посредством компрессорного агрегата подается сжатый воздух, и муфта из нержавеющей стали расширяется до диаметра, необходимого для перекрытия канала. В заданной позиции муфта устанавливается с помощью видеокамеры и использования автоматических устройств.

Применяемые материалы – высококачественная сталь V4A (1.4404) и EPDM резина, которые на протяжении десятилетий успешно применяются в строительстве трубопроводов и разных коммунальных проектах.

Характеристика материалов:

1. EPDM резина:

2. Этилен- пропилен- диеновый каучук (EPDM)

3. Твердость по Шору 30, прочность растяжки 750%

Рисунок №16 Установленная муфта

4. Хорошая устойчивость к старению

5. Устойчивость к воздействию воды, разбавленных кислот и щелочей при температуре до 120°C

6. Ограниченная устойчивость к ароматическим и хлорированным углеводородам (маслам, смазкам, топливных жидкостей)

7. V4A нержавеющая сталь (1.4404):

8. Низкоуглеродистая проводимость 1.4571 с улучшенным качеством антикоррозийной защиты

9. Высокая прочность

### 2.3 Сравнительные показатели методов бестраншейного восстановления

При выборе варианта обеспечения надежности трубопроводов в условиях эксплуатации важную роль играют как технические, так и экономические факторы.

Экономическая целесообразность эксплуатации трубопровода определяется окончанием экономического срока службы, за пределами которого расходы на эксплуатацию участка трубопровода превышают возможные расходы на его реновацию (перекладку или санацию), а уровень надежности не соответствует требуемому или принятому за норматив.

Техническая целесообразность эксплуатации участка трубопровода в его существующем состоянии определяется окончанием технического срока службы, при котором его техническое состояние, прочностные и гидравлические параметры и показатели качества транспортируемой среды являются недостаточными и не соответствуют требуемым или принятым нормам.

Предлагаемые на строительном рынке методы восстановления трубопроводов достаточно разнообразны. Инженерные коммуникации - особая сфера, которая требует более тщательной проработки при принятии решения. При

малейшей ошибке решение вопроса в денежном выражении вырастает в несколько раз. Поэтому перед принятием решения необходимо провести диагностику трассы и на основе обследований выбрать метод восстановления трубопровода.

В случае, если трасса не подлежит ремонту, принимается решение ее замены. Отечественные и зарубежные производители предлагают обширный перечень оборудования для разрушения старых трубопроводов из любого материала с одновременной заменой их на полиэтиленовые трубы большего сечения. Подобное оборудование позволяет решить сразу несколько задач: избежать перекладки трубопровода, увеличить пропускную способность.

Несомненно, бестраншейные методы ремонта и замены коммуникаций значительно выгодней, чем проектирование и строительство новых коммуникаций.

Таблица 2.1 – Сравнительные показатели методов бестраншейного восстановления трубопроводов

| Технологические, технические и эксплуатационные показатели | Нанесение цементно-песчаных покрытий | Протаскивание нового твёрдого трубопровода в старый пневмопробойником | Протаскивание гибкой предварительно сжатой полимерной трубы | Протаскивание гибкой сложенной (U-образной) полимерной трубы |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Диапазон диаметров, мм | 80—2200 | 100—1600 | 80—300 | 100-800 |
| Максимальная протяжённость ремонтного участка, м | 180 | 150 | 200 | 600 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Виды повреждений (дефектов), | Мелкие трещины, коррозия, износ | Любые повреждения | Любые повреждения | Средние трещины и сколы, неплотности соединений |
| Технологические, технические и эксплуатационные показатели | Нанесение цементно-песчаных покрытий | Протаскивание нового твёрдого трубопровода в старый пневмопробойником | Протаскивание гибкой предварительно сжатой полимерной трубы | Протаскивание гибкой сложенной (U-образной) полимерной трубы |
| Материал ремонтного покрытия | Цементнопесчаная смесь | Полипропилен, поливинилхлорид, полиэтилен | Полиэтилен | Полиэтилен высокого давления, полипропилен |
| Термостойкость, °С | Без ограничений | 45 | 50 | 50 |
| Требования к подготовке внутренней поверхности трубопровода | Очистка скребками | Не требуется | Очистка водой под давлением, контроль дисками | Очистка водой под давлением, контроль дисками |
| Продолжительность технологического цикла при ремонте участка длиной 100 м, рабочих смен | 3-5 | 1 | 1 | 1 |
| Срок службы ремонтного покрытия, лет прогноз реальность | 30<br>Более 20 | 50-100<br>Более 50 | 50<br>Более 30 | 50<br>Более 10 |
| Потери диаметра трубопровода после ремонта, % | 5-10 | Нет | 3-5 | 10-15 |

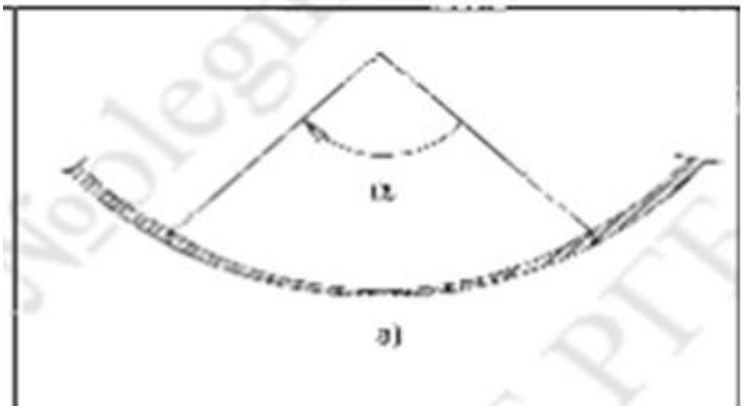
# 3 STRESS-STRAIN STATE ANALYSIS OF DOUBLE-LAYER PIPELINE

## 3.1 Stress-strain state calculation of corroded pipeline

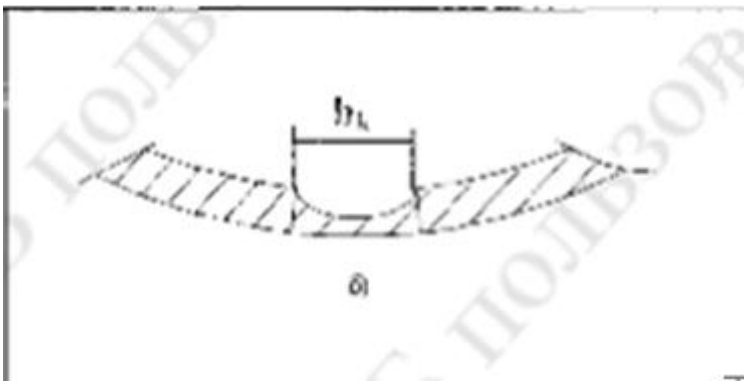
According to Popodko [21] different types of flow inducted corrosion can be allocated: circle-shaped, oval-shaped and dowel-shaped. Profiles of these types are shown in pictures 3.1 – 3.3 consequently.

Shape of corrosion cracks influences stress-strain distribution.

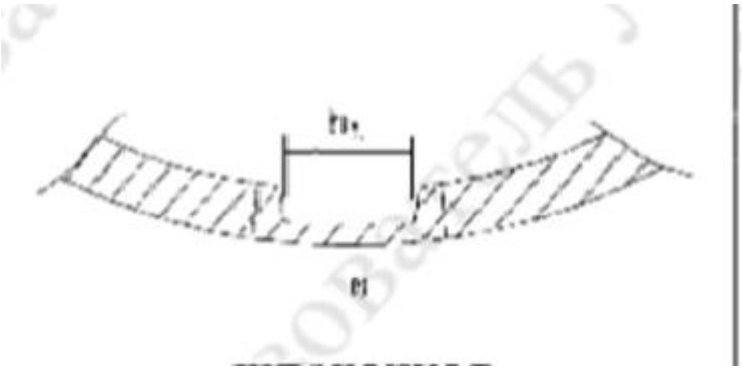
For further calculations it was decided to carry out modeling of damaged section with different types of damages to provide an evaluation of its stress-strain state for each case. The purpose of calculations at the first stage is to get clearer picture of the damaging processes increasing. Projection and modeling is carried out using software product ANSYS: Workbench.



Picture 3.1 – Sickle-shaped corrosion



Picture 3.2 – Oval-shaped corrosion



Picture 3.3 – Dowel-shaped corrosion

### 3.1.1 Projecting of the damaged pipeline model

An abstract section of the corroded pipeline was considered. Main parameters of it were:

-internal pressure P = 4 MPa;

-grade of steel 13ХФА (Russian)

-internal diameter $D_{in}$ = 300 mm;

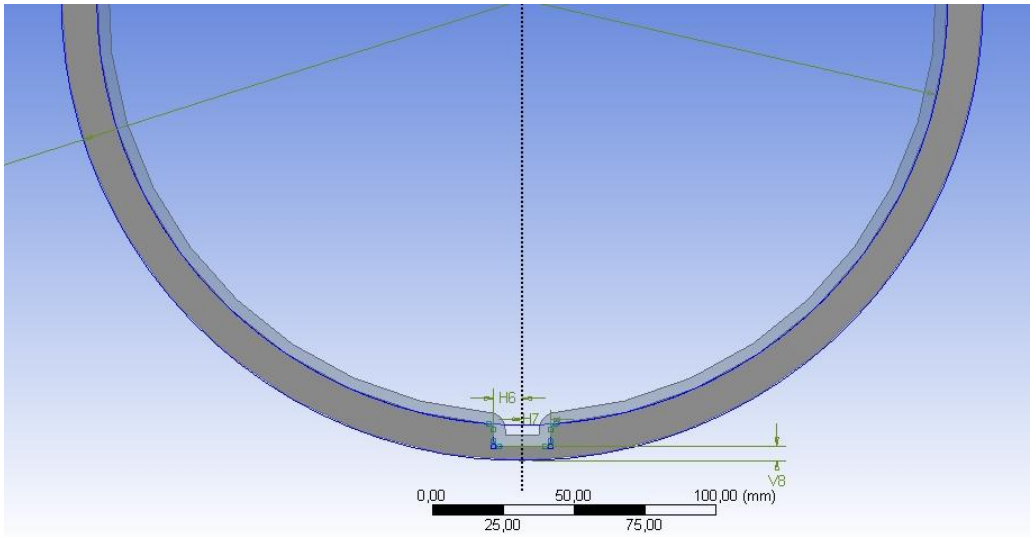
-wall thickness t = 12 mm;

-length of considering section L = 2000 mm (2 m).

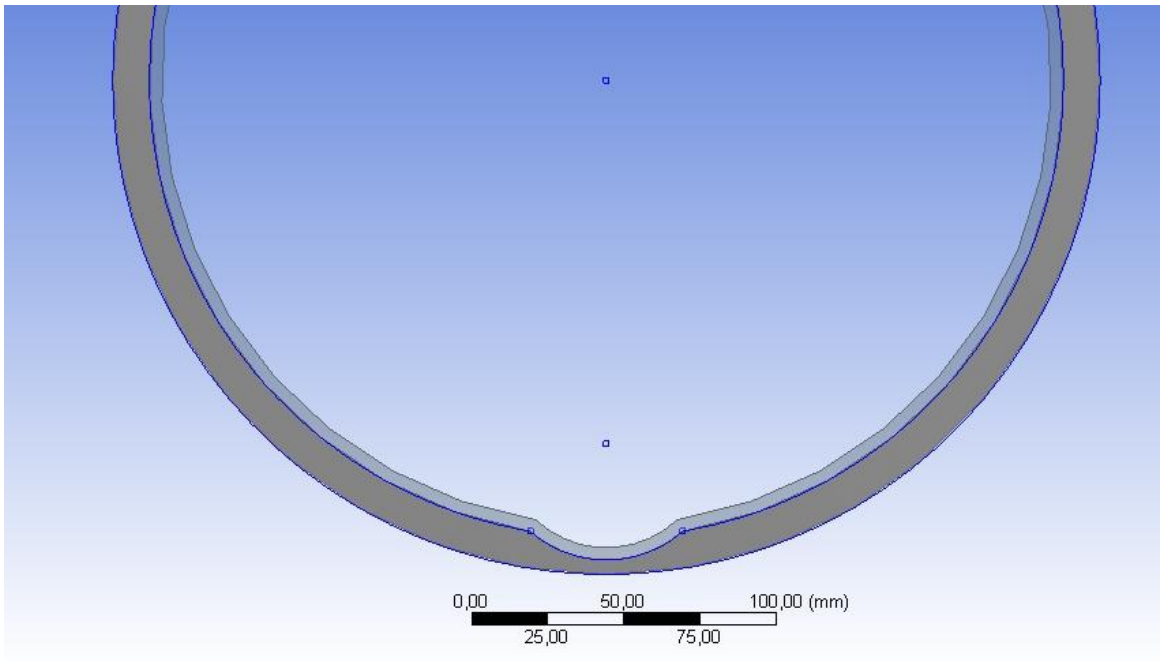
Geometry of defects depends on case of the type of corrosion (depth, width, shape).

Considering recommendations of Popodko, [21] plot geometry for three types of corrosion as it is shown on pictures 3.1 – 3.3.

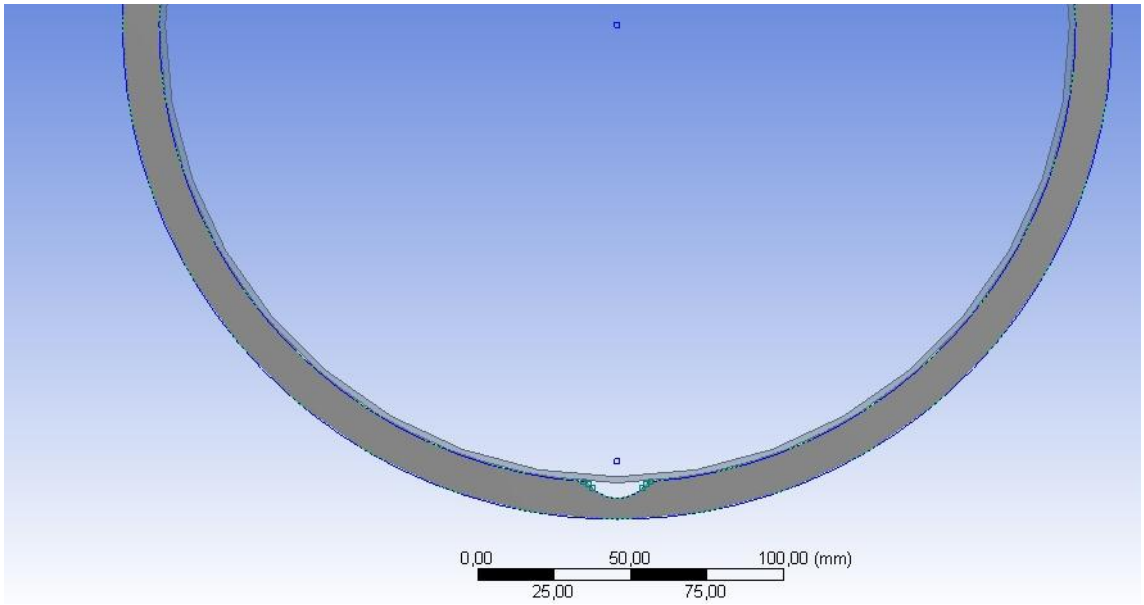
Pictures 3.4 – 3.6 represent the process of plotting of geometry for dowel-shaped, sickle-shaped and oval-shaped corrosion consequently. For geometry creating built CAD-system of ANSYS is used.




Picture 3.4 – Geometry of dowel-shaped corrosion




Picture 3.5 – Geometry of sickle-shaped corrosion




Picture 3.6 – Geometry of oval-shaped corrosion

Solid bodies were obtained using operation “extrude”. At the same time with corrosion defect drawing internal covering was also modeled and suppressed for postponing until next stage of calculations.

### 3.1.2 Finite element method

Finite element method was created in the middle of the last century for solving of tasks of industrial mechanics and the theory of elasticity. Later it was started to research by mathematicians to check its convergence and clarity. To date, this method is used in many engineering fields from electrical engineering to mechanical engineering.

Extreme work conditions of modern constructions elements, their difficult shape and large size make it hard to accomplish real experiment, especially in case of considering destructive loads.

While carrying out endurance calculations, it is necessary to create strength reliability models of constructions elements. The important part of these calculations is the stage of stress-strain state. Analytic and numeric method are used for these computations. Finite element analysis (FEM) is the numeric method. Using this method allows to take into account irregular form of object (construction). It should be also mentioned that level of clarity depends on degree of idealization.

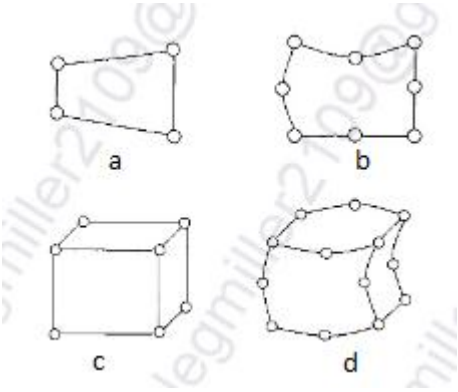
The main idea of FEM is that any continuous variable (temperature, pressure, etc.) can be approximated by model consisted of elements (parts). In each element continuous variable is approximated by piecewise continuous function which is built using values of investigating continuous variable in finite amount of points of the considering element. In general, continuous variable is not known beforehand, and it is needed to find values of it in internal points of the area. It is easy to project discrete model if take an assumption that numeric values of this variable are known in some points of area. After that, common case can be considered.

The mechanical and mathematical basis of the software package ANSYS (ANSYS Inc.) is finite element method (FEM). FEM is the most common and universal method of the stress-strain state analysis

### 3.1.2 Creating of the finite element model

Credibility of FEM computations depends on many factors including amount of finite elements. Selection of finite elements for modeling was taken using references [46, 47] and recommendations of specialists in sphere of FEM.

Two groups of finite elements were considered: linear and parabolic shape. Difference between them is the amount of nodes: parabolic elements has optional nodes on their edges. It provides better accuracy. Therefore, it was decided to use parabolic elements. Shape of elements is represented on the picture 3.7.



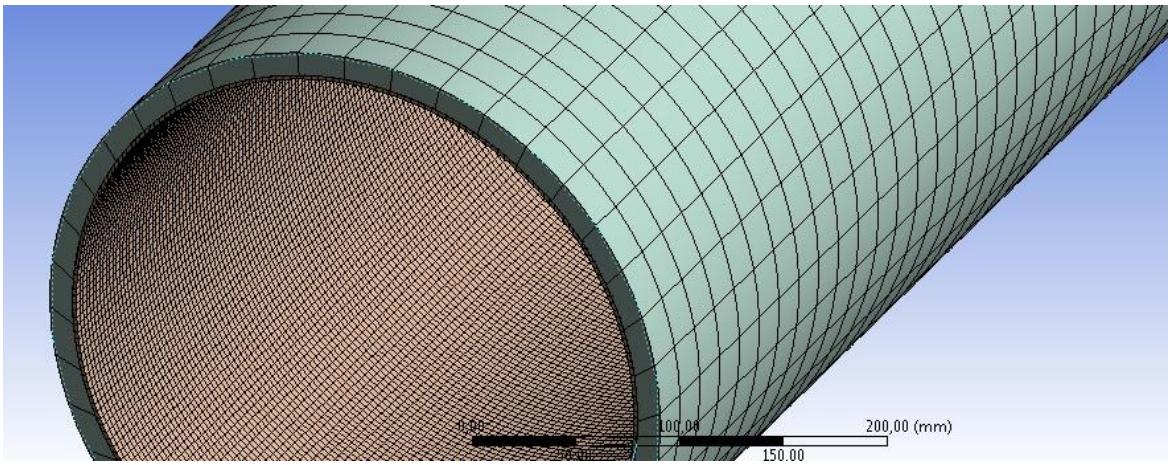

Picture 3.7 – Different types of finite elements:

*a) linear element of the first order; b) parabolic element of the first order;*

*c) linear element of the second order; d) parabolic element of the first order*

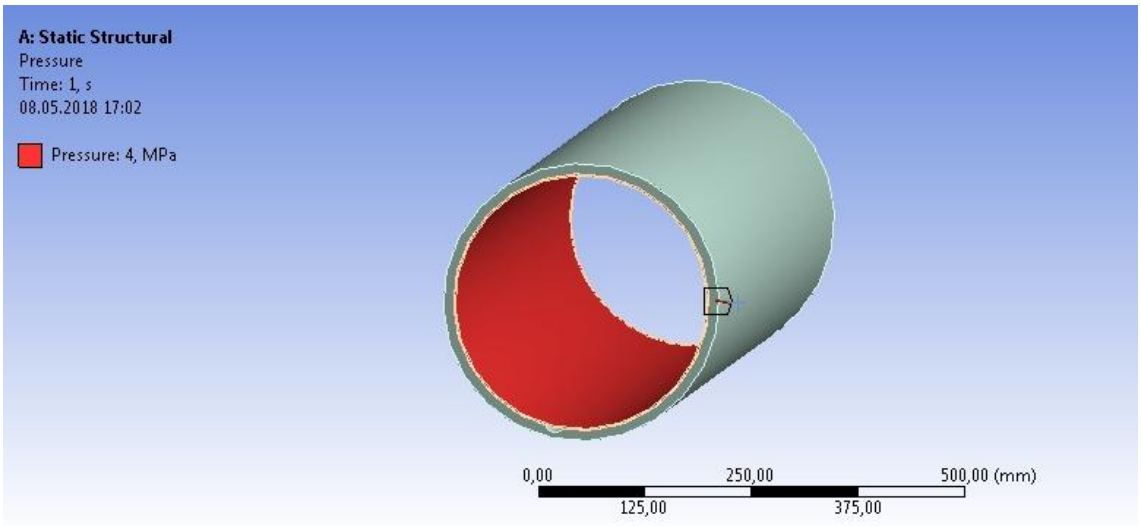
According the theory of elasticity two states of solid bodies are allocated: plain stress and plain strain. Taking into account recommendations of Burkov [46] it was decided that the task of stress-strain state analysis of the damaged pipeline is plain strain task.

One of the most important stages of FEM is plotting of the finite elements mesh: dividing whole model into small pieces (finite elements) which are connected between each other in nodes. Taking into account mentioned information mesh was plotted. Picture 5 represents obtained mesh.




Picture 3.8 – Generated mesh

Another stage of finite element analysis is the creating of boundary conditions. For providing the analysis section of pipe with length 2 m was fixed by two edges. Also internal pressure 4 MPa was applied. Picture of fixed model with internal pressure is represented below.

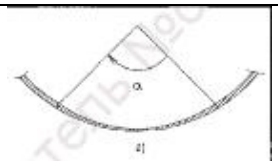
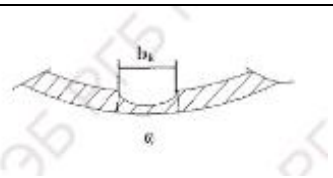
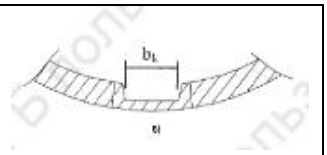



Picture 3.9 – Fixed section of the pipeline with internal pressure

### 3.1.4 Providing the experiment of the damaged pipeline

Using geometry shown in pictures 3.4 – 3.6 modeling was provided. During the experiment some parameters of defects were changed to get results of the stress-strain state changing. The goal of the research was to get picture of stress distribution in area of defects. Table of controlled parameters is represented below:

Table 3.1 – Controlled parameters

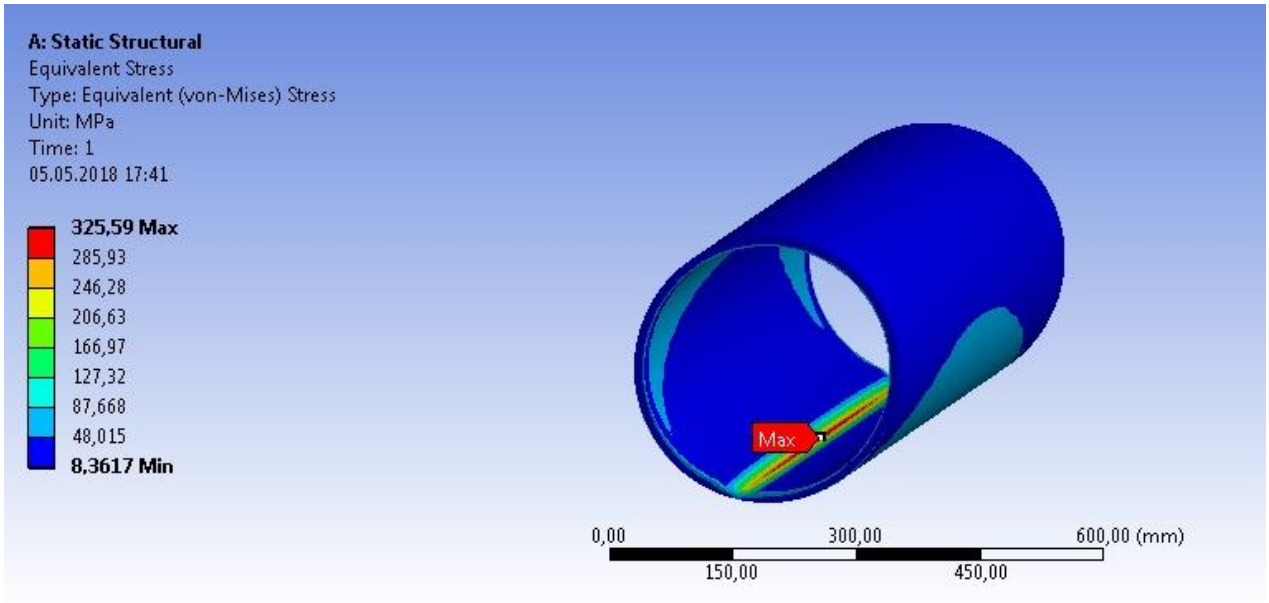
| Форма канавки |  |  |  |
|---|---|---|---|
| Геометрия | Серповидная | Овальная | Шпоночная |
| $t_к$, mm | $b_к$, mm | $b_к$, mm | $b_к$, mm |
| 4; 4,5; 5; 6; 7; 8 | 50; 75; 100 | 20; 30 | 20 |

where $t_g$, is depth of the corrosion defect;

$b_g$ is width of the corrosion defect (“groove”)

During the experiment depth of the defect was varied for different width and shapes of it. The main goal was to find areas of the highest rate of equivalent stress according to Von Mises. Comparison with yield point of steel was carried out for the purpose of the evaluation of extreme defect depth.

The example of calculations is shown on picture 3.10.

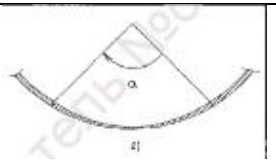
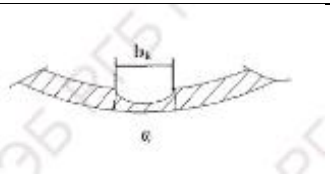
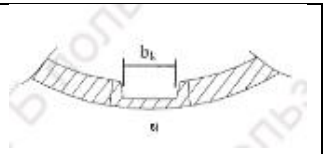



Picture 3.10 – Results of computations

This picture shows stress distribution in area of defect and the maximum occurred stress. The maximum occurred stress (325 MPa) is less than steel yield point (370 MPa) for grade of steel 13ХФА. Results are obtained for oval-shaped corrosion with depth 5 mm. Despite the fact that stresses less than yield point of steel, it is getting close to critical value, and failure can occurred in nearly future.

The same method was used for each type of the corrosion defect. Results are collected in table 3.2.

Table 3.2 – Maximum equivalent stress (MPa) for different shapes of corrosion defects under the internal pressure p = 4 MPa

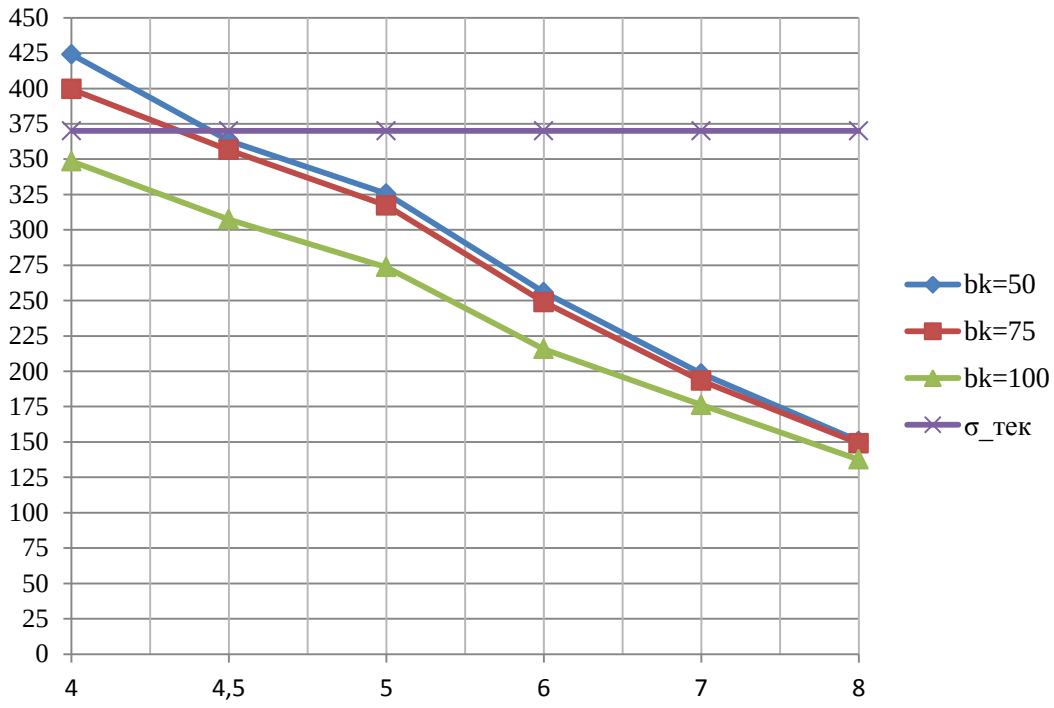
| Форма канавки |  Серповидная | | |  Овальная | |  Шпоночная |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Геометрия | $b_к$, mm | | | $b_к$, mm | | $b_к$, mm |
| $t_к$, mm | 50 | 75 | 100 | 20 | 30 | 20 |
| 4 | 424,02 | 399,51 | 348,51 | - | - | - |
| 4,5 | 363,01 | 356,47 | 307,4 | 433,09 | 394,7 | - |
| 5 | 325,59 | 317,18 | 273,6 | 363,69 | 356,36 | 428,91 |
| 6 | 255,82 | 248,88 | 215,74 | 268,08 | 263,03 | 346,83 |
| 7 | 198,35 | 193,27 | 176,14 | 214,7 | 210,15 | 273,46 |
| 8 | 150,66 | 148,98 | 137,57 | 169,52 | 163,13 | 236,81 |

### 3.1.5 Results analysis

Using obtained data (table 3.2) graphics of dependences were plotted for sickle-shaped, oval-shaped and dowel-shaped consequently.

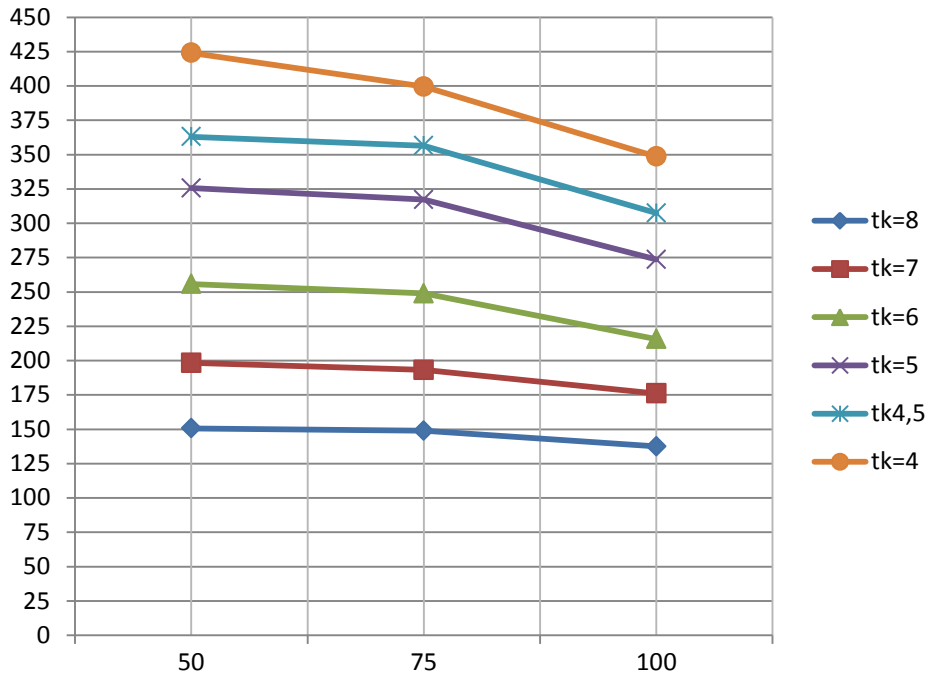
**Oval-shaped corrosion defect**

On the picture 3.11 dependence maximum equivalent strength from depth of corrosion defect is shown. Results were collected for oval-shaped defect with different width: 50, 75 and 100 mm. The graph illustrates that the maximum stress value rises with the defect depth increasing.




Picture 3.11 – Dependence of maximum equivalent stress from the groove depth

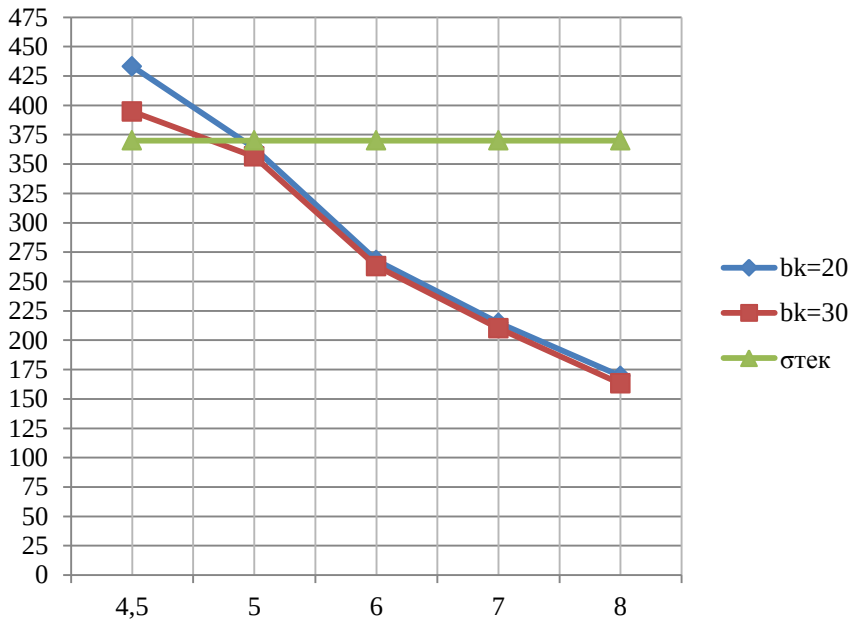
Picture 3.12 demonstrates dependence of maximum equivalent stress from width of the defect. According to the graph it can be noticed that with width increasing values of stress diminishes.




Picture 3.12 – The dependence of maximum equivalent stress from defect width

**Oval-shaped defect**

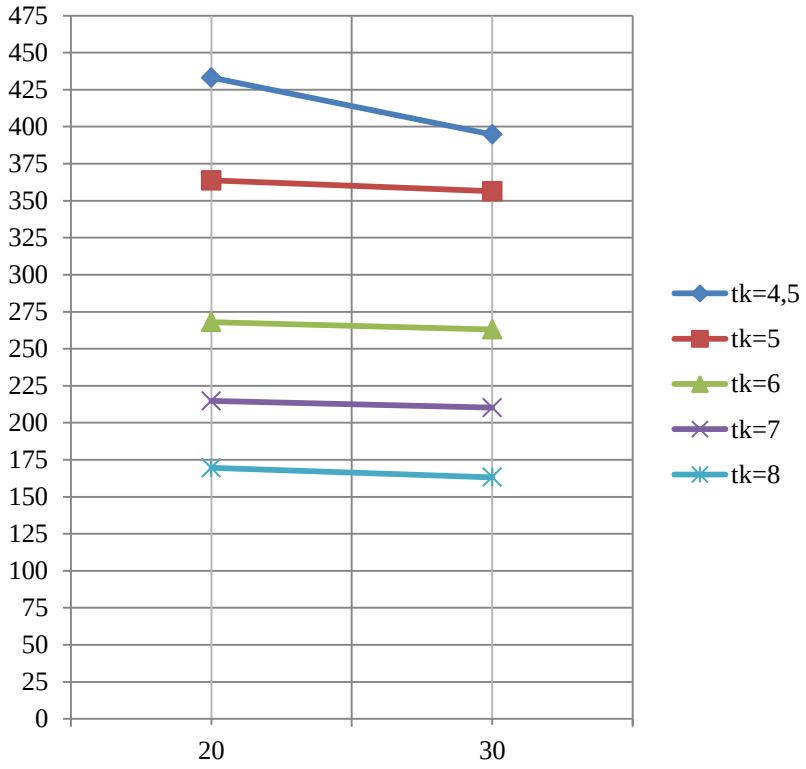
Same graphs were obtained for the oval-shaped corrosion defect. In this case two values of width were used: 30 and 20 mm. Results are shown on the picture 3.13.




Picture 3.13 – Dependence of maximum equivalent stress from the groove depth

Plot demonstrates that the corroded pipeline is close to its extreme limit state when depth of the defect equals 5 mm. Maximum equivalent stress increases much faster than in sickle-shaped corrosion defect and achieved its limit state in less values of depth.

The dependence of maximum equivalent stress from the defect width is shown on picture 3.14.

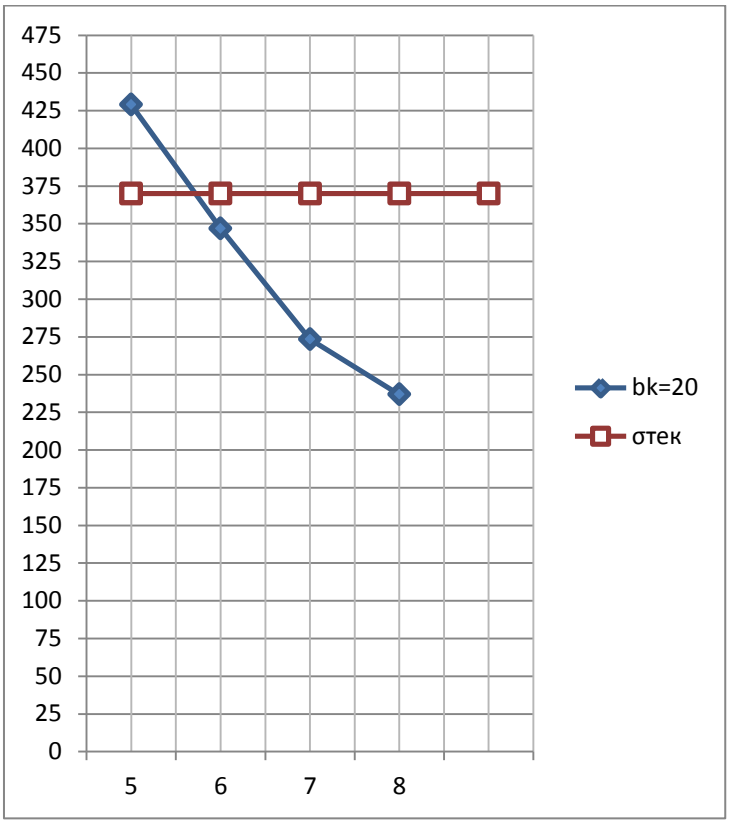



Picture 3.14 – Dependence of maximum equivalent stress from the groove depth

According to this it can be concluded that also depth of the corrosion defect strongly influences to the stress distribution.

**Dowel-shaped defect**

According to Popodko [21] in this case of the corrosion defect its width has influence to its maximum equivalent stress because of its shape. Taking into account this information dependence of stress from the defect depth was plotted for the one case. Width was equaled to 20 mm. The results of plotting are shown on the picture below.




Picture 3.15 – Dependence of maximum equivalent stress from the groove depth

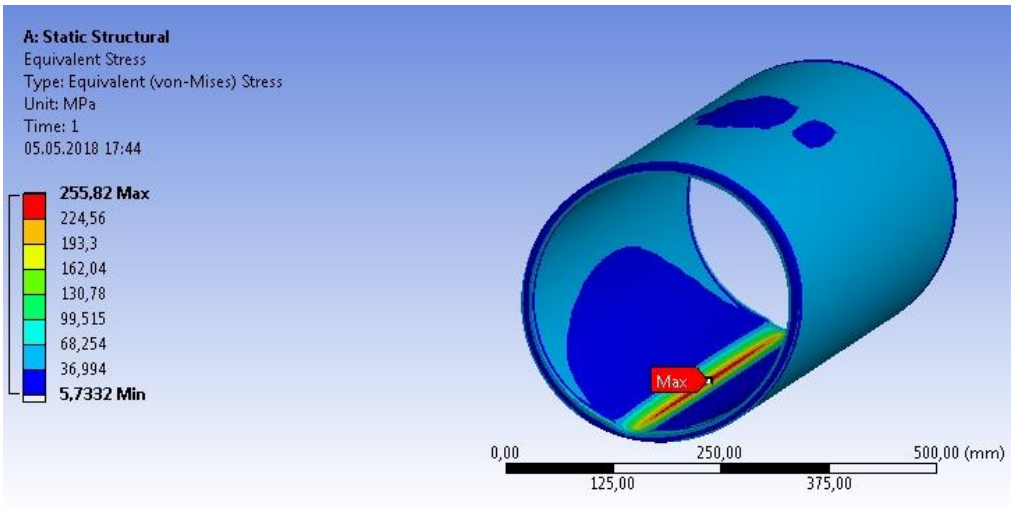
In can be claimed that dowel-shaped corrosion defect has the highest value of stress, and also it has the greatest rate of stress increase. Corroded pipeline approaches its extreme limit state with value of depth 6 mm.

According to this it can be stated that this type of the corrosion defect is the most dangerous. Obtained data is correlated with other researches [21, 9].

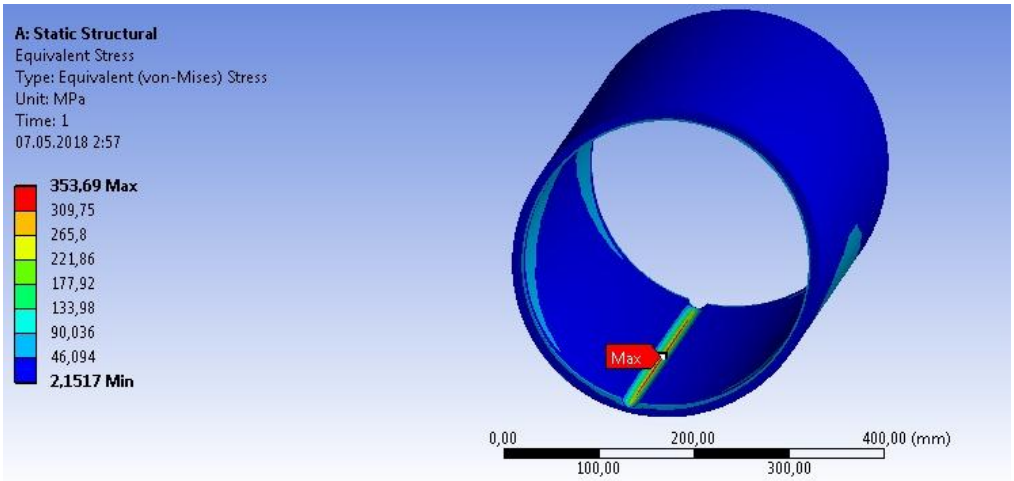
**Stress distribution pictures**

For the purpose of the analysis, it is important to get picture of the stress distribution in corroded pipeline with different types of defects.

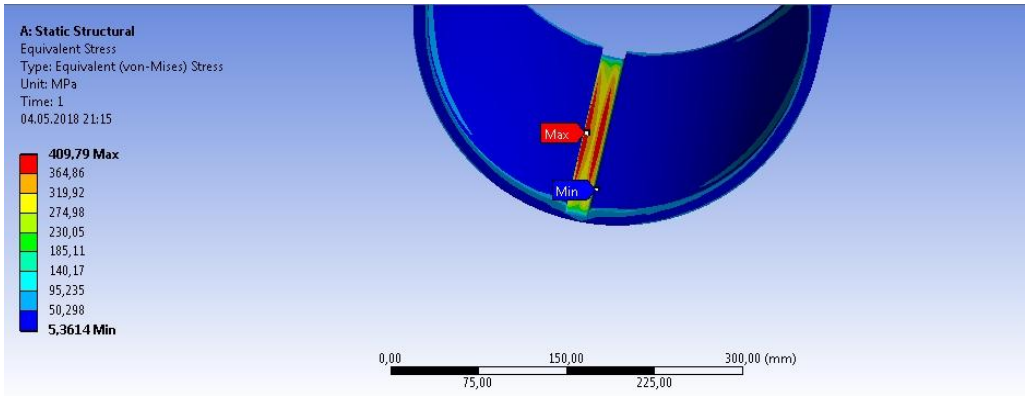
Stress distribution for sickle-shaped, oval-shaped and dowel-shaped defects is represented on pictures 3.16 – 3.18 consequently.




Picture 3.16 – Stress distribution of the corroded pipeline with the sickle-shaped defect




Picture 3.17 – Stress distribution of the corroded pipeline with the oval-shaped defect




Picture 3.17 – Stress distribution of the corroded pipeline with the dowel-shaped defect

It can be seen from pictures that different types of corrosion defects have different stress distribution depending on the shape of the defect. Thus, sickle-shaped defect (picture 3.16) has wider area with the highest rate of equivalent stress, but at the same time values of stress considerably lower than in oval-shaped case (picture 3.17), although they have similar distribution. In case of dowel-shaped corrosion we see the highest values of stress appearing in two areas close to edges of it.

## 3.2 STRESS-STRAIN STATE CALCULATION OF THE CORRODED PIPELINE WITH THE PROTECTIVE LAYER

The goal of the next stage of calculations is to evaluate stress-strain state for two-layer construction.

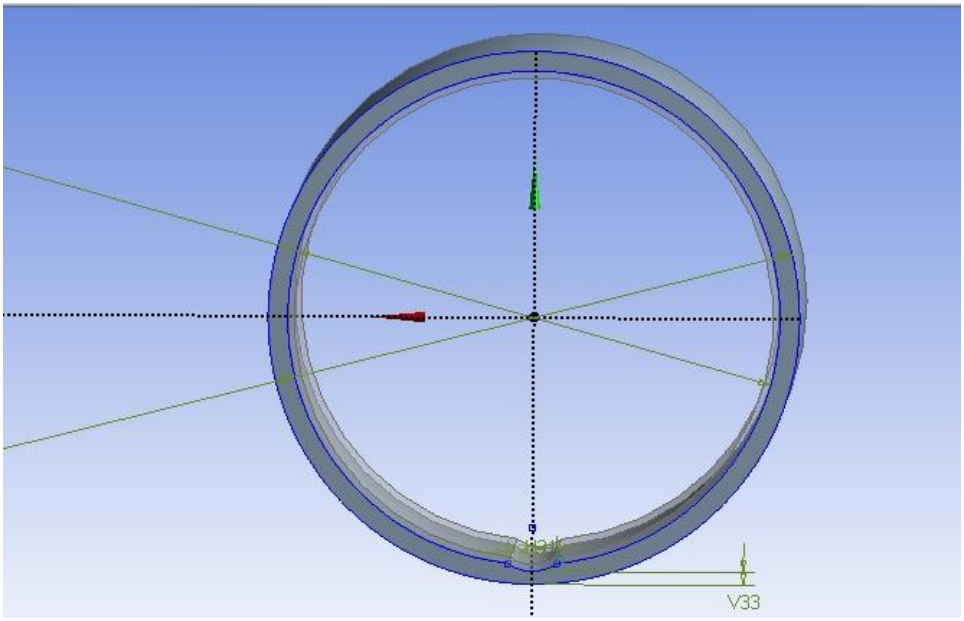
### 3.2.1 Amending the model concerning inner polymer covering

For plotting models with internal covering few transformations were taken:

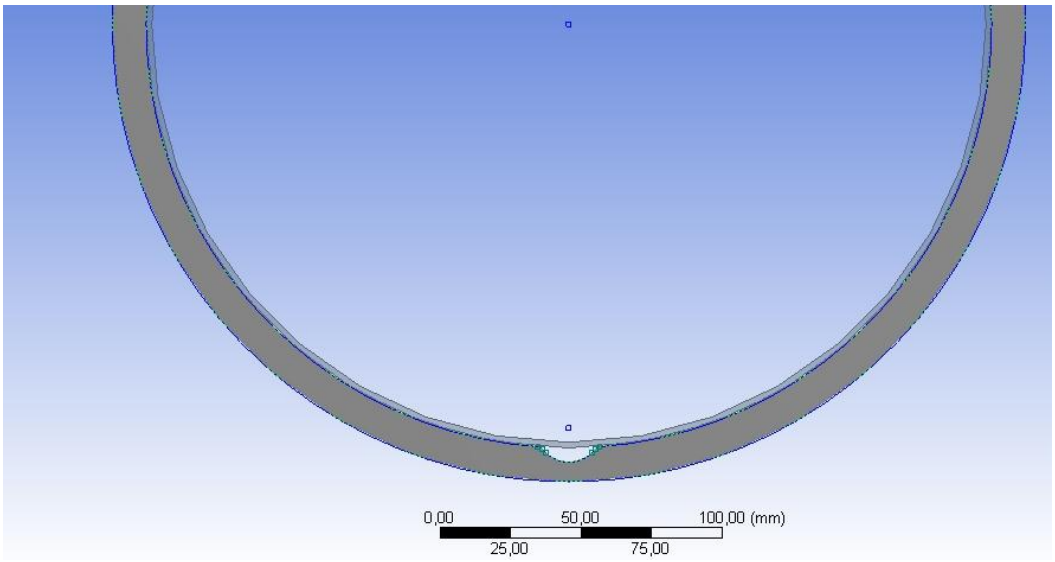
-adding another body with the same shape simulating protective covering (picture 3.19);

-creating contacts between covering and pipe (were created using automatic function);

-changing the shape of the covering for simulation of another case (picture 3.20);




Picture 3.19 – Corroded pipeline with protective layer




Picture 3.20 – Corroded pipeline with protective layer without full contact

After made modifications experiment was carried out. In this part of work behavior two-layer construction for three mentioned shapes of defects were considered.

### 3.2.2 Experiment providing for damaged pipeline with inner protective covering

### 3.2.3 Results analysis

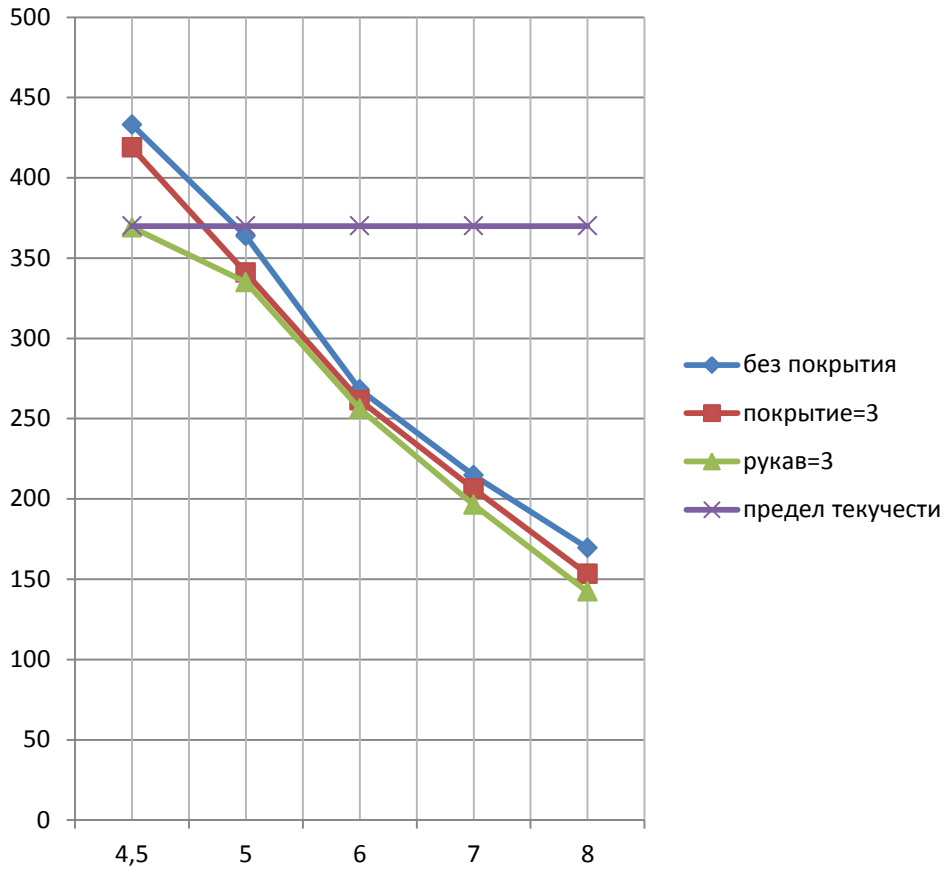
First of all, influence for stress distribution was evaluated. For that purpose oval-shaped defect with 20 mm width was considered. Three experiments were conducted:

-stress-strain analysis of the corroded pipeline without covering for different depth of defects;

-stress-strain analysis of the corroded pipeline with covering Scotchkote 169B for different depth of defects; covering thickness was equaled to 3 mm;

- stress-strain analysis of the corroded pipeline with covering CIPP for different depth of defects;

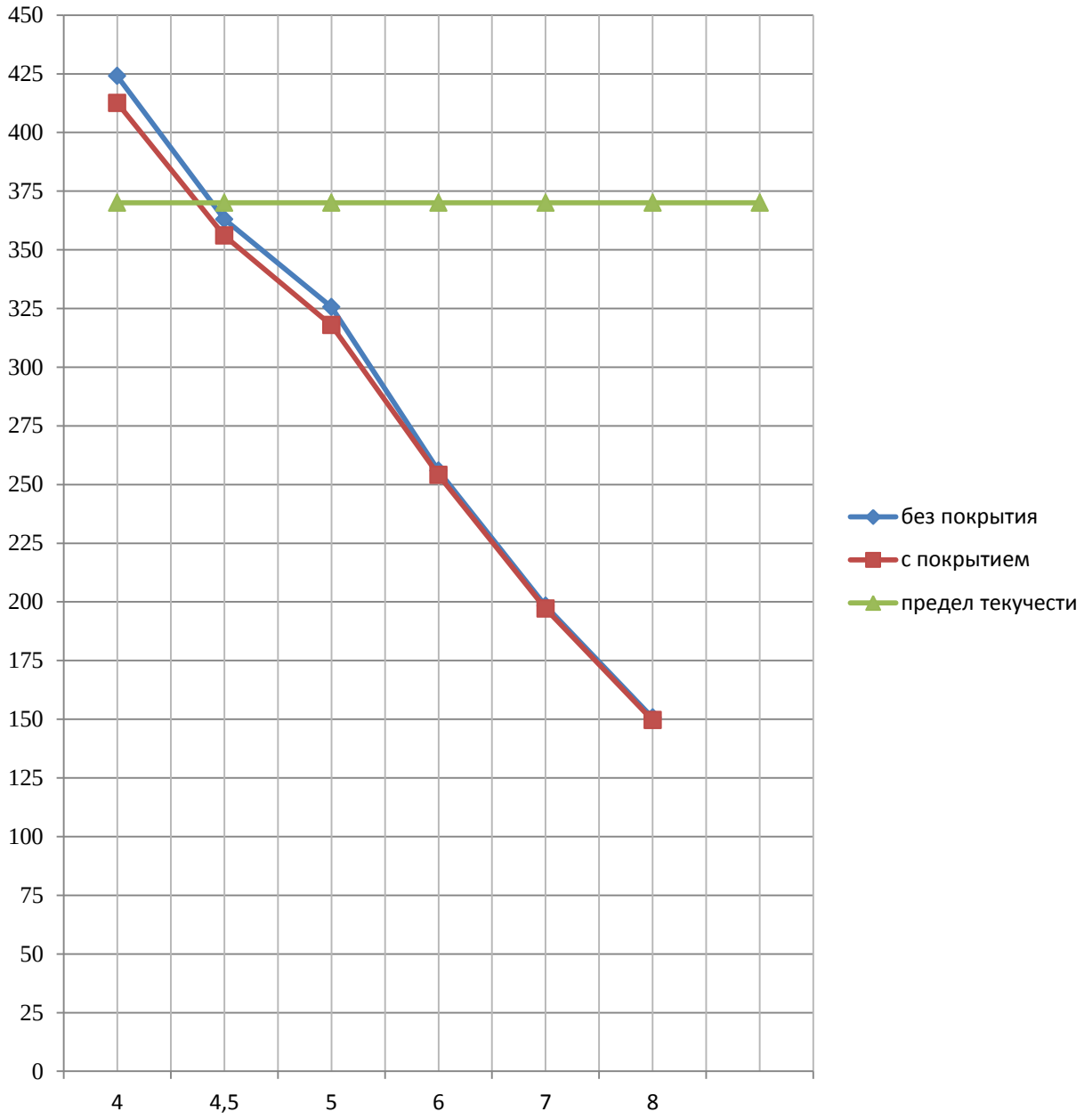
Results of experiments are represented on the picture 3.21.




Picture 3.21 – Stress-strain analysis for three cases

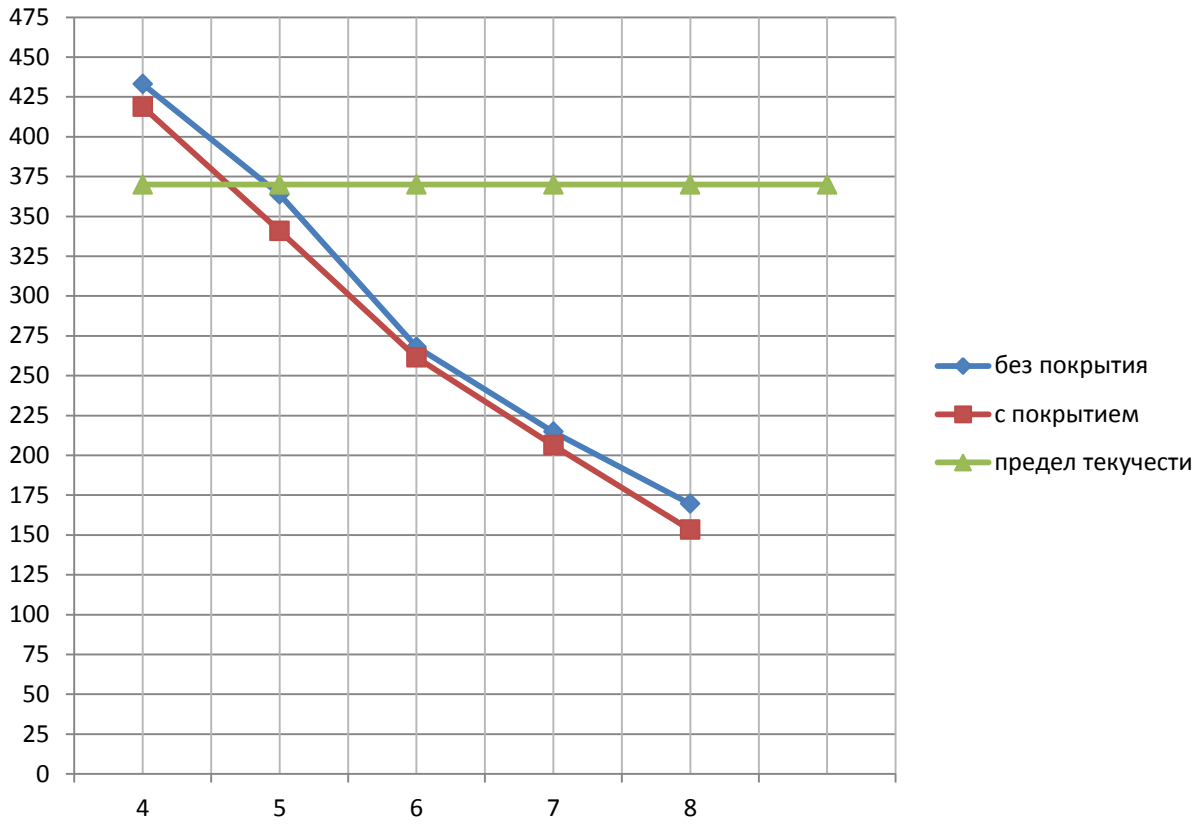
This plot illustrates stress distribution in the damaged pipeline in comparison to two other cases: with covering Scotchkote 169HB and CIPP. Based on obtained picture of the stress distribution it can be concluded that presence of covering decrease maximum stress appearing in the pipeline. Thus, internal protective covering increase reliability of the pipeline.

Based on obtained information and previous researches it was decided to choose CIPP for following calculations. Graphs of the maximum equivalent stress distributions were plotted. Results are represented on the pictures 3.22 – 3.24.



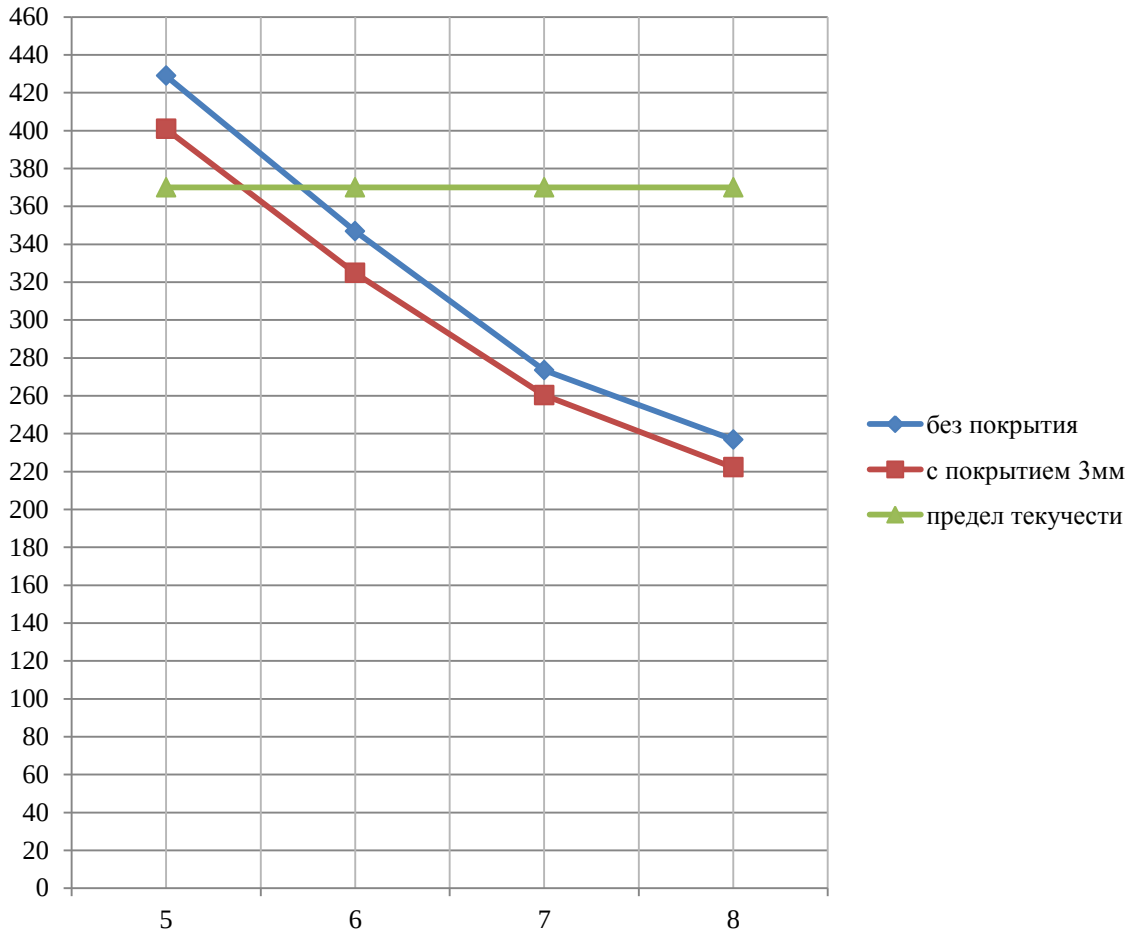

Picture 3.22 – Stress-strain distribution for sickle-shaped defect with (red) and without (blue) covering

Plot indicates that for the sickle-shaped defect protective layer has small influence to maximum stress distribution.




Picture 3.23 – Stress-strain distribution for oval-shaped defect with (red) and without (blue) covering

Plot indicates that for the oval-shaped defect protective layer has higher influence to maximum stress distribution than for sickle-shaped case.

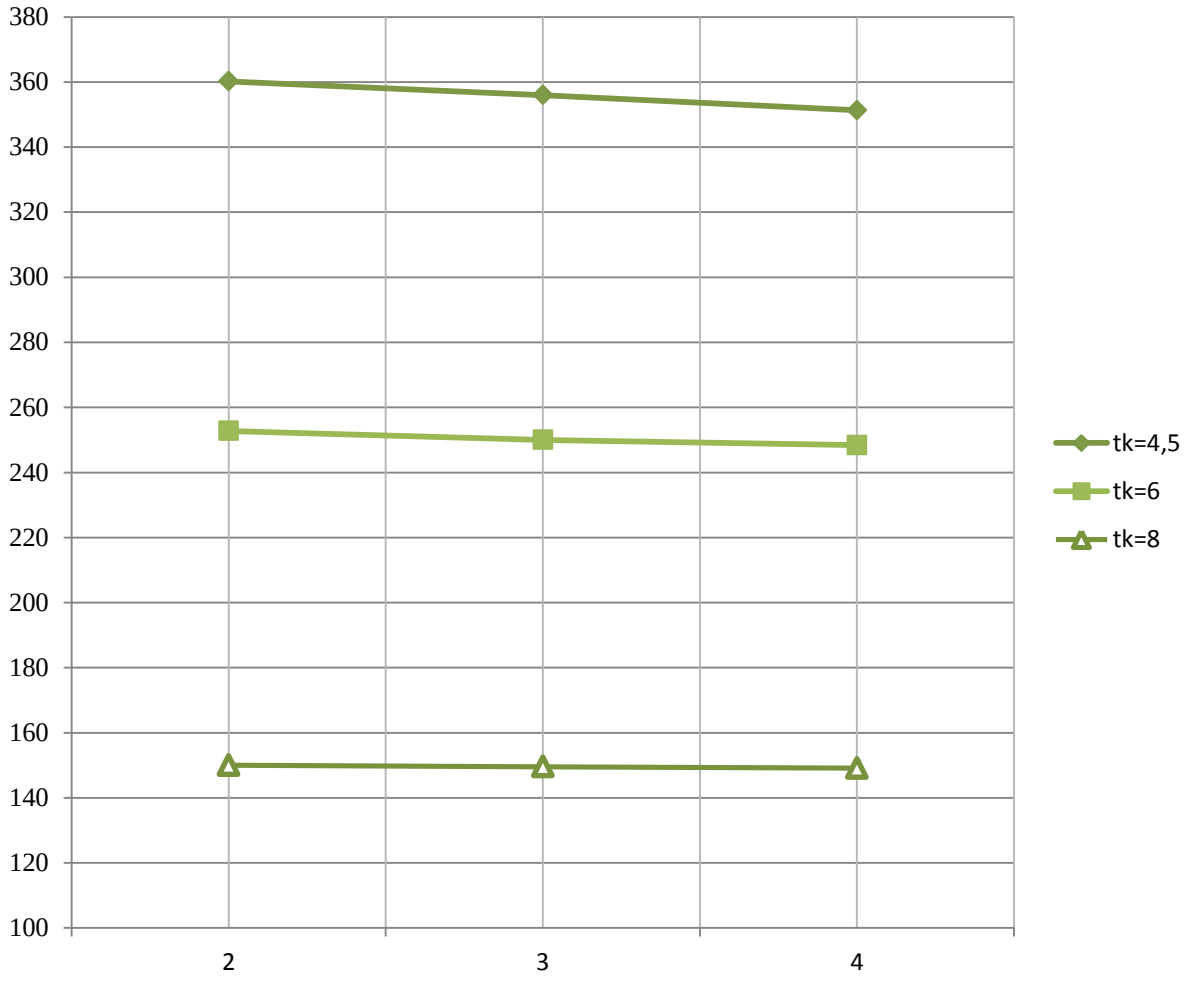



Picture 3.24 – Stress-strain distribution for dowel-shaped defect with (red) and without (blue) covering

Plot indicates that for dowel-shaped defect protective layer has the highest influence to maximum stress distribution.

During the next experiment sickness of covering and its influence to maximum stress distribution was evaluated. Pipeline with the sickle-shaped defect were considered. Width of the defect was 50 mm. Dependences were obtained for three remain wall thickness ($t_k$) of the defect: 4,5 mm, 6 mm, 8 mm.

Results are shown on the picture 3.24.




Picture 3.25 – Dependence of the stress-strain distribution for sickle-shaped defect from covering thickness

According to the results it can be concluded that covering thickness has higher influence in case of lower values of wall thickness (higher value of the defect depth).

### 3.2.4 Retirement wall thickness calculation

To check used methods validity, it was decided to calculate retirement wall thickness according to [2]. Using formula:

$$\delta_{\text{отб.}} = \frac{n \cdot P \cdot a \cdot D_{\text{н}}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (1)$$

When $\frac{R_2^{\text{н}} \cdot m_3}{R_1^{\text{н}} \cdot m_2} \geq 0{,}75$

where $\delta_{\text{отб.}}$ - retirement wall thickness

$P$ – internal pipeline pressure

$D_{\text{н}}$ – external diameter of pipeline

$n$, $a$, $m_3$, $m_2$ – coefficients according to RD

$R_2^{\text{н}}$ – normal resistance that equals to yield point

$R_1^{\text{н}}$ – normal resistance against breaking

After calculations it was obtained that retirement wall thickness value was 5 mm. Obtained results are correlated with provided experiments. It proves used methods for stress-strain state calculations.

# 4. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

## 4.1 Порядок проведения работ

### 4.1.1 Состав работ

При проведении санации гибким полимерным рукавом выполняются следующие действия:

-очистка трубопровода, промывка и телеметрия ремонтируемого участка;

-пропитка и введение рукава внутрь трубы;

-проведение мероприятий по отверждению рукава;

-охлаждение рукава;

-обрезка выпусков по краям рукава.

### 4.1.2 Проведение работ

В данной работе рассматривается метод выворачивания полимерного рукава. Работы производятся в следующем порядке.

Над стартовым колодцем производится установка вышки с инверсионным кольцом. Рядом с вышкой располагают конвейер так, чтобы его раскладывающаяся часть заканчивалась над центром инверсионного кольца. Вместо конвейера может использоваться кран.

Заранее подготовленный по длине рукав заполняется определенным количеством смолы (при пропитке на стройплощадке). Конец рукава прикрепляют к ленте, с помощью которой он втягивается в реверсивную емкость мобильной установки. При его протаскивании рукав проходит между валиков которые обеспечивают его пропитку.

Далее рукав наматывается на барабан реверсивной емкости, затем его конец прикрепляется к специальной головке, которая располагается на вышке. Потом рукав вручную выворачивается в трубу на глубину около метраметра, подводится шланг с водой.

Подается вода. За счет давления воды происходит выворачивание рукава. Постепенно рукав вводится внутрь ремонтируемого трубопровода. Осуществляется его плотное прижатие к стенкам трубопровода.

Скорость введения рукава регулируется давлением столба воды и скоростью работы крана, который подает рукав на вышку. По прохождении концом рукава вышки к нему присоединяются шланги для прогрева и стопорная лента, контролирующая скорость подачи рукава.

Количество прогревочных шлангов от 1 до 4. После выхода рукава из трубы в финишном колодце в рукав прекращают подавать воду, останавливают и фиксируют стопорную ленту. Выворачивание прекращается.

Стоит учитывать тот факт, что ждина рукава должна превышать длину санируемого участка:

-запас выхода рукава;

-запас обеспечения герметичности;

-запас на высоту водяного столба;

-при наличие поворотов в трубе на каждый поворот длина рукава увеличивается на 1 м;

-запас на глубину залегания трубопровода.

Полимеризация рукава после протягивания осуществляется подачей горячей воды температурой около 80 $^{0}$С. Процесс производится за счет циркуляции горячей воды.

### 4.2 Перечень используемого оборудования

Перечень оборудования необходимого для проведения работ представлен в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Оборудование для проведения работ

| № п/п | Наименование машин, механизмов и оборудования | Ед.изм | Кол-во |
|---|---|---|---|
| 1 | Строительный компрессор | шт. | 1 |
| 2 | Электростанция (дизель-электроагрегат) | шт. | 1 |
| 3 | Котельная установка | шт. | 1 |
| 4 | Автоцистерна 10м$^3$ (при необходимости) | шт. | 1 |
| 5 | Грузовой автомобиль с прицепом | шт. | 1 |
| 6 | Автокран | шт. | 1 |
| 7 | Комплект оборудования, включающий в себя источник УФИ с приводом и пультом управления, два сальника с комплектами ремней и зажимов для закрепления на рукаве, комплект кабелей (при необходимости) | шт. | 1 |
| 8 | Тросовая лебедка | шт. | 1 |
| 9 | Мобильная установка для пропитки рукава (реверсивная емкость для пропитки, контейнер с миксерным оборудованием и насосами) | шт. | 1 |
| 10 | Отрезная электрическая машинка | шт. | 2 |
| 11 | Комплект слесарных инструментов | шт. | 1 |
| 12 | Измерительный инструмент (рулетка, штангельциркуль и т.п.) | - | - |

## 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В результате проведенной работы была рассмотрена нормативно-техническая документация в области промысловых трубопроводов; проведен обзор литературы и анализ методов борьбы с внутренней коррозией

Было проведено исследование причин возникновения ручейковой коррозии на [redacted] месторождениях. По итогам анализа были сделаны выводы о механо-электрохимическом характере протекания процесса, что согласуется с результатами исследований по данной проблеме, которые были проанализированы в первой части работы.

Была выполнена оценка методов борьбы с внутренней коррозией нефтепроводов с учетом условий эксплуатации [redacted] месторождения. По итогам оценки было рекомендовано в качестве наиболее эффективного метода для борьбы с внутренней коррозией трубопроводов использовать технологию санации.

В расчетно-экспериментальной части работы был проведен расчет отбраковочной толщины стенки трубопровода диаметром 325 мм для давления 6,3 Мпа. Отбраковочная толщина составила: $\delta_{отб.}$ = 5 мм**.** Затем была проведена оценка НДС корродированного трубопровода для разных случаев, максимальные эквивалентные напряжения превысили пердел текучести стали 13ХФА при достижении остаточной толщины стенки 5 мм, что показало правомерность применяемой модели для оценки НДС корродированного трубопровода. Используя проверенную модель, было проведено численное моделирование методом конечных элементов (МКЭ) для корродированного трубопровода с покрытием на разных видах дефектов по типу ручейковой коррозии. Наблюдалось снижение напряжений, что позволяет сделать вывод о повышении надежности конструкции после введения полимерного рукава.

Также в рамках эксперимента проведенного в коллаборации со специалистами ООО «Норд Империал» был осуществлен анализ воздействия перекачиваемой среды на полиэтиленовый образец аналогичный материалу применяемого покрытия. По результатам экспертизы были сделаны выводы о высокой коррозионной стойкости материала.

В итоговой части работы была произведена оценка экономической эффективности от применения покрытия. Расчет проводился для возможной аварийной ситуации, сопровождаемой остановкой куста на одни сутки. Результаты расчета показали, что потенциальные потери могут достигать высоких значений (порядка 113 млн. руб.), что свидетельствует о целесообразности трат на создание надежной коррозионно-стойкой конструкции путем введения полимерного внутреннего покрытия.

# 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

## 6.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяется для стратегического планирования, он позволяет провести оценку проекта, выявив его слабые и сильные стороны. Анализ проводился для оценки эффективности санации как метода защиты от коррозии промысловых трубопроводов. В таблице 6.1 представлены результаты анализа по данному методу.

Таблица 6.1 – Матрица SWOT

| | **Сильные стороны** | **Слабые стороны** |
|---|---|---|
| **Внутренняя среда** | Повышение надежности трубопроводов | Сложность проведения работ |
| | Продление срока эксплуатации трубопроводов | Более высокая стоимость в сравнении с традиционными методами ремонта |
| **Внешняя среда** | **Возможности** | **Угрозы** |
| | Широкий диапазон изменения параметров технологии | Риски связанные с некачественным проведением работ, сводящие на нет эффект применения |
| | Возможность подбора требуемых параметров технологии с учетом опыта применения | |
| | Повсеместное внедрение, разработка рекомендаций в соответствии с различными условиями с учетом практики | Недостаточное нормативно-техническое обеспечение технологии в нефтегазовой отрасли |

## 6.2 Проведение оценки готовности проекта к коммерциализации

Проект должен быть оценен с точки зрения готовности к коммерциализации. Также проводится определение уровня собственных знаний.

В таблице 6.2 приведены показатели степени проработки проекта.

Таблица 6.2 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

| № п/п | Наименование | Степень проработанности научного проекта | Уровень имеющихся знаний у разработчика |
|---|---|---|---|
| 1 | Определение имеющегося научно-технического задела | 4 | 4 |
| 2 | Определение перспективных направлений коммерциализации научно-технического задела | 5 | 4 |
| 3 | Определение отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке | 5 | 3 |
| 4 | Определение товарной формы научно-технического задела для представления на рынок | 5 | 3 |
| 5 | Определены авторы и осуществлена охрана их прав | 4 | 3 |
| 6 | Проведение оценки стоимости интеллектуальной собственности | 4 | 4 |
| 7 | Проведение маркетинговых исследований рынков сбыта | 2 | 2 |
| 8 | Разработка бизнес-плана коммерциализации научной разработки | 2 | 2 |
| 9 | Определение путей продвижения научной разработки на рынок | 3 | 3 |
| 10 | Разработка стратегии (формы) реализации научной разработки | 3 | 3 |
| 11 | Проработка вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок | 3 | 3 |
| 12 | Проработка вопросов использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот | 4 | 4 |
| 13 | Проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки | 3 | 3 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 14 | Наличие команды для коммерциализации научной разработки | 4 | 4 |
| 15 | Проработка механизмов реализации научного проекта | 3 | 4 |
| | ИТОГО БАЛЛОВ | 54 | 49 |

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$Б_{сум} = \sum Б_i \,, \qquad ()$$

где $Б_{сум}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

$Б_i$ – балл по $i$-му показателю.

По значению $Б_{сум}$ можно сделать выводы о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Показатель степени проработанности научного проекта составляет 54, показатель средней эффективности работы. Знаний разработчика достаточно для успешного продвижения и коммерциализации проекта. Показатель уровня имеющихся знаний у разработчика – 49, что говорит о перспективности выше среднего.

На основе вышесказанного можно сделать вывод о необходимости проработки вопросов использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Также последующими задачами является исследование вопросов финансирования научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Задачи выхода на зарубежный рынок и интернационального сотрудничества не ставятся.

### 6.3 План проекта

Перед организацией проведения работ по проекту необходимо составить график производства работ. Наиболее распространённым вариантом предоставления информации по грфику проведения работ является диаграмма Ганта – ленточный график, наглядно отображающий этапы, число занятых работников и количество дней. Ниже представлен график проведения работ по санации трубопровода методом термоотверждаемого рукава для 100 п.м.

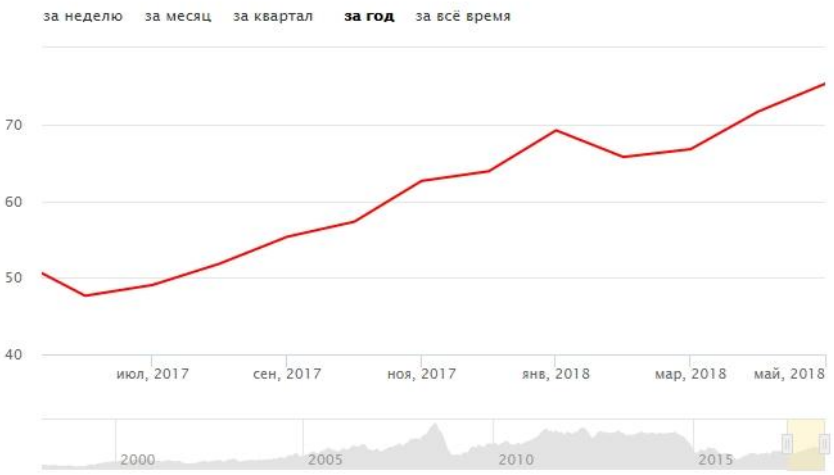
| Вид работ | ерсон ал. | Дни | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1-й | 2-й | 3-й | 4-й | 5-й | 6-й | 7-й | 8-й | 9-й | 10-й |
| Подготовка площадки строительства, устройство временной дороги и установка временных сооружений | | | | | | | | | | | |
| Доставка необходимых материалов, оборудования и механизмов | | | | | | | | | | | |
| Установка заглушек на трубопроводах | | | | | | | | | | | |
| Прокладка байпасной линии при необходимости | | | | | | | | | | | |
| Контрольная прочистка ремонтируемого участка | | | | | | | | | | | |
| Проведение контрольной телеинспекции трубопровода | | | | | | | | | | | |
| Пропитка рукава клеевым составом | | | | | | | | | | | |
| Заправка рукава в трубопровод и его распрямление до плотного прилегания к стенкам трубы | | | | | | | | | | | |
| Полимеризация рукава | | | | | | | | | | | |
| Охлаждение рукава, откачка воды, обрезка выпусков в колодцах | | | | | | | | | | | |
| Контрольное телеметрическое обследование просанированного участка | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж заглушек и байпасных линий | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж стройбазы, восстановление нарушенной территории | | | | | | | | | | | |

Рисунок 6.1 – Ленточный график производства работ

## 6.4 Потери компании в результате остановки добычи

Согласно различным данным на долю коррозии среди отказов приходится порядка 90%. При этом 70% относится к внутренней коррозии. При обнаружении утечки нефти при возникновении порывов вследствие коррозионных повреждений трубопровода необходима остановка перекачки нефтепродукта. Таким образом, можно утверждать, внутренняя коррозия промысловых трубопроводов может являться причиной больших убытков компании. С целью оценки возможных убытков вследствие коррозионного повреждения предлагается осуществить расчет потерь от остановки куста на сутки.

На сегодняшний день наблюдается устойчивый рост цен на нефть. По последним данным на мировом рынке цена за 1 баррель нефти марки Brent составляет приблизительно 77 долларов. На рисунке 6.1 представлен график изменения цен на нефть за последний год [49].




За последние 10 дней

| Дата | Курс | Изменение |
|---|---|---|
| 11.05.18 | 77,02 | -0,56% ↓ |
| 10.05.18 | 77,45 | 1,84% ↑ |
| 08.05.18 | 76,05 | 0,64% ↑ |
| 07.05.18 | 75,57 | 0,81% ↑ |
| 04.05.18 | 74,96 | 1,72% ↑ |
| 03.05.18 | 73,69 | 0,85% ↑ |
| 02.05.18 | 73,07 | -2,04% ↓ |
| 30.04.18 | 74,59 | 1,48% ↑ |
| 28.04.18 | 73,50 | -0,14% ↓ |
| 27.04.18 | 73,60 | -1,53% ↓ |

Рисунок 6.2 – Динамика изменения цен на нефть марки Brent за последний год

На момент проведения расчетов (13.05.2018) курс доллара составлял 61,9 российских рублей.

Для дальнейших расчетов было принято осредненное значение суточного дебита одного из кустов за последний месяц. На основании сведений полученных от специалистов компании средний дебит одного из кустов можно принять равным 3700 $м^3$/сут.

Учитывая приведенную информацию был проведен расчет согласно формуле (1):

$$S = K \times C \times V, \qquad (1)$$

где S- суммарные потери компании от суточной остановки добычи;

K- курс доллара (руб);

C- стоимость барреля нефти (руб);

V- объем добычи за сутки ($м^3$/ сут).

Принятой единицей объема нефти для торговли на мировых площадках является «баррель». 1 баррель= 158,97 литрам. Следовательно, необходимо перевести добычу куста в литры, а затем в баррель, получаем:

$$V = V_{\partial} \times 1000 = 3700000 \text{ л.} \quad (2)$$

$$V = V_{\partial} / V_{б} , \quad (3)$$

где $V_{\partial}$ - объем добычи куста за сутки ($м^3$/ сутки);

$V_{б}$ - объем барреля (литр).

$$V_{\partial} = 3700000 / 158{,}99 = 23721 \text{ баррель.} \quad (4)$$

Тогда, суточная остановка куста будет составлять:

S=77x61,9x23721=113061402 руб.= 113060 тыс. руб.

Таким образом, по результатам расчетов было показано, что коррозионные дефекты могут привести к значительным убыткам компании, а именно 113060 тыс. руб. На основании чего можно сделать вывод, что осуществление мер по предотвращению аварийных ситуаций может привести к экономии значительных средств компании.

**6.5 Расчет затрат на установку муфты П2**

В зависимости от того или иного типа дефекта применяются различные методы ремонта. В качестве примера был рассмотрен случай устранения аварии, вызванной коррозионным повреждением, путем установки ремонтной конструкции муфты П2.

Устранение, осуществлялось в течении двух дней:

-первый день – задействовано 4 человека; затраченное время – 11 часов,

-второй день – задействовано 5 человек; затраченное время – 8,5 часов.

В таблице 6.3 и 6.4 приведены данные фонда оплаты труда и страховых отчислений на каждого сотрудника (ИТР, слесари, сварщики) за период проведения работ.

Таблица 6.3 – ФОТ за 1 рабочий день

| ФОТ | | | Вахтовая надбавка |
|---|---|---|---|
| **ч** | руб/ч | руб | |
| 11 | 601 | 6 615 | 350 |
| 11 | 505 | 5 560 | 350 |
| 11 | 402 | 4 420 | 350 |
| 11 | 502 | 5 530 | 350 |

Таблица 6.4 – ФОТ за 2 рабочий день

| ФОТ | | | Вахтовая надбавка |
|---|---|---|---|
| ч | руб/ч | руб | |
| 8,5 | 601,25 | 5 110 | 270,45 |
| 8,5 | 502,53 | 4 270 | 270,45 |
| 8,5 | 402,06 | 3 420 | 270,45 |
| 8,5 | 502,53 | 4 270 | 270,45 |
| 8,5 | 405,33 | 3 445 | 270,45 |

Таблица 6.5- Страховые отчисления за 1 рабочий день

| Страховые взносы | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Годовая з/п | Пенсионный фонд | ФФОМС | ФСС | Страховые отчисления за год | % страховых отчислений | Сумма страховых отчислений |
| 1 184 452,97 | 240 965,30 | 60 407,10 | 23 635,00 | 325 007,40 | 27% | 1 910 |
| 995 382,25 | 218 984,10 | 50 764,49 | 23 635,00 | 293 383,59 | 29% | 1 740 |
| 792 065,69 | 174 254,45 | 40 395,35 | 22 969,90 | 237 619,71 | 30% | 1 430 |
| 989 976,54 | 217 794,84 | 50 488,80 | 23 635,00 | 291 918,64 | 29% | 1 730 |

Таблица 6.6- Страховые отчисления за 2 рабочий день

| Страховые взносы | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Годовая з/п | Пенсионный фонд | ФФОМС | ФСС | Страховые отчисления за год | % страховых отчислений | Сумма страховых отчислений |
| 1 184 452,97 | 240 965,30 | 60 407,10 | 23 635,00 | 325 007,40 | 27% | 1 480 |
| 989 976,54 | 217 794,84 | 50 488,80 | 23 635,00 | 291 918,64 | 29% | 1 340 |
| 792 065,69 | 174 254,45 | 40 395,35 | 22 969,90 | 237 619,71 | 30% | 1 110 |
| 989 976,54 | 217 794,84 | 50 488,80 | 23 635,00 | 291 918,64 | 29% | 1 340 |
| 798 506,42 | 175 671,41 | 40 723,83 | 23 156,69 | 239 551,93 | 30% | 1 115 |

Помимо затрат на оплату труда для произведения ремонтных работ по установке муфты П2 необходимо также учесть затраты на материально-техническое обеспечение. В частности, была учтена работу техники: колесный вездеход, грузовой автомобиль Камаз с АНРВ. Данные по затратам на эксплуатацию техники сведены в таблицу 6.7 и 6.8.

Также был произведен расчет стоимости материалов, затрачиваемых осуществление ремонта. Данные по материалам представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.7- Затраты на технику за 1 рабочий день

| Марка автомобиля | Машиночасы | | | Пробег | | | Встроенное оборудование | | | Всего, руб |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ч | руб/ч | руб | км | руб/км | руб | ч | руб/ч | руб | |
| Трэкол | 11 | 708 | 7 790 | 200 | 14,13 | 2 826 | - | - | - | 10 620 |
| Урал АНРВ | 11/7 | 1107 | 12 178 | 115 | 26,91 | 2 864 | 7 | 341 | 2389 | 17 400 |

Таблица 6.8- Затраты на технику за 2 рабочий день

| Марка автомобиля | Машиночасы | | | Пробег | | | Встроенное оборудование | | | Всего, руб |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ч | руб/ч | руб | км | руб/км | руб | ч | руб/ч | руб | |
| Трэкол | 8,5 | 708 | 6 023,44 | 172 | 14,13 | 2 430 | - | - | - | 8 450 |
| Урал АНРВ | 8,5 | 1107 | 9 410,86 | 190 | 26,91 | 5 112 | 7 | 341 | 2389 | 16 920 |

Таблица 6.9- Затраты на материалы установки муфты П2

| № п/п | Наименование материала | Количество | Цена | Сумма, руб. |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Электрод с покрытием основного вида LB-52U – 3, кг | 5 | 100 | 500 |
| 2 | Перчатки Uvex Compact NB27H 989, пар | 4 | 90 | 360 |
| 3 | Электрод с покрытием основного вида LB-52U – 4, кг | 15 | 90 | 1 350 |
| 4 | Рацион питания индивидуальный боевой ИРП-Б, шт | 20 | 520 | 10 410 |
| 5 | Диск шлифовальный D=230 мм, шт. | 8 | 30 | 240 |
| 6 | Диск отрезной D=230 мм, шт. | 2 | 30 | 60 |
| 7 | Муфта (П2) 530х14-К52-09Г2С, шт. | 1 | 29 500 | 29 500 |
| | | | Итого | 42 420 |

В совокупности, для устранения дефекта путем установки муфты П2 было выделено 4 основные статьи затрат:

1) ФОТ;
2) страховые отчисления;
3) затраты на технику;
4) затраты на материалы.

На основании полученных данных был проведен расчет суммарных затрат по итогам работ:

Таблица 6.10- Суммарные затраты на производстве работ по устранению дефекта

| п/п | Наименование статьи затрат | д. изм. | Сумма |
|---|---|---|---|
| | ФОТ сотрудников | уб. | 42 640 |
| | Страховые взносы | уб. | 11 300 |
| | Использование материалов | уб. | 42 420 |
| | Использование транспорта и спецтехники | уб. | 53 400 |
| | Итого затраты на устранение дефекта, без НДС | уб. | 150 000 |

По итогам расчетов было получено, что авария, вызванная коррозионным повреждением трубопровода, может повлечь за собой следующие затраты:

-потери прибыли от остановки куста на сутки: 113060 тыс. руб.

-затраты на устранение дефекта: 150 тыс. руб.

Суммарные затраты составили 113 210 тыс. руб.

**Вывод:**

На основании проведенных расчетов можно сделать справедливый вывод о том, что технология санации трубопровода, которая позволит предотвратить подобные ситуации, является экономически-выгодной.

# 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Нефтепроводы могут быть причиной повышенной опасности для здоровья человека. Основа ведения работ – безопасное ведение технологического процесса и исключение этих рисков.

В данном разделе проводится анализ, который включает в себя оценку наличия и влияния опасных и вредных факторов, которые характерны для эксплуатации нефтепроводов, технологий и оборудования на объекте. Также рассматриваются действия при чрезвычайных ситуациях.

## 7.1 Производственная безопасность

Для нефтепромысловых объектов могут быть выделены следующие опасные факторы: *вероятность возникновения пожара, поражение электрическим током, поражение движущимися механизмами.*

К числу вредных факторов могут быть отнесены: *повышенный уровень шума, повышенный уровень вибрации на рабочем месте, загазованность воздуха.*

### 7.1.1 Анализ вредных производственных факторов рассматриваемого объекта

**Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Степень освещенности влияет на работоспособность человека, здоровье глаз, психоэмоциональное состояние.

Освещение, как правило, может быть разделено на искусственное и естественное.

Рабочие места на месторождении при эксплуатации нефтесборных трубопроводов при отсутствии естественного освещения оснащаются искусственным освещением. Все помещения и участки открытых пространств, предназначенные для работы и движения транспорта должны иметь искусственное освещение. Раздельное управление освещением требуется в случае помещений с наличием разных условий освещения [49].

Освещение должно соответствовать приведенным ниже требованиям.

Таблица 7.1- нормы освещенности [49]

| Рабочее место | Норма освещенности, лк |
|---|---|
| Площадка для производства работ : | На 1000м$^2$: |
| земляных | 0,5...0,8 |
| бетонных и железобетонный | 1...1,2 |
| каменных | 0,6...0,8 |
| монтажных сборных конструкций | 2,4 |
| Открытые склады | 0,8...1,2 на 1000м$^2$ |
| | На 100 м$^2$: |
| Конторы | 1...1,5 |
| Столовые | 0,8...1 |
| Бетоно– и растворосмесительные узлы | 0,5 |
| Арматурные мастерские | 1,3 |
| Механические мастерские | 1,3 |
| Внутрипостроечные дороги | 2,5 на 1 км |
| Охранное освещение | 1,5 на 1 км |

ZDANIJA.RU

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости

освещения и отсутствие резких теней. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности.

На производственных помещениях компании ООО «Норд Империал» используются стационарные осветительные приборы, а также предусматривается аварийное освещение. При освещении площадок производства работ на открытой местности используются переносные осветительные приборы.

Вывод: рабочее место, не зависимо от места проведения работ освещено согласно требованиям [49].

**Превышение уровня шума.**

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Влияние производственного шума на человека представлена в таблице 7.2

Таблица 7.2- Влияние производственного шума

| Влияние производственного шума на человека | |
|---|---|
| Уровень шума | Влияние на самочувствие, при длительном воздействии |
| 0-40 дБ | Нормальное состояние |
| 40-80 дБ | Звон в ушах, психологический дискомфорт |
| 80-120 дБ | Головная боль, временные нарушения слуха |
| 120-160 | Головокружение, травмирование ушных перепонок |
| Свыше 160 дБ | Контузия, смерть |

При эксплуатации нефтесборных коллекторов на месторождении возникают производственные шумы.

Источником производственного шума на объекте является эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Если изменение технологического процесса и оборудования оказывается невозможным, необходимо прибегать к звукоизоляции и

звукопоглощению. При этом предотвращение распространения шума и вибрации от источников их образования должно предусматриваться при проектировании цехов и производственных помещений с шумными процессами. Так же источником производственных шумов является эксплуатации машин и механизмов, необходимых. Для устранения воздействия применяются следующие методы:

- замена или модернизация оборудования для исключения шумоопасных источников или снижения интенсивности шумов от них;

-установка эффективных глушителей;

- применение эффективной звукоизоляции, кожухов;

- утверждение специальных мест для парковки, остановки и ремонта машин вдали от мест производственных помещений и мест отдыха.

Уровень общего шума не должен превышать 30 дБ согласно СаНПиН 2.24.3359-16.

Вывод: меры, применяемые для защиты персонала от воздействия производственных шумов, сводят уровень шумов и их воздействия к минимуму.

**Превышения уровня вибрации**

Вибрацией называется механическое колебательное движение, заключающееся в перемещении тела как целого. Вибрация, в отличие от звука, не распространяется в виде волн сжатия/разряжения, а передается только при механическом контакте одного тела с другим.

Контроль вибрации должен осуществляться:

-на рабочих местах в процессе производства для оценки вибрационной безопасности труда;

-при контроле качества машин и технического состояния эксплуатируемых машин и оборудования для оценки их вибробезопасности.

При контроле вибрации должен быть определен показатель превышения вибрационной нагрузки на оператора. Санитарные нормы одночисловых показателей

вибрационной нагрузки на оператора для длительности смены 8 ч приведены в таблице 7.3 [50].

Таблица 7.3- Санитарные нормы уровня вибрации

| Вид вибрации | Категория вибрации по санитарным нормам | Направление действия | Нормативные, корректированные по частоте и эквивалентные корректированные значения | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | виброускорения | | виброскорости | |
| | | | м×с$^{-2}$ | дБ | м×с$^{-2}$×10$^{-2}$ | дБ |
| Локальная | - | $X_л$, $Y_л$, $Z_л$ | 2,0 | 126 | 2,0 | 112 |
| Общая | 1 | $Z_0$ | 0,56 | 115 | 1,1 | 107 |
| | | $Y_0$, $X_0$ | 0,4 | 112 | 3,2 | 116 |
| | 2 | $Z_0$, $Y_0$, $X_0$ | 0,28 | 109 | 0,56 | 101 |
| | 3 тип «а» | $Z_0$, $Y_0$, $X_0$ | 0,1 | 100 | 0,2 | 92 |
| | 3 тип «в» | $Z_0$, $Y_0$, $X_0$ | 0,014 | 83 | 0,028 | 75 |

Воздействие разного уровня вибрации представлены в таблице 7.4

Таблица 7.4- Влияние вибрации на организм человека

| Амплитуда колебаний вибрации, мм | Частота вибрации, Гц | Результат воздействия |
|---|---|---|
| До 0,015 | Различная | Не влияет на организм |
| 0,016—0,050 | 40—50 | Нервное возбуждение с депрессией |
| 0,051—0,100 | 40—50 | Изменение в центральной нервной системе, сердце и органах слуха |
| 0,101—0,300 | 50—150 | Возможно заболевание |
| 0,101—0,300 | 150—250 | Вызывает виброболезнь |

При эксплуатации нефтесборных коллекторов на месторождении возникает два вида вибрации:

1. технологический;
2. транспортный.

Источниками технологической вибраций являются насосы, применяемые для транспортировки нефти, подачи воды в систему поддержания пластового давления (ППД). Для уменьшения уровня вибрации используются фундаменты под оборудование, которые делаются заглубленными и изолируются изолирующими вибрацию материалами. Для уменьшения вибрации кожухов, ограждений и других деталей, выполненных из стальных листов, на них наносят слой резин, пластиков, битума, вибропоглощающих мастик, которые рассеивают энергию колебаний.

Источниками транспортной вибрации являются эксплуатация самоходных и прицепных машин и транспортных средств при их движении. Для уменьшения влияния вибрации применяют индивидуальные средства защиты. Для защиты рук от воздействия локальной вибрации применяют рукавицы или перчатки следующих видов: со специальными виброзащитными упруго-демпфирующими вкладышами, полностью изготовленные из виброзащитного материала (литьем, формованием), а также виброзащитные прокладки или пластины, которые снабжены креплениями к руке. Для защиты от вибрации, передаваемой человеку через ноги, необходимо использовать обувь на толстой резиновой или войлочной подошве. При защите от вибраций важную роль играет рациональное планирование режима труда и отдыха. Суммарное время воздействия вибрации не должно превышать 2/3 продолжительности рабочей смены. Необходимо устраивать перерывы для активного отдыха, проводить физиопрофилактические процедуры, производственную гимнастику [15].

Вывод: работы, связанные с высоким уровнем вибрации, производятся в соответствующими государственными стандартами. Уровень вибрации на рабочем месте не выходит за рамки допустимых значений. Для защиты персонала предусмотрено применение индивидуальные средства зашиты.

**Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

При эксплуатации и ремонте нефтесборных коллекторов на месторождении возникает опасность выхода газа из оборудования и трубопровода, что может привести к отравлению рабочих [51].

Перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором АНТ–2М проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице 6.5. Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, в случае необходимости - обеспечить принудительную вентиляцию.

Таблица 6.5- Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

| Вещества | Предельно допустимая концентрация, мг/м$^3$ |
|---|---|
| Бензин – растворитель (в пересчете на углерод) | 300 |
| Керосин (в пересчете на углерод) | 300 |
| Сероводород в смеси с углеводородами $C_1 – C_5$ | 3 |
| Углеводороды $C_1 – C_{10}$ | 300 |
| Стирол | 5 |
| Переоксид метилэтилкетона | 5 |
| Аэросил | 1 |
| Дибутилфталат | 0,5 |
| Метилэтилкетон | 0,2 |
| Диметиланилин | 0,003 |
| Переоксид изопропилбензола | 0,02 |
| Ненасыщенная полиэфирная смола | 6 |
| Хлористый бензол | 0,005 |
| Амиловый спирт | 0,002 |

Вывод: для безопасного ведения работ необходимо определить предельно-допустимую концентрацию (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, при их наличии применять средства индивидуальной защиты (СИЗ).

### 7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

**Движущиеся машины и механизмы**

Во время эксплуатации и ремонта системы нефтесборных коллекторов возможно поражение движущимися машинами и механизмами. Происходит из-за недостатков в содержании рабочего места, отсутствия ограждений движущихся частей оборудования, применение опасных приемов труда. Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов обеспечиваются согласно следующим нормативным документам:

Данные мероприятия проводятся согласно следующим нормативным документам: отраслевые инструкции по безопасности труда трубопроводчика линейного ИОТ-1-22, машинистов крана автомобильного ОИТ-1-13, машинистов цементировочного агрегата ЦА-320, водителей гусеничной техники ОИТ-1-27, электрогазосварщиков (газорезчиков) ИОТ-1-14 и другого персонала который участвует в ремонтных работах.

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- согласно ГОСТ 12.4.026- 76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» вывешиваются инструкции, и плакаты по техники безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- наглядная проверка на механические повреждения;
- проведение инструктажей по технике безопасности;

- при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;

- использование средств индивидуальной защиты (каска, предохранительные пояса, резиновые перчатки, кирзовые сапоги, резиновые сапоги, рукавицы брезентовые, защитные очки и т.д.).

Вывод: для сведения поражения движущимися машинами и механизмами к минимуму необходимо производить комплекс работ, направленных на ведение безопасного технологического процесса.

**Электрический ток**

Источниками поражения от электрического тока при эксплуатации системы нефтесборных коллекторов на месторождении являются электрические привода на запорной арматуре трубопровода, использование переносных удлинителей для подачи питания на инструмент и механизмы.

Поражение электрическим током- возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

-проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), "Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2001 г.

-обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

-применение блокировочных устройств;

-применение защитного заземления буровой установки;

-применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

-допускать к работе специально обученных лиц, имеющих соответствующую группу по электробезопасности.

Вывод: степень риска поражения электрическим током сведен к минимуму, при соблюдении всех норм и правил, при работе с электричеством.

**Пожароопасность**

Пожароопасность- возможность возникновения и развитии пожара. На нефтесборных коллекторах месторождения возникновения пожара связано с перекачкой легко- воспламеняющейся жидкостью.

Каждый работник обязан в установленном порядке и времени проходить инструктаж по пожарной безопасности. Так же работник раз в год обязан проходить обучение и получать удостоверение о пожарно-техническом минимуме.

При проведение огневых и газоопасных работ, работники обязаны производить свои действия соблюдая технику пожарной и промышленной безопасности [18][19].

При проведение огневых работ, запрещены какие – либо другие работы вблизи нефтепровода, проезд техники запрещен. Перед проведение опасных работ необходимо получить наряд – допуск, на выполнение соответствующих работ. По окончанию мероприятий место проведения работ приводят в порядок, снимают сигнальные ленты, приводят в порядок инструмент, снимают предупреждающие знаки.

## 7.2 Экологическая безопасность

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, установленные СНиП 3.01.01-85 гл. 10, СНиП III-42-80* ВСН 012-88 гл. 9.

Настоящим проектом предусмотрены следующие технические и технологические решения для уменьшения воздействия на окружающую среду при выполнении работ и последующей эксплуатации нефтепровода:

- приняты минимально необходимые размеры траншеи;
- усиленное антикоррозийное покрытие трубопровода;
- сбор и вывоз промышленных и бытовых отходов с места, согласованные с СЭС.

На всех этапах работ следует выполнять мероприятия предотвращающие:

- развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- изменение естественного поверхностного стока;
- загорание естественной растительности;
- захламление территории строительными и другими отходами;
- разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла, мойку автомобилей в не установленных местах.

Подрядная организация, выполняющая работы, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли, определенной проектом.

Проведение ремонтных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом, запрещается.

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ необходимо снять в осенний период и переместить во временные отвалы для последующего восстановления.

Снятие, перемещение, хранение и обратное нанесение плодородного слоя почвы должны выполняться методами, исключающими перемещение его с минеральным грунтом, а также потерю при перемещении.

Не допускается использование плодородного слоя почвы для устройства присыпки и засыпки трубопровода. Детальная проработка мероприятий природоохранного характера выполняется ППР.

### 7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и

здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

В настоящее время существуют два основных направления минимизации вероятности возникновения и последствий ЧС на нефтесборных коллекторах месторождения:

1.заключается в разработке технических и организационных мероприятий, уменьшающих вероятность реализации поражающего потенциала;

2.Второе направление заключается в подготовке объектов и обслуживающего персонала.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефтегазопроявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы).

### 7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы, государственные стандарты, руководящие документы:

– *РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;*
– *РД 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».*

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03
- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

- Закон о пожарной безопасности №б9-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

-Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008

## Список используемой литературы


1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», - М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013

2. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов, - М.: ТПТЭР, 1994

3. ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов очистка полости и испытание, - М.: Миннефтегазстрой, 1989

4. СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов, - М.: АО ВНИИСТ¸ 1998

5. ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть II, - М.: Миннефтегазстрой, 1989.

6. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Гумеров А.Г. Промысловые трубопроводы и оборудование. – М: «Недра», 2004.

7. Абдуллин И.Г. и др. Механизм канавочного разрушения нижней образующей нефтесборных коллекторов / Нефтяное хозяйство – 1984. - № 3. – С. 51 – 53

8. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В., Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности. – Уфа: Гилем, 1997. – 177 с.

9. Мустафин Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии в 2 томах, - СПб.: Недра, 2005

10. S. Santhana Prabha and others, Corrosion problems in petroleum industry and their solution, European Chemical Bulletin, 2014, 3(3), 300- 307

11. Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Богатенков Ю.В. Проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов и хранилищ. – М: Инфа-Инженерия, 2006

12. Чухарева Н.В., Абрамова Р.Н., Л. М. Болсуновская, Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции, - методические указания, Издательство НИ ТПУ, Томск, 2009

13. РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений, - М.: ВНИИСПТнефть, 1987

14. Бушковский А.Л., Малышев С.А., Хисматулин Р.Я. Технико-экономическое обоснование выбора толщины стенки и материала труб для строительства, ремонта и реконструкции промысловых трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 90–93.

15. Лаптев А.Б., Навалихин Г.П. Повышение безопасности эксплуатации промысловых нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 48–52.

16. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Недра, 2004. – 700 с.

17. Киченко С.Б., Киченко А.Б. К вопросу об оценке комплексной эффективности ингибиторов коррозии // Практика противокоррозионной защиты. – 2005. – № 3. – С. 24–28.

18. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изм. и доп., вступ. в силу с 25.03.2017)

19. Тимонин В.А. Технико-экономические аспекты проблемы коррозии // Антикор–Гальваносервис: Труды Междунар. научно-практ. конф. – М., 2007.– С. 54–57.

20. Ягубов Э.З. Композиционно-волокнистая труба нефтегазового назначения // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 55–57.

21. Поподько Д.В., Оценка безопасной эксплуатации оболочек с «канавочным износом» методом конечных элементов, диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, УГНТУ, Уфа 2004

22. РД 01.120.00-КТН-228-06 «Магистральный нефтепроводный транспорт. Термины и определения», ОАО «АК «Транснефть», 2006

23. Алексеев А.В. Разработка бестраншейной технологии восстановления изношенных трубопроводов установкой внутренней оболочки, диссертация на соискание ученой степени к.т.н., Уфа, 2013

24. Бекбаулиева А.А. Совершенствование методов и технических средств защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии, диссертация на соискание ученой степени кандидата наук, Уфа 2010

25. Мукатдисов Н.И. и др., методы борьбы с коррозией и преимущества ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования, Вестник КНИТУ, 2014

26. Бархатов А.Ф., Федин Д.В., Вазим А.А., Расчет эффективности внедрения внутритрубной очистки и ингибирования для промысловых трубопроводов, Известия Томского политехнического университета. 2010. Т. 317. № 6

27. Киченко С.Б., Киченко А.Б. К вопросу об оценке комплексной эффективности ингибиторов коррозии // Практика противокоррозионной защиты. – 2005. – № 3. – С. 24–28.

28. Султанмагомедов С.М. Обеспечение долговечности и безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов, подверженных канавочному износу. -Уфа.: УГНТУ, 2002. 224 с.

29. Гуров Сергей Анатольевич Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения ингибиторной защиты, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, УГНТУ, Уфа, 2003

30. Сафонов Е.Н., Низамов К.Р., Гребенькова Г.Л. Эффективность применения противокоррозионных покрытий на объектах ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С. 71–74.

31. В.М. Айдуганов. Футерованные полиэтиленом трубы производства ОАО «Первоуральский новотрубный завод» и опыт их применения в нефтедобывающей промышленности // Нефтегазовая вертикаль. – 2003. – №12.

32. В.И. Горнштейн, В.М. Айдуганов, О.В. Рабинзон, И.Г. Кашлаков, Л.И. Волкова, С.Л. Чахеев. Стальные трубы, футерованные полиэтиленом, для нефтегазодобывающей промышленности. 1-ый Трубный конгресс г. Екатеринбург, 2004 г.

33. Агапчев В.И., Виноградов Д.А. Металлопластовые трубы – перспектива транспорта нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. – 2005. - №2. – С. 106-107
34. Пермяков Н.Г., Агапчев В.И. Применение пластмассовых труб на нефтепромыслах // Нефтяное хозяйство. – 1995. - №9. – С. 18-20
35. Абдуллин И.Г. Повышение долговечности напряженных нефтегазовых трубопроводов в условиях воздействия грунтовых и транспортируемых активных сред. Дис. докт. техн. наук: 05.15.07. -Уфа. 1989
36. Гимадутдинов А.Р. Разработка метода повышения долговечности трубопровода в специальном исполнении, диссертация на соискание ученой степени к.т.н., Тюмень, 2005
37. Г.Л. Гребенькова*1*, Е.Н. Сафонов*2*, Р.Р. Терегулов*2*, В.И. Агапчев, анализ работоспособности коррозионностойких Трубопроводов, – Нефтегазовое дело – 2004
38. Храменков С. В., Примин О. Г., Орлов В. А. Бестраншейные методы восстановления трубопроводных и водоотводящих сетей / ИИЦ «ТИМР». М., 2000. 180 с.
39. Орлов В.А. / Бестраншейная реконструкция и техническое обслуживание трубопроводных и водоотводящих сетей (учебное пособие) // Издательство МГСУ.- 1998.
40. Примин О.Г., Храменков С.В., Орлов В.А. / Опыт бестраншейного восстановления городских трубопроводных и водоотводящих сетей //Издательство Прима-Пресс-М, Проекты развития инфраструктуры города, серия Инженерные системы и оптимизация водопользования, выпуск 2. 2002. с. 42-50
41. Храменков С.В., Примин О.Г., Орлов В.А., Отставнов А.А. Регламент использования полиэтиленовых труб для реконструкции сетей водоснабжения и водоотведения. М. : Миклош, 2007. 129 с.
42. Байков И.Р., Кузнецова М.И., Китаев С.В., Колотилов Ю.В. Повышение работоспособности нефтепромысловых трубопроводов методом санации полимерными материалами // Все материалы. Энциклопедический справочник. 2016. №7. С.39-44.

43. В.А. Орлов, С.П. Зоткин, К.Е. Хренов, И.С. Дежина, И.О. Богомолова Защитные покрытия как фактор обеспечения прочностных и гидравлических показателей восстанавливаемых трубопроводов, – Вестник МГСУ – 2015
44. Хренов К.Е., Разработка мероприятий по обеспечению энергосбережения на трубопроводных сетях, восстанавливаемых внутренними защитными покрытиями, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, МГСУ. – 2016
45. Давыденко О.В. Повышение эффективности и надежности бестраншейного восстановления трубопроводов с применением торовых приводов, диссертация на соискание ученой степени к.т.н., Волгоград, 2013
46. П.В. Бурков, С.П. Буркова, Компьютерное моделирование технологий в нефтегазовом деле, учебное пособие, Издательство НИ ТПУ, 2012
47. А.В. Рудаченко, А.Л. Саруев, Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов, Издательство НИ ТПУ, 2011
48. ГОСТ 27.002-2015 надежность в технике (ССНТ). Термины и определения, - М.: ВНИИМАШ,2005
49. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
50. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования
51. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества классификация и общие требования безопасности.
52. Химические факторы производственной среды. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03
53. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
54. ГОСТ 12.4.002-97 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.
55. РД 34.03.301-95 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

**Приложение А**

Раздел 3

**The efficiency evaluation of the relining using for the corrosion protection**

Студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| 2БМ6А | Миллер Олег Юрьевич | | |

Консультант кафедры_____(аббревиатура кафедры)_____:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Брусник О.В. | к.п.н. | | |

Консультант – лингвист кафедры_____(аббревиатура кафедры)_____:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Коротченко Т.В. | к.ф.н. | | |

# 3 STRESS-STRAIN STATE ANALYSIS OF DOUBLE-LAYER PIPELINE

## 3.1 Stress-strain state calculation of corroded pipeline

According to Popodko [21] different types of flow inducted corrosion can be allocated: circle-shaped, oval-shaped and dowel-shaped. Profiles of these types are shown in figures 3.1 – 3.3, respectively.

Shape of corrosion cracks influences stress-strain distribution.

For further calculations it was decided to carry out modeling of damaged section with different types of damages to provide an evaluation of its stress-strain state for each case. The purpose of calculations at the first stage is to get clearer figure of the damaging processes. Projection and modeling is carried out using software product ANSYS: Workbench.

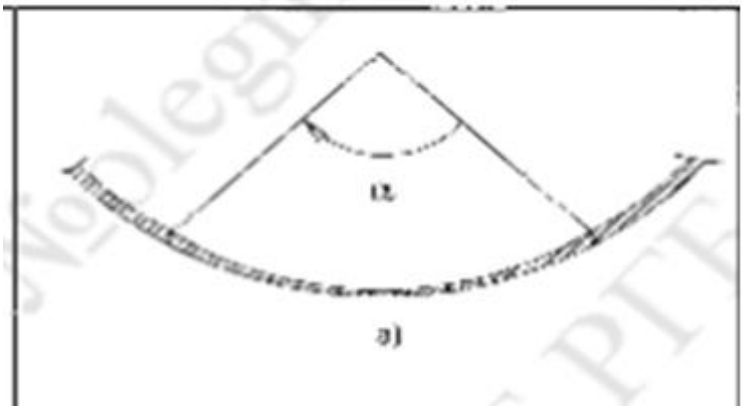


Figure 3.1 – Sickle-shaped corrosion

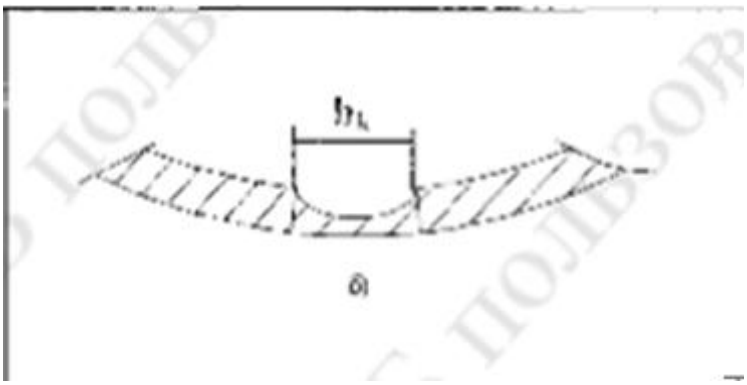


Figure 3.2 – Oval-shaped corrosion

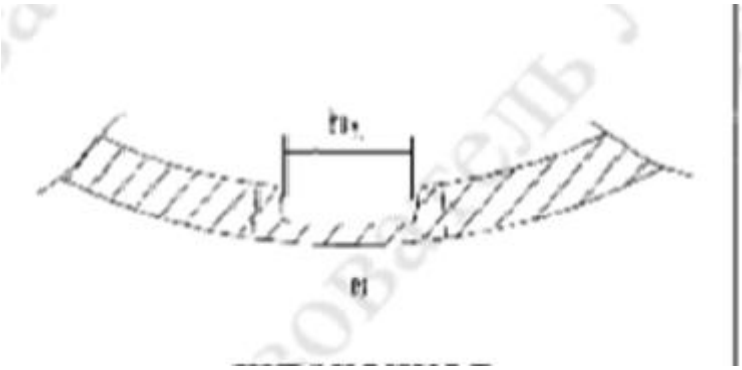


Figure 3.3 – Dowel-shaped corrosion

### 3.1.1 Damaged pipeline model

A section of the corroded pipeline was considered. The main parameters of pipeline sections were as follows:

-internal pressure P = 6,3 MPa;

-grade of steel 13ХФА (Russian)

-internal diameter $D_{in}$ = 300 mm;

-wall thickness t = 12 mm;

- section length L = 2000 mm (2 m).

Geometry of defects depends on the type of corrosion (depth, width, shape).

Considering recommendations of Popodko, [21] geometry of three corrosion types is shown in figures 3.1 – 3.3.

Figures 3.4 – 3.6 present the process of plotting the geometry of dowel-shaped, sickle-shaped and oval-shaped corrosion, respectively. For geometry plotting, CAD-system of ANSYS is used.

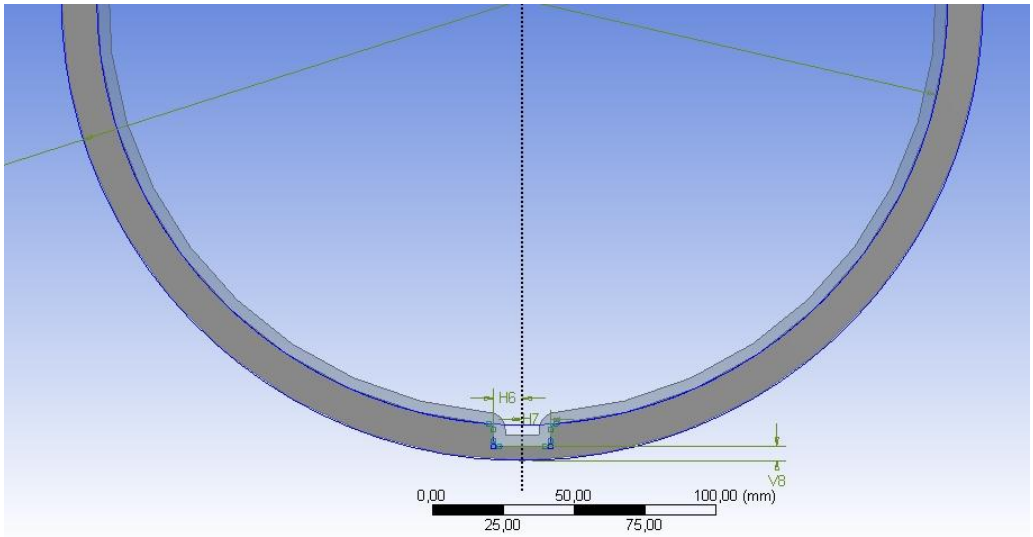



Figure 3.4 – Geometry of dowel-shaped corrosion

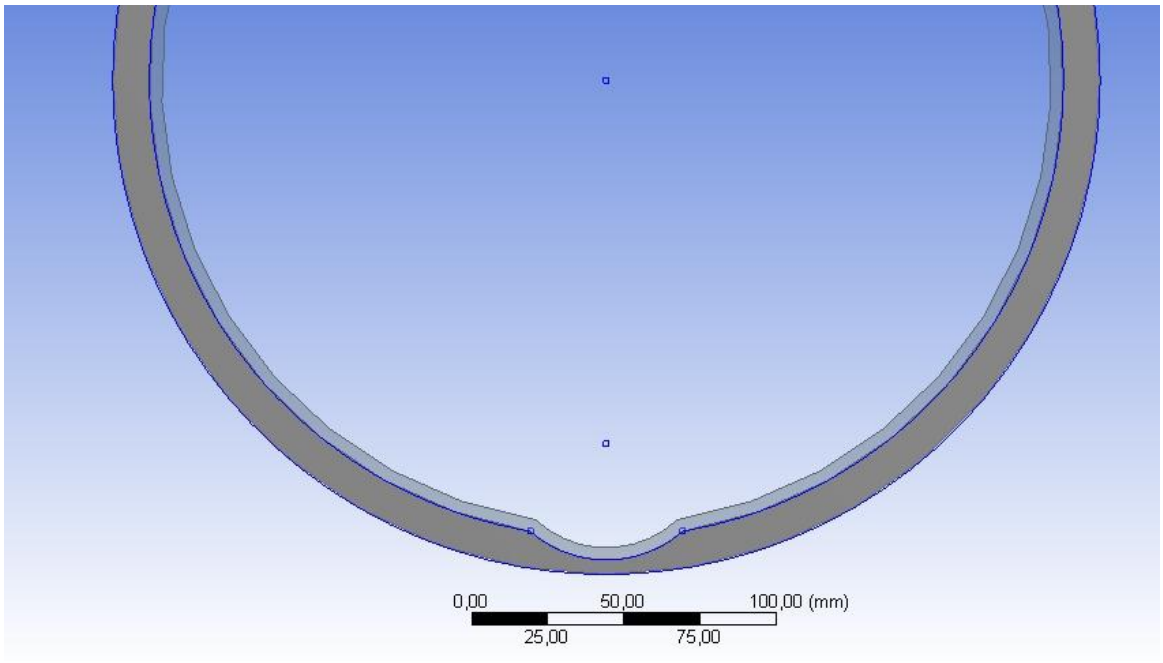



Figure 3.5 – Geometry of sickle-shaped corrosion

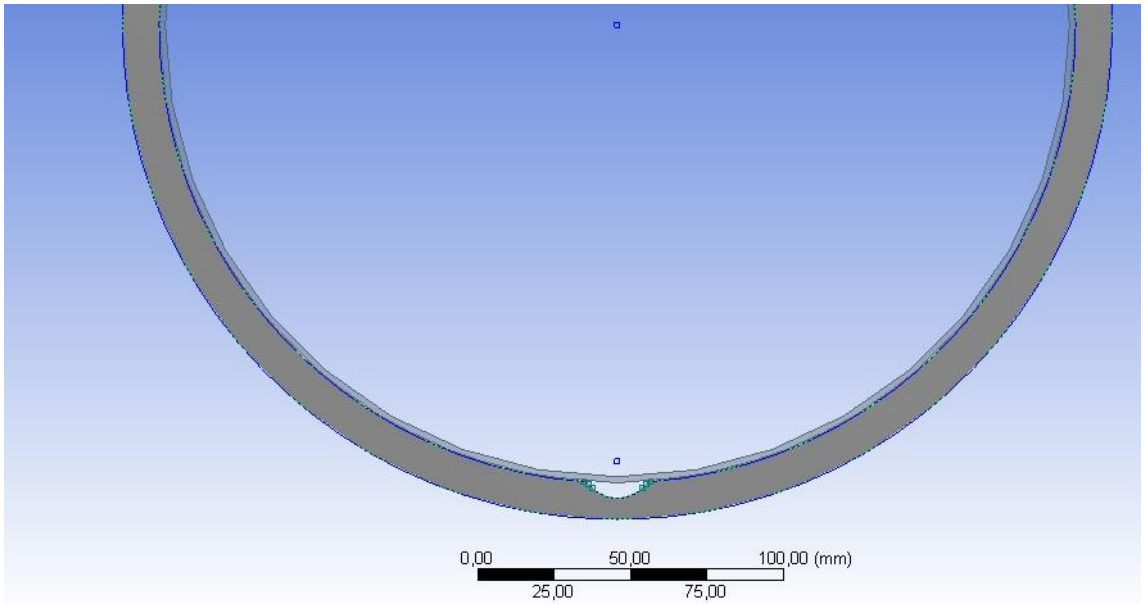



Figure 3.6 – Geometry of oval-shaped corrosion

Solid bodies were obtained using operation “extrude”. At the same time, the internal coating of the defected section was also modeled and suppressed for postponing until the next stage of calculations.

### 3.1.2 Finite element method

Finite element method was developed in the middle of the last century for solving the tasks of industrial mechanics and the theory of elasticity. Later, it was analyzed by mathematicians to check its convergence and clarity. To date, this method is used in many engineering fields from electrical engineering to mechanical engineering.

Extreme work conditions of modern constructions elements, their difficult shape and large size make it hard to accomplish a real experiment, especially in case of destructive loads.

While carrying out endurance calculations, it is necessary to build strength reliability models of construction elements. The important part of these calculations is the stage of stress-strain state. Analytic and numeric methods are used for these computations. Finite element analysis (FEM) is the numeric method. This method allows taking into account irregular form of object (construction). It should be also mentioned that the level of clarity depends on the degree of idealization.

The main idea of FEM is that any continuous variable (temperature, pressure, etc.) can be approximated by the model consisted of elements (parts). In each element continuous variable is approximated by piecewise continuous function which is built using values of investigating continuous variable in finite amount of points of the considered element. In general, continuous variable is not known beforehand, and it is needed to find values of it in internal points of the area. It is easy to project the discrete model if it is necessary to take an assumption that numeric values of this variable are known in some points of area. After that, the common case can be considered.

The mechanical and mathematical basis of the software package ANSYS (ANSYS Inc.) is finite element method (FEM). FEM is the most common and universal method of the stress-strain state analysis.

### 3.1.2 Developing the finite element model

Credibility of FEM computations depends on many factors including the number of finite elements. Selection of finite elements for modeling was taken using references [46, 47] and recommendations of specialists in the sphere of FEM.

Two groups of finite elements were considered: linear and parabolic shape. The difference between them is the number of nodes: parabolic elements have optional nodes on their edges. It provides better accuracy. Therefore, it was decided to use parabolic elements. The shape of elements is represented in figure 3.7.

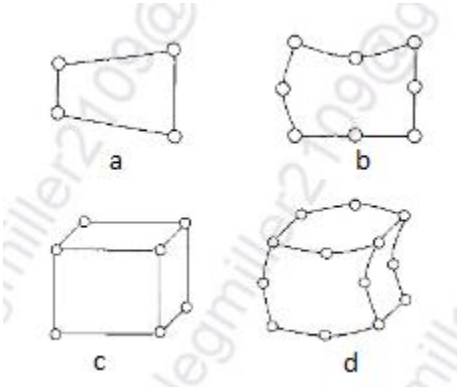



Figure 3.7 – Different types of finite elements:

*a) linear element of the first order; b) parabolic element of the first order;*

*c) linear element of the second order; d) parabolic element of the first order*

According the theory of elasticity, two states of solid bodies are allocated: plain stress and plain strain. Taking into account recommendations of Burkov [46], it was decided that the task of stress-strain state analysis of the damaged pipeline is plain strain task.

One of the most important stages of FEM is plotting the finite elements mesh: dividing whole model into small pieces (finite elements) which are connected between each other in nodes. Taking into account the mentioned information, mesh was plotted. Figure 5 represents the obtained mesh.

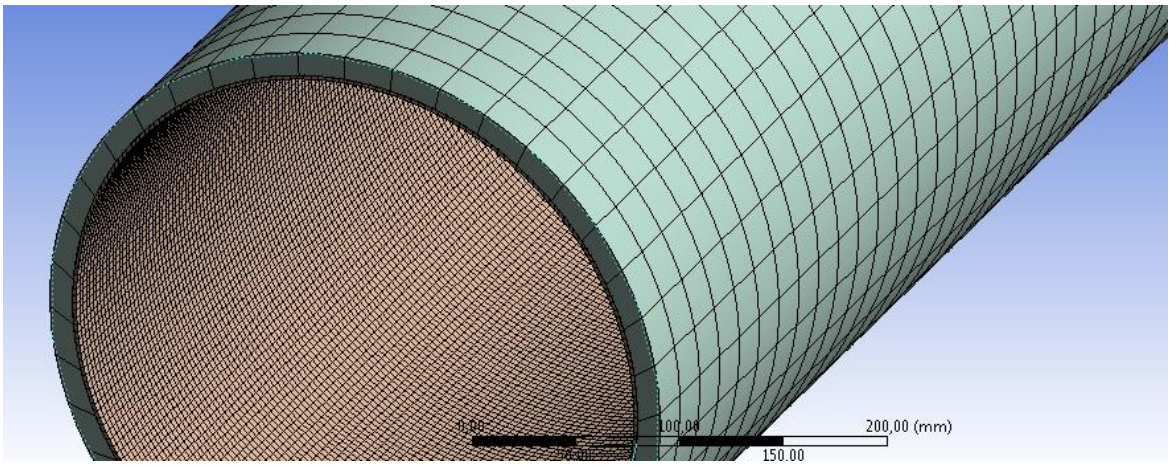



Figure 3.8 – Generated mesh

Another stage of finite element analysis is creating the boundary conditions. For the analysis, the pipe section 2 m in length was fixed by two edges. Also, the internal pressure was 6,3 MPa. The figure illustrating the fixed model with the internal pressure is given below.

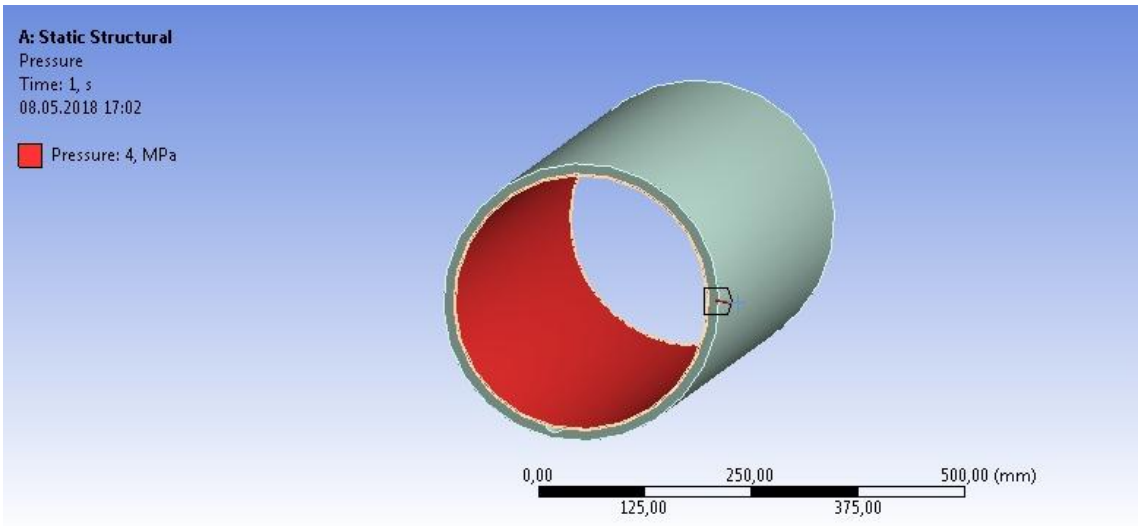
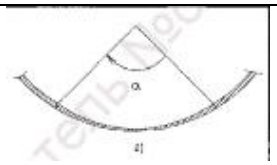
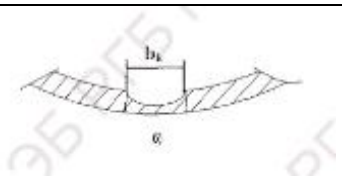
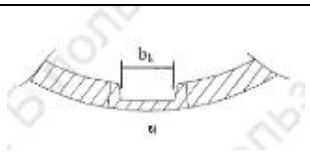



Figure 3.9 – Fixed section of the pipeline with internal pressure

### 3.1.4 Providing the experiment of the damaged pipeline

Using geometry shown in figures 3.4 – 3.6 modeling was provided. During the experiment some parameters of defects were changed to get results of the stress-strain state alternation. The goal of the research was to get the model of stress distribution in defect area. The table of controlled parameters is represented below:

Table 3.1 – Controlled parameters

| Shape of the groove |  Sickle-shaped |  Oval-shaped |  Dowel-shaped |
|---|---|---|---|
| Geometry | | | |
| $t_g$, mm | $b_g$, mm | $b_g$, mm | $b_g$, mm |
| 4; 4,5; 5; 6; 7; 8 | 50; 75; 100 | 20; 30 | 20 |

where $t_g$, is depth of the corrosion defect;

$b_g$ is width of the corrosion defect (“groove”)

During the experiment, the defect depth varied for different width and shapes. The main goal was to find areas of the highest rate of equivalent stress according to Von

Mises. Comparison with the yield point of steel was carried out to evaluate the extreme defect depth.

The example of calculations is shown in figure 3.10.

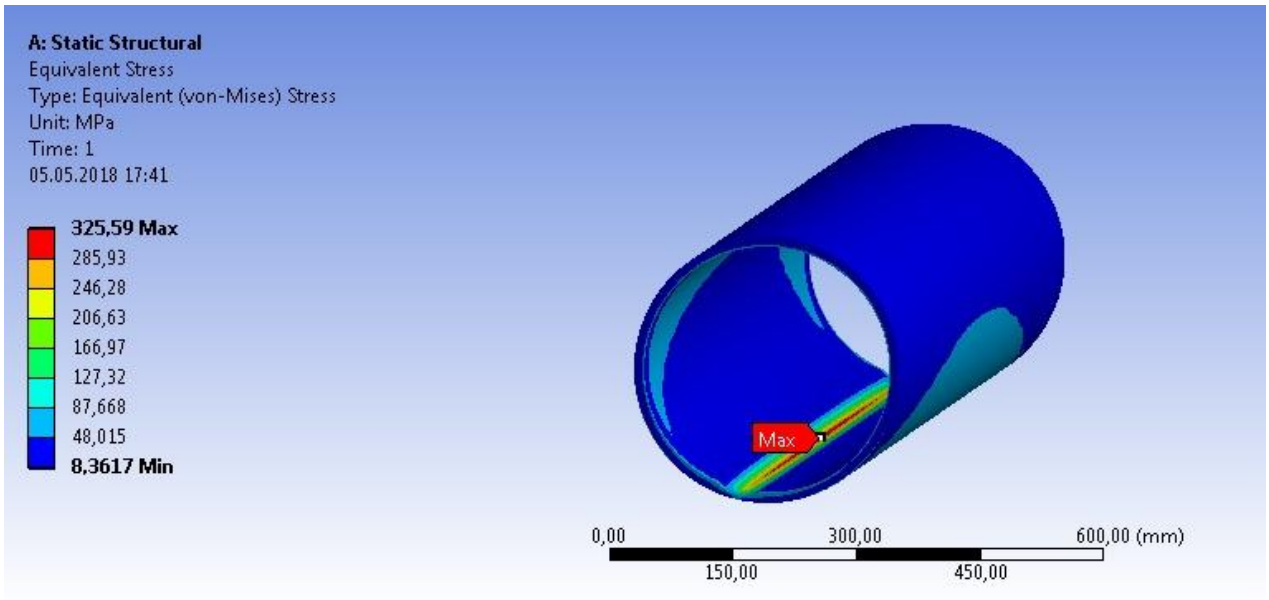
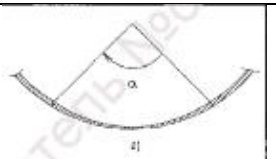
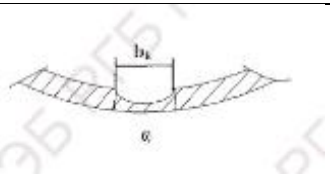
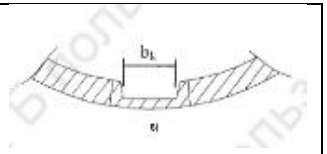



Figure 3.10 – computation results

This figure shows stress distribution in the defect area and the maximum occurred stress. The maximum occurred stress (325 MPa) is less than steel yield point (370 MPa) for grade of steel 13ХФА. Results are obtained for oval-shaped corrosion with depth of 5 mm. Despite the fact that stresses are less than the yield point of steel, it is getting close to critical value, and failure can occur in nearly future.

The same method was used for each type of the corrosion defect. Results are given in table 3.2.

Table 3.2 – Maximum equivalent stress (MPa) for different shapes of corrosion defects under the internal pressure p = 4 MPa

| Shape of the groove |  Sickle-shaped | | |  Oval-shaped | |  Dowel-shaped |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Geometry | $b_g$, mm | | | $b_g$, mm | | $b_g$, mm |
| $t_g$, mm | 50 | 75 | 100 | 20 | 30 | 20 |
| 4 | 424.02 | 399.51 | 348.51 | - | - | - |
| 4,5 | 363.01 | 356.47 | 307.4 | 433.09 | 394.7 | - |
| 5 | 325.59 | 317.18 | 273.6 | 363.69 | 356.36 | 428.91 |
| 6 | 255.82 | 248.88 | 215.74 | 268.08 | 263.03 | 346.83 |
| 7 | 198.35 | 193.27 | 176.14 | 214.7 | 210.15 | 273.46 |
| 8 | 150.66 | 148.98 | 137.57 | 169.52 | 163.13 | 236.81 |

### 3.1.5 Analysis results

Using the obtained data (table 3.2), graphics of dependences were plotted for sickle-shaped, oval-shaped and dowel-shaped, respectively.

**Oval-shaped corrosion defect**

Figure 3.11 illustrates the dependence of maximum equivalent strength on the depth of corrosion defect. Results were collected for oval-shaped defect with different width: 50, 75 and 100 mm. The graph illustrates that the maximum stress value rises with the defect depth increase.

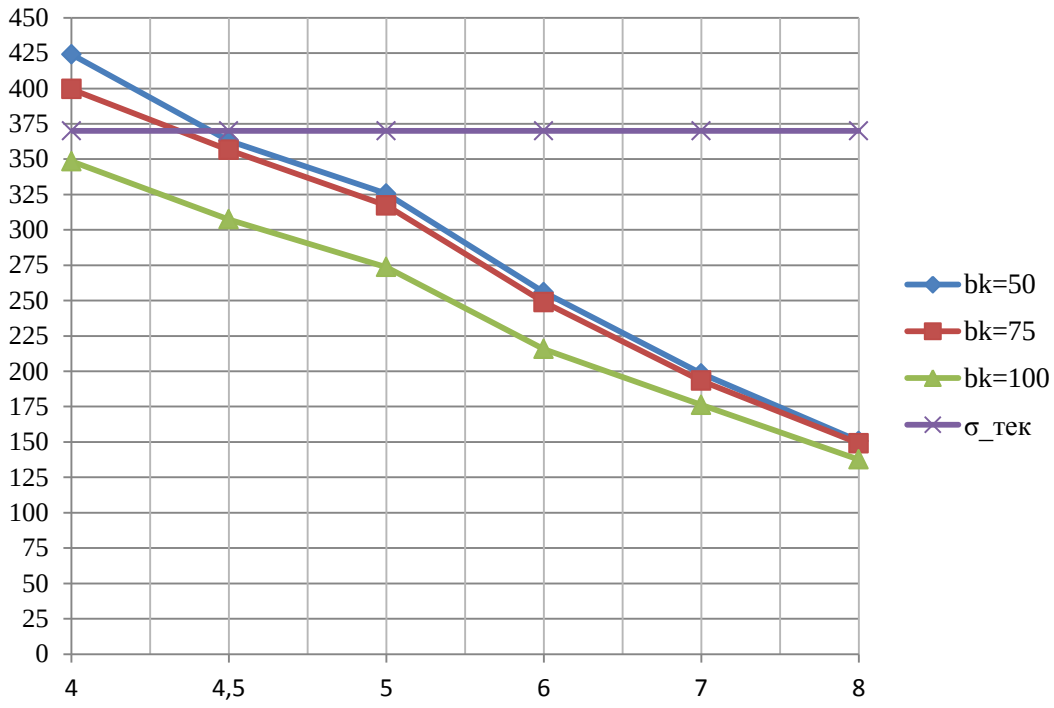



Figure 3.11 – Dependence of maximum equivalent stress on the groove depth

Figure 3.12 demonstrates dependence of maximum equivalent stress on the width of the defect. According to the graph, it can be noticed that with width increase, the values of stress diminish.

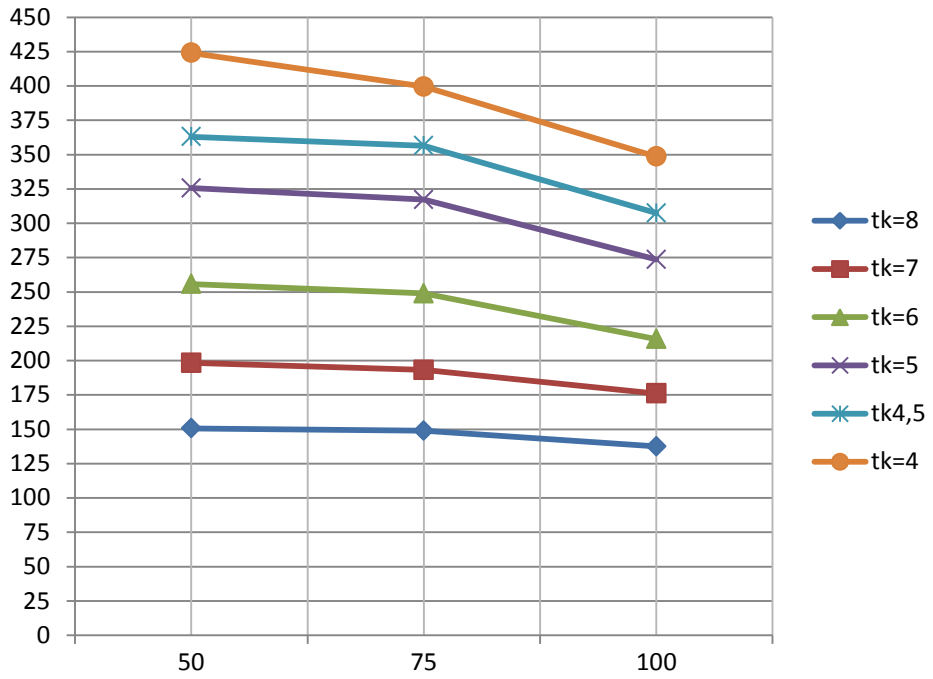



Figure 3.12 – The dependence of maximum equivalent stress on defect width

**Oval-shaped defect**

Same graphs were obtained for the oval-shaped corrosion defect. In this case two values of width were used: 30 and 20 mm. Results are shown in figure 3.13.

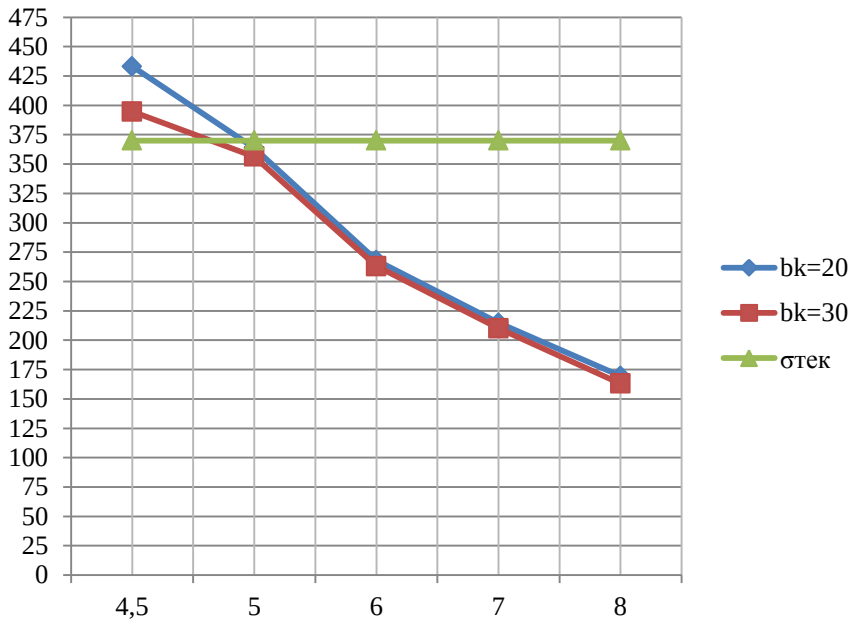



Figure 3.13 – Dependence of maximum equivalent stress on the groove depth

The plot demonstrates that the corroded pipeline is close to its extreme limit state when depth of the defect equals 5 mm. Maximum equivalent stress increases much faster than in sickle-shaped corrosion defect and achieves its limit state in less values of depth.

The dependence of maximum equivalent stress on the defect width is shown in figure 3.14.

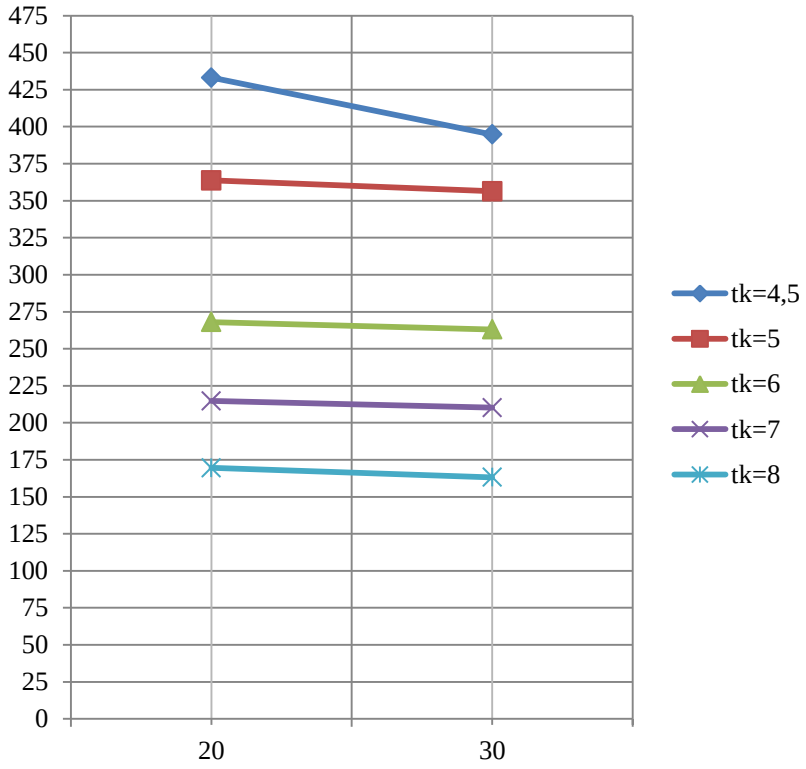



Figure 3.14 – Dependence of maximum equivalent stress on the groove depth

According to this, it can be concluded that the depth of the corrosion defect also strongly influences the stress distribution.

**Dowel-shaped defect**

According to Popodko [21], in this case of the corrosion defect its width has influence on its maximum equivalent stress because of its shape. Taking into account this information, the dependence of stress on the defect depth was plotted for one case. Width was equaled to 20 mm. The results of plotting are shown in the figure below.

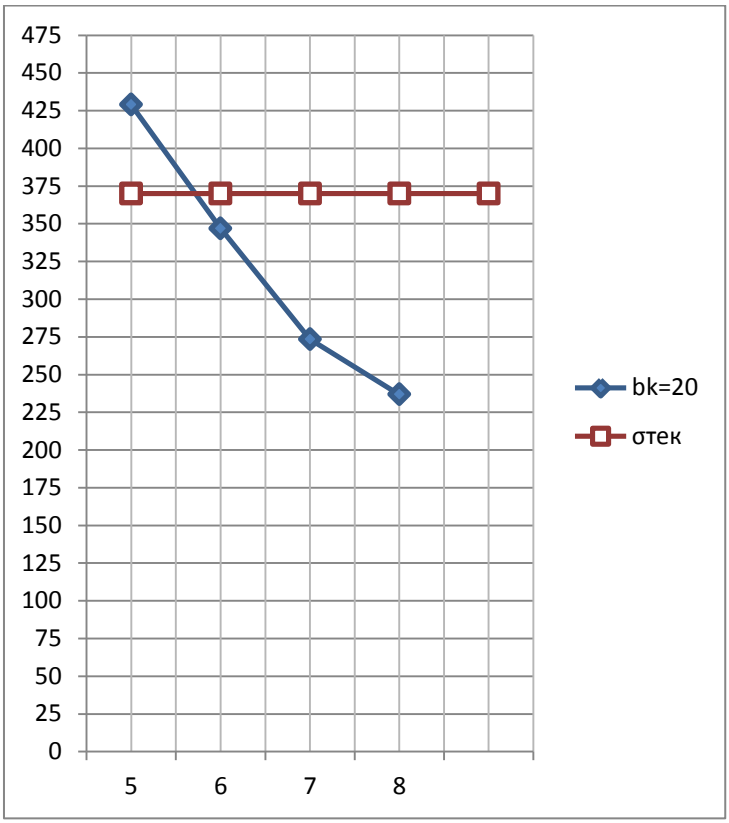



Figure 3.15 – Dependence of maximum equivalent stress on the groove depth

In can be claimed that dowel-shaped corrosion defect has the highest value of stress, and also it has the greatest rate of stress increase. Corroded pipeline approaches its extreme limit state with value of depth being 6 mm.

According to this, it can be stated that this type of the corrosion defect is the most dangerous. The obtained data are correlated with other research [21, 9].

**Stress distribution**

For the purpose of the analysis, it is important to get models of the stress distribution in corroded pipeline with different types of defects.

Stress distribution for sickle-shaped, oval-shaped and dowel-shaped defects is represented in figures 3.16 – 3.18, respectively.

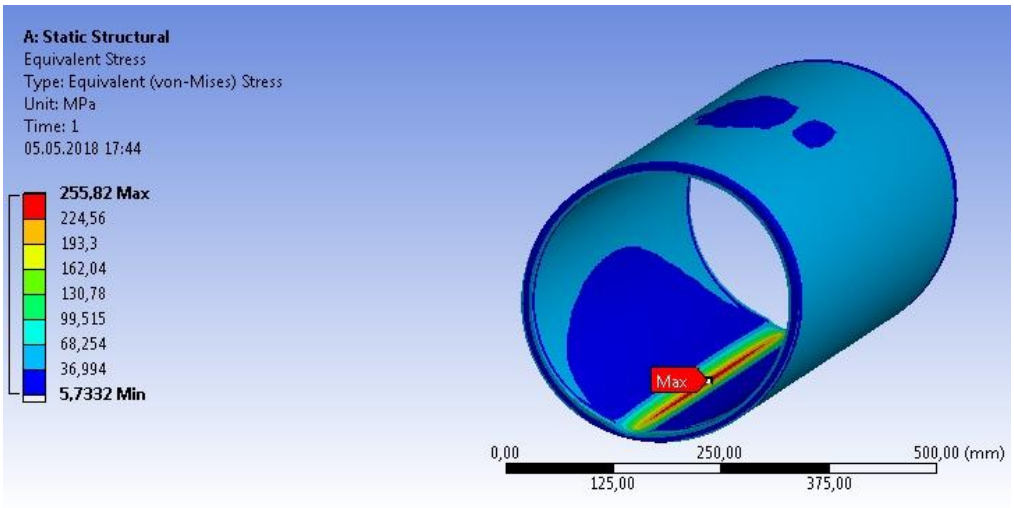



Figure 3.16 – Stress distribution of the corroded pipeline with the sickle-shaped defect

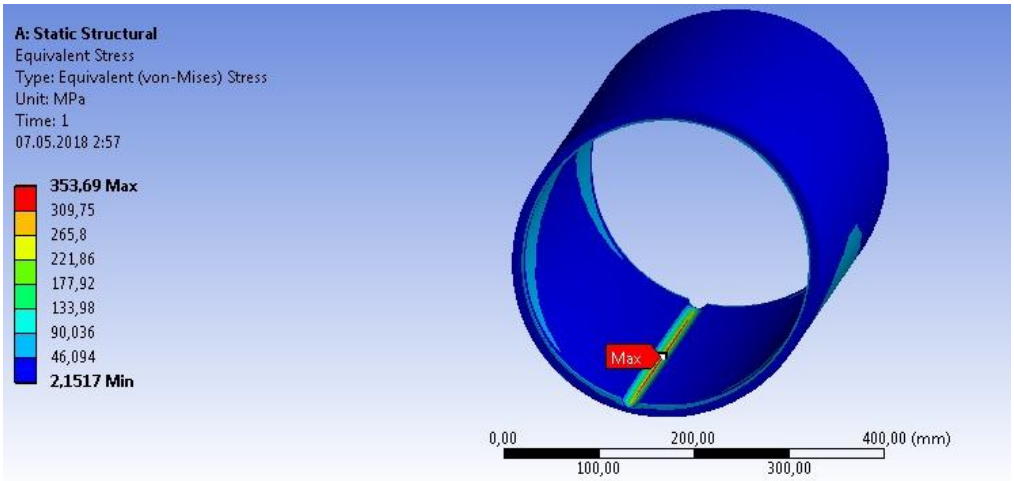



Figure 3.17 – Stress distribution of the corroded pipeline with the oval-shaped defect

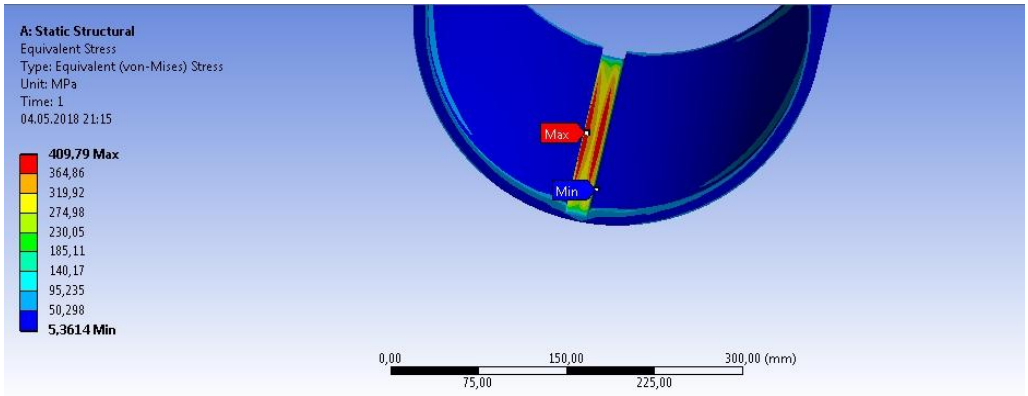



Figure 3.18 – Stress distribution of the corroded pipeline with the dowel-shaped defect

As it is obvious from figures, different types of corrosion defects have different stress distribution depending on the shape of the defect. Thus, sickle-shaped defect (figure 3.16) has wider area with the highest rate of equivalent stress, but at the same time values of stress considerably lower than in oval-shaped case (figure 3.17), although they have similar distribution. In case of dowel-shaped corrosion we see the highest values of stress in two areas close to the edges.

### 3.2 Stress-strain state calculation of the corroded pipeline with the protective layer

The goal of the next stage of calculations is to evaluate stress-strain state for two-layer construction.

#### 3.2.1 Amending the model concerning inner polymer covering

For plotting models with the internal covering, several transformations were taken:

-adding another body with the same shape simulating protective covering (figure 3.19);

-creating contacts between covering and pipe (were created using automatic function);

-changing the shape of the covering for simulation of another case (figure 3.20);

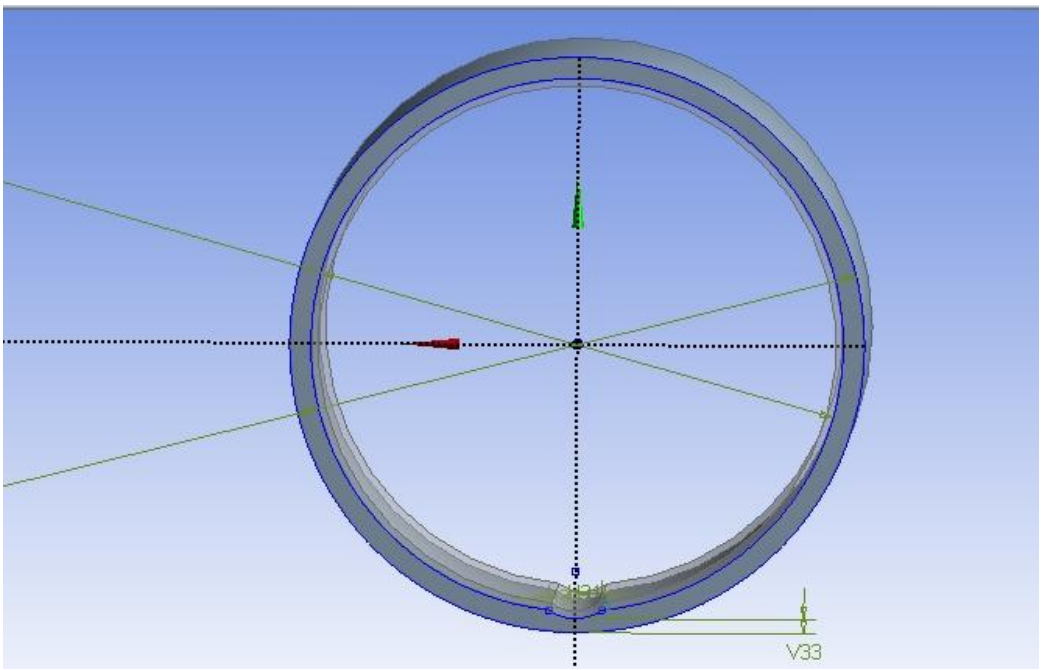



Figure 3.19 – Corroded pipeline with protective layer

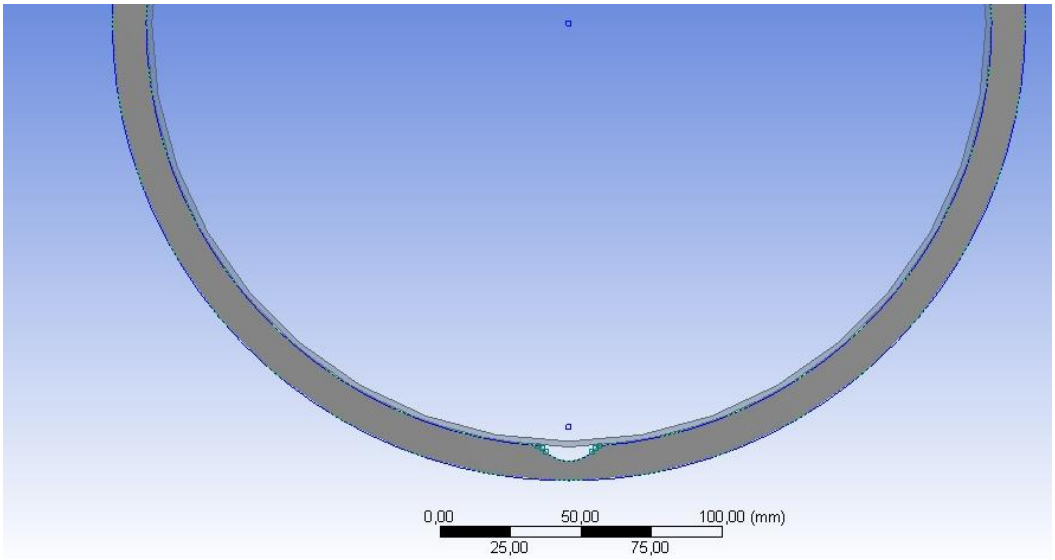



Figure 3.20 – Corroded pipeline with protective layer without full contact

After modifications, experiment was carried out. In this part of work behavior of two-layer construction for three mentioned shapes of defects were considered.

### 3.2.2 Experiment of damaged pipeline with internal protective covering

The procedure of the experiments was the same as in 3.1.4: the dependence of the maximum stress distribution on the depth and the width of the corrosion defect was considered for three cases. Using changed model from 3.2.1, experiments were carried out.

### 3.2.3 Analysis results

First of all, influence on stress distribution was evaluated. For this purpose, oval-shaped defect with width of 20 mm was considered. Three experiments were conducted:

-stress-strain analysis of the corroded pipeline without covering for different defect depth;

-stress-strain analysis of the corroded pipeline with covering Scotchkote 169B for different defect depth; covering thickness was equaled to 3 mm;

- stress-strain analysis of the corroded pipeline with covering CIPP for different defect depths;

Results of experiments are represented in figure 3.21.

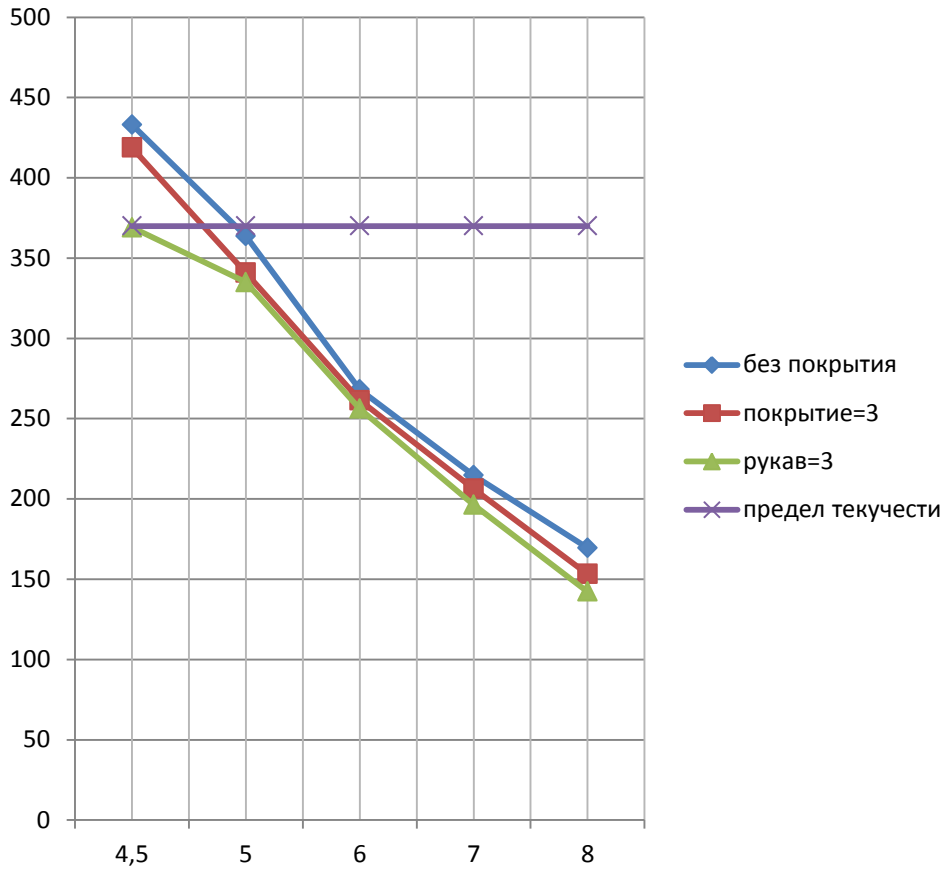



Figure 3.21 – Stress-strain analysis for three cases

This plot illustrates stress distribution in the damaged pipeline in comparison with two other cases: with covering Scotchkote 169HB and CIPP. Based on the obtained model of the stress distribution, it can be concluded that the presence of covering decreases maximum stress appearing in the pipeline. Thus, internal protective covering increases reliability of the pipeline.

Based on the obtained information and previous research, it was decided to choose CIPP for the following calculations. Graphs of the maximum equivalent stress distributions were plotted. Results are represented in figures 3.22 – 3.24.

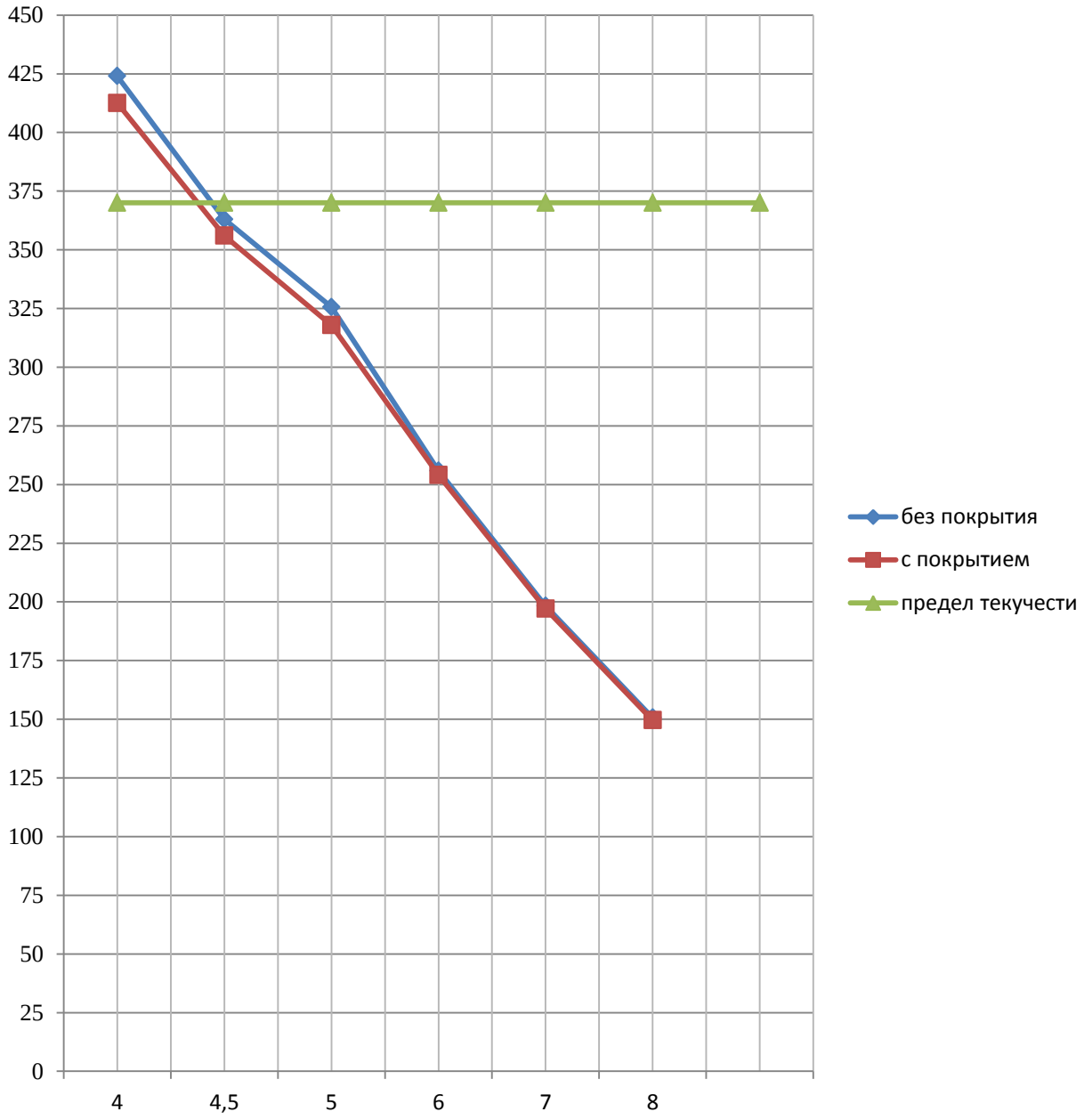



Figure 3.22 – Stress-strain distribution for sickle-shaped defect with (red) and without (blue) covering

The plot indicates that for the sickle-shaped defect protective layer has small influence on maximum stress distribution.

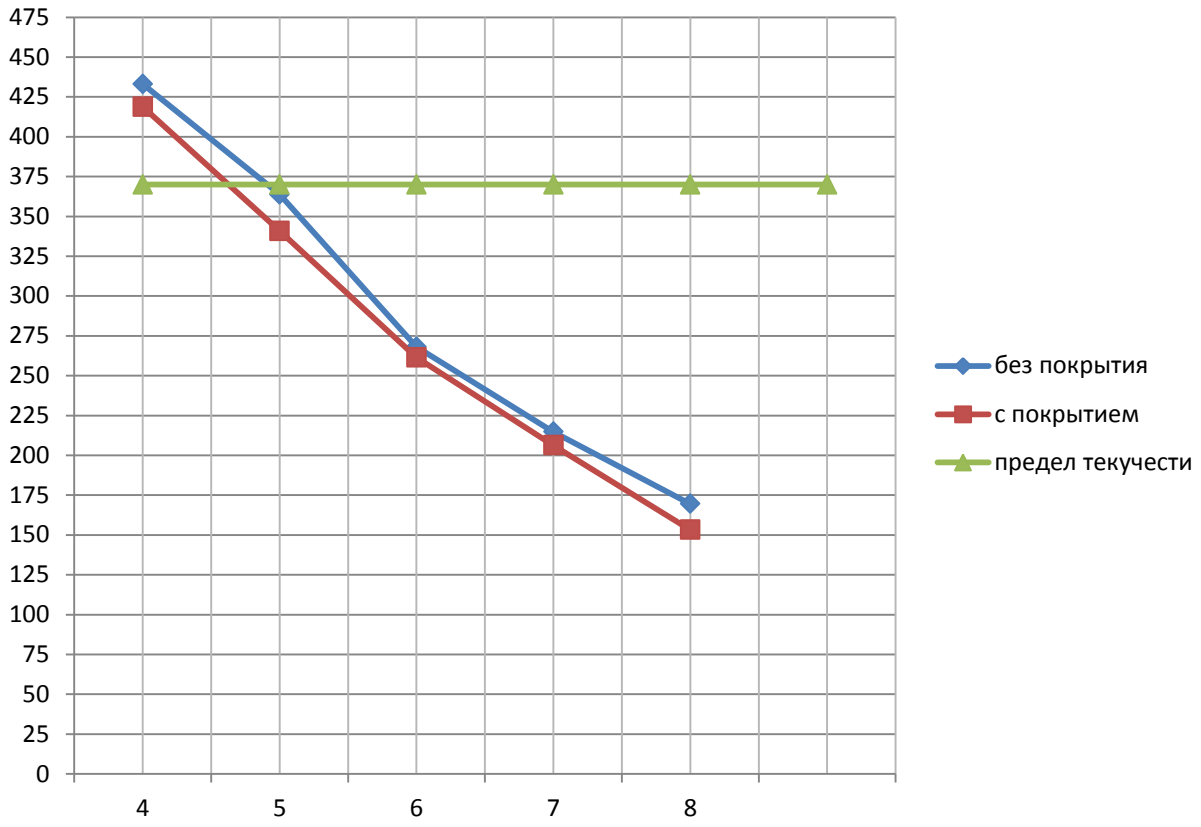



Figure 3.23 – Stress-strain distribution for oval-shaped defect with (red) and without (blue) covering

The plot indicates that for the oval-shaped defect protective layer has higher influence on maximum stress distribution than for sickle-shaped case.

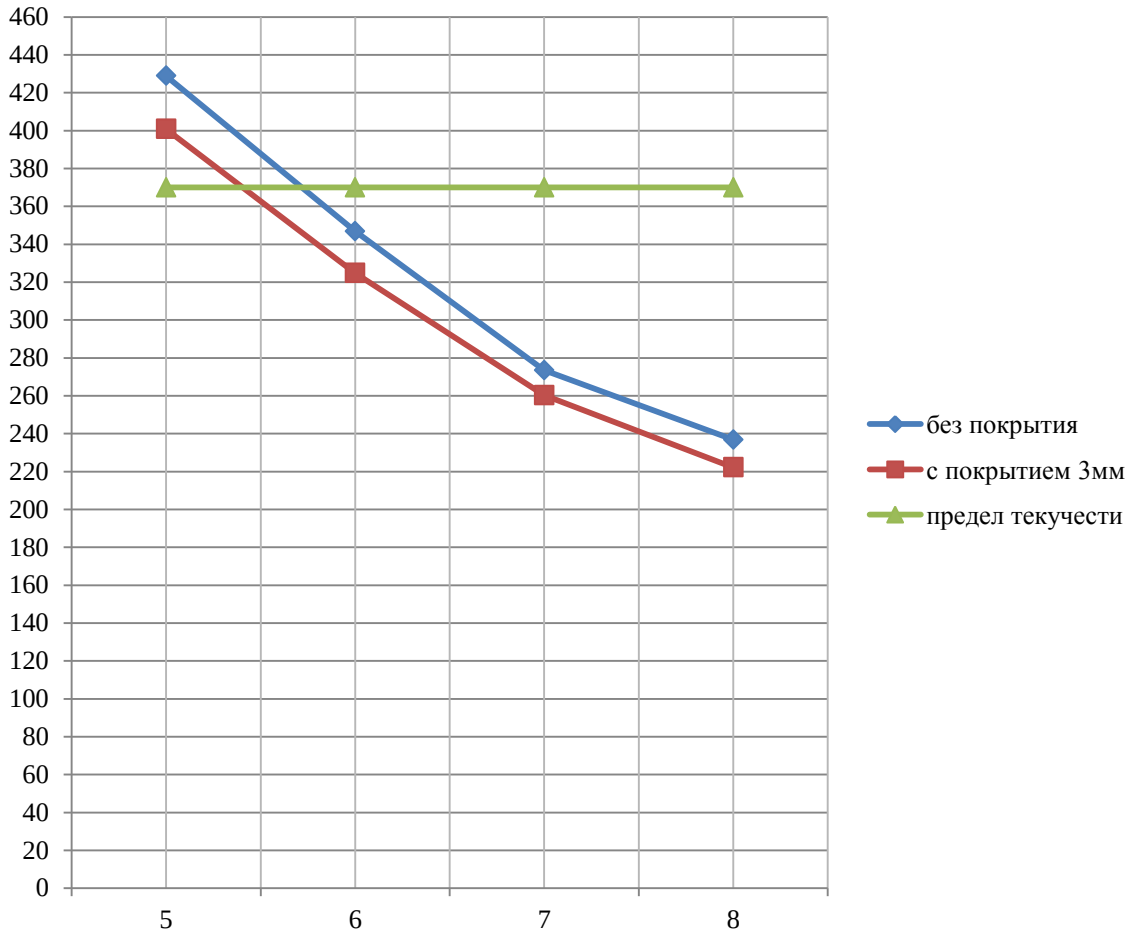



Figure 3.23 – Stress-strain distribution for dowel-shaped defect with (red) and without (blue) covering

The diagram indicates that for dowel-shaped defect protective layer has the highest influence on maximum stress distribution.

During the next experiment, the thickness of covering and its influence on maximum stress distribution was evaluated. The pipeline with the sickle-shaped defect was considered. The defect width was 50 mm. The dependences were obtained for three remain wall thickness ($t_k$) of the defect: 4,5 mm, 6 mm, 8 mm.

The results are shown in figure 3.24.

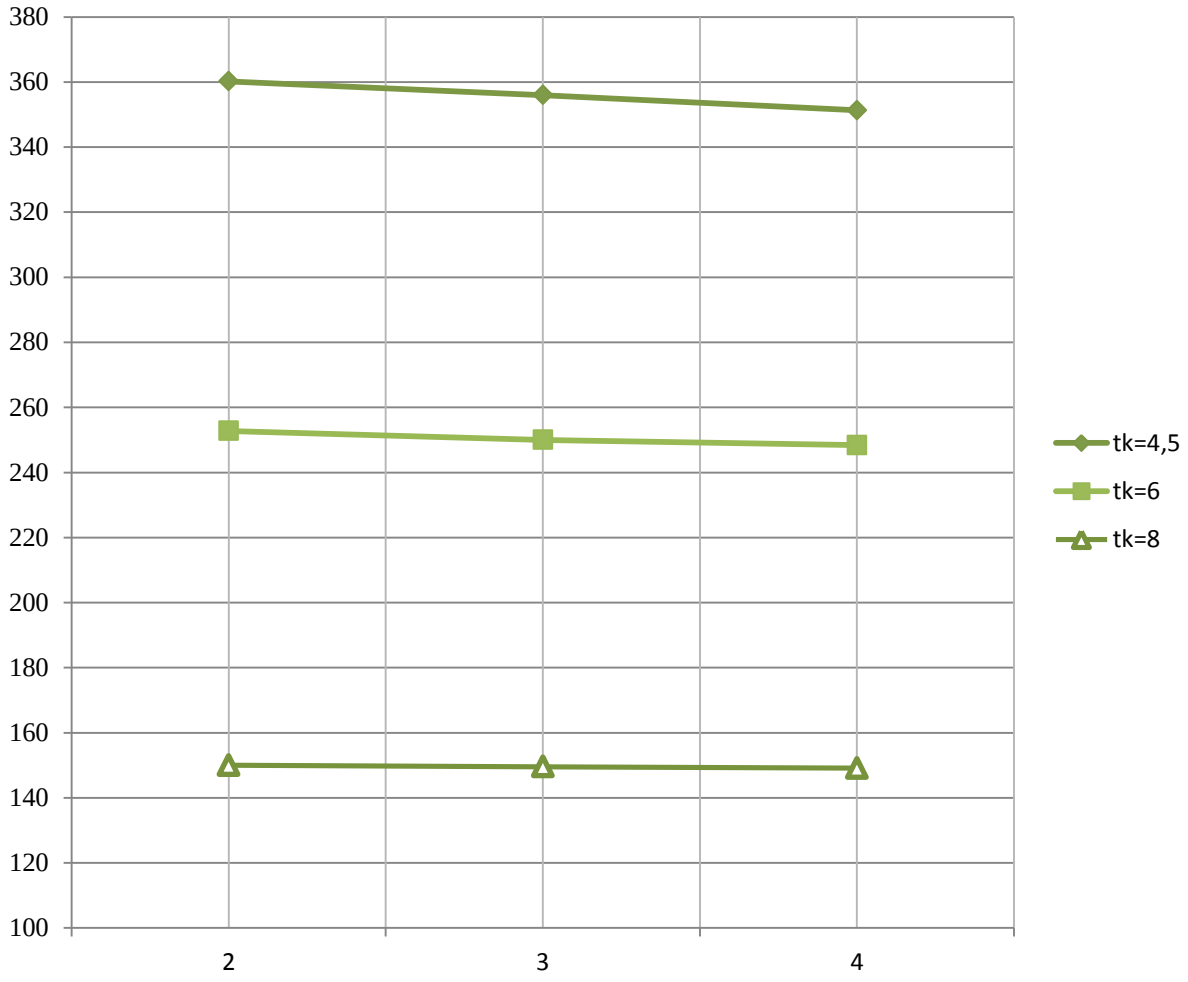



Figure 3.24 – Dependence of the stress-strain distribution for sickle-shaped defect from covering thickness

According to the results, it can be concluded that covering thickness has higher influence in case of lower values of wall thickness (higher value of the defect depth).