



ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ-ВАРНА
МАШИННО-ТЕХНОЛОГИЧЕН ФАКУЛТЕТ
КАТЕДРА „МАТЕРИАЛОЗНАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЯ НА МАТЕРИАЛИТЕ“

ДИЯН ХРИСТОФОРОВ НИКОЛОВ

**МОНИТОРИНГ, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА НА СЪСТОЯНИЕТО НА
ПОДВОДНИ ТРЪБОПРОВОДНИ СЪОРЪЖЕНИЯ**

АВТОРЕФЕРАТ

НА
ДИСЕРТАЦИОНЕН ТРУД
за присъждане на образователна и научна степен „Доктор“

Докторска програма: Технология на машиностроителните материали
Професионално направление 5.1. „Машинно инженерство“

Научни ръководители: доц. д-р инж. Георги Антонов
доц. д-р Павлина Наскова

Рецензенти:

1.
2.

Варна 2025

Дисертационният труд съдържа 194 страници, включително 15 таблици и 101 фигури, Цитирани са 129 литературни източника, от които 27 на кирилица и 102 на латиница. Номерата на главите, формулите, фигурите, таблиците и цитираната литература в автореферата съответстват на тези в дисертационния труд.

Защитата на дисертационния труд ще се състои на отч. в зала на Технически университет-Варна на открито заседание на жури, сформирано със заповед на Ректора №/.....г.

Рецензиите, становищата на членовете на научното жури и авторефератът са публикувани в сайта на университета www.tu-varna.bg.

© Автор: *Диян Христофоров Николов*

Заглавие: *Мониторинг, анализ и оценка на състоянието на подводни тръбопроводни съоръжения*

Тираж: 10 броя

ОБЩА ХАРАКТЕРИСТИКА НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

Актуалност на проблема

В съвременната динамична обстановка около енергийния пазар, стои въпроса къде е позиционирана България, какви ресурси притежава, какви нови съоръжения и активи би могла да разработи и как те ще бъдат управлявани. Намирайки се на кръстопът сред различни доставчици, но непритежаваща източници на големи природни ресурси, като петрол и газ, държавата би могла, а и го прави в момента да бъде надежден партньор при преноса на тези толкова търсени в момента ресурси. До голяма степен тръбопроводите за пренос течни и газообразни продукти се изграждат на база политически решения, икономическа потребност или партньорски инициативи. Изборът на трасе не винаги е лесен и е възможно участие или целите тръбопроводи, да бъдат положени както на сушата и в траншеи, така и на морското дъно. Полагането им на сушата в траншеи или надземно е сравнително добре изучено и съществува богат набор от методики за проектиране, изграждане, експлоатиране и поддръжка. От особена важност е оценката на текущото състояние на тръбопроводите да бъде първостепенна задача, т.к. по-голяма част от тръбопроводните системи вече са със значителен срок на експлоатация, в края или вече подминали предписания експлоатационен период.

Състоянието на тръбопроводите зависи от множество различни по характер и степен на влияние фактори. Всички те трябва да бъдат взети под внимание, за да може в достатъчно голяма степен да се предвидят евентуални аварии вследствие на изминалия експлоатационен срок, изтеклия ресурс или сложното напрегнато състояние на съоръженията. Тръбопроводите са подложени на механичното и температурно въздействие, както и на влиянието на корозионни среди и циклична промяна на натоварването, водеща до умора на материалите. При дълготрайно използване на съоръженията под натоварване се наблюдават процеси като пълзене, стареене и други, влияещи на режимите и срока на експлоатация. Посочените екстремни условия оказват якостно-деформационни изменения в тръбопроводите, които водят до поява на дефекти и непредвидени аварии. При тази постановка задачата за оценка на остатъчния ресурс стои на преден план особено при стареещи тръбопроводни съоръжения.

Процесът на дългата експлоатация на тръбопроводите в условия на корозия, лежи в основата на техния влошен статус. Когато не са правилно поддържани или обновени, сплавите, от които са изработени, започват да

дефектират под влияние на редица фактори като влага, химически реакции, механични натоварвания и други непредвидени въздействия. Тези проблеми могат да доведат до пропуски и течове на транспортираните продукти, а там до замърсяване на почвата, водните ресурси и атмосферата, както и да повлияят на екосистемите и местните общности. Разрушените тръбопроводи могат да имат изключително отрицателен ефект върху местните екосистеми. Замърсяването от течове може да причини смърт на водни и почвени организми, което води до значителна загуба на биоразнообразие в засегнатите райони. Изтичанията на химикали или нефт оказва катастрофално влияние върху растенията и местните животни. Почвеното замърсяване може да промени химичния състав и структурата на земята, което намалява нейната плодородност.

При тръбопроводи за пренос на природен газ, където метанът е със значителна концентрация, течовете могат да увеличат емисиите на парникови газове в атмосферата. Метанът е много по-силен парников газ от CO_2 и неговите концентрации в атмосферата допринасят за глобалното затопляне на планетата, което представлява съществен екологичен проблем. От друга страна възможността за течове на въглероден диоксид от дълго експлоатирани тръбопроводи, които се използват за транспортиране на CO_2 в контекста на проекти за улавянето и съхранението му в изчерпани хранилища на течни и газообразни продукти, поставя още един сериозен изследователски въпрос.

Следователно нарастващата опасност от течове, пробиви и разрушаване на тръбопроводите изисква интензивен мониторинг, редовно техническо обслужване и навременна подмяна на остарелите съоръжения. Планирано проверяване и анализ на състоянието на тръбопроводите чрез съвременни технологии като сензори, дроне и ултразвукови измервания може да предотврати потенциални аварии. Освен използването на традиционните методи за контрол, оценката на състоянието на тръбопроводите предполага и прилагането на приближени методи на базата на крайни елементи. Симулацията на процесите на промяната механичните качества (якост, твърдост, жилавост) в материалите и наличието на корозия (особено стрес-корозията, SCC) дава възможност за бързо и гъвкаво определяне на опасни сечения чрез моделиране на напреженията и деформациите и прогнозиране на остатъчния им живот. Модули като Corrosion Module и Structural Mechanics Module, интегрирани в COMSOL Multiphysics, дават висока вероятност за успешна симулация на корозионни процеси и за анализ на механичните напрежения на тръбопроводите.

Проблематиката, залегнала в темата на дисертационния труд, е изключително актуална и е насочена към решаване на три основни проблема: *изследване на състоянието на подводни газопроводи; мониторинг и анализ на състоянието на сухоземни газопроводи; изследване на влиянието на CO₂ върху тръбопроводите, използвани за пренос до изчерпани сондажи*. Всичко това има своето важно значение не само от икономическа гледна точка, но и за предотвратяване възможността от екокатастрофи и нарушения на глобалния климат.

Изучаването и решаването на тези три основни проблема определя и общата цел на дисертационния труд.

Обща цел на дисертацията:

Разработка и приложение на модели за изследване, анализ и прогнозиране на състоянието на тръбопроводни съоръжения.

Задачите, произтичащи от общата цел:

1. Проектиране и изработване на физически модел на газопровод, положен паралелно на съществуващ газопровод Галата (GP1) при същите експлоатационни условия.

2. Експериментални изследвания и анализиране на получените резултати чрез механични и корозионни изпитания на качествата на материала на тестовия образец и на физическия модел след престояване при условията на експлоатация на работещия газопровод.

3. Определяне на остатъчния ресурс на подводен газопровод Галата по данни от корозионното износване на модела на газопровода.

4. Изследване корозионното износване по вътрешната повърхност на модела и анализ на влиянието на работната среда върху състоянието на реалния газопровод.

5. Симулиране на процеса корозионно напукване (SCC) – изследване на напрегнатото състояние на сечение с питингова корозия от сухоземен газопровод Галата – Провадия чрез COMSOL Multiphysics.

6. Изработване на модел на съд под налягане за симулация на реалните условия във вътрешността на тръбопровода с цел анализиране влиянието на CO₂, примесен с производствена вода, при пренос на въглероден диоксид към изчерпани хранилища през съществуваща тръбопроводна мрежа.

Предвид задачите, формулирани за изпълнението на целта на дисертационния труд се разглеждат три обекта на изследването:

1. Мониторинг и оценка на състоянието на подводен газопровод Галата.

2. Контрол и събиране на данни за оценка на състоянието на подземен тръбопровод Галата – Провадия.
3. Изследване и оценка на корозионното влияние на CO₂ върху материала от съществуващ газопровод.

Научна новост

Научната новост на дисертационния труд се определя от извършените анализи и оценки относно текущото състояние на подводни и сухоземни газопроводи. Новост с научно-приложен характер са проектите и реализирането на уникални експериментални модели за изследване влиянието на корозионните процеси върху качествата на материалите. С елементи на научно-приложна новост е приложението на софтуерни продукти за анализиране напрегнатото състояние и ефективността на корозионната защита на външната повърхност на наземен тръбопровод. За пръв път е направен опит за изследване на процесите, развиващи се по вътрешната страна на газопровод, чрез химически анализ на състава и свойствата на транспортираната работна среда(т.н. пластова вода)

Личен принос на докторанта

Проектирането и изработката на физическите модели за извършване на посочените изследвания са лично дело на дисертанта и научния колектив, към който принадлежи. Експерименталните изследвания в експлоатационни и лабораторни условия, както и обработката на получените резултати са проведени в процеса на разработване на дисертационния труд под методическото ръководство на научните ръководители.

Основните задачи и обектите на изследване определят структурата на дисертационния труд.

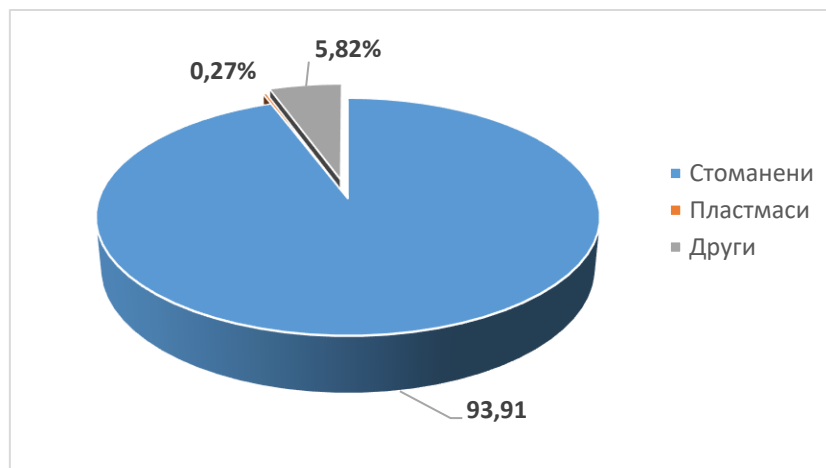
СЪДЪРЖАНИЕ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

ГЛАВА I АНАЛИЗ НА СЪЩЕСТВУВАЩОТО СЪСТОЯНИЕ. ЛИТЕРАТУРЕН ОБЗОР

1.1. Тръбопроводите - основни съоръжения за транспорт на течни и газообразни продукти

1.1.1. Видове тръбопроводи

Разгледани са видовете тръбопроводи и материалите, от които се изработват. Разпределението им по вид на материала на тръбопроводите е показано на фиг. 1.1, откъдето се вижда, че стоманата е преобладаващия материал, докато само малка част от газопроводите са изградени от пластмаса или други материали[22] .



Фиг. 1.1. Кръгова диаграма използваните материали за тръбопроводи

1.1.2. Методи на заваряване на тръбопроводите

Посочени са видовете заваръчните технологии като основен метод за свързване на тръбите на тръбопроводните системи.

1.1.3. Основни методи за полагане на морски подводни тръбопроводи

Важно условие за поддържане на необходимата надеждност на тръбопроводните съоръжения при последващата им експлоатационна дейност е правилния избор на метод за полагането под вода. В този смисъл са посочени методите за полагане на тръбопроводите под вода и анализирани изискванията, предимствата и недостатъците на различните схеми.

1.2. Екологични проблеми при експлоатация на тръбопроводите

Опазването за околната среда създава някои от най-значимите предизвикателства за нефтената и газова индустрия.

1.2.1. Видове транспортирани суровини

Известно е, че транспортирането на суровини посредством тръбопроводи е най-евтино и ефективно. Продуктите, които се транспортират обаче, биха могли да нанесат огромни щети, ако при определени обстоятелства бъдат изпуснати в околната среда. Анализирани са видовете транспортирани среди и посочени техните особености. Обърнато е особено внимание на преноса на природен газ, като са приведени стойностите на емисиите от вредни вещества в атмосферата за периода 2018-2022г. в България.

Таблица 1.1

Стойности на емисии¹ на вредни вещества в България
за периода 2018 – 2022 г. (данни НСИ)

Замърсители	2018	2019	2020	2021	2022
Серни окиси (SO _x)	107	90	51	63	73
Азотни окиси (NO _x)	94	95	87	94	96
Неметанови летливи органични съединения (NMVOC)	74	74	73	75	76
Метан (CH ₄)	242	232	228	235	234
Въглероден окис (CO)	236	222	230	235	200
Въглероден двуокис (CO ₂)	43577	42267	36644	42425	46994
Двуазотен окис (N ₂ O)	16	17	16	16	16
Амоняк (NH ₃)	62	64	60	61	61

¹ Емисиите са изчислени съгласно последното издание на методиките EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook (CORINAIR) и IPCC Guidelines National Greenhouse Gas Inventories.

В тази част от дисертацията е показано влиянието на въглеродния диоксид върху промените в климата и световния океан. Очевидно на дневен ред стои въпросът може ли въглеродния диоксид да се транспортира и складира през тръбопроводните системи на изчерпани петролни и газови находища. В тази връзка се изследва влиянието на въглеродния диоксид върху корозионното износване на тръбите неговия транспорт и съхраняване.

1.2.2. Аварии при транспорт на течни и газообразни продукти

Нефтените разливи и газовите течове са сред сериозните екологични катастрофи, които имат дълготрайни последствия за природата, икономиката и човешкото здраве. Таблично са посочени някои от най-големите световни екокатастрофи за последните 40 години, свързани с инциденти на тръбопроводи, предизвикали разливи и течове на нефт и газ.

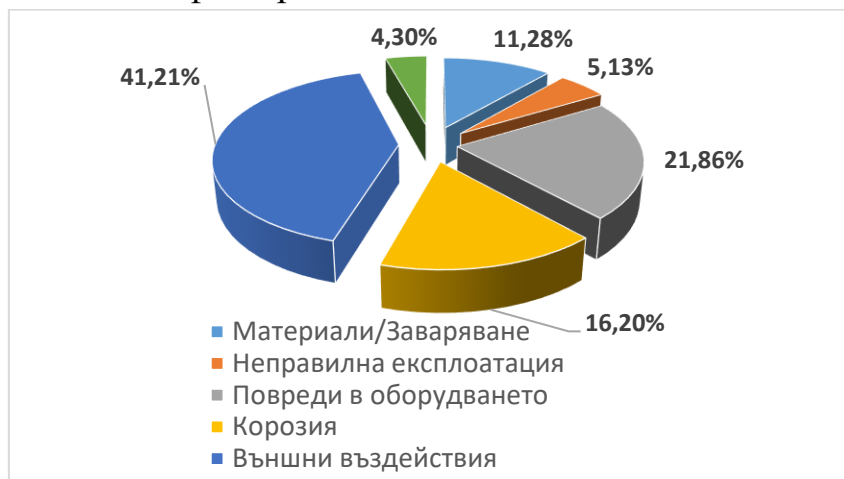
Представените случаи на екокатастрофи, които далеч не обхващат абсолютно всички подобни аварии по света, дават представа за тежките последици от тях и необходимостта от изучаване на процесите и факторите, които са причина за подобни инциденти и от предприемане на адекватни действия и мерки за предотвратяване.

От проучване по данни на PHMSA на фиг.1.13, 1.14 и 1.15 са представени обобщени резултати относно брой на инцидентите с тръбопроводи в САЩ през последните 20 години, броя на фаталните изходи и нараняванията, както и разходите от икономически загуби и за възстановяване на щетите.

1.2.3. Причинно-следствени фактори на влияние върху инцидентите с тръбопроводи

Причинно-следствените фактори се дефинират в следните категории:

корозия, повреда в оборудването, неправилна експлоатация, повреда на материала/заваръчния шев и повреда от външни въздействия. Фиг. 1.16 показва разпределението на инцидентите, причинени от различни причинно-следствени фактори.



Фиг. 1.16. Кръгова диаграма на причинно-следствените фактори за повреда на газопреносните тръбопроводи

Вижда се, че факторът повреди от външни въздействия като причина за аварии в тръбопроводите има най-голям дял - 41,21% от всички причинно-следствени фактори. Този фактор се отнася до механични повреди, причинени от *изкопни и строителни дейности; претоварване от тежкотоварни превозни средства и оборудване; природни бедствия; повреди от тралене, от котви и сондажи; вандализъм и злонамерени действия; корозия, предизвикана от външни фактори.*

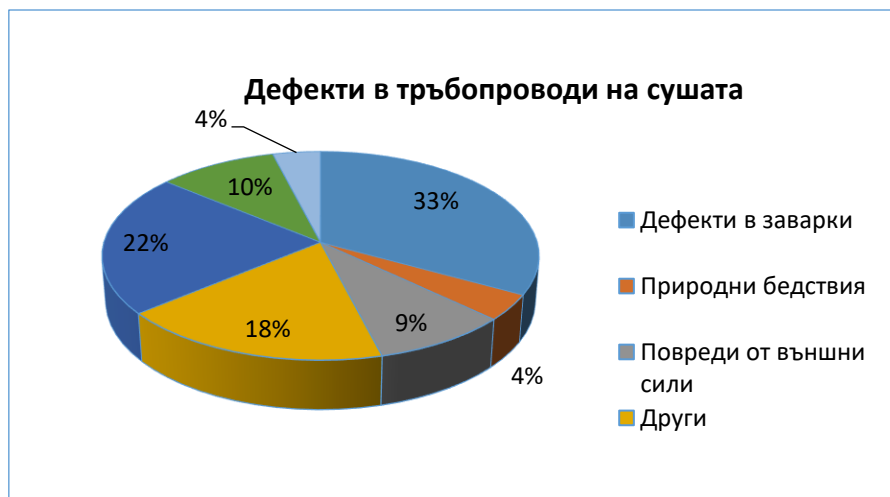
1.2.4. Последици от теч и разливи

Разливите на нефт и течовете на природен газ имат сериозни и дългосрочни последици върху околната среда, икономиката и здравето на хората. Те могат да засегнат различни екосистеми, животински и растителни видове, както и местните общности.

1.3. Възможни неизправности в тръбопроводите

1.3.1. Неизправности в сухоземни тръбопроводи

Методите за контрол по време на етапа на проектиране, входящия контрол на материалите, безразрушителните методи за контрол по време на изработка на тръбите и строителството на тръбопроводите имат за цел да предотвратят или минимизират появата на бъдещи неизправности и дефекти. На фиг. 1.17 по-долу са показани най-честите дефекти, които се проявяват при тръбопроводи, положени на сушата.



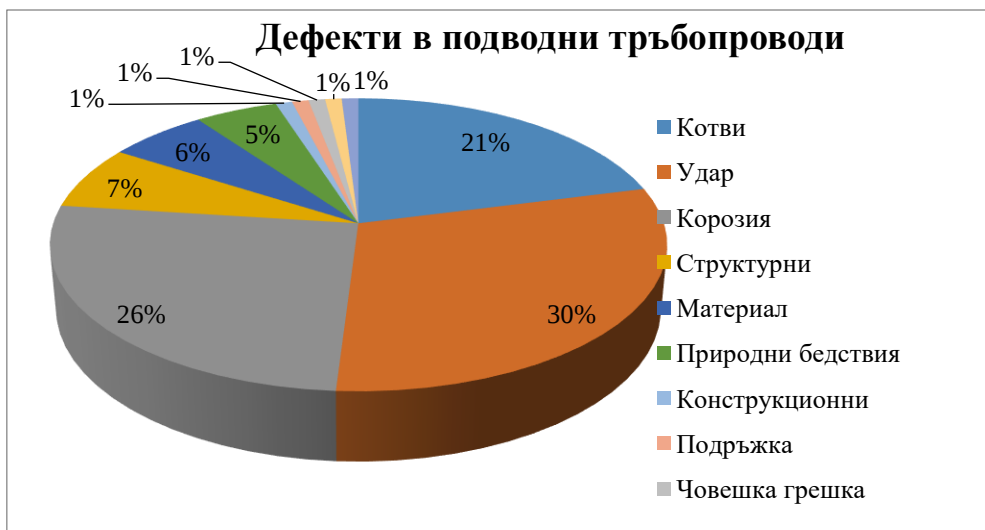
Фиг.1.17. Дефекти възникващи в тръбопроводи, положени на сушата

1.3.2. Дефекти в подводни тръбопроводи

Както беше изяснено в началото транспортирането на течни и газообразни енергийни продукти с помощта на тръбопроводи и тръбопроводни системи е най-бързия, най-безопасния и евтин метод. С развитие на технологиите, усъвършенстването на стандартите за проектиране и подобряване на материалите, подводни тръбопроводи се полагат във все по-дълбоки и все по-опасни води. Появата на най-малък проблем във всеки един от етапите на изработка може да доведе до сериозни аварийни ситуации, които водят до екологично замърсяване и огромни икономически щети.

Има три категории причини, водещи до повреди на подводните тръбопроводи: първоначални дефекти, натоварване на околната среда и допълнителни натоварвания. Дефектите в материала, дефектите в заваръчния шев и прекомерното остатъчно напрежение, причинено от дизайна, производството и полагането може да доведе до концентрация на напрежение в тръбопровода и в крайна сметка до авария.

На фиг. 1.19 се вижда процентното разпределение на някои от дефектите в подводните тръбопроводи. Очевидно голяма част от повредите се дължат на удари свързани с корабоплаването в световния океан. С оглед на това, че тръбопроводните мрежи на дъното на моретата и океаните се увеличават, следва да се направи и изводът, че тези повреди ще се увеличават за в бъдеще. Поради това е необходима оценка на риска за опасностите от корабоплаването и резултатите от такива изследвания могат да послужат за съставяне на модели и алгоритми имащи за цел предотвратяване на аварийни ситуации.



Фиг. 1.19. Видове дефекти в подводни тръбопроводи и мрежи

В схемата на фиг. 1.20 са систематизирани най-важните компоненти, обхващащи причините и последиците от аварията и екологичните проблеми при експлоатацията на транспортните тръбопроводи.

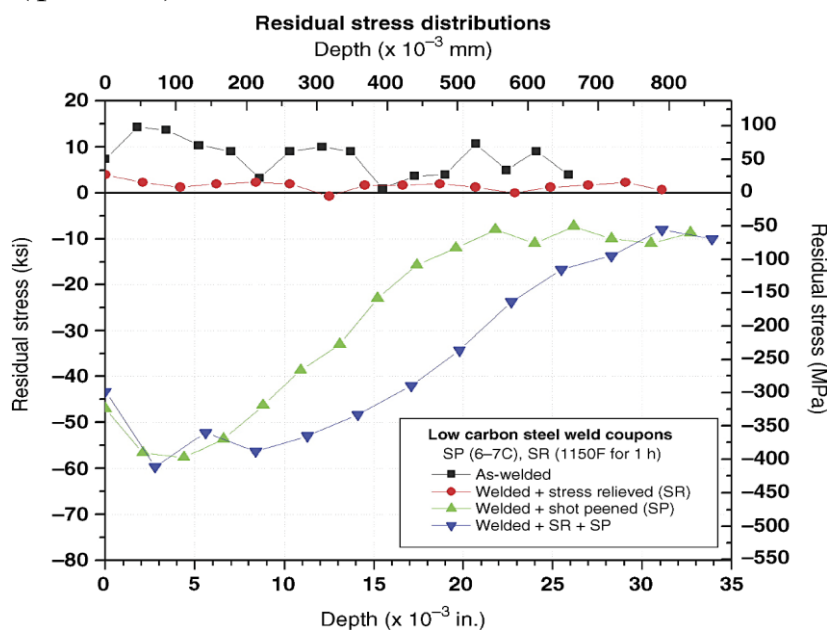


Фиг. 1.20. Структурна схема на екологичните проблеми при експлоатацията на тръбопроводните системи

1.3. Влияние на напреженията и деформациите при изработка върху надеждността на тръбопроводите

Основният метод за изработка на шевни стоманени тръби е чрез пластична деформация на листов материал и метод на заваряване. Безшевните тръби, също са подложени на деформация с цел постигане на вътрешния диаметър и подходящата дебелина на стената. При

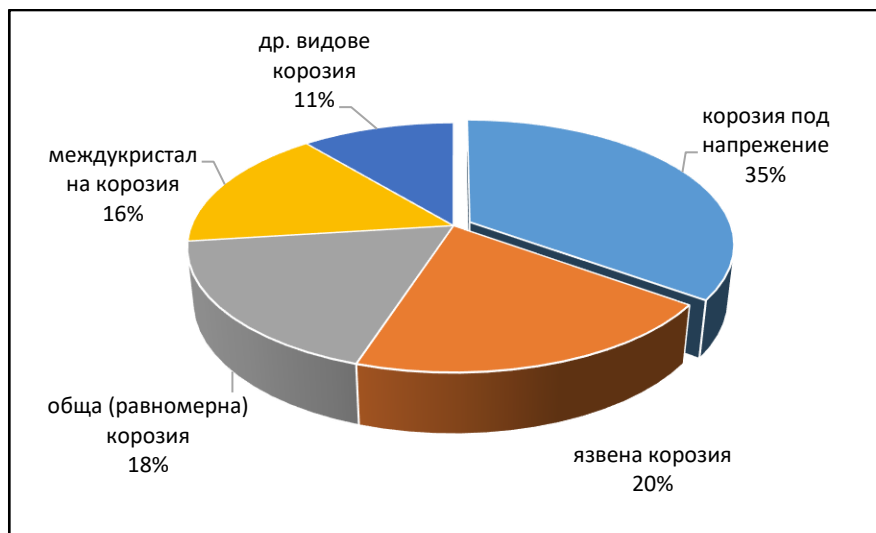
производството на всяка една отделна тръба независимо от типа ѝ, тези напрежения могат да възникнат от разнообразни източници. Натрупването на неравномерни и различни вътрешни напрежения се генерират освен по време на заваряването на тръбите в тръбопровод и при самото тръбополагане. Основните методи за намаляване на заваръчните остатъчни напрежения са общоизвестни, а именно уякчаването, споменато по-горе като процес, прилаган, както преди охлаждане на заварката, така и след пълното изстиване на метала. Обикновено повърхността се атакува под висока скорост от метални, керамични или стъклени сферични частици. Други методи за минимизиране на заваръчните остатъчни напрежения са подгряване на мястото за заваряване, отвръщане след направа на заварката и валцоване (фиг.1.21).



Фиг.1.21. Разпределение в дълбочина на остатъчното напрежение на челна заварка на ниско въглеродна стомана, след отпускане (stress relieved) и ударно уякчаване (shot peened) [12]

1.4. Корозия на тръбопроводите

Независимо множеството разнообразни фактори, които оказват влияние на аварияте и инцидентите с тръбопроводи, монтирани в различни среди, корозията се счита като най-често срещаната причина за отказ. Ако се сравнят типовете корозия на тръбопроводите според механизма на възникване (фиг.1.22) се вижда, че в най-голяма степен повредите на тръбопроводите се дължат на корозионното напукване (35%). То е следствие на два едновременно действащи фактора - агресивна среда и напрежения в метала и носи наименованието корозия под напрежение „stress-corrosion”.



Фиг. 1.22. Разпределение на повредите според механизма на възникване и типа корозия

1.5.1. Корозия на тръбопроводи, монтирани под водата и в почвата

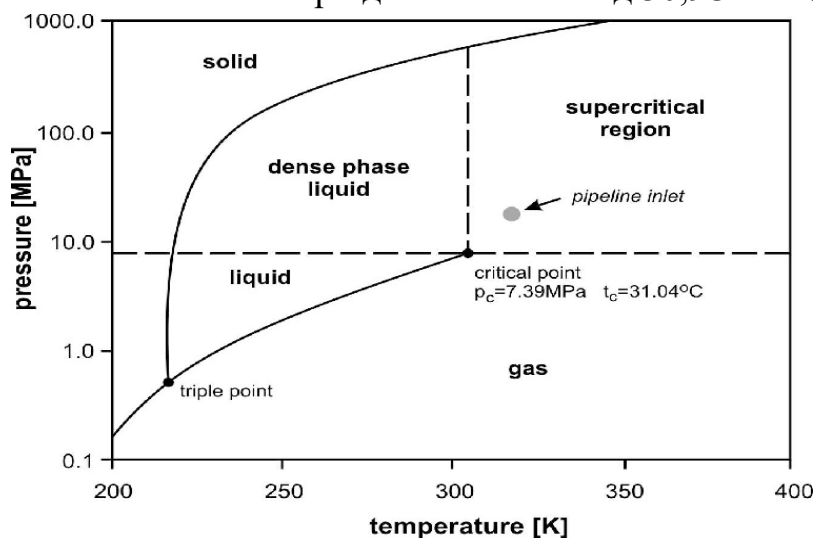
В дисертационния труд трябва да бъде обърнато особено внимание на механизма на протичане на корозия и защитата преди всичко от електрохимична корозия. Предпоставка за възникването на голям брой корозионни галванични елементи е наличието на повърхността на реалните метали и сплави на участъци, които се различават по химични и физични свойства, които следователно имат различни стойности на електродния потенциал. Участъците с по-отрицателна стойност на потенциала са аноди, а там където потенциалът на метала има по-голяма стойност се обособяват катодни участъци.

1.5.2 Влияние на CO_2 върху корозионната устойчивост на тръбопроводите

Както вече беше изтъкнато намаляване емисиите на CO_2 е едно от главните предизвикателства пред човечеството по отношение на опазване на околната среда и съхраняване на климатичните условия. Това налага вземането на спешни мерки за ограничаване на засиления през последните години парников ефект. Следователно чрез използването на модерни технологии и прилагането на добри инженерни практики може значително да намали риска от парниковия ефект, като се осигури безопасен и ефективен транспорт на CO_2 към изчерпаните хранилища.

Въглеродният диоксид в добавка към производствените води до образуване на въглеродна киселина във вътрешността на тръбопровода, която от своя страна действа силно корозивно на стоманата. Разтворимостта на водата в CO_2 е функция на температурата и налягането. Проблемите

възникват тогава, когато разтворимостта на водата в CO_2 е повишена и има фактори за образуване на „свободна вода“. Разбирането за поведението на CO_2 е много важно, тъй като фазовото състояние (фиг.1.23) влияе директно върху употребата на тръбопроводите и тяхната надеждност. Фазовата диаграма представя различните състояния на CO_2 при различни условия, а именно температура и налягане. От гледна точка на безопасността и сигурността на процесите в тръбопроводите, търсения регион или фаза е суперкритичния, където CO_2 е в състояние между течна и газова фаза. Условията за това се постигат при достигане на над $30,98^\circ\text{C}$ и $7,38\text{ MPa}$.



Фиг.1.23. Фазова диаграма на CO_2

1.6. Методи за мониторинг и оценка на състоянието на тръбопроводите

Откриването и анализът на повредите по тръбопроводите е ключово за осигуряване на тяхната безопасност, надеждност и ефективна поддръжка. Съществуват множество методи, които варират от традиционни инспекции до съвременни технологии с използване на интелигентни устройства и сензори. Разбира се точната диагностика и оценка на текущото състояние на тръбопроводите се съпровожда и с изследване на структурата и свойствата на материала им след определен период на експлоатация, което се извършва чрез разрушаващи методи. Това не винаги е възможно поради непрекъснатия цикъл на работа на тръбопроводните системи и невъзможността за изследване на образци от работилния дълъг период на експлоатация материал.

1.6.1. Неразрушаващи методи за тестване (NDT)

Тези методи позволяват откриването на дефекти и натрупване на данни за състоянието без да се разрушава тръбопроводът. Класификацията на използваните методи включва: Ултразвуково тестване; Магнитен метод;

Радиографско тестване; Метод на вихровите токове; Термографско тестване и др.

1.6.2. Системи за инспекция с интелигентни устройства

Тези технологии използват специализирани инструменти, които се движат вътре в тръбопровода. Към тези инструменти спадат: Интелигентни бутала "Pipe Inspection Gauge"(PIG); Роботизирани инспекции.

1.6.3. Методи за мониторинг в реално време

Тези методи използват вградени сензори за непрекъснато наблюдение: Акустична емисия (АЕ); Сензори за корозия; Оптични влакна; Други иновативни методи като Дрони; Сензори за течове.

Всеки от тези неразрушаващи методи има своите предимства и ограничения, а изборът зависи от конкретните експлоатационни условия, материала на тръбопровода, среда, достъпност, бюджет и др. Правилно подбраният метод или съчетание от няколко метода за контрол оказва съществено значение за поддръжката на критичната инфраструктура и предотвратяване на скъпоструващи аварии или екологични катастрофи.

1.6.4. Разрушаващи методи за контрол

Разрушаващите методи дават точна оценка за състоянието и качествата на материалите, но за съжаление са неприложими при работещи тръбопроводни системи, особено при подводните тръбопроводни системи.

Основните изпитания върху образци от материала в характерни зони са: Изпитване на опън; Изпитване на ударна жилавост; Микро и макроструктурно изследване на образци.

1.7. Изводи от Глава 1

1. Необходимостта от разработване на дисертацията е предизвикана от значението на тръбопроводните системи като основен източник за пренос на течни и газообразни продукти.

2. Проучването показва, че близо 94% от материалите за изработка на тръбопроводни са стоманени, което предполага промяна на механичните им качества и развитие на корозионни процеси в тях.

3. Дългата непрекъсната експлоатация на тръбопроводите и влиянието на редица фактори като влага, химически реакции, механични натоварвания и други непредвидени въздействия води до поява на различни дефекти. Те са предпоставка за аварии и в следствие за редица екологични проблеми, които могат да имат сериозни последици върху околната среда и човешкото здраве. Почвеното замърсяване променя химичния състав и структурата на почвата, което намалява нейната плодородност.

4. Посочените случаи на екокатастрофи и инциденти с тръбопроводни

(табл. 1.2 и фиг. 1.13 до фиг.1.15) дават ясна представа за необходимостта от интензивен мониторинг, анализ на причините за възникване и своевременно оценка на техническото им състояние.

5. По данни на НСИ (табл.1.1) за емисиите от вредни вещества в атмосферата се вижда значително повишаване концентрациите на CO_2 , което влияе върху глобалния климат и подкиселяването на океана.

6. Установено е, че недостатъчно добре са изследвани процесите на корозионното износване на тръбопроводите при транспортиране и складиране на CO_2 в случаите, когато това става чрез дълго експлоатираната тръбопроводна система на изчерпани петролни или газови находища.

7. Освен използването на традиционните методи за контрол, оценката на състоянието на тръбопроводите предполага и прилагането на приближени методи на базата на крайни елементи чрез симулацията на процесите на промяна на механичните качества в материалите при наличие на корозионно износване(особено на стрес-корозията, SCC).

В настоящия дисертационен труд трябва да се изследват именно процесите на корозия и стареене на тръбопроводи, положени на морското дъно и на сушата и в крайна сметка предлагане на работещи методики за определяне на експлоатационната им надеждност. Очевидно проблематиката, залежала в темата на дисертацията, визира три основни направления: *изследване на състоянието на подводни газопроводи; мониторинг и анализ на състоянието на сухоземни газопроводи; изследване на влиянието на CO_2 върху тръбопроводите, използвани за пренос до изчерпани сондажи.*

ГЛАВА 2. ТЕОРЕТИЧНИ ПОСТАНОВКИ

2.1. Основни понятия

Във връзка с решаване на задачите на настоящия дисертационен труд е необходимо да се уточнят и дефинират някои понятия.

Както във всички отрасли на индустрията и в нефтената и газовата понятието за надеждност обхваща всички механизми, машини, конструкции и уредби. Това е един от най-важните експлоатационни показатели на технологичното оборудване (ТО).

Съгласно БДС 12019/74 под **надеждност** се разбира свойството на обекта да изпълнява своите функции, запазвайки експлоатационните си показатели в дадени граници в течеше на предварително определен интервал от време.

Основните фактори, влияещи върху това важно качество на машините

и апаратите, са формулирани в т. нар. *триада на надеждността*, която гласи: **Надеждността се залага в конструкцията, реализира се в технологията и се поддържа в експлоатацията.**

Параметърът на потока на отказите характеризира безотказността на възстановими обекти, каквито са елементите на ТО и се определя по зависимостта:

$$a(\tau) = \frac{m(\Delta\tau)}{N\Delta\tau} \quad , \quad h^{-1} \quad (2.1)$$

където

m - брой на отказите за времето $[0 \div \tau]$;

N - брой на едновременно работещи еднотипни елементи;

$\Delta\tau$ - период на изследване, h .

При условие, че може да се определи $a(\tau)$ за всеки елемент поотделно, за дадена система сумарният параметър на потока на отказите се намира по формулата

$$\alpha_{\varphi} = \sum_1^k a_i \quad , \quad (2.2)$$

където k - брой на елементите в системата.

Тъй като за една сложна система, каквато е ТО, отказите на отделните елементи не са равнозначни (последствията и разходите за възстановяване на отказите са различни), в практиката е въведен т.нар. приведен параметър на потока на отказите

$$a_{np} = \sum_1^k z_i a_i \quad , \quad (2.3)$$

където z_i - коефициент на тежест на отказа за i -тия елемент:

$$z_i = \frac{C_i}{\sum_1^k a_i} \quad , \quad (2.4)$$

където C_i - разходи по отстраняване отказа на i -тия елемент, лв.

Величината C_i ; включва стойността на елемента; (ако е заменен), разхода на труд и загубите от непроизводствен престой на ТО.

Параметърът на потока на отказите дава възможност да се прави сравнителен анализ на безотказността на елементите от една и съща система с цел определяне на слабите звена, а така също могат да се сравняват различни системи помежду си (апарати, машини, инсталации).

Под *вероятност за безотказна работа* се разбира вероятността на събитието, заключаващо се в това, че в даден интервал от време няма да се получи отказ, или

$$p(\tau) = p\{t > \tau\} \quad (2.5)$$

Противоположно събитие е *вероятността за отказ*

$$Q(\tau) = 1 - p(\tau) \quad (2.6)$$

Вероятността $p(\tau)$ се нарича още функция на надеждността. Нейният аналитичен израз се записва в зависимост от закона на разпределение на времето за безотказна работа и в случай на експоненциален закон

$$p(\tau) = e^{-\lambda\tau}, \quad (2.7)$$

където λ - интензивност на отказите.

Наличието на аналитична зависимост във функция на времето, каквато е $p(\tau)$ дава възможност, освен да се прави сравнителен анализ, и да се решават оптимизационни задачи от рода на оптимална надеждност на системата, оптимален комплект резервни части и оптимална периодичност на операциите по техническо обслужване.

Под *средно време за безотказна работа* се разбира математическото очакване на времето за безотказна работа, определено по формулата

$$T = \int_0^{\infty} p(\tau) d\tau \quad (2.8)$$

Показателят за безотказност T играе важна роля при сравнителния анализ на надеждността и при разработването на планово-профилактични мероприятия, свързани със системата за техническо обслужване. Оценка на надеждност се прилага чрез безразрушителни методи за оценка на фактическото техническо състояние на оборудването. Широко застъпени са методите: радиография, ултразвуков контрол, термография и по рядко срещаните например акустична емисия, метод на глухите отвори и други. Всички тези методи обаче имат определена неточност, поради случайни въздействия, които водят до известна размитост, което предполага статистическата обработка на голям брой данни.

2.2. Симулационен модел за изследване на външна корозия на газопровод

Оперативна и управленска сложност на тръбопроводите непрекъснато се увеличава поради бързия растеж на нефтена и газова индустрия. Екстремните условия на работа и неблагоприятната среда често води до проблеми с корозията и огромни последици за тръбопроводите.

По външната си повърхност тръбопроводът е защитен с покрития и катодна защита през повечето време, но след дълга експлоатация е възможно покритията да се влошат и катодната защита да намали действието си, поради много фактори, т.е. това ще доведе до външна

корозия. Точковата(питинг) корозия и корозионното напукване при напрежение (SCC) са като два най-често срещани видове външна корозия, която възниква и действа чрез електролитната корозионната среда на почвите и надлъжната деформация на тръбопровода от движението на почвата. Продуктът „COMSOL Multiphysics“ е подходящ инструмент за разработване на крайно-елементен модел на SCC и питингова корозия[129].

Модел на корозионно напукване под напрежение (SCC)

Моделът, представен в дисертацията, се използва за изследване на поведение на SCC на подземни газопроводи с надлъжна деформация, причинена от движение на почвата и при наличието на две електрохимични реакции, а именно окисление на стомана за анодна реакция и отделяне на водород за катодна реакция. Приема се съответно, че реакциите са в почти неутрална pH среда.

Еластопластично напрежение[129]

Еластопластичното напрежение е симулирано върху стоманен тръбопровод, базиран на модел на пластичността на малка деформация. В този модел на изотропно втвърдяване, напрежението се определя като:

$$\sigma_{yhard} = \sigma_{exp} \left(\epsilon_p + \frac{\sigma_e}{E} \right) - \sigma_{ys} \quad (2.9)$$

където

σ_{yhard} е функцията на втвърдяване,

σ_{exp} е експериментална крива напрежение-деформация,

ϵ_p е пластична деформация,

σ_e е напрежението на фон Мизес,

E е Модул на Юнг,

σ_{ys} е якост на стоманата.

ГЛАВА 3. МЕТОДИКИ, ИЗПОЛЗВАНИ ЗА РЕШАВАНЕ ЗАДАЧИТЕ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

В тази глава са разгледани използваните методики за решаване задачите на дисертационния труд, което се заключава в изследване на три обекта:

1. Мониторинг и анализ на подводната част на газопровод 23,7 км от добивна платформа „Галата“ до станцията за преработка и осушаване на природен газ.

С методите за разрушаващ контрол ще се изследва изменението на основните свойства на материала на физически модел, потопен паралелно на работещия газопровод след 2 години престояване при близки до

експлоатационни условия на съществуващия газопровод. За целта ще се определят експериментално механичните качества на тестов образец, трябва от същия материал с цел да се създаде база от предварителни данни. Извършване на изчисления за остатъчния живот на газопровода чрез методиката [99] според промени в пластичността, ударната жилавост и корозионното износване, както и оценка на ефективността на антикорозионната защита с жертвени аноди.

2. Анализ на състоянието сухоземен газопровод Галата – Провадия положен в почвата с дължина 59 км по данни от експертизата на фирма ROSEN.

Получените резултати за наличието на дефекти ще служат за оценка на корозионните въздействия и демонстрация на напрегнатото състояние на газопровода чрез модел за симулационен анализ с „COMSOL Multiphysics“.

3. Изследване корозионното влияние на CO₂ върху материалите на тръбопроводите при пренос на газа по съществуващи и спрени от експлоатация такива до изчерпани хранилища на суровини.

3.1. Методики за определяне свойствата и структурата на материалите

1. Методика за определяне на якостните характеристики
2. Методика за определяне на ударната жилавост
3. Методика за определяне на повърхностна твърдост
4. Методика за металографски анализ
5. Методика за рентгеноструктурен анализ

3.2. Методика за определяне текущото състояние и остатъчния ресурс на подводен тръбопровод

3.2.1. По резултати от диагностициране на техническото състояние и изменение на пластичността

$$\Psi = \frac{\sigma_T}{\sigma_B} = \frac{\sigma_{T0} + c \cdot t + e \cdot t^2}{\sigma_{B0} + a \cdot t + b \cdot t^2} + k_1 + k_2, \quad (3.1)$$

Определянето на остатъчния живот, се извършва чрез построяване с помощта на графика на функцията Ψ .

3.2.2. По резултати от диагностициране на ударна жилавост

$$\alpha_n = \begin{cases} \gamma \cdot t^2 + \eta \cdot t + \alpha_{n0}, & 0 \leq t < 5 \\ \mu \cdot \exp(-(\lambda \cdot t + \beta \cdot t^3)), & t \geq 5 \end{cases} \quad (3.4)$$

Построява се графика на функцията α_n в координати „ударна жилавост – време“.

3.2.3. По резултати от действието на обща корозия

$$t_{\text{ост}} = t_0 \cdot \exp \left(-K_n \cdot 0,5 \left(\frac{\sigma_{\text{кцф}}}{\sigma_{\text{кцр}}} \right)^{0,5} \cdot \sigma_{\text{кцр}} \right) - t_{\text{ф}} \quad (3.9)$$

3.2.4. Изчисляване на остатъчния ресурс на газопровод при наличие на язвена (питинг) корозия на метала

$$t_{\text{ост}} = \frac{(h_{\text{деф}} - h_{\text{тпр}})}{V_{\text{к1}}} \quad (3.15)$$

3.3. Методика за оценка на показателите за надеждност на оборудването при повърхностно корозионно разрушаване

3.3.1. Методика за обработка на резултатите от измерване

Статистическата обработка на резултатите от измерванията включва:

- определяне на минимално необходимия брой измервания (размер на пробата);
- оценка на хомогенността на получената проба;
- определяне на коефициента на вариация и параметрите на разпределение на дълбочините на разрушаване;
- определяне на максималната дълбочина на разрушаване, като се вземе предвид мащаба на повърхността

$$h_{\text{max}} = \alpha \left[-\ln \left(-\frac{\ln Y}{M} \right) \right]^{\frac{1}{\delta}} \quad (3.22)$$

3.3.2. Оценка на надеждността на оборудването

В съответствие с [100] на определяне подлежат следните показатели за надеждността на химическото и нефтеното оборудване:

- показатели за дълготрайност - среден ресурс (експлоатационен живот) и предписан ресурс (експлоатационен живот);
- показатели за безотказност - средно време до отказ, установено време за безотказна работа или вероятност за безотказна работа

$$T_0 = \frac{H \cdot K_{\delta_t}}{c \left(-\ln \frac{S_0}{S} \right)^{\frac{1}{\delta_t}}} \quad (3.32)$$

Изчисляването на установеното безотказно време на работа T_{0y} се извършва по формулата:

$$T_{0y} = T_0 (1 - 3\nu_{\text{ж}}), \quad (3.33)$$

3.4. Методика за проектиране и изчисляване на катодната защита на газопровода

Изискуем ток

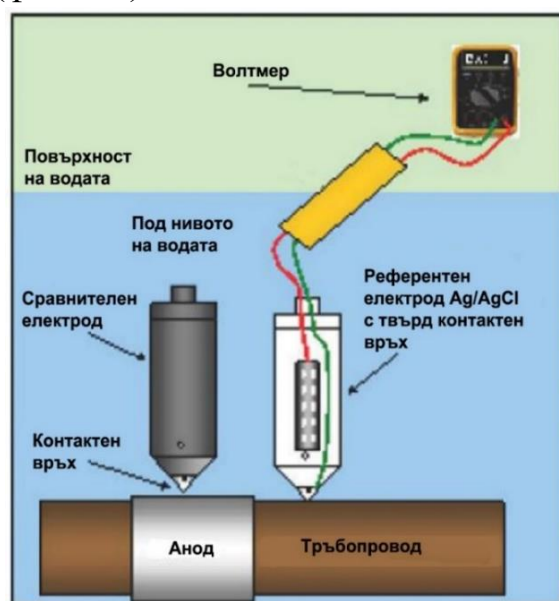
За тръбопроводи с антикорозионно покритие – например епоксидни, ПЕ или ППР е необходимо, най-високите стойности на токът да се емитира на края на проектния живот, поради простата причина, че към края се предполага покритията да са най-компрометирани сравнено с началото на експлоатацията.

В тази връзка за да се осигури адекватна защита осигурявана през целия проекто-живот токът генериран за катодна защита се изчислява по формулата:

$$I_f = A \cdot V_f \cdot J_f, \quad (3.35)$$

$$i_{af} = \frac{\Delta V \cdot \sqrt{A_{af}}}{0,315 \cdot \zeta}, [A] \quad (3.43)$$

При измерванията потенциалът на анодите е относително отрицателен или положителен измервайки дефекти по покритието в близост до анод. Всъщност има особеност, при която профилът на кривата на измерване става все по плосък с увеличаване на отстоянието на референтния електрод на Батикорометъра(фиг.3.3.) от анода.

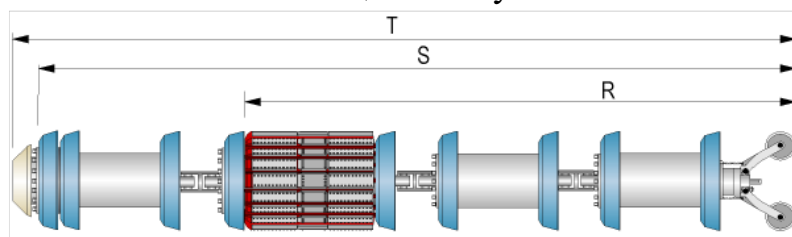


Фиг.3.3. Устройство на уред за измерване на потенциала и ефективността на електрохимичната защита

3.5. Методика за мониторинг на газопровод с инспекционно бутало

Една от задачите на дисертационния труд е да се установи състоянието на обект газопровод станция Галата - Провадия по данни от мониторинга на тръбопровода, които могат да се съберат с възможностите

на интелигентното инспекционно бутало. Принципно устройство на интелигентно инспекционно бутало е показано на фиг. 3.5.



Фиг.3.5. Принципно устройство на интелигентно инспекционно бутало

Поради наличието на вода и седиментни отлагания е необходимо първите бутала да бъдат почистващи и водоочистващи. Обикновено практиката показва, че поне 3 почистващи бутала са необходими преди пускане инспекционното. На фиг. 3.7 е показано устройството на приемна камера за инспекционното бутало.



Фиг. 3.7. Изображение на пускова камера, използвана за инспекция на газопровода

3.6. Методика за оценка на напрегнатото състояние на газопровод чрез симулационен модел на корозионно напукване (SCC)

За моделиране на влиянието на корозионното напукване по външната повърхност на тръбопровод върху напрегнатото му състояние, програмните продукти COMSOL Multiphysics® и Corrosion Module предоставят готови и лесни за употреба интерфейси.

ГЛАВА 4. ЕКСПЕРИМЕНТАЛНИ МОДЕЛИ И РЕЗУЛТАТИ ОТ ИЗСЛЕДВАНИЯТА

4.1. Изследване състоянието на подводен газопровод

4.1.1. Проектиране и изработка на физически модел на газопровода

За целите на настоящия дисертационен труд е проектиран и изработен модел на газопровод, представляващ умалено копие на съществуващ такъв, положен на дъното на Черно море. Физическият модел е с размери: диаметър 355,6 mm, дебелина на стената 11,1 mm и дължина 3000mm. Изработен е от материала на съществуващия тръбопровод (Фиг.4.2.) - нисковъглеродна стомана X65 съгласно американския стандарт API 5L. От проведените три спектрални анализа усреднения компонентен състав на X65 е показан по-долу:

C%	Si%	Mn%	P%	S%	Cr%	Mo%	Ni%	Al%	Co%	Cu%
0.03954	0.24493	1.46157	0.01327	<0.00020	0.02012	0.00187	0.0266	0.02878	0.00539	0.01564

Nb%	Ti%	V%	W%	Pb%	Sn%	Mg%	As%	Zr%	Bi%	Ca%
0.04275	0.00647	0.0028	<0.00700	<0.00200	0.00087	0.00205	0.0032	0.00226	<0.00200	0.00185

Ce%	Sb%	Se%	Te%	Ta%	B%	Zn%	La%	N%	Fe%
0.002	0.00217	0.00183	0.00169	0.07871	<0.00020	0.00411	0.0015	0.01101	97.9657



Фиг.4.2. Изображения на готовия модел

За максимална близост до условията на работа на реалния тръбопровод в модела са добавени 20 литра производствена пластова вода, добита по време на добива със следните параметри (табл.4.1.).

Таблица 4.1

Параметри на средата в модела

Съдържание на хлориди	16040 mg/l	
Солесъдържание	27,9 ±1,4 ‰	
pH	6,36 pH	Слабо киселинна
Проводимост	34,4 mS/cm	
Твърдост	23°DH/410 ppm	Немски градуси
Ca ²⁺	1420 mg/kg	Калциеви соли
Mg ²⁺	7,6 mg/kg	Магнезиеви соли
Мирис на нефтопродукти	≈5 бала	Силна миризма
Неразтворени вещества	Високо съдържание	

Моделът е потопен на дъното на Черно море на дълбочина 12 м в зоната на „Паша дере“ (Фиг.4.3.).



Фиг. 4.3. Полагане на модела на тръбопровода на морското дъно

След престояване паралелно на работещия газопровод близо 2 години беше изваден (Фиг.4.5) и подготвен за изработка на образци от характерни сечения.



Фиг.4.5. Изображения на модел в процес на изваждане от дъното на морето

4.1.3. Испитания на опън на образците от тестовия обект

Испитанията на опън представляват статичен метод при който се извършва измерване на плавно увеличаващата се сила, която в крайна сметка води до разрушаване на образца. Резултатите са показани на табл. 4.2. и на графиките на фиг.4.9.



а) от тестова тръба



б) от модела

Фиг. 4.8. Образци от изпитване на опън

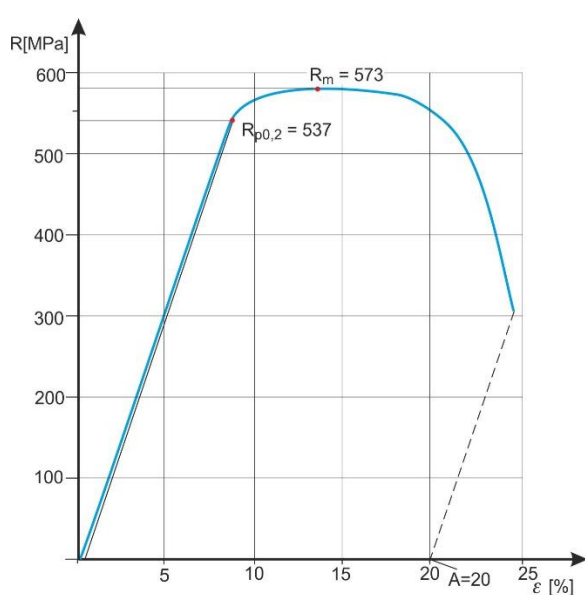
Таблица 4.2.

Резултати от изпитания на опън

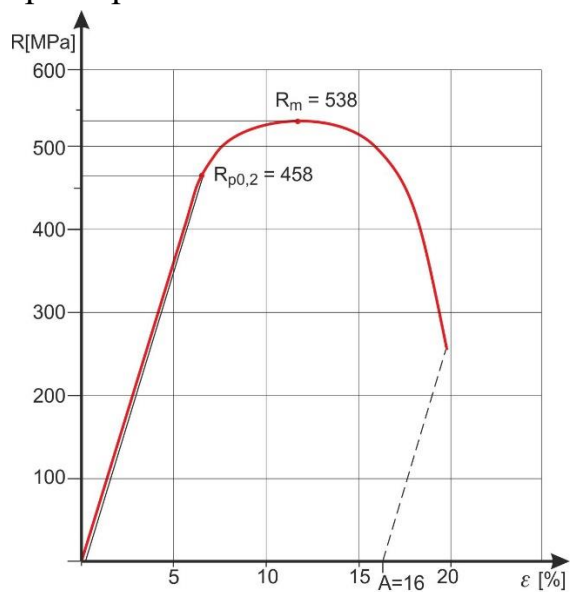
Образец	Тип на шева	Изследвана зона	Зона на пробовземане	Размери [mm]	Re	Rm	A
2.1.	Надлъжен шев		Напречно от тръбата	7x4 (100x45)	484	532	21
2.2.	Надлъжен шев		Напречно от тръбата	7x4 (100x45)	476	519	20
2.3.	Основен материал		Надлъжно от тръбата под 45°	7x6 (100x40)	537	573	20
2.4.	Основен материал		Надлъжно от тръбата под 45°	7x6 (100x40)	527	547	23

2.5.	Основен материал		Надлъжно от тръбата под 45°	7x6 (100x40)	530	525	22
2.6.	Основен материал		Напречно от тръбата	7x3 (75x30)	487	543	45
2.7.	Основен материал		Напречно от тръбата	7x3 (75x30)	497	556	43
2.8.	Основен материал		Надлъжно от тръбата	10x8 (180x90)	572	597	15
2.9.	Основен материал		Надлъжно от тръбата	10x8 (180x90)	559	555	14
2.10.	Основен материал		Надлъжно от тръбата	10x8 (180x90)	557	567	14
2.11.	Напречен шев	Изследване на слабото звено	Надлъжно от тръбата	10x8 (180x90)	536	573	13
2.12.	Напречен шев	Изследване на слабото звено	Надлъжно от тръбата	10x8 (180x90)	514	533	13
2.13.	Напречен шев	Изследване на слабото звено	Надлъжно от тръбата	10x8 (180x90)	483	569	13
2.14.	Надлъжен шев	Цял шев	Надлъжно от тръбата	10x8 (180x90)	721	788	23
5.1.	Основен материал	Корозия CO ₂	Надлъжно от тръбата	10x8 (180x90)	458	519	16

Графиките, получени от измерванията на якостта на опън (фиг.4.10) показват липсата на типична граница на провлачване, което е характерно за този тип тръбни стомани с пластичен характер.



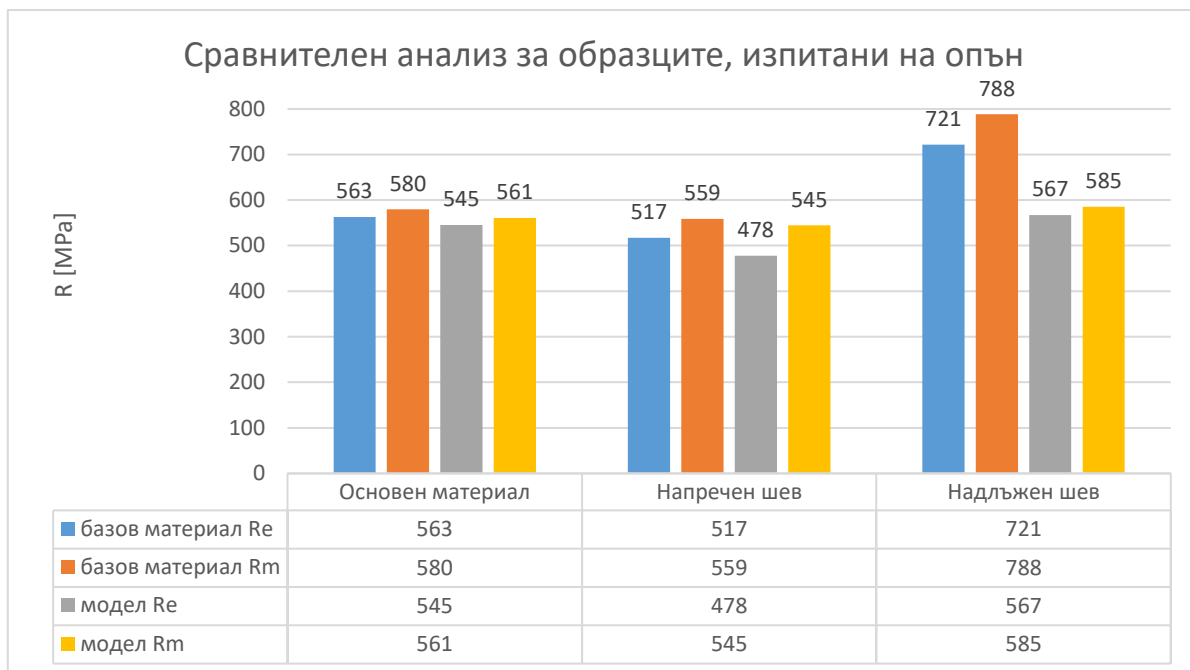
Образец 2.3



Образец 5.1

Фиг.4.10. Диаграми от изпитванията на опън

На фиг.4.11. се вижда минимална загуба на якост при R_e и R_m за образци от основния материал и напречния шев и значителна при сравняване на образците от надлъжния заваръчен шев, направен в завода производител.



Фиг. 4.11. Сравнителен анализ на резултатите от опъновите изпитвания на образци от базовия обект и модела

4.1.4. Изследване на ударна жилавост

За извършване на сравнителен анализ по резултатите за ударна жилавост на стоманата са изработени 21 броя образци (Фиг.4.13). Резултатите са дадени в таблица 4.3.



а) от тестова тръба



б) от модела

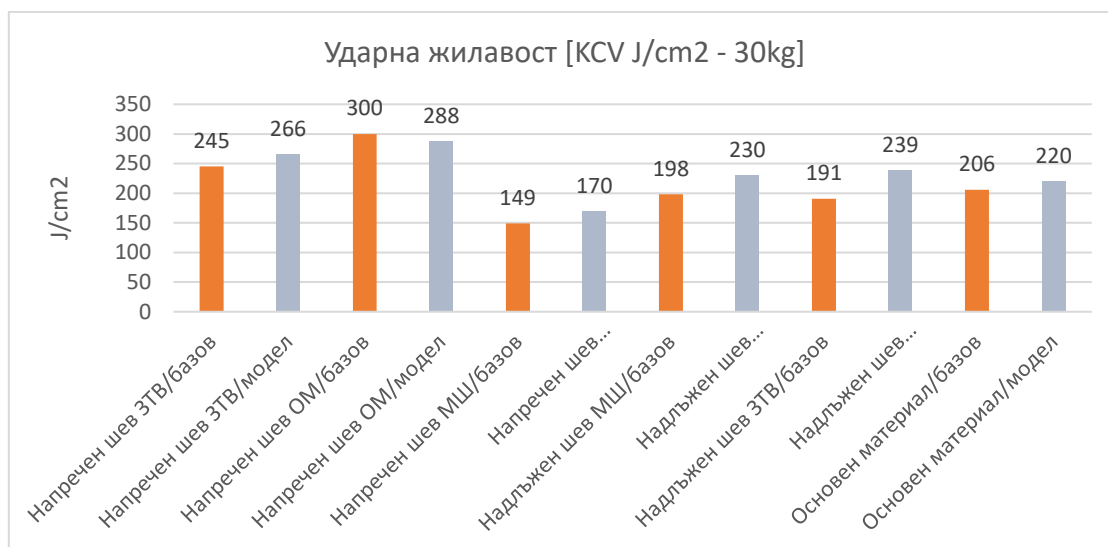
Фиг.4.13. Образци за изпитване на ударна жилавост от модела на тръбопровода

Таблица 4.3

Част от резултатите от изпитване на ударна жилавост

Образец №	Тип на шева/материала	Изследвана зона	Зона на пробовземане	Геометрични размери на образца [mm]	Ударна жилавост [J/cm ²] – 30kg		
					Основен Материал	ЗТВ	Метал на шева
1.1.	Напречен шев	Изследване на ЗТВ	Надлъжно от тръбата	8x8		246	
1.2.	Напречен шев	Изследване на ЗТВ	Надлъжно от тръбата	8x8		240	
1.3.	Напречен шев	Изследване на ЗТВ	Надлъжно от тръбата	8x8		250	

1.4.	Напречен шев	Основен материал	Надлъжно от тръбата	10x10	300		
1.5.	Напречен шев	Основен материал	Надлъжно от тръбата	10x10	294		
1.6.	Напречен шев	Основен материал	Надлъжно от тръбата	10x10	306		
1.7.	Напречен шев	Метал на шева	Надлъжно от тръбата	8x8			156
1.8.	Напречен шев	Метал на шева	Надлъжно от тръбата	8x8			146
1.9.	Напречен шев	Метал на шева	Надлъжно от тръбата	8x8			146
1.10.	Надлъжен шев	Метал на шева	Напречно от тръбата	8x8			192
1.11.	Надлъжен шев	Метал на шева	Напречно от тръбата	8x8			216
1.12.	Надлъжен шев	Метал на шева	Напречно от тръбата	8x8			186



Фиг. 4.14. Сравнителен анализ между подобни образци изпитани на ударна жилавост.

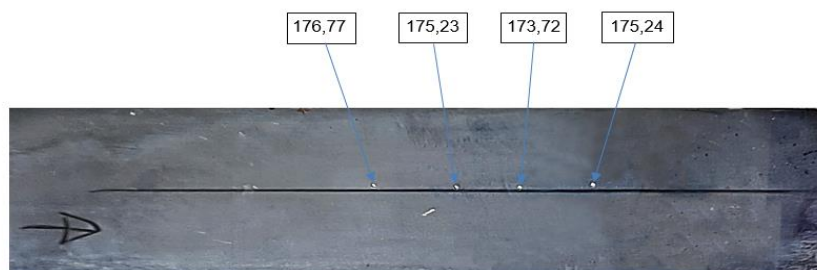
За краткия период от почти 2 години, може да се приеме, че няма съществено изменение в ударната жилавост във всички изследвани зони от базовия обект и модела подложен на натоварване.

4.1.5. Изследване на макротвърдост, HV5

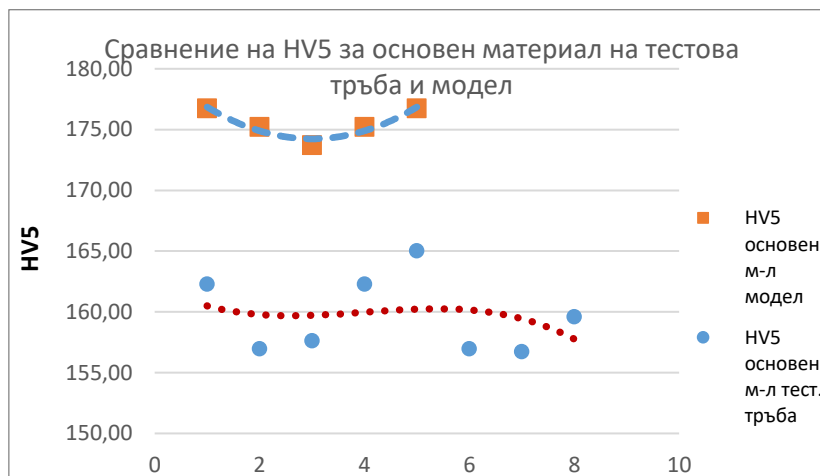
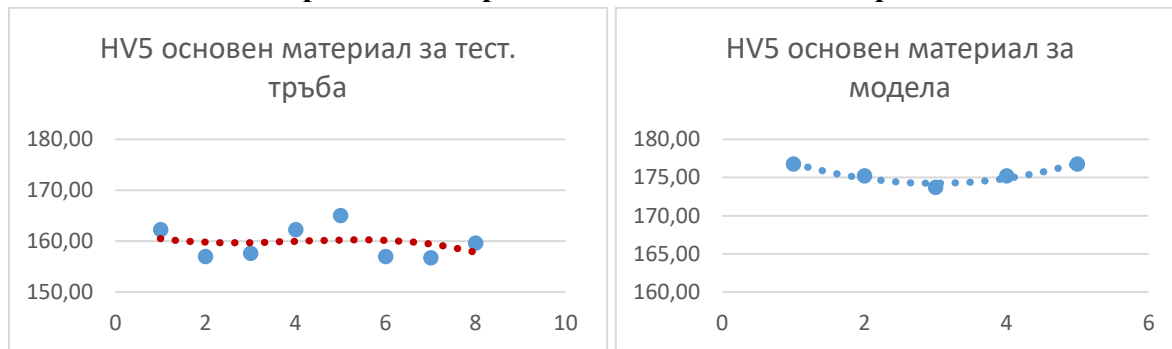
Част от резултатите от изпитания на макротвърдост на образци от материалите на тестовата тръба и модела на тръбопровода са показани на фиг. 4.15 до фиг.4.16, а сравнителни диаграми за HV5 - на фиг.4.23.



Фиг.4.15. Обр. 3.0 – Твърдост HV5 на основен материал на тестовата тръба



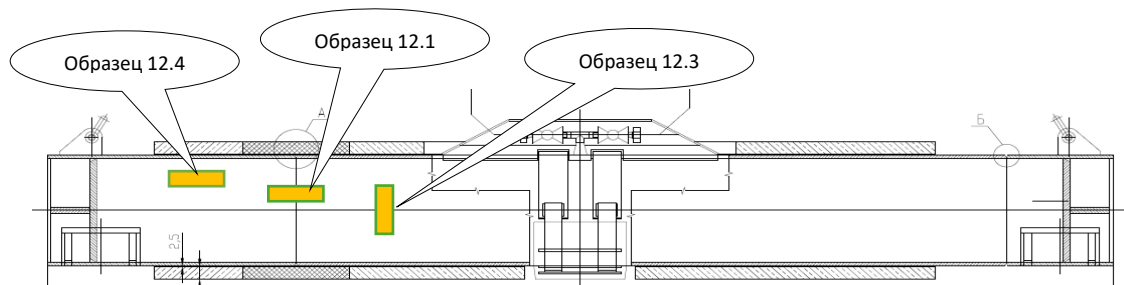
Фиг.4.16.Обр. 12.4 – Твърдост HV5 на основен материал на модела



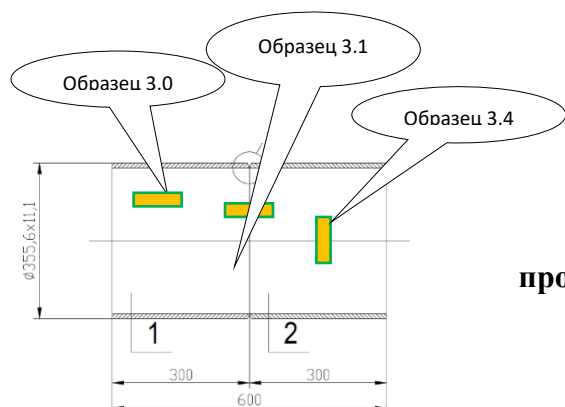
4.23. Сравнителни диаграми от изпитване на макротвърдост основен материал

След обработка и съпоставяне на еднакви зони от образците от тестовия обект и модела става ясно единствено по-осезаемо повишаване на повърхностната твърдост на образците от основния материал и слабо повишаване на образци от надлъжния заваръчен шев.

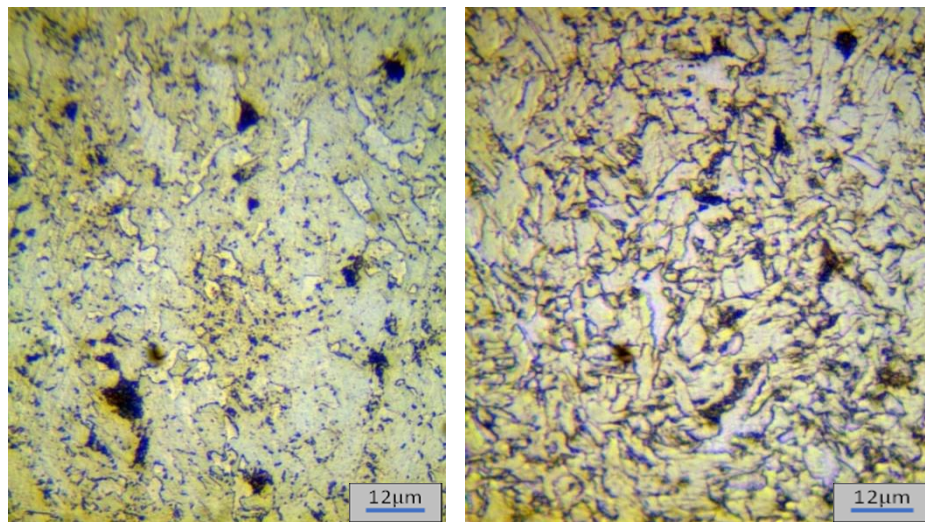
4.1.6. Микроструктурен анализ



Фиг.4.26. Разположение на пробовземане на образците взети от модела на тръбопровода



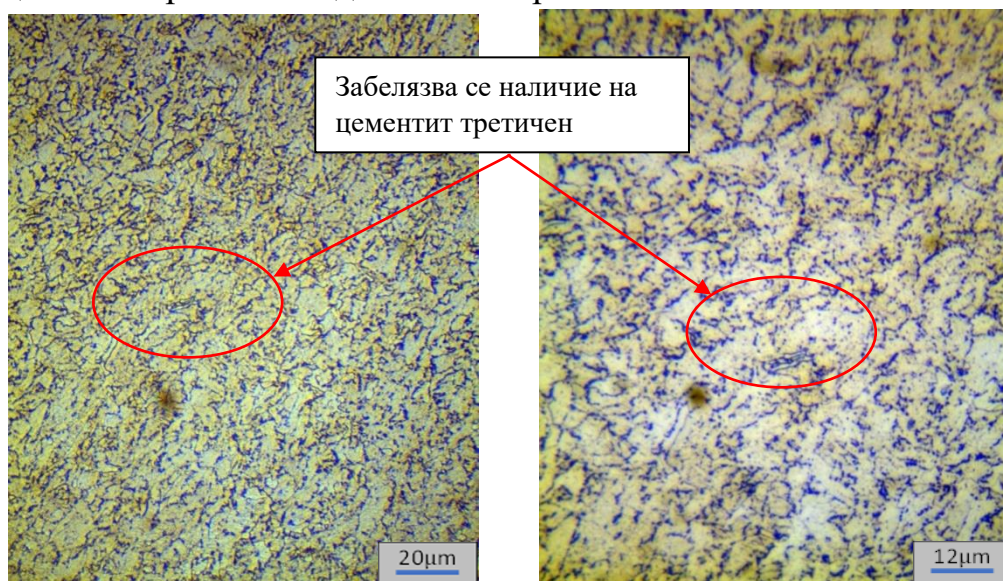
Фиг.4.27. Разположение на пробовземане на образците взети от изходния тестов обект



Фиг. 4.28. Микроструктура на основен материал:

- а) Образец 3.0. – Изходен обект- Основен материал с увеличение х800, б) Образец 12.4. Модел – Основен материал с увеличение х800.

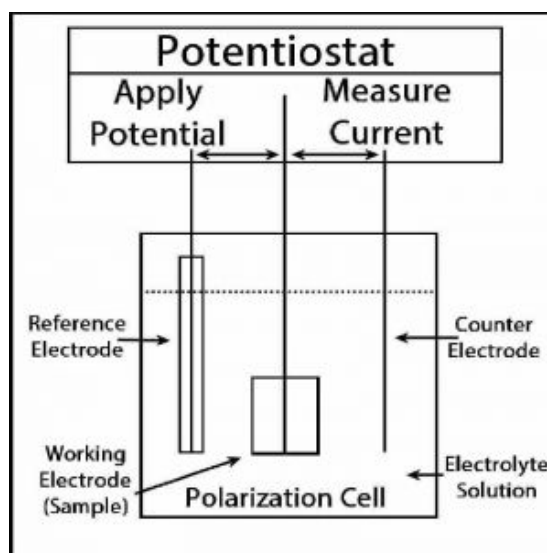
На фиг. 4.30 за представени и снимките за микроструктурите на образците с напречни и надлъжни заваръчни шевове.



Фиг. 4.30. Микроструктура на надлъжен заваръчен шев: а) Образец 12.3. - Модел - Метал на шева с увеличение х500, б) Образец 12.3. - Модел - Метал на шева с увеличение х800

4.1.7. Изследване на електрохимична корозия на образци от тестовия обект

Експерименталните изследвания на електрохимична корозия, използват потенциостатична верига, която включва поляризационна клетка-фиг.4.31.



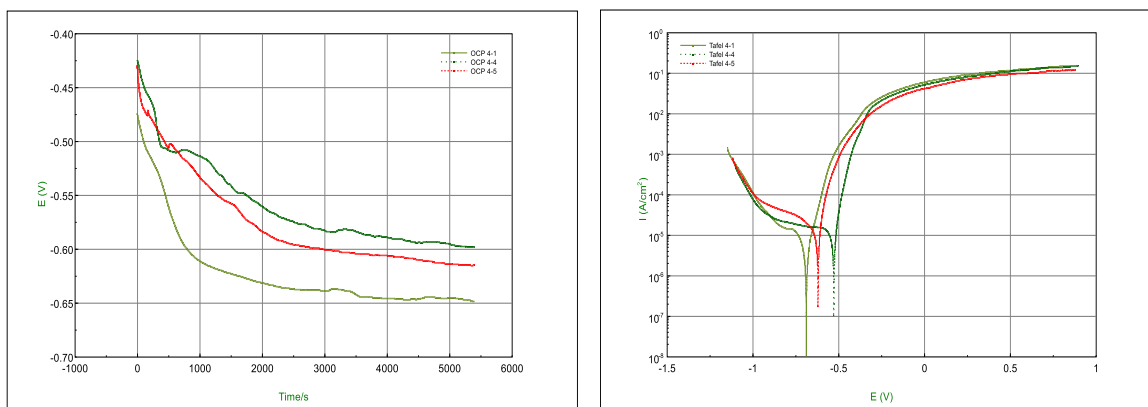
Фиг.4.31. Схема на потенциостатична уредба

Образец 4.1.	Основен материал
Образец 4.4.	Напречен заваръчен шев (Изпълнен чрез процес РЕДЗ с обмазан електрод)
Образец 4.5.	Надлъжен заваръчен шев (изпълнен в завода производител по метода автоматизирано високочестотно индукционно заваряване)



Фиг. 4.33. Образци, подложени на изпитания за електрохимична корозия

Резултати от проведените изпитания на образци, от тръбата за направа на модела, със същия напречен заварен шев изпълнен по същата процедура, добавъчен материал и заварчик



Фиг.4.35. Потенциодинамични поляризационни криви

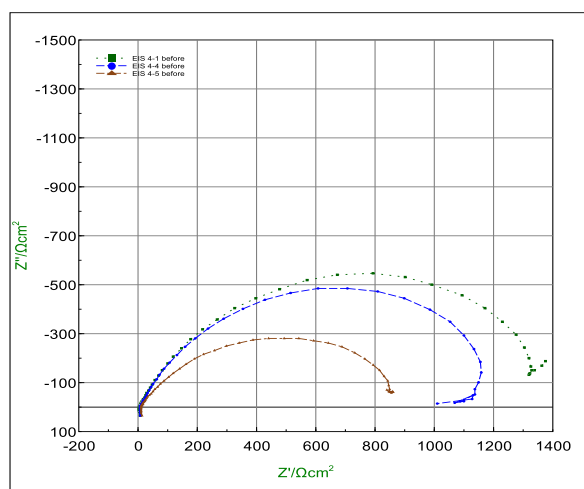
Получените резултати за трите образца са систематизирани в Таблица 4.4.

Таблица 4. 4.

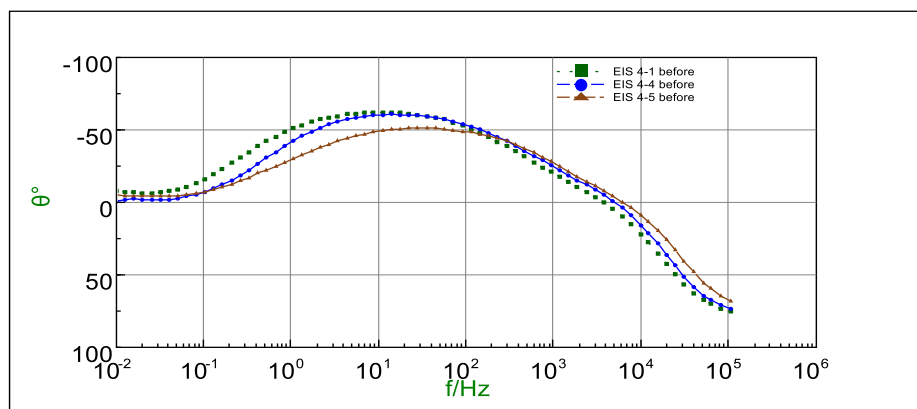
Резултати от корозионното изследване

	Sample	4.1	4.4	4.5
1	ba (mV)	78.756	69.382	89.759
2	bc (mV)	380.28	67948	3192.5
3	i0 (Amps/cm ²)	7.3773E-06	2.1276E-05	2.7919E-05
4	E0 (Volts)	-0.68764	-0.52697	-0.61934
5	Corrosion rate(mm/a)	0.086545	0.24959	0.32752
6	Residual	1.9322E+30	1.4145E+33	7.3344E+25

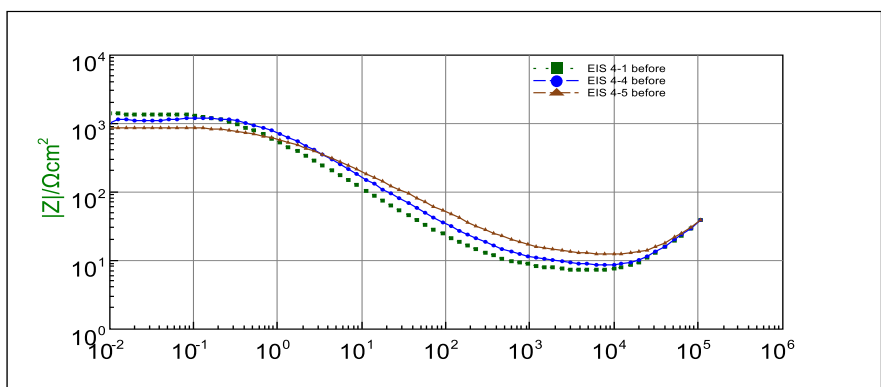
На ред 5 е показан темпът на действие на електрохимичната корозия на различните образци в mm/година. Видно е, че основният материал е значително по-устойчив за сметка на заварените съединения. Софтуера към потенциостат/гальваностатът CS350, дава възможност и за спектроскопия на електрохимичния импеданс или EIS (Electrochemical Impedans Spectroscopy) [20]. Диаграмите са показани на фигурите по-долу:



Фиг. 4.36. Диаграма на Найкуист, където $-Z''=f(Z')$ [Ωcm^2] или отрицателния предполагаем импеданс, изобразен спрямо реалния.



Фиг.4.37 Диаграма на Бодe



Фиг.4.38. Диаграма на Мот-Шотки

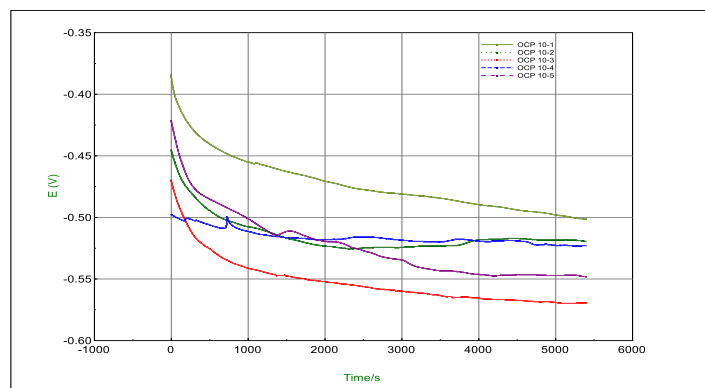
Съпоставка на данните с образци, подложени на тест за електрохимична корозия от модела на тръбопровода.



Фиг.4.39. Образци, подложени на изпитания за устойчивост на електрохимична корозия от модела на тръбопровода.

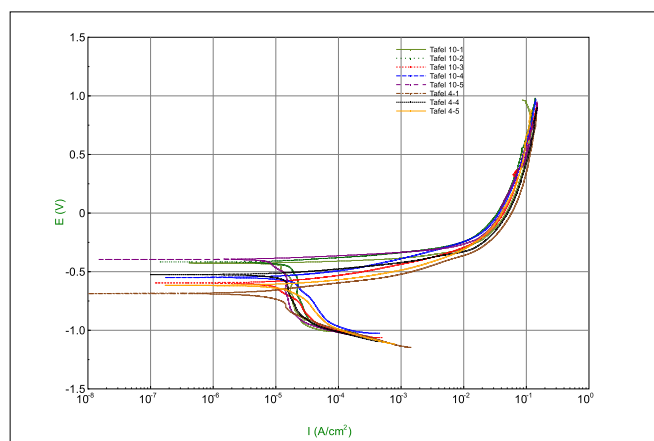
Таблица 4.5.

	10-1	10-2	10-3	10-4	10-5
	Напречен шев-незащитен	Основен материал-незащитен	Надлъжен шев	Напречен шев-защитен	Основен материал-защитен
ba (mV)	61.248	68.19	89.639	108.08	58.496
bc (mV)	33450	55892	4148.6	1.9403E+05	3.4675E+05
i0 (Amps/cm ²)	1.9961E-05	2.9192E-05	1.796E-05	3.6125E-05	1.4891E-05
E0 (Volts)	-0.42931	-0.41847	-0.59803	-0.55103	-0.39698
Corrosion rate(mm/a)	0.23416	0.34245	0.21069	0.42379	0.17468
Residual	0.011576	0.0026084	9.677E-06	4.6165E-06	0.010982

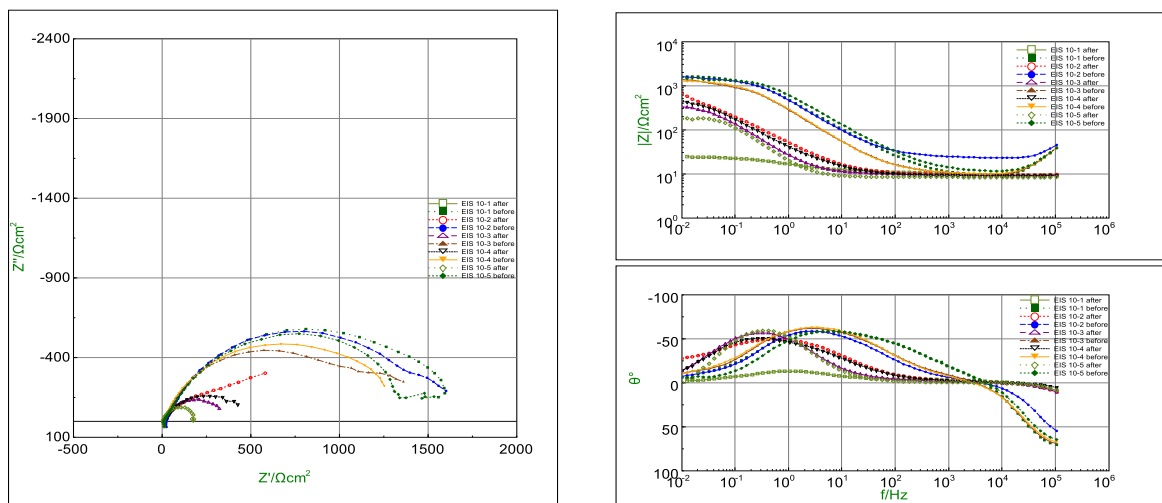


Фиг. 4.40. Потенциостатични поляризационни криви при отворена верига

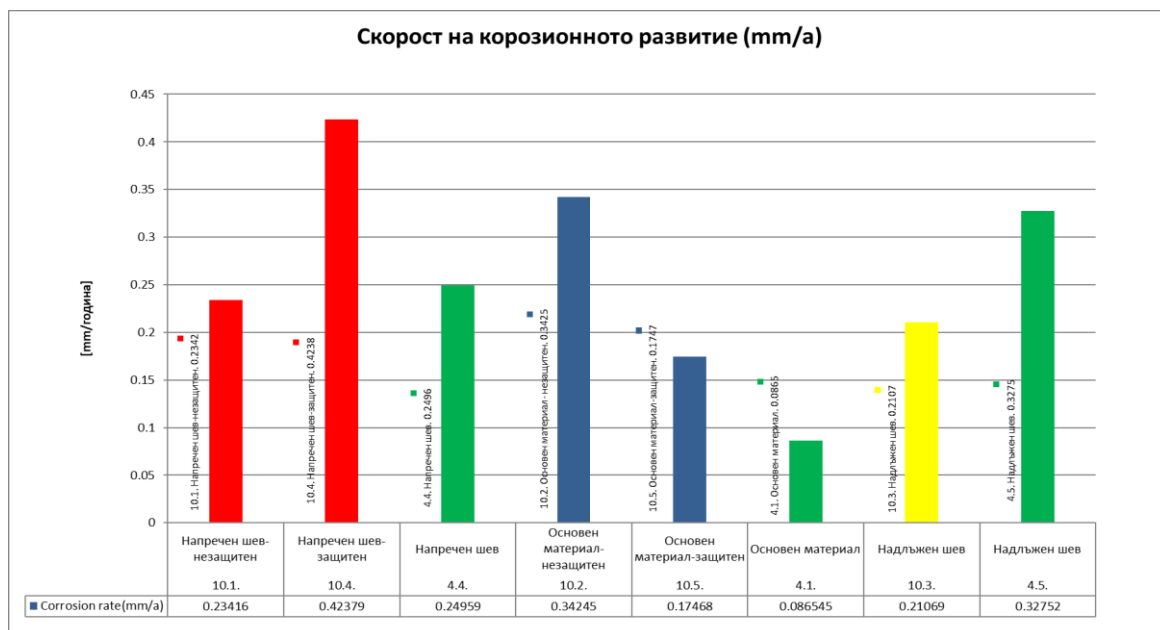
От ОСР кривите се вижда, че всички образци от серия 4, а именно тези от изходния тестов обект, които не са престояли на морското дъно имат малко по-влошена корозионна устойчивост спрямо тези от серия 10 или тези взети от модела.



Фиг. 4.42. Потенциодинамични поляризационни криви



Фиг. 4.43. Диаграма на Найкуист, Боде и Мот-Шотки



Фиг.4.44. Сравнителен анализ за скорост на корозия на всички образци

4.1.8. Определяне на показателите за надеждност на оборудването при повърхностно корозионно разрушаване

Определянето на остатъчния ресурс на модела на тръбопровода зависи до голяма степен от износването на най-натоварения елемент, а именно вътрешната повърхност. задаваме максимално допустимата относителна грешка $\delta = 0,10$ и доверителна вероятност на оценката $\gamma = 0,95$. Коефициентът на вариация v_h в съответствие с точка 3.3(гл. 3) от методиката се приема 0,2 и определяме брой проби или $N = 13$.

На табл. 4.7 са дадени измерените дълбочини в 13 характерни точки от тръбата и съответно дълбочините на разрушаване за всяка точка. Резултатите са равномерно разпределени по протежението на модела.

Таблица 4.7.

Измерени дълбочини в характерни зони на модела

Образец	Изпълнена дебелина на стената [mm]	Дълбочина на разрушаване[mm]
13.2.1	11,1	0,2130
13.2.2	11,1	0,1325
13.2.3	11,1	0,2263
13.2.4	11,1	0,2375
13.2.5	11,1	0,2438
13.2.6	11,1	0,2188
13.2.7	11,1	0,2650
13.2.8	11,1	0,2400
13.2.9	11,1	0,3050
13.2.10	11,1	0,2650
13.2.11	11,1	0,2163
13.2.12	11,1	0,2388
13.2.13	11,1	0,2238

Определене на максималната дълбочина на разрушаване h_{max} на повърхността при избрана доверителна вероятност $\gamma = 0,95$ се изчислява съгласно формулата (3.22):

$$h_{max} = a \left[-\ln \left(-\frac{\ln \gamma}{M} \right) \right]^{\frac{1}{b}} = 0,254 \left[-\ln \left(\frac{\ln 0,95}{8350} \right) \right]^{\frac{1}{6}} = 0,378mm$$

Определяне на остатъчния живот по (3.28)

$$T_{py} = T_p(1 - 3 \cdot v_m) = 31,6(1 - 3 \cdot 0,0504) = 26,8 \text{ години}$$

Изчисляването на средното време до отказ се извършва съгласно критерия за възникване на разрушаване на стената съгласно формулата (3.32). Използвайки формулата (3.31), определяме коефициента на вариация на дълбочината на разрушаване, съответстващ на момента на разрушаване:

$$v_{h1} = \sqrt{\frac{h_{max}}{H}} \cdot v_h = \sqrt{\frac{0,378}{11,1}} \cdot 0,186 = 0,034$$

Според табл. 3.2 дефинираме $b_t = 30$; $K_{bt} = 0,99$.

Използвайки формула (3.32), определяме средното време за отказ T_o :

$$T_o = \frac{H \cdot K_{bt}}{c \cdot \left(-\ln \frac{s_0}{s} \right)^{\frac{1}{b_t}}} = \frac{11,1 \cdot 0,99}{0,118 \cdot \left(-\ln \frac{0,0004}{3,34} \right)^{1/30}} = 83 \text{ години}$$

Установеното безотказно време на работа T_{0y} се определя по формулата (3.33):

$$T_{0y} = T_o(1 - 3 \cdot v_m) = 83 \cdot (1 - 3 \cdot 0,0504) = 70 \text{ години}$$

Извод: Чрез прилагане на методика по стандарта РД 26-10-87 са определени показателите за надеждност на тръбопровода. Даденото граничното състояние ($T_{py} = 26,8$ години) настъпва по-рано, отколкото възникват неговите откази (чрез разрушаване) – T_o и T_{0y} .

При по-голяма неравномерност на корозионното разрушаване могат да възникнат откази в обектите, преди да настъпи граничното състояние.

4.2. Резултати от симулацията на напрегнатото състояние на сухоземен газопровод от SCC

Данните за газопровода Галата – Провадия са дадени на табл.4.8, а данните за корозионните дефекти са от измерване с инспекционно бутало, извършено от фирма ROSEN.

При измерване за загуба на метал с прогнозирана дълбочина на пика $\geq 50\%$ от номиналната дебелина на стената са открити 2 дефекта:

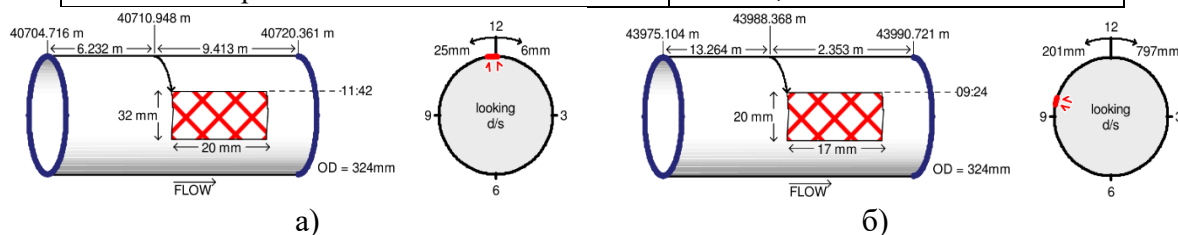
1. С размери дължина 20mm и ширина 32mm - 57% дълбочина загуба на метал в дълбочина 3,65mm (Фиг. 4.45.а)
2. С размери дължина 17mm и ширина 20mm - 50% дълбочина загуба

на метал в дълбочина 3,2mm (Фиг. 4.45.б)

Таблица 4.8.

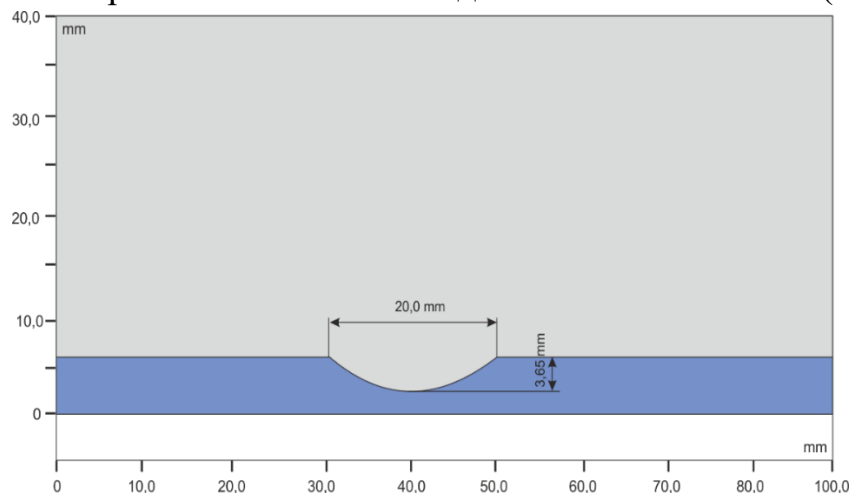
Данни за параметрите на газопровода

Параметри на тръбопровода	Стойности на параметрите
Диаметър (D)	12"
Дължина (L)	59 km
Дебелина на стената (t)	6,4 mm
Минимален радиус на кривина	5,0D
Материал на тръбата	API 5L X52
Граница на провлачване	365 MPa
Граница на разрушаване	455 MPa
Максимално работно налягане	5,4 MPa



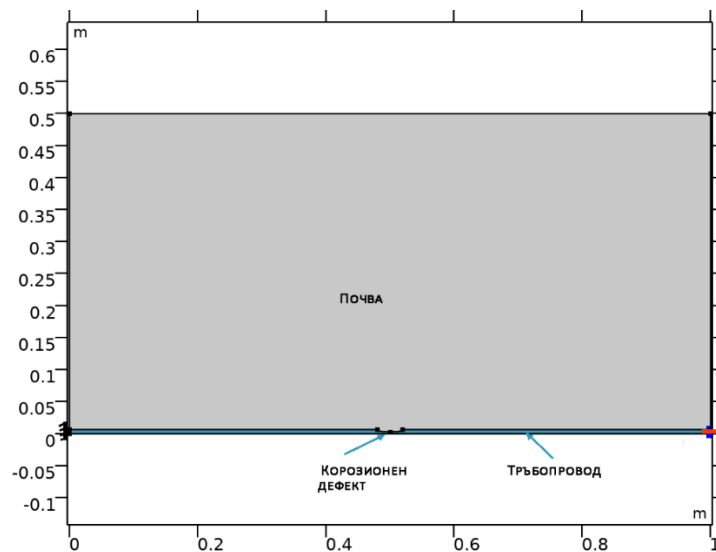
Фиг. 4.45. Питингови дефекти по външната повърхност на тръбопровода

С помощта на приложенията Solid Mechanics и Corrosion Module на Comsol Multiphysics 6.3 се изследва напрегнатото състояние на участък от газопровода с дължина 1m в зоната на дефекта с дълбочина на корозионен дефект 3,65 mm при 57% намаление на дебелината на стената (Фиг.4.46)



Фиг. 4.46. Фрагмент от участък от тръбата с питингов дефект (57%) по външната повърхност на тръбопровода

Построява се геометрията на модела (Фиг.4.47) по данни от измерването на дефекта на тръбопровод от въглеродна стомана X52 и околната почва домейн с електролитната проводимост на почвената област в 0,096 S/m. Симулацията на напрегнатото състояние на модела при опън от преместването на почвата с 0,5mm, 1,0mm и 1,5mm се осъществява чрез неподвижно закрепване на десния край на участъка от тръбопровода и опъново натоварване, приложено на левия му край.



Фиг. 4.47. Геометрия на модела се състои от тръбопровод с корозионен дефект и околната почва домейн

Добавят се данните за материала на тръбопровода табл. 4.10. Въвеждат се параметрите на изместване на почвата:

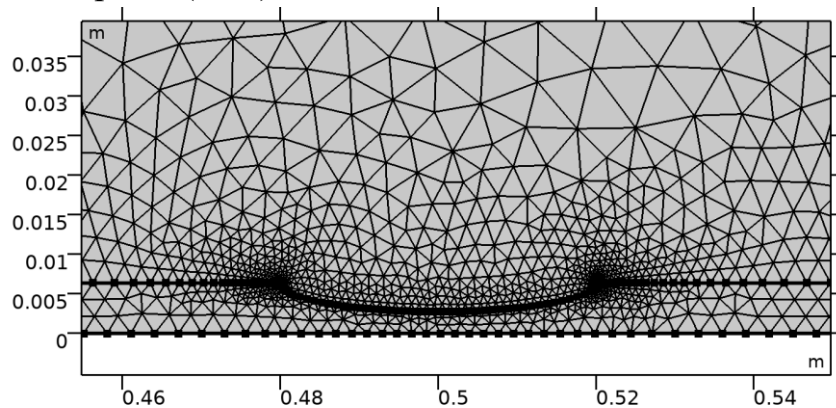
Parameter name	Parameter value list	Parameter unit
disp(Displacement)	0.0005 0.0010 0.0015	m

Таблица 4.10.

Данни за материала на тръбопровода

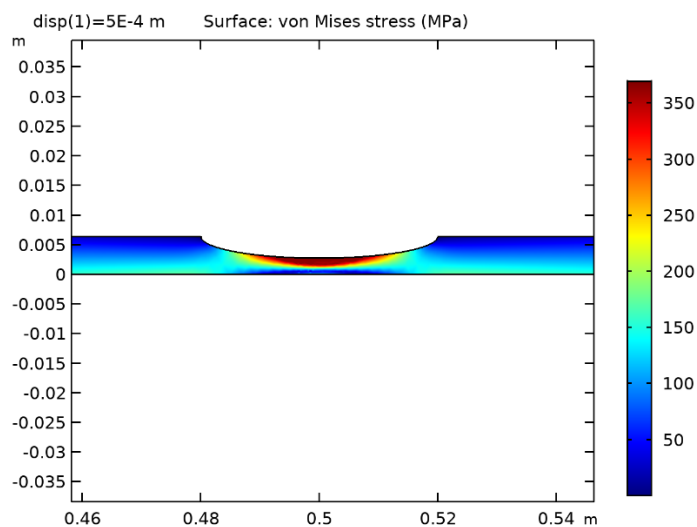
Характеристика	Променлива	Стойност	Единица	Група свойства
Първоначално напрежение	sigmags	455MPa	Pa	Модел на еластопластичен материал
Функция на втвърдяване	sigmagh	365MPa	Pa	Модел на еластопластичен материал
Модул	E	207GPa	Pa	Модул на Юнг
Коефициент	nu	0,33	1	Коефициент на Поасо

На фиг. 4.49. е показана мрежата, която е дефинирана като Free Triangular за Domain 1 (тръбата) близо до дефектната повърхност на тръбата–финна мрежа (0,01).



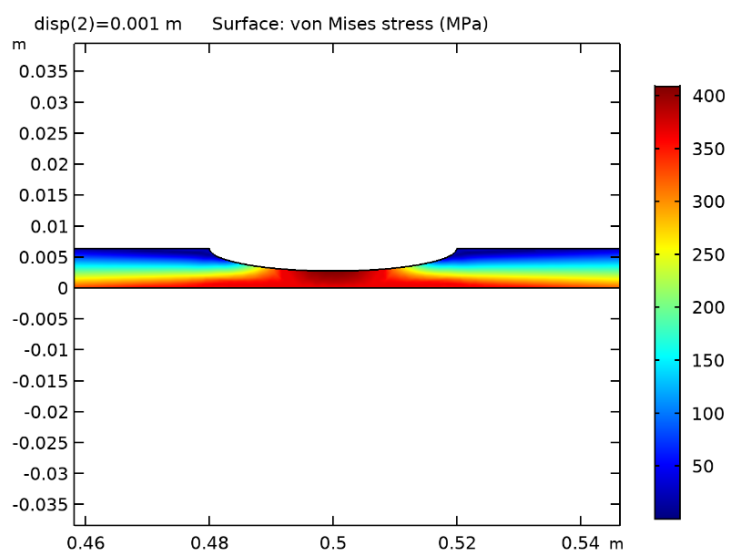
Фиг. 4.49 Изображение на мрежата за изследване на областта на дефекта

Резултатите от разпределение на напреженията на фон Мизес в областта на дефекта са показани на фиг. 4.50 до 4.52 при зададените измествания на почвата.

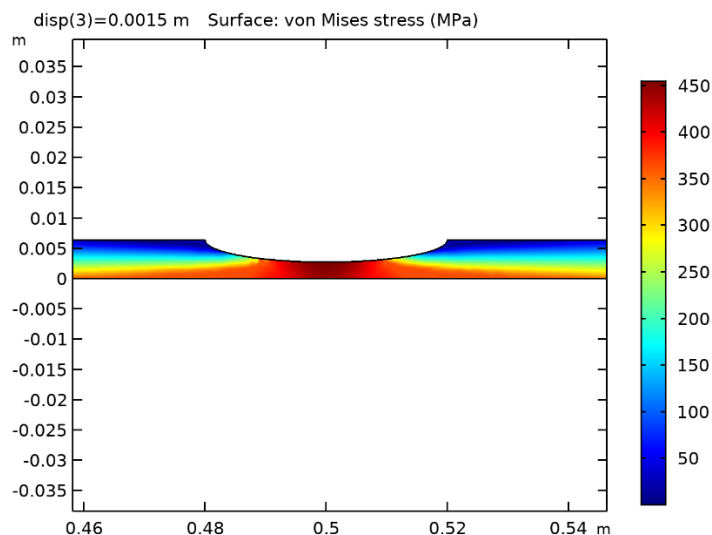


Фиг. 4.50. Разпределението на напрежението на фон Мизес в областта на дефекта на тръбопровода за предписано изместване от 0,5 mm

На фигура 4.50 се вижда, че при изместване на почвата с 0,5mm, разпределението на напрежението на фон Мизес (MPa) върху областта по дължина на тръбата, както е показано от цветната скала, прехвърля границата на провлачване за материала. При изместване на почвата с 1,0 mm напреженията на фон Мизес (Фиг. 4.51) прехвърлят границата на провлачване и достигат 400 MPa, а при изместване на почвата 1,5 mm напреженията в центъра на корозионния дефект достигат 450MPa, т.е. почти пред границата на разрушаване(Фиг.4.52).



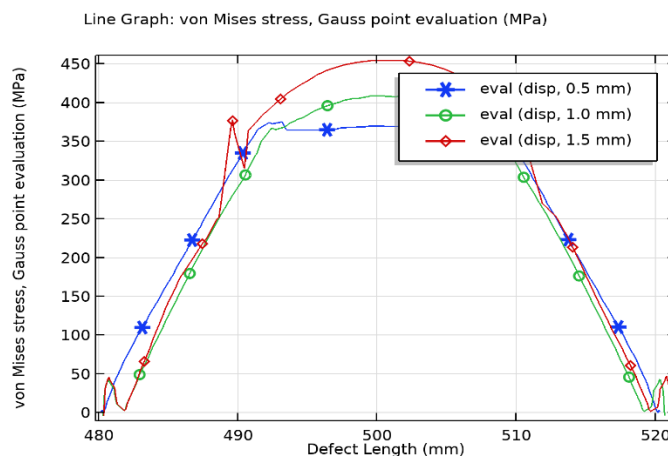
Фиг. 4.51. Разпределението на напрежението на фон Мизес в областта на дефекта на тръбопровода за предписано изместване от 1,0 mm



Фиг. 4.52. Разпределението на напрежението на фон Мизес в областта на дефекта на тръбопровода за предписано изместване от 1,5 mm

Характерна особеност и за трите диаграми е, че местните напрежения са значително по-високи в близост до корозионния дефект, отколкото в останалата част от тръбопровода.

На фиг. 4.53 е демонстрирано линейното разпределение на напреженията на фон Мизес по дължина на корозионния дефект за предписаните измествания на почвата. Напрежението на фон Мизес нараства с увеличаване на деформацията на опън. Установява се, че максимумът е в центъра на корозионния дефект. За всички деформации на опън от 0,5mm, 1,0mm и 1,5mm се наблюдава, че локалното напрежение, особено в центъра на корозионния дефект, надвишава границата на провлачване на стоманата(365MPa). Това води до пластична деформация в центъра на корозионния дефект, докато деформация в останалата част областта на корозионния дефект остава в еластичния диапазон.



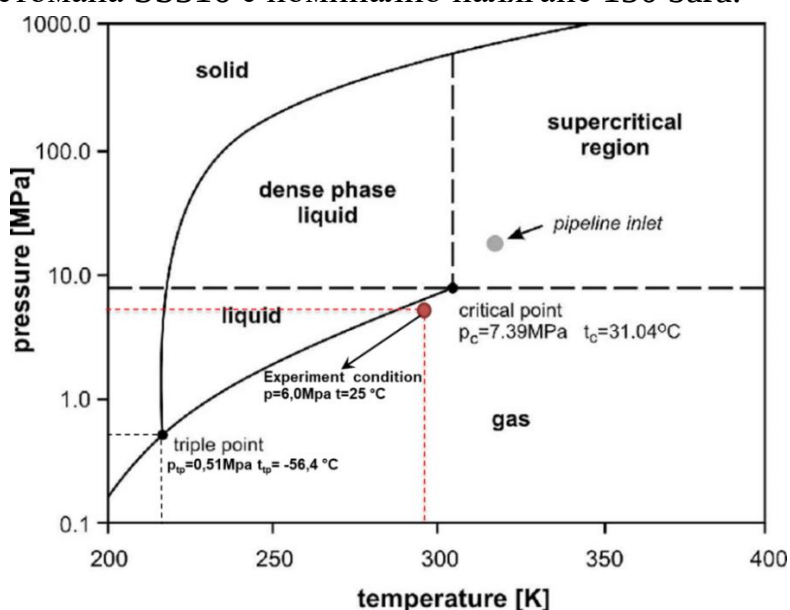
Фиг. 4.53. Разпределението на напрежението на фон Мизес по дължината на корозионния дефект за предписаното премествания от 0,5 mm, 1,0 mm и 1,5 mm

Получените резултати показват, че при натоварвания на опън от изместване на почвата по-голямо от 1,5mm се очаква разрушаване на тръбопровода в зоната на дефекта(в случая 57% намаление на дебелината). Симулационните модели с използване на „COMSOL Multiphysics могат да послужат за оценка на корозионните въздействия и демонстрация на напрегнатото състояние на газопровода.

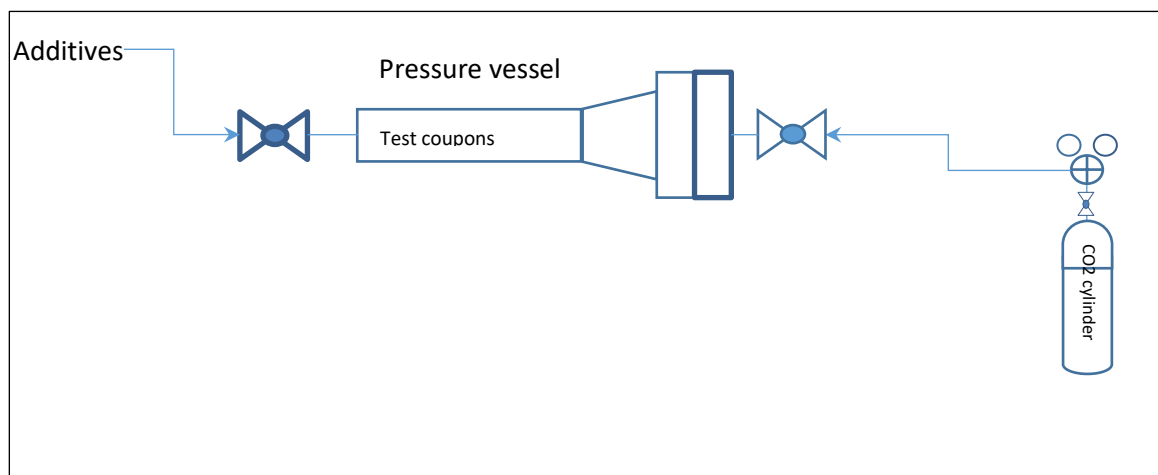
4.3. Изпитания на корозия върху модел на тръбопровод за пренос на CO₂

Една от целите поставени в дисертацията е оценка на влиянието на газ CO₂ в състава на добитите или транспортираните въглеводороди, както и като самостоятелна суровина, с оглед улавянето и преноса от индустрията към изчерпани подземни сондажи. Масово използваните материали за направа на тръби са нисковъглеродните стомани, подобни на разглежданата в т.4.1. От фазовата диаграма(фиг.4.54) е очевидно, че купоните са тествани в газова фаза на CO₂. Целта на изследването е да представи данни в случай, че процесът на транспортиране е неуспешен и CO₂ намалява налягането или температурата и ситуацията се премества от свръхкритичната област към газовата област. В суперкритичната течна фаза CO₂ има плътност като течност, но вискозитетът е близък до газовата фаза. При това състояние на CO₂ капиталовите разходи са по-малки и дължината на тръбопровода може да бъде значително по-дълга.

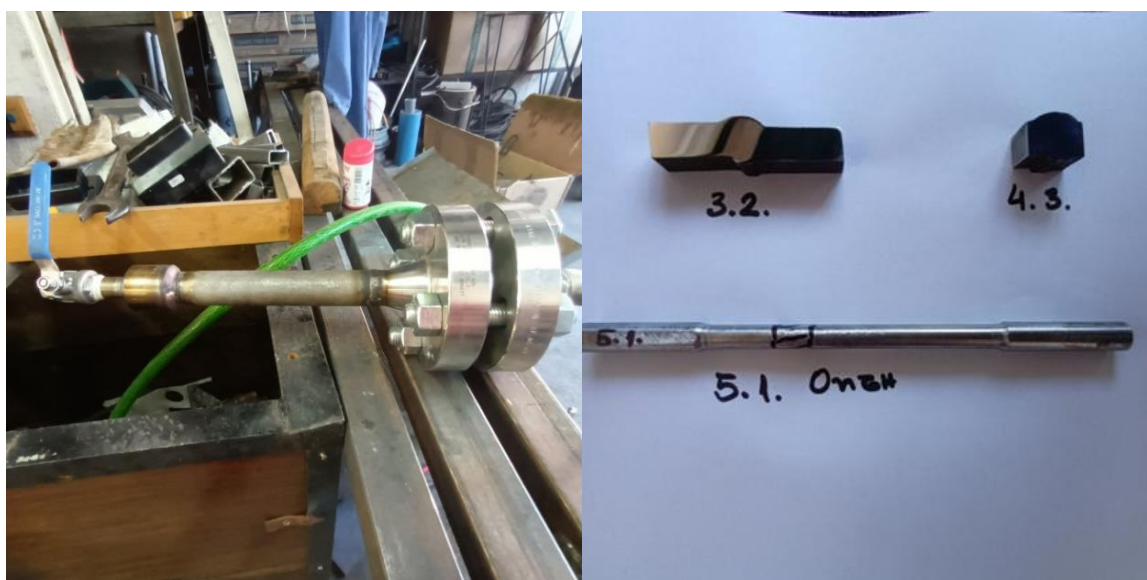
За експериментално изследване на корозията, причинена от CO₂ при наличие на вода е разработен физически модел (фиг.4.55, фиг. 4.56) от неръждаема стомана SS316 с номинално налягане 150 bara.



Фиг. 4.54. Фазова диаграма за CO₂ (Witkowski, A., Rusin, A., Majkut, M., & Stolecka, K. 2014) [7]



Фигура 4.55. Схема на модел на процеса и оборудване за изпитване с вътрешен обем от 400 ml

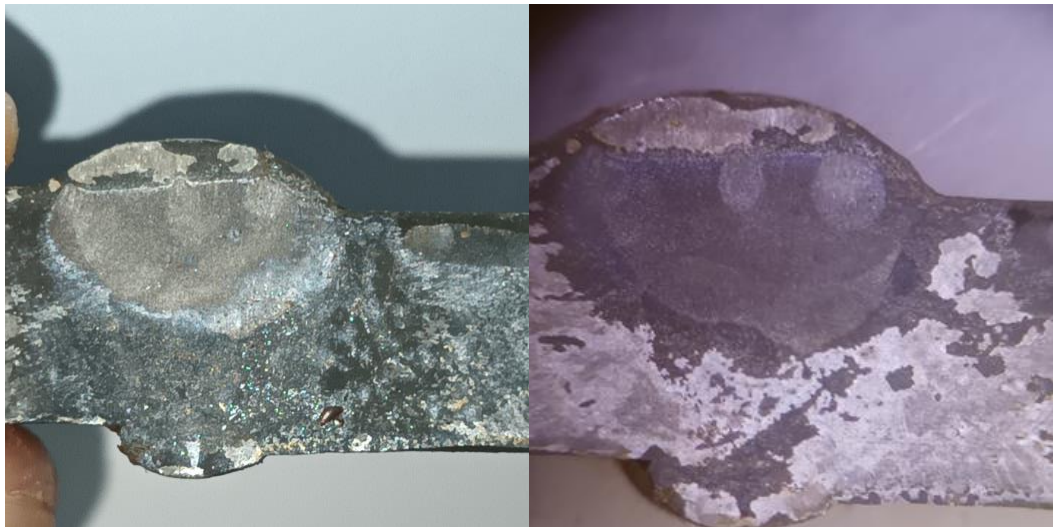


Фиг. 4.56. Съд под налягане и тестови образци

4.3.2. Рентгеноструктурен анализ или XRD (X-ray diffraction)

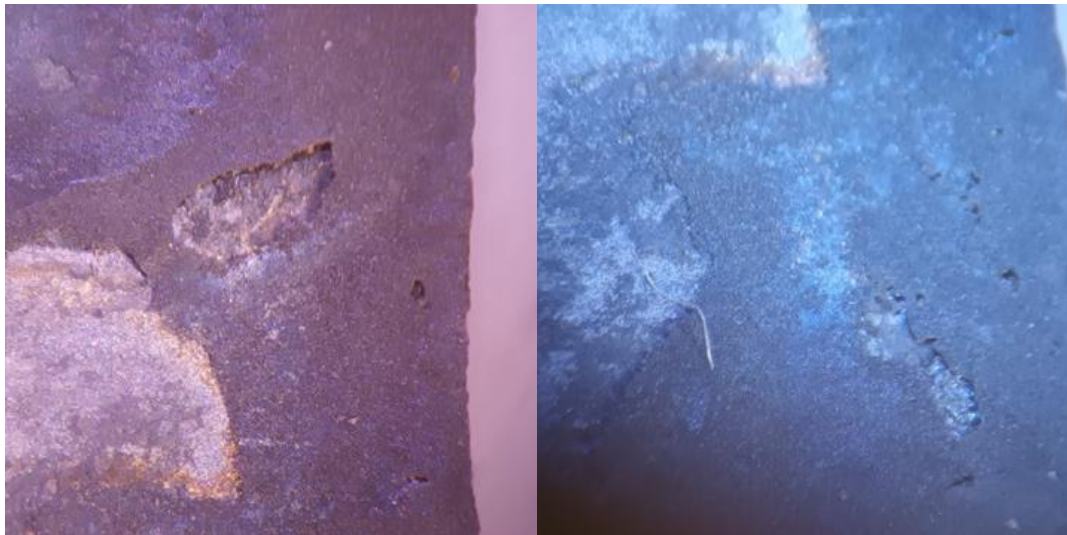
Резултати от тестовете

След 100 часа тестване на образец 3.2. има сериозни признаци на корозия поради агресивния разтвор на въглеродната киселина. Оксидният слой, който е в контакт с кислорода във въздуха, започва да се лющи почти веднага. Също така киселината в контакта газ вода вътре в оборудването за изпитване успява да ецва заваръчния шев. Виждат се заваръчните слоеве на Фигура 4.57.



а)

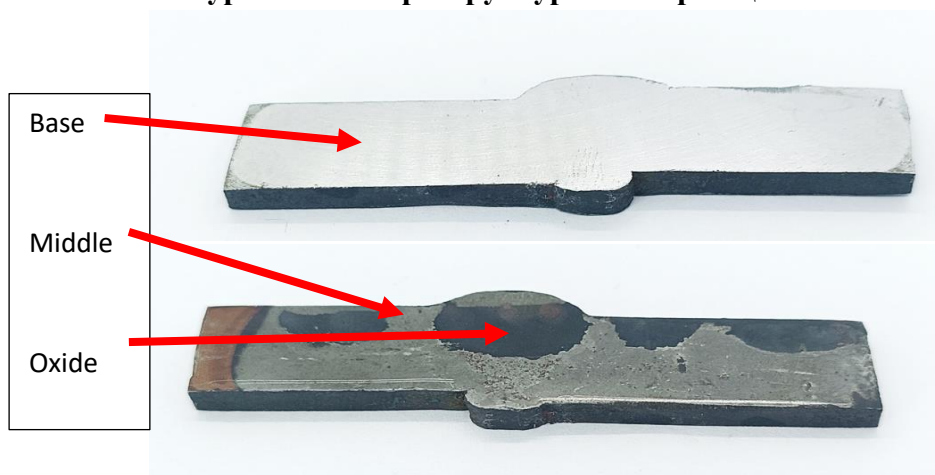
б)



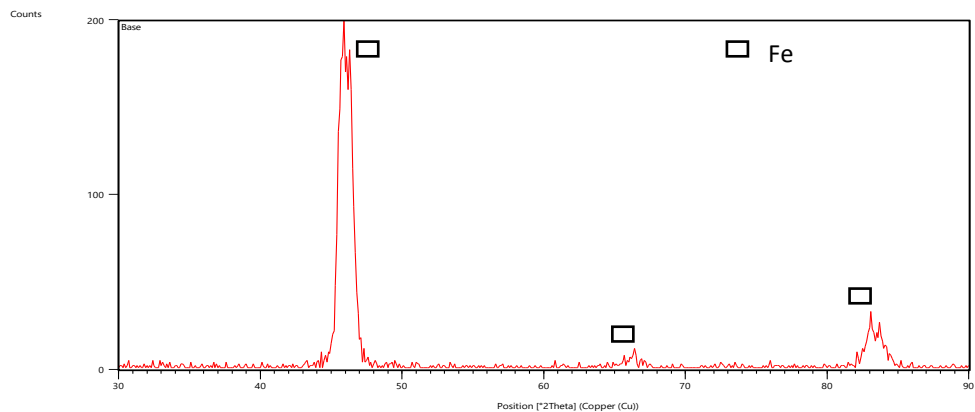
в)

г)

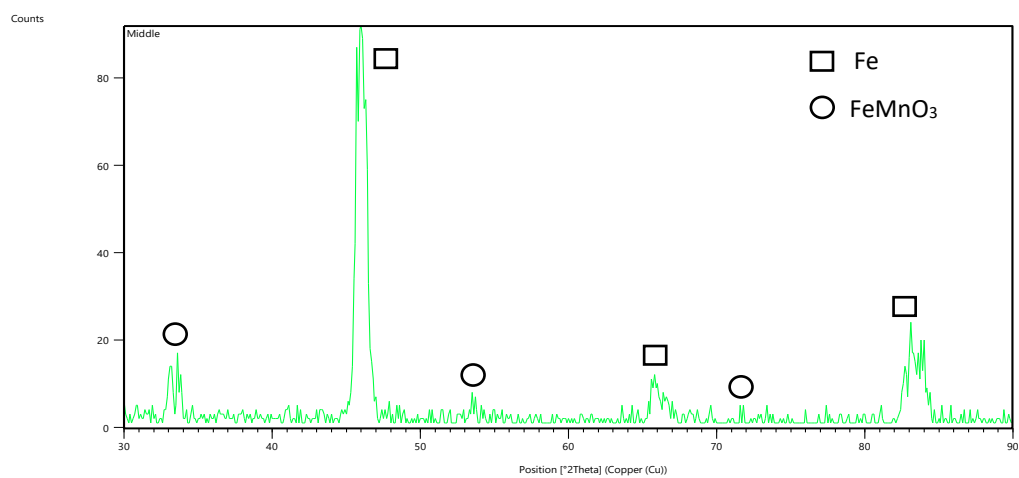
Фигура 4.57. Макроструктури на Образец 3.2



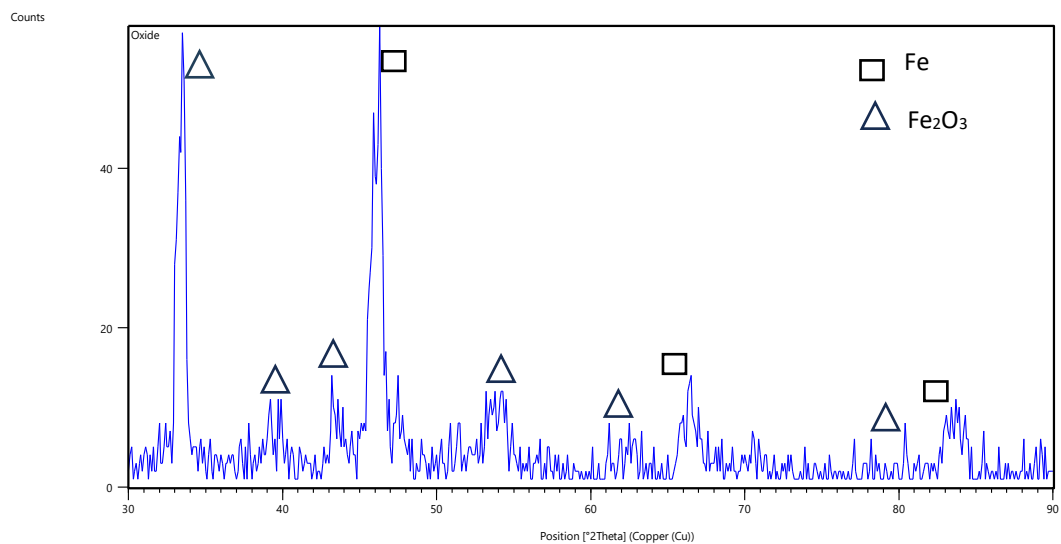
Фиг. 4.58. Изображения на образец 3.2.



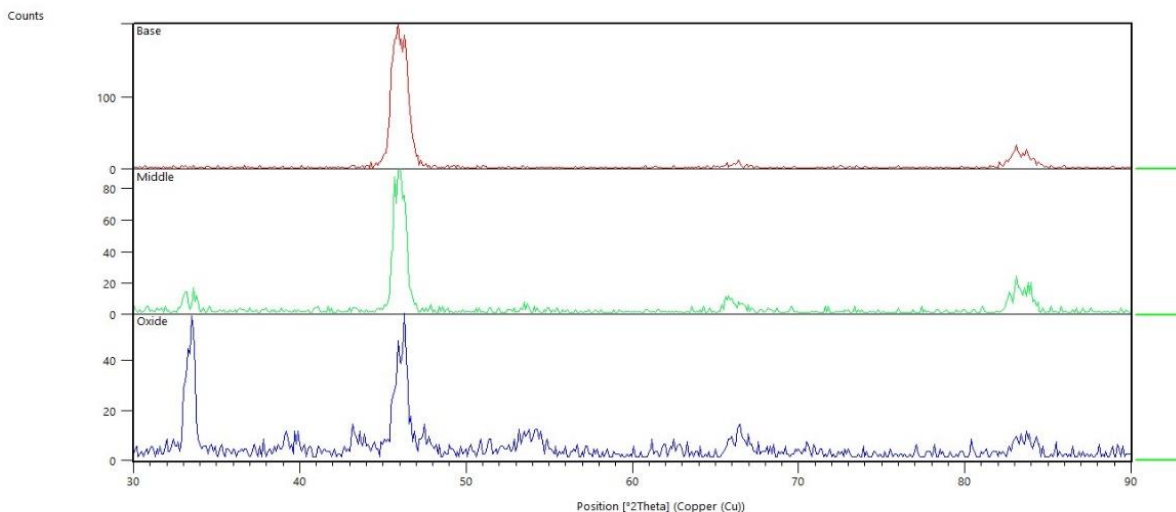
Фиг. 4.59. Резултати от основен материал



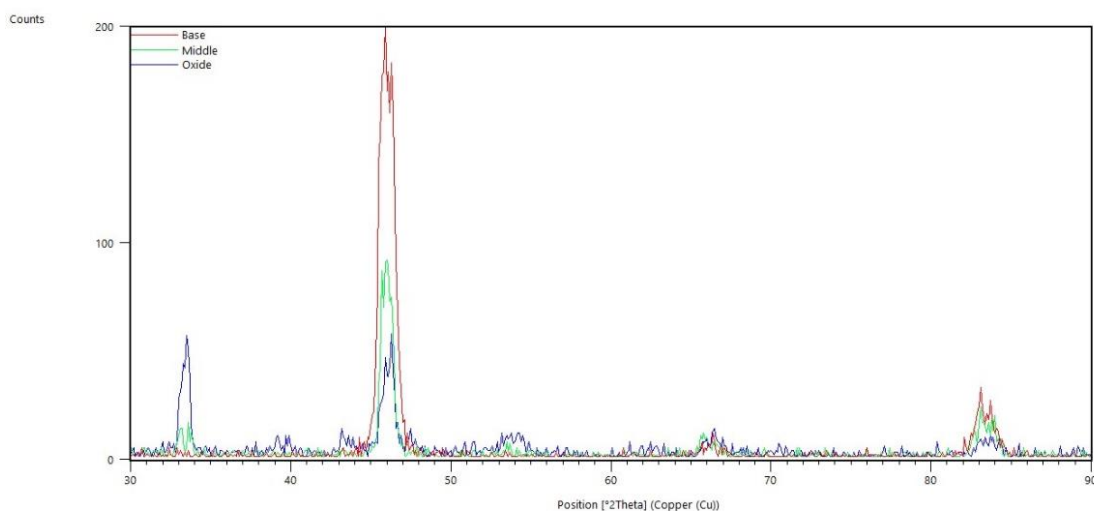
Фиг. 4.60. Резултати от средната зона



Фиг. 4.61. Резултати за окислена зона



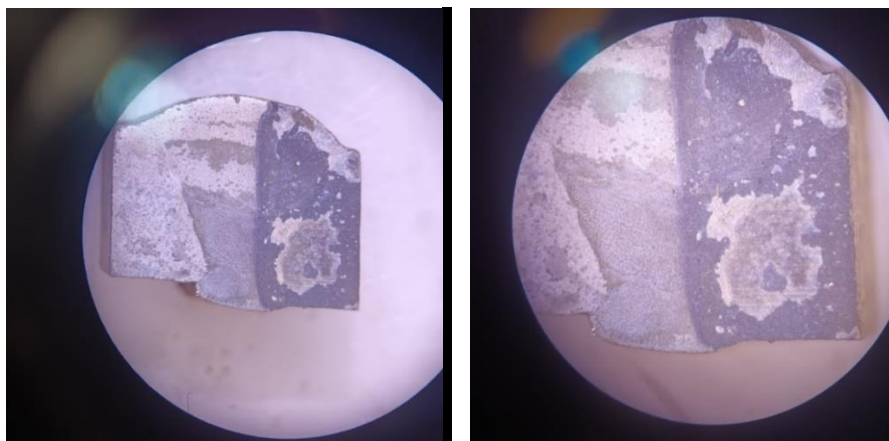
a)



б)

Фиг.4.62 Комбинирани резултати

Образец 4.3 е частично потопен под водата. Частта в близост до контакта газ/вода (по-тъмната зона) има сериозни поражения от корозия след 100 часа излагане в тестовото устройство. Точно този резултат потвърждава, че разтворения във водата в случая CO_2 (може да бъде и друг продукт, например суров петрол) не е толкова опасен. Очевидно е ецването на шлифованото предварително заварено съединение, но в участъка където CO_2 е примесен с т.н. свободна вода (free water), корозията е значително по-сериозна. Слоевете се отлюспват веднага при контакт с кислорода от въздуха, а повърхността остава груба.



Фиг. 4.63. Макро структурен анализ на полиран образец 4.3. от напречния шев, изложен на 100 часа среда от CO₂ и вода

Образец 5.1. Частично потопен в среда от CO₂ и 50 ml of H₂O за 14 дни. Последващо опъново изпитване и сравняване с образец от същия вид без въздействие на корозионната среда. На фрактографията се забелязва повърхностни пукнатини по участъка който е по-силно корозирал.



Фиг. 4.64. Образец 5.1

На Таблица 4.11 са показани и сравнени резултатите между двата идентични образца. Както бе споменато по-горе, 2.13 е контролен тестов образец не подложен на влиянието на корозионна среда от въглеродна киселина H₂CO₃.

Таблица 4.11

Сравнителни резултати на якост на опън

Образец	do	L0	S0	du	Lu	Su	Fe	Fm	Re	Rm	A	Z
	mm	mm	mm ²	mm	mm	mm ²	N	N	MPa	MPa	%	%
2.13	8	80	50,24	3,6	90,4	10,17	24250	28600	482,68	569,27	13	79,75
5.1	8	80	50,24	4,4	92,5	15,2	22700	26050	451,83	518,51	15,63	69,75

Водата, добавена в оборудването за изпитване, заедно с CO₂ е основният катализатор на процеса на корозия. Също така газовата фаза на CO₂ е предпоставката за проблеми в тръбопроводите от нисковъглеродна стомана. Ето защо тръбопроводът не трябва да съдържа вода или други примеси.

Разглежданият случай е много важен и резултатите са показателни за опасността от корозия в заваръчните шевове в случай на настъпили проблеми в процеса.

4.4. Корозионното износване по вътрешната повърхност на модела и анализ на влиянието на работната среда върху състоянието на реалния газопровод

За максимално съвпадение с реалните условия на работа на газопровода, както бе указано в началото в изследвания модел, е добавена и 20 литра пластова вода със състав даден в Таблица 4.1.

Таблица 4.1

Параметри на средата в модела		
Съдържание на хлориди	16040 mg/l	
Солесъдържание	27,9 ±1,4 ‰	
pH	6,36 pH	Слабо киселинна
Проводимост	34,4 mS/cm	
Твърдост	23°DH/410 ppm	Немски градуси
Ca ²⁺	1420 mg/kg	Калциеви соли
Mg ²⁺	7,6 mg/kg	Магнезиеви соли
Мирис на нефтопродукти	≈5 бала	Силна миризма
Неразтворени вещества	Високо съдържание	

Разрязването на модела след близо две години престой на дъното на морето паралелно на работещия газопровод показва ясно наличието на депозит от твърд крехък слой(фиг.4.66). Полученият резултатът е показателен за това, какво се случва в реалните условия, особено в края на добива от почти изчерпани залежи, когато количеството на водата се повишава заедно с нейната минерализация и неразтворими вещества. Същата картина се получава и при по-дълъг непредвиден престой на инсталацията като това променя пада на налягането в системата.

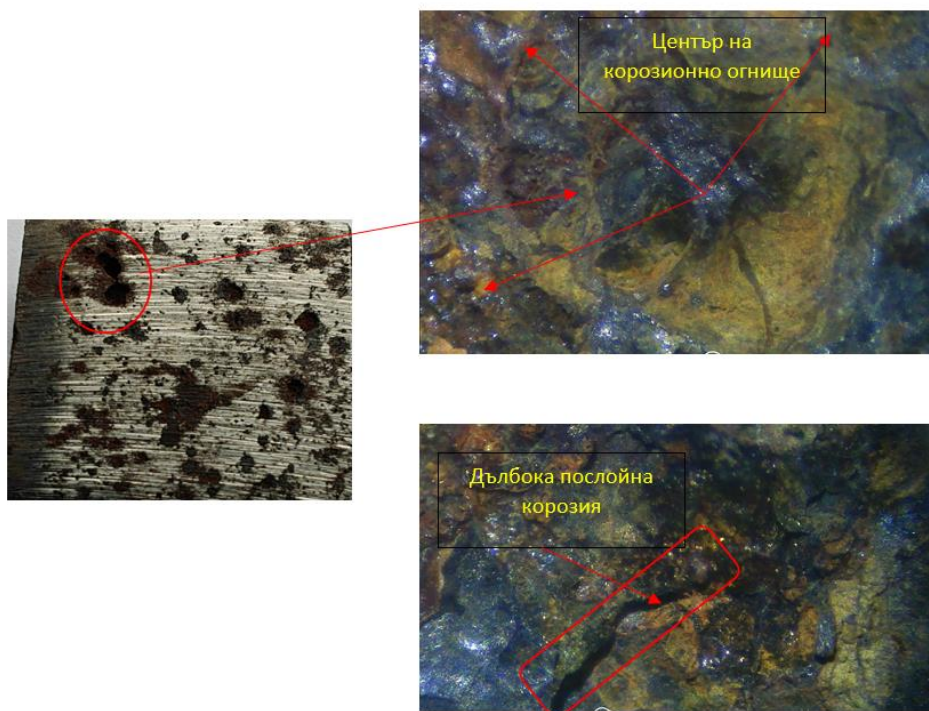


Фиг. 4.66. Отлагания по дъното на модела

В допълнение на горните разсъждения и от направения химичен анализ на водата може да се направи обосновано твърдение, че във вътрешността на тръбата действа химична и електро химична корозия, поради наличие на среда от електролит. Химическият анализ показва следните показатели:

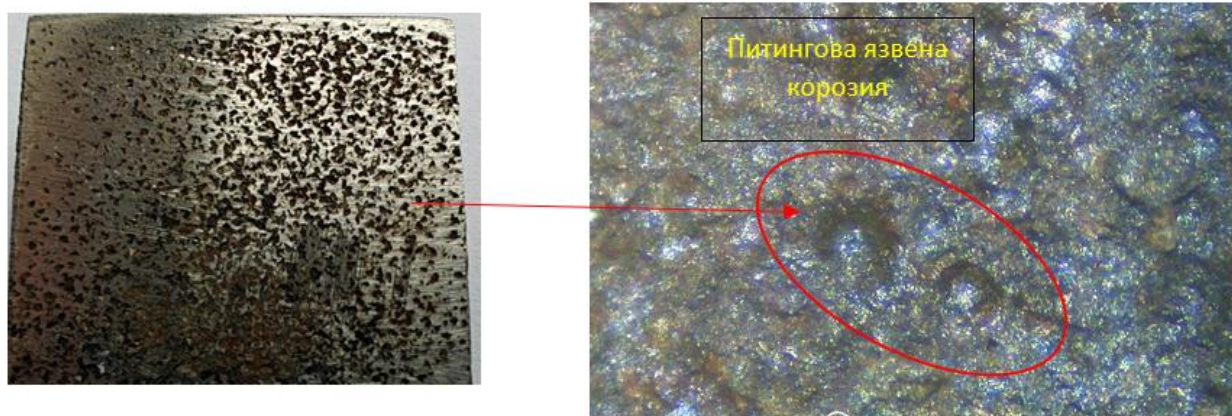
- рН Водата е 6.36 - означаващо слаба киселинност;
- високата ѝ твърдост - 23°DH е формирана от наличието на Ca^{2+} и Mg^{2+} соли;
- наличие на високо съдържание на хлориди Cl^- - над 16000 mg/l говорят за агресивна към стоманата среда.

Допълнително неразтворените вещества, образуват слоеве на дъното на тръбопровода, които е почти невъзможно да бъдат извлечени по естествен път. Те допринасят и за ерозионно износване на вътрешният диаметър. В тази връзка са изследвани са по 15 броя образци от всички участъци на тестовите обекти за вътрешна и външна корозия. Пробите са обработени и изследвани по тегловен принцип и чрез измерване на дебелината на корозионния слой, от вътрешната и външната повърхност. Резултатите от измерване дълбочината на язвите са използвани в методиката за определяне на остатъчния ресурс в т.4.1.8. За модела положен в морето е характерно, по-сериозно корозионно разрушаване по вътрешността на стената показано на фиг.4.67, особено в зоната на контакт между вода и газ.



Фиг. 4.67. Корозия по вътрешната стена на тръбата в зоната на контакт вода – газ

При тестовият подводен образец, след периода му на престой на дъното може да се направи извод, че външната корозия е пренебрежима, т.к. тя бива защитавана от жертвения анод. На фигура 4.68 е показан образец от изходния тестов обект, при който се наблюдава слаба питингова корозия по повърхността.



Фиг. 4.68. Образец за изследване на корозионно разрушаване от изходния тестов обект

В заключение може да се направи извода, че в застойни зони или при ниска скорост на движение на пластовата вода в газопровода, скоростта на корозия е по-висока по вътрешната му повърхност. Това е определено преимущество в изследванията, извършено чрез прилагане на физическото моделиране, т.к. дава възможност за анализ на корозионните процеси във вътрешността на обекта. Наличието на утайки при посочените условия може да създаде допълнителни проблеми на операторите поради натрупване на седиментни отлагания, като калциев карбонат, калциев сулфат, бариев сулфат и още много други в зависимост от структурата на производствения хоризонт, степента на водоизвеждане и много други фактори. Премахването от тръбопроводите след натрупване на определено количество отлагания е невъзможно, т.к. почистващите бутала може да заседнат, поради невъзможността да създаде достатъчно налягане за избутване. Допълнителна пречка е и това, че много от старите тръбопроводи, проектирани преди над 25 години са на практика непригодни за използване на очистни или интелигентни бутала, което означава, че периодичния мониторинг на тръбопровода с използване на инспекционно бутало се оказва на практика невъзможен.

ОСНОВНИ ИЗВОДИ ОТ ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

От получените резултати при разработване на дисертационен труд може да се направят следните основни изводи:

1. Във връзка с решаване задачите на дисертацията беше проектиран, изработен и положен на дъното на Черно море модел на работещ газопровод. Проведените експерименти върху качествата на материалите на тестовия обект и модела и последващия анализ на сравнителните резултати, показва минимална загуба на якост за образци от основния материал и напречния шев.

2. За краткия период от почти 2 години на престояване на дъното, може да се приеме, че няма съществено изменение в ударната жилавост във всички изследвани зони от базовия обект и модела, подложен на натоварване.

3. При измерване на макротвърдост, данните след обработка и съпоставяне на еднаквите зони от образците на тестовия обект и модела показват единствено по-осезаемо повишаване на повърхностната твърдост на образците от основния материал и слабо повишаване на образците с надлъжен заваръчен шев.

4. От направените изследвания и получените резултати по отношение на корозионната устойчивост става ясно, че най-висока скорост на корозия се наблюдава при образци с напречен заваръчен шев.

5. Използвайки наличния модел, стана възможно да се изследват и анализират процесите, които се развиват във вътрешността на тръбопровода. Съществуването на отлагания и засилена корозия по линията течност-газ по вътрешната повърхност на тръбата са неочакван резултат, който има своето важно практическо значение.

6. При изчисляване показателите на надеждност по данни от повърхностна корозия за модела на газопровода се установи, че граничното състояние на тръбопровода ще настъпи по-рано, отколкото ще възникне неговия отказ.

7. Извършеното симулационно моделиране демонстрира възможностите на приближените методи чрез използване на Solid Mechanics и Corrosion Module на Comsol Multiphysics 6.3 за изследване на корозионното влияние върху якостните свойства на сухоземната част от газопровода при дефинирано изместване на почвата.

8. Разработеният експериментален модел за пренос CO_2 по

съществуващ газопровод, показва изключително силно влияние на газа в условия на различно влагосъдържание върху корозионната устойчивост на материала.

ПРЕПОРЪКИ ЗА ПРАКТИКАТА

В задачите на дисертационния труд е залегнало намирането на работещо решение за оператори на тръбопроводни системи, които вече са в експлоатация и/или им предстои изтичане на предписания експлоатационния срок. Идеята за изработка на физически подобен модел на тръбопровода е породена от необходимостта да се изследват тръбопроводите без да бъдат подлагани на разрушаващи тестове. Това е възможност моделът лесно да бъде изваден от дъното на морето след планиран престой и да се подложи всички възможни експериментални тестове.

Както вече бе посочено в литературния обзор, според методите за тръбополагане, монтирането на тестови модели е почти невъзможно. Това обаче може да бъде изпълнено в зоните около платформите, на местата по дъното, където има разпределителни колектори, в зони на свързване между няколко противопонтанни оборудвания и други. При сухоземно полагане, задачата е значително по лесна, като дори участъкът би могъл да бъде използван за акумулатор на транспортирания продукт, т.н. лупинги.

Методиката за оценка действието на катодната защита, описана в дисертацията, вече е използвана в практиката за оценка действието на жертвените аноди на 120 км тръбопровод за газ от находищата Ана и Дойна в румънския шелф. Отговорните лица са консултирани и посъветвани, какви точно мероприятия да бъдат направени с цел да се изяснят техните съмнения относно началния период на експлоатация и началния период на поляризация на тръбопровода от катодната защита.

От друга страна получените резултати за вътрешното корозионно разрушаване, следствие от наличието на пластовата вода и до голяма степен от нейния състав, са предоставени на главния инженер на оператора на подводен морски газопровод с оглед изясняване на процесна ситуация, свързана с невъзможността за транспортиране на природен газ. След преглед на резултатите и обсъждане – операторът е взел решение за изготвяне на програма за инжектиране на инхибитори на корозия и седимент. Освен това вече се създават процесни условия за извличане на утаената вода и твърди натрупвания в ниските участъци от тръбопровода.

ПРИНОСИ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

Направените основни изводи оказват съществено влияние върху формулиране на приносите на дисертационния труд, които се класифицират в три групи.

1) Научно-приложни приноси, свеждащи се до получаване на нови факти с помощта на известни или усъвършенствани методи.

1.1. Получени са резултати за корозионното износване на вътрешната повърхност на модела (газопровода) и е анализирано влиянието на работната среда.

1.2. Получени са нови факти за въздействието на CO₂ при различно водосъдържание върху корозионната устойчивост на материала на газопровода.

2) Научно-приложни приноси, свеждащи се до получаване на потвърдителни факти с помощта на известни методи.

2.1. Получени са зависимости между якостните характеристики на материала и зоните на заваръчния шев при тестовите образци.

2.2. Определена е твърдостта и е направен сравнителен анализ за материала на тестовите образци в различни характерни зони.

2.3. Установена е пряка зависимост на устойчивостта към електрохимична корозия между образци от двата тестови обекта.

3) Приложни приноси, свеждащи се до споделяне на своя опит с желаещите да се занимават с проблема на проектиране, изработване и оценка на състоянието на тръбопроводите.

3.1. Проектиране и изработване на модели за оценка на якостните и корозионни показатели при транспорт на газ и въглероден диоксид.

3.2. Получаване на резултати от микроструктурен анализ и от надеждности оценки за газопроводи при различни условия.

3.3. Доказване на възможностите за прилагане на симулационни модели при оценка на якостните свойства на материала на газопровода, подложен на стрес-корозия по външната повърхност.

СПИСЪК НА ПУБЛИКАЦИИТЕ ПО ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

1. МЕЧКАРОВА, Татяна, АНТОНОВ, Георги, НИКОЛОВ, Диян. Определяне остатъчен ресурс на използване и надеждност на стоманени вертикални резервоари за съхранение на нефтени продукти, NDT Days”, Volume V, Issue 2, Year 2022, ISSN: 2603-4018, с.с. 90-97
2. НИКОЛОВ, Диян. Оценка на експлоатационната надеждност на подводни морски газопроводи, “NDT Days”, Volume VI, Issue 3, Year 2023, ISSN: 2603-4018, с.с.156-163
3. NIKOLOV, Diyan. Steel materials assessment for the offshore gas pipelines related to their life cycle. Internal and external media and environment on the sea bottom, International Journal “NDT Days”, Volume VII, Issue 4, Year 2024, ISSN: 2603-4018, с.с. 239-248
4. NIKOLOV, Diyan, ANTONOV Georgi. Steel X65 acc. API 5L behaviour, under the influence of CO₂ and H₂, Annual Journal of Technical University of Varna, Vol 8, No 2 (2024), ISSN 2603-316X(online), 10-20 p.p.
5. АНТОНОВ, Георги, НАСКОВА, Павлина, НИКОЛОВ, Диян. Инженерен анализ на екологичните проблеми при експлоатация на преносните тръбопроводи, Електронно списание „Морско право и индустрия“ Бр.3/2025г. ВСУ "Черноризец Храбър" ISSN: 2815-5130, с.с.73-97

БЛАГОДАРНОСТИ

Достигайки до този етап искам да подчертая, че дължа благодарности на много хора, свързани по някакъв начин и помогнали ми по пътя на създаване на настоящата дисертация.

На първо място изказвам искрените си благодарности към научните ми ръководители доц. д-р инж. Георги Антонов и доц. д-р Павлина Наскова за помощта, съветите и подкрепата. С техния професионализъм и отдаденост към науката, те спомогнаха за постигане на целите на дисертационния труд. Радвам се, че именно те бяха моите ръководители, за да не почувствам и за момент че съм сам в това начинание.

Сърдечни благодарности дължа на лабораторията по заваряване към ТУ Варна и в частност на доц. д-р инж. Ярослав Аргиров. С неговите вещи съвети и помощ, както и материално техническата база успях да реализирам много от идеите, появили се по време на процеса на създаване на дисертацията.

Благодарност дължа и на доц. д-р инж. Анна Симеонова от катедра ЕООС при ТУ-Варна, за ангажираността и всеотдайната и подкрепа при решаване на трудна за нас и извън моите компетенции задачи, свързани с определяне на химичния състав на пластовата вода, използвана при експеримента.

Огромни благодарности към целия екип на Института по металознание, съоръжения и технологии с Център по хидро- и аеродинамика „Академик Ангел Балевски“ към БАН.

Благодарности заслужават и инж. Цанко Трънчев от Петрокелик, както и инж. Милен Антонов от BSOG Румъния за предоставените данни и помощ указвана през годините.

В лицето на водолазна фирма “Хидроремонт” припознавам истински приятели и дължа истински благодарности на ръководния им състав и по-специално на инж. Йордан Чернаев. Без тяхната безкористна помощ, свързана с предоставяне на плавателни средства, водолазно оборудване, инструменти, кранове и механизация всичко планирано нямаше да бъде осъществено.

Огромна благодарност заслужава инж. Любомир Точев, както и фирмата представлявана от него, а именно „Монтажи ПРОБГ“. С високия си професионализъм и познаване на промишленото строителство и изработка на тръбопроводи те бяха винаги до мен.

Искрени благодарности към г-н Христо Чукачев и д-р инж. Павел Чукачев, собственици на фирма „Мултитест“ за предоставените данни, информация и достъп до богатата им материална база, свързана с разрушаващи и безразрушаващи методи за тестове и контрол.

Благодаря и на фирма “ROSEN Group” за данните и информацията относно сухоземната част от газопровода.

РЕЗЮМЕ: Дисертационният труд представя изследвания на тема, имаща изключително актуален характер поради широкото разпространение на тръбопроводите, като основни средства за пренос на енергийни продукти. Дългата и непрекъсната експлоатация под влияние на различни по характер фактори, предполага поява на дефекти и впоследствие непредвидени аварии, които могат да имат сериозни последици за околната среда и човешкото здраве.

Проблематиката, залегнала в темата на дисертационния труд, засяга три основни обекта: изследване на състоянието на подводни газопроводи; мониторинг и анализ на състоянието на сухоземни газопроводи; изследване на влиянието на CO₂ върху тръбопроводите, използвани за пренос до изчерпани сондажи. За решаването на задачите по изпълнение на целта на дисертационния труд са извършени редица експериментални изследвания върху проектирани и изработени физически модели на газопровод. Показано е и приложението на симулационни модели при оценка на якостните свойства на материала на газопровода, подложен на стрес-корозия. Направен е сравнителни анализ за якостните характеристики и устойчивостта на електрохимична корозия за материала в зоните на заваръчния шев при тестови образци. Резултатите от експериментите показват някои нови факти, свързани с влиянието на работната среда върху корозионното износване на вътрешната повърхност на модел на подводен газопровод и с въздействието на CO₂ при различно водосъдържание върху корозионната устойчивост на материала.

ABSTRACT: The dissertation presents research on a topic that is extremely relevant due to the widespread use of pipelines as the main means of transporting energy products. Long and continuous operation under the influence of various factors implies the occurrence of defects and subsequently unforeseen accidents that can have serious consequences for the environment and human health.

The issues underlying the topic of the dissertation concern three main areas: study of the condition of underwater gas pipelines; monitoring and analysis of the condition of onshore gas pipelines; study of the influence of CO₂ on pipelines used for transportation to depleted wells. To solve the tasks of fulfilling the goal of the dissertation, a number of experimental studies have been carried out on designed and manufactured physical models of a gas pipeline. The application of simulation models in assessing the strength properties of the gas pipeline material

subjected to stress corrosion cracking is also shown. A comparative analysis of the strength characteristics and electrochemical corrosion resistance of the material in the weld zones of test specimens has been carried out. The results of the experiments show some new facts related to the influence of the working environment on the corrosion wear of the inner surface of a model of a submarine gas pipeline and the impact of CO₂ at different water contents on the corrosion resistance of the material.