

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Стресс-коррозия и ее влияние на эффективность трубопроводного транспорта газа. УДК 622.69.4.076:620.197

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Карепин А.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ТХНГ ИПР	Никульчиков В.К.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Вазим А.А.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Гуляев М.В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128С, рис. 56, Таблица 26, источников 51, Приложение 2.

Ключевые слова: стресс коррозии, водорода поверхность поглощения катодной поляризации, напряженно-деформированное состояние, плотность тока, поверхности металлической трубы.

Объектом исследования является катодом - для защиты поверхности трубопроводов. Предмет исследования - защита от коррозии.

Цель - анализ феномена коррозионного растрескивания под напряжением и его причины.

В ходе исследования мы изучили причины коррозии - растрескивание и проблемы, выявленные в катодных режимов защиты.

В результате исследования предложили пути решения проблемы стресса - устойчивости к коррозии трубопроводов.

Теоретическая и практическая значимость работы: результаты и предложения могут быть использованы в качестве основы для разработки методов оценки стресс - коррозионных воздействий. Результаты исследования представляют практический интерес для компаний, работающих в области транспортировки углеводородного сырья, в частности, ОАО «Газпром», как повышенное давление внутри трубы, способствует развитию стресс - коррозионных явлений на стенке трубопровода.

Область применения:

Эта работа представляет интерес для компаний, работающих в транспортировке жидких и газообразных углеводородов, как игнорирование крекинг-процесса коррозии может привести к серьезным экологическим и финансовым последствиям.

Содержание

Оглавление

Введение.....	5
1. Теоретические основы.....	8
1.2 . Стресс – коррозионных разрушения	8
1.3 . Механизм стресс-коррозионного разрушения.....	18
1.4 . Оценка работоспособности газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.....	22
1.5 . Роль водорода в стресс – коррозии	27
1.6 . Особенности стресс – коррозии	33
2. Анализ процессов, протекающих на внешней поверхности трубопровода	40
2.1 Различные потенциалы катодной защиты	40
3. Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа	51
4. Исследование стресс – коррозии в лабораторных условиях.....	60
4.1 Общие положения методики проведения исследования	60
4.2 Испытание образцов в условиях избыточной катодной поляризации	66
4.3 Испытание образцов в условиях недостаточной катодной поляризации	75
4.4 Коррозионные испытания образцов из сталей ферритно–перлитного класса в грунтах с различными физико-химическими свойствами	79
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	91
5.1 Планирование НИР	92
5.2 Потребители результатов исследования	93
5.3 SWOT-анализ	93
5.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	94
5.5 Коммерциализации результатов научно-технического исследования.....	96
5.6 Инициация проекта	97
5.7 Организационная структура проекта	97

					<i>Стресс-коррозия и ее влияние на эффективность трубопроводного транспорта</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
Разраб.		Карепин А.А.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Никульчиков				4	149149
Консульт.					Содержание НИ ТПУ группа 32Т00		
Зав. Каф.		Ридаченко А.В.					

6. Социальная ответственность.....	107
6.1 Техногенная безопасность	108
6.2 Повышенный уровень шума и методы борьбы	109
6.3 Мероприятия по защите от статического электричества	110
6.4 Охрана труда	110
6.5 Охрана окружающей среды	114
6.6 Оценка степени риска при авариях магистральных трубопроводов по причине коррозионного растрескивания.....	114
Заключение.....	123
Список используемых источников	125
Приложения №1.....	129
Приложение №2.....	132

					<i>Стресс-коррозия и ее влияние на эффективность трубопроводного транспорта</i>			
					<i>разл</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Карепин А.А.</i>			Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков</i>					4	149149
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ группа 32Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Ридаченко А.В.</i>						

Введение

Опасный тип повреждения от коррозии является коррозионное растрескивание под напряжением - хрупкое разрушение стенки трубы, в то время как воздействие агрессивной среды и кольцевого растяжения (пульсирующий) напряжения. В соответствии с Ростехнадзором, за период с 1989 по 2009 г. 95% аварий на магистральных нефте- и газопроводах, классифицированных как коррозионные и стресс - коррозионного растрескивания, и только 5% по другим причинам. Структура взаимосвязи между обнаружением и устранением особо опасных коррозии и коррозии под напряжением дефектов на наружной стороне катода, защищенные поверхности основного газо- и нефтепроводов следующим образом: 31,7% - в виде внешней коррозии и изъязвление язвы; 68,3% - стресс-коррозионных трещин. [1]

Существующие методы обследования в линии во время периодических измерений позволяют получить информацию, необходимую для оценки скорости коррозии роста и уточнения прогнозных размеров коррозионных дефектов.

Однако применимость этих методов ограничена тем фактом, что около 60% магистральных газопроводов, и только в некоторых районах несколько раз проводили осмотр intratube, адаптированной для проверки в режиме реального времени. При отсутствии данных, необходимых для расчета, как правило, принимают условия равномерного характера коррозионных процессов во времени, что позволяет существенно снизить точность результатов. Перспективным в этом отношении является использование результатов аэрофотосъемки участков трубопроводов на основе экспериментальных данных, а также точность методов оценки скорости коррозии роста, принимая во внимание внешние эффекты коррозии может быть значительно улучшена.

Статистика отказов, приведенные в таблице 1, показывает, что в 1997 стресс - коррозионных трещин преобладают над коррозии. В то же время существует спад и относительная стабилизация провалов коррозии и

					Введение	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

количество напряжения - отказ от коррозии, наоборот, возрастает. Стресс - коррозионные аварии происходят на магистральных трубопроводах большого диаметра: 1420, 1220, 1020, 820 и 720 мм, хотя трубы меньшего диаметра изготовлены из той же стали ферритно-перлитного класса. Статистический анализ сбоев коррозии под напряжением в 10 лет (. 1996-2007) показывает, что 5% от повреждений произошло после того, как 5 ... 7 лет работы, подавляющее число - в "возрасте" от 7 до 25 лет.[2]

Табл. 1

Годы	Относительное число отказов		Распределение числа стресс-коррозионных отказов по диаметрам магистральных нефтегазопроводов, мм			
	стресс-коррозионных	коррозионных	720	1020	1220	1420
1996	0,27	0,38	-	-	-	0,27
1997	0,36	0,30	-	-	0,25	0,11
1998	0,23	0,27	-	-	0,08	0,15
1999	0,27	0,26	-	0,04	-	0,23
2000	0,30	0,20	-	-	0,10	0,20
2001	0,60	0,25	-	0,10	0,25	0,25
2002	0,50	0,18	-	0,05	0,10	0,35
2003	0,40	0,18	0,05	-	0,20	0,15
2004	0,50	0,20	-	0,05	0,25	0,20
2005	0,50	0,17	-	-	0,35	0,15
2006	0,53	0,18	0,08	-	0,20	0,25
2007	0,61	0,20	0,05	0,06	0,20	0,30

Динамика коррозионных и стресс-коррозионных отказов на внешней КЗП магистральных НГП.

Цель данной работы – проанализировать процесс возникновения стресс – коррозионных разрушений, выявить факторы оказывающие наибольшее влияние на разрушение КЗП.

В соответствии с данной целью, были поставлены следующие *основные задачи*:

1. Изучить теоретические основы стресс – коррозионных разрушений.
2. Изучить влияние водорода.
3. Дать оценку работоспособности трубопроводам, подверженным стресс – коррозионным растрескиваниям.
4. Выявить особенности стресс – коррозии.
5. Проанализировать процессы протекающие на внешней поверхности КЗП.
6. Изучить влияние стресс – коррозии на напряженно-деформируемых участках.
7. Провести лабораторные исследования.

					Введение	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Теоретические основы.

1.2. Стресс – коррозионных разрушения.

Стресс – коррозионные разрушения зачастую проявляются у трубопроводов большого диаметра.

К примеру возьмем два газопровода ($d_1=1420$ мм и $t_1=13$ мм) и ($d_2=720$ мм $t_1=10$ мм) с одинаковым $P_{раб}=6,5$ Мпа, сделанных из трубной стали 17ГС с пределом текучести 335 Мпа.

$$\sigma = \frac{P_{раб} \cdot d}{2t}$$

$$\sigma_1 = \frac{6.5 \cdot 1420}{2 \cdot 13} = 355 \text{ Мпа};$$

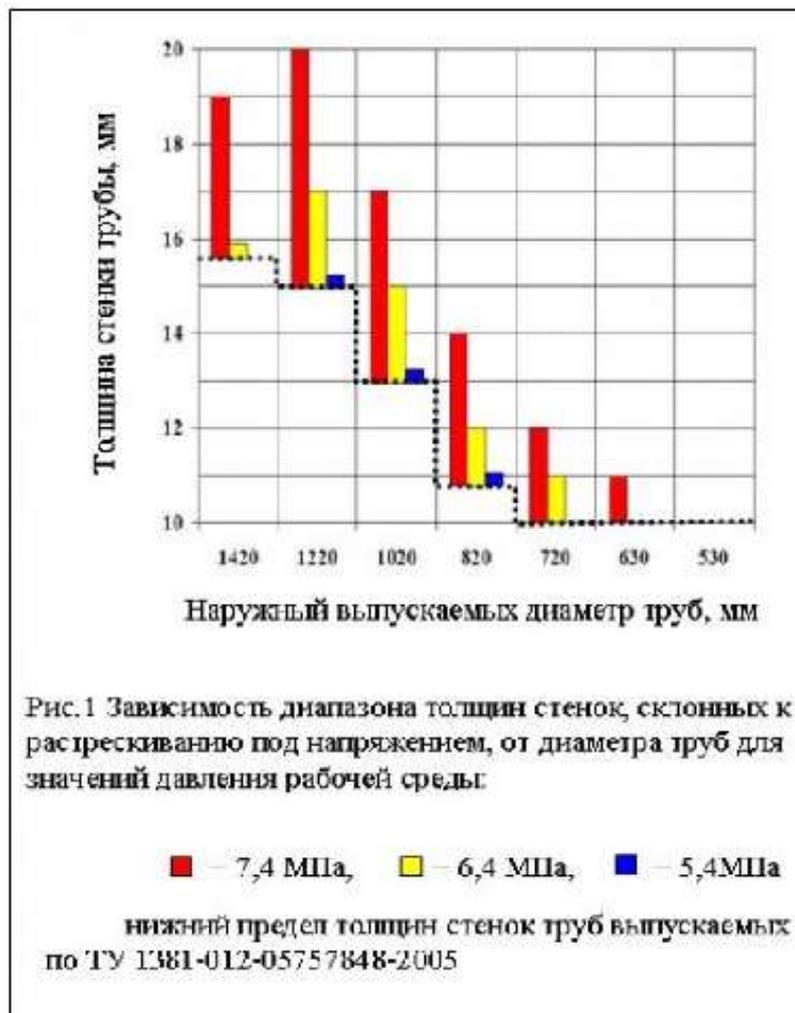
$$\sigma_{п.т} < \sigma_1$$

$$\sigma_2 = \frac{6.5 \cdot 720}{2 \cdot 10} = 234 \text{ Мпа};$$

$$\sigma_{п.т} > \sigma_2$$

Когда кольцевые напряжения в трубопроводе превышают предел текучести стали, происходит ее разрушение. Из расчетов можно сделать вывод о том, что у трубопроводов большого диаметра кольцевые напряжения будут больше чем у трубопроводов меньшего диаметра.

					Стресс-коррозия и ее влияние на эффективность трубопроводного транспорта		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	э/л/л		
Разраб.		Карепин А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никкульчиков				8	149
Консульт.					Теоретические основы		
Зав. Каф.		Рцдаченко А.В.					
					НИ ТПУ группа 32Т00		



На рис. 2. представлена динамика аварий на российских газопроводах (всех диаметров) из-за внешней коррозии и коррозии под напряжением. Эти данные ясно показывают, что старение трубопроводного транспорта страны, количество аварий, связанных с внешней коррозии и подчеркнуть ущерб от коррозии трубопровода увеличивается. Следует отметить, что причины стресса - коррозии разрушение нефтепроводов и их диагноз до сих пор остаются плохо понятыми.[3]

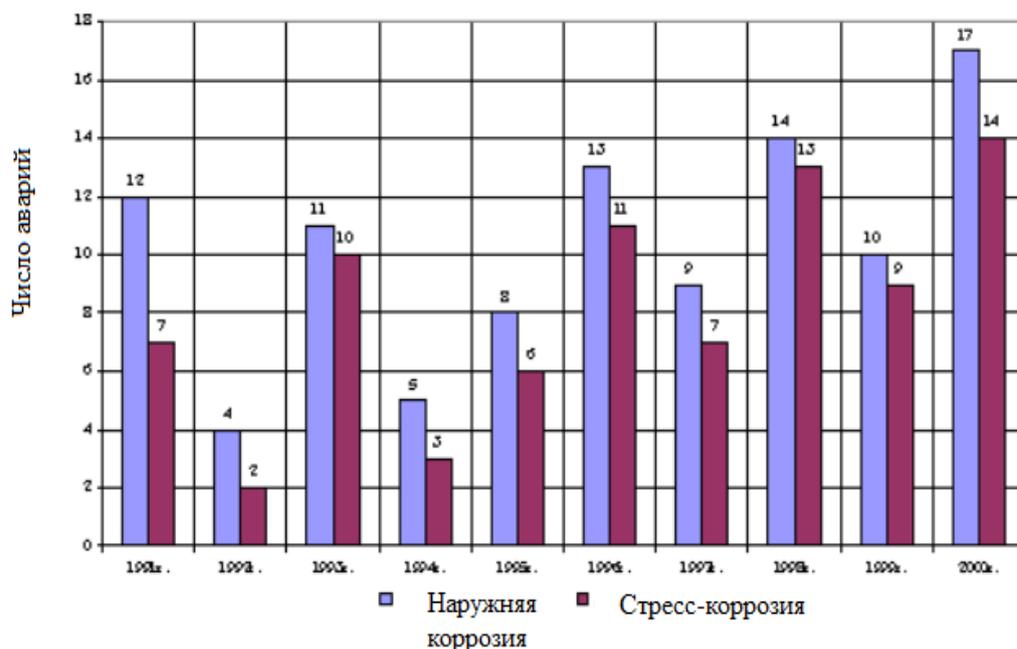


Рис. 2. Динамика аварий на российских нефте- и газопроводах (всех диаметров) из-за внешней коррозии и стресс - коррозии

Коррозия подземных стальных трубопроводов почти везде с кислородной деполяризации происходит, когда восстановление кислорода на катодной защищаемую поверхность (КЗП), ограничена скоростью диффузии атомарного кислорода из объема почвы в контакте со стальной поверхностью трубопровода по дефектов изоляции. При электрохимической защиты подземных стальных трубопроводов плотности тока защиты $j_{защ}$ связана с плотностью коррозионного тока $j_{корр}$ и требуемой величиной катодной поляризации $\Delta\varphi_{защ}$ соотношением: $j_{защ} = j_{корр} \exp(\Delta\varphi_{защ} / b_k)$, где b_k - катодная поляризуемость защищаемой стали $\partial\varphi / \partial \ln j_{защ}$, в которой кислотный электролит, который находится в среде, где коррозия протекает при деполяризации водорода совпадает с наклоном Тафеля кривой, характеризующей кинетику выделения водорода. Кислоты значение имеет Б.К. значение, не превышающее 0,125 В, а защитная плотность тока должна превышать на несколько порядков величины плотности тока коррозии без катодной защиты: $j_{защ} \gg j_{корр}$. То есть при

коррозии с водородной деполяризацией катодная защита нецелесообразна. Я.М. Колотыркин в работе [4] указывает, что совершенно иной результат получается для случая, когда коррозия протекает с кислородной деполяризацией, а восстановление кислорода лимитируется скоростью его диффузии из объема электролита к стальной поверхности. При этих условиях величина b_k стремится к бесконечности, следовательно, множитель $\exp(\Delta\varphi/b)$ стремится к 1, а $j_{защ}$ приближается к исходной максимально-возможной в данных условиях плотности тока коррозии $j_{корр}$. В условиях концентрационной поляризации $j_{корр} \rightarrow j_{np}$, где j_{np} - плотность предельного тока по кислороду, то есть: $j_{защ} \approx j_{корр} \approx j_{np}$. Именно для этих условий катодная защита экономически оправдана и находит широкое применение.

В соответствии с действующим в России ГОСТ Р 51164-98 и 9.602-2005 катодной поляризации подземных стальных трубопроводов должно осуществляться таким образом, чтобы поляризационный потенциал трубы относительно насыщенного медно-сульфатно электрода (MSE) сравнения между минимальным (минус 0,85 В) и максимальное (минус 1,15 В) значения. При современных стальных труб к их реконструкции, а также в отсутствии потенциальной возможности измерения поляризации разрешено осуществлять катодную поляризацию таким образом, что суммарный потенциал, в том числе поляризации и омического компоненты варьировались от минус 0,9 до минус 2,5 для MS е. для труб с лентой и мастичных покрытий и в пределах от минус 0,9 до минус 3,5 - для труб, покрытых экструдированного полиэтилена.

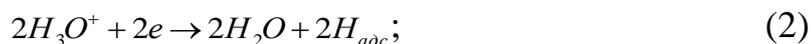
анодного тока катодной защиты в земле между землей и подземным стальных труб из-за присутствия в катионов почвенного электролита анионов, воды и растворенного кислорода в электролите почвы. На границах "труба-земля" и "анодного заземления - земля" не прерывается из-за утечки тока на этих границах

					Теоретические основы	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

электрохимические реакции, протекающие с передачей электронов. Изоляция трубопровода через дефект электронов покидает кристаллическую решетку трубчатой стали в процессах восстановления катионов и кислорода. На аноде заземления, наоборот, электроны вводятся в структуру проводящего материала при окислении анодного заземления анионы. Почва электролит представляет собой слабый электролит, в котором концентрация воды значительно выше, по сравнению с катионами гидроксония и гидроксила анионами:



так как константа равновесия для реакции (1) можно пренебречь. Поэтому существенную роль в процессах восстановления на поверхности катода, защищенных подземных стальных трубопроводов в нормированных значениях защитного потенциала принадлежит, кроме гидроксония ионов, нейтральных молекул и молекул кислорода H_2O :



На анодном заземлении, кроме гидроксил - ионов, окисляются анионы хлора и молекулы воды:



В случае применения растворимых анодов, протекает процесс окисления материала анодного заземления, например:



Таким образом, нормированные значения в обоих защитных потенциалах катодной защитой поверхности трубопровода, а анод заземлен происходит одновременно не один, а три или более электрохимических реакций. Скорость в сочетании электрохимическая

					Теоретические основы	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

реакции на трубопроводе EWC и анодом заземленной равны. Несмотря на то, ион водорода, образовавшегося на поверхности анодного заземления из-за окисления воды (реакция 7) имеет более высокую проникающую способность, чем атом водорода, образованный на поверхности трубы в результате уменьшения воды (реакция 4), мы остановимся на одновременно происходящих реакциях КПП трубопровода. Так как выбор нормированной потенциальной катодной защиты выпуска подземных стальных трубопроводов, делящей полный ток катодной защиты на частичных компонентов и влияние этих компонентов на эффективность катодной защиты от коррозии трубопроводов, на наш взгляд, до сих пор пренебрегают.

Особенно опасно это процесс посадки адатомов водорода на поверхности катода защищенного трубопровода с гидроксония разряда иона (реакция 2), а также участие в процессе катодной молекул воды (реакция 4). [5] Фрумкин показал, что вклад разряда катионов и молекул на катоде определяется констант скоростей двух реакций при всех значениях рН и скорости потока реакции ограничено стадии прилипания электронов.

На основе анализа результатов испытаний коррозии образцов из стальных труб в различных почвах, рассмотрим, как и почему меняется значение защитного тока в области регулируемого поляризованного потенциала на ход общественности частичных электрохимических реакций на EWC подземных стальных трубопроводов с затраченной тока катодной защиты. [6]

металл растрескивание или пульсирующие растягивающие напряжения в стальной поверхности контакта с коррозионной средой называется коррозионной усталости. Если внутреннее напряжение в структуре стали, не превышает критического значения, называется пределом усталости, сталь должна быть разрушена с агрессивной среды

значительно большее число циклов нагружения. Усталость от коррозии ограничивают истинный среда трубопроводного транспорта оборудование обычно не достигается.

					Теоретические основы	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если стальная труба при постоянном напряжении на растяжение в почвах, подверженных сероводород растрескиванию под напряжением сразу же после того, как загрузка или по истечении определенного времени, разрушение называется коррозионное растрескивание под напряжением (SCC). Это определение относится к коррозионному растрескиванию под напряжением при адсорбции водорода на поверхности, чтобы быть защищены катодно-эволюционировали из-катодном разложения воды: $H_2O + 4e = 2H_{адс} + OH^-$.

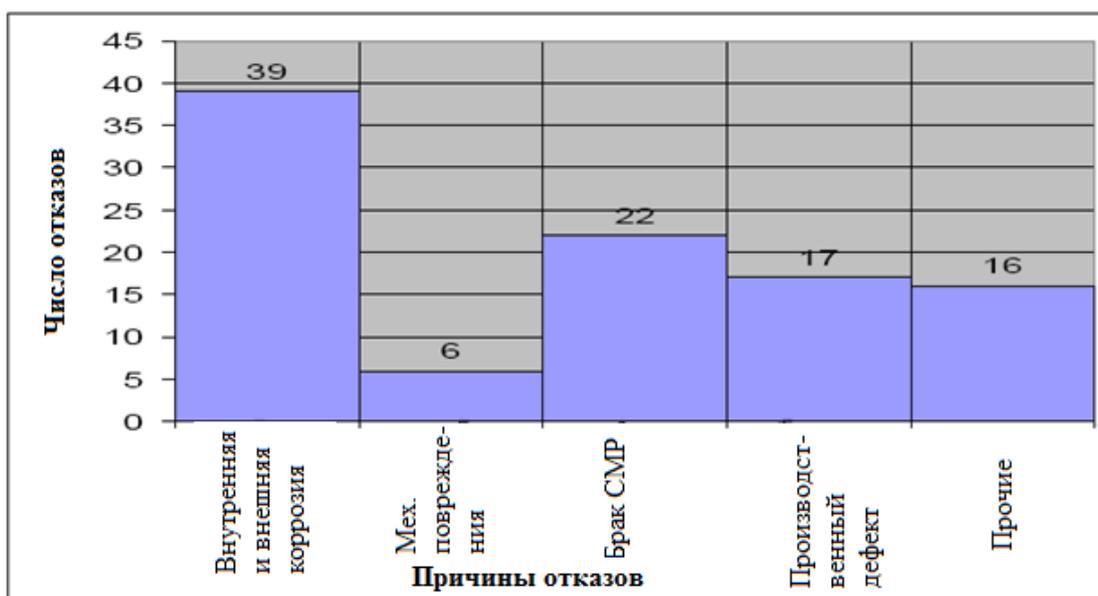


Рис. 1.1. Основные причины отказов на линейной части магистральных нефтегазопроводов.

Статистический анализ неудач в линейной части магистральных газо- и нефтепроводов показал, что основными причинами является внешняя и внутренняя коррозия. Видеть. Рисунок 1.1.

В настоящее время нефть и газ перед транспортировкой по трубопроводу проходят подготовку. По этой причине, доля аварий на магистральных газо- и нефтепроводов, вызванных внутренней коррозией, не превышает 6% от числа отказов, вызванных

внешней коррозией, вызванной коррозионной разрушением внешней поверхности, и коррозионное разрушение трубопроводов из внешней, катодной защитой поверхности.

Со старением нефте- и газопроводов коррозии стали напряжения преобразуется в число одной проблемы. Например, до 1990 года число ПЭ, следовательно, не превышает 10% от всех несчастных случаев. Для последних лет число таких аварий достигло 38%. [7]

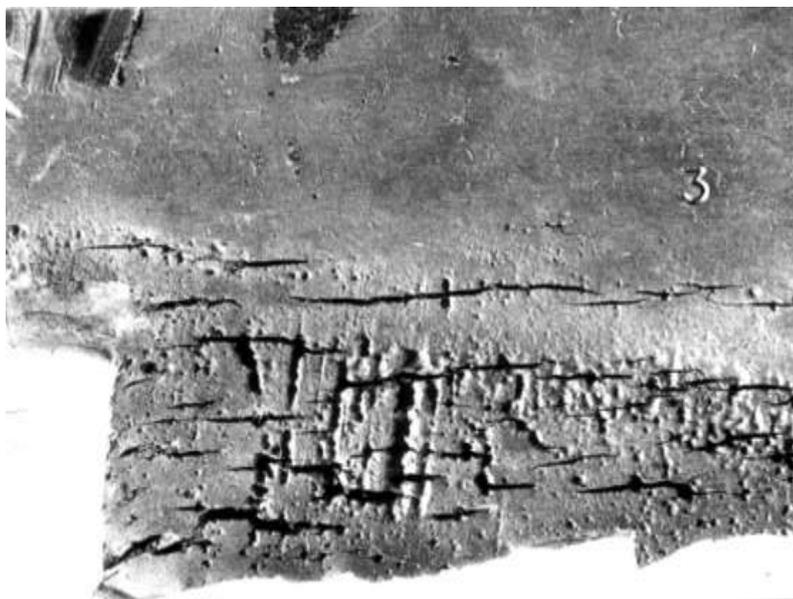


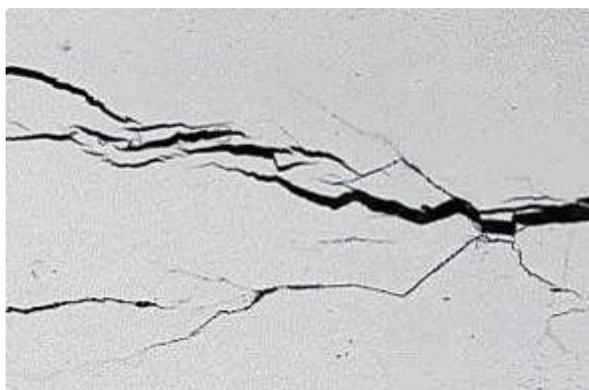
Рисунок 1.2. Колонии стресс коррозионных трещин на наружной поверхности трубы



Рисунок 1.3. Фрагменты газопровода после его разрушения по причине КРН

В нашей стране проблема стресса - коррозии начал заниматься с 1983 г. С этого времени, я приступил к рассмотрению отказов трубопроводов по этой причине. Характерной особенностью разрушения нефти и газа из-за коррозии под напряжением - нет явных следов повреждения от коррозии поверхности трубы в сочетании с трещинами различной формы и формы в очаге поражения и прилегающих к нему районах. Таким образом, в связи с развитием нефти и газа в российской сети и большая их жизнь беспокойство Наблюдаемое авария.

А)



Б)

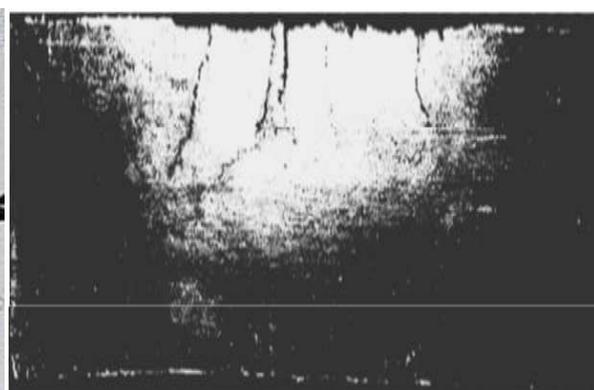


Рис. 1.4. Стенка трубопровода, подверженная стресс – коррозии со стороны катодно – защищаемой поверхности: А)- вид в плане; Б) – вид в профиль

Потенциальные источники водорода являются различные химические соединения, такие как сероводород газ, вода, карбонат и нитратные соединения, сульфатредуцирующих бактерий и т.д., которые под действием внешнего электрического поля катодной защиты разлагаются с выделением свободных ионов водорода. Ионы водорода на катоде защищенные поверхности трубопровода под действием катодного тока защиты восстанавливаются до атомов $H^+ + e \rightarrow H_{adc}$. Адсорбированные на катодно-защищаемой поверхности атома водорода образуют с железом твердый

или неравномерно, создавая локальные кластеры, так называемые блистеры в структурных дефектов.

1.3. Механизм стресс-коррозионного разрушения

Под стресс - коррозия понять феномен, который определяется как коррозионного растрескивания металлических труб на участках трубопровода катодных защищенных при одновременном воздействии коррозионной среды и растягивающих напряжений. Это явление называется коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), представляющий микрохрупкое разрушение металла проявляется в виде трещин колонии постепенно проникновения в металл с его поверхности. Это приводит к местному снижению механической прочности трубопровода до разрыва трубы под внезапно действием механических нагрузок и сил от внутреннего давления. Следует отметить, что проявление стресса - повреждение от коррозии трубопроводов была полная neozhidan-postyu для их производителей, так как трещина подвергается очень пластиковые трубы стали в наземных электролитов, неагрессивных число. В последние десятилетия проблема коррозии под напряжением остается актуальной и является одной из наиболее острых проблем в транспортировке газа.

Для возникновения SCC необходимы faktov три группы:

1. Специфика коррозионной среды (химического и биологического состава, pH, температуры и трубопровода вблизи трубы космического потенциала «труба-земля»), koto-nya, по сути, определяет тип SCC, ответственного за разрушение труб, расположенных на бетонной трубы или системы труб;

2. Параметры напряженно-деформированного состояния (SSS) металлической трубы (уровень внешних напряжений, цикла, формы цикла

3. погрузка и т.д.) ...; gas-smatrivayut их в качестве факторов, которые контролируют кинетика растрескивания;

					Теоретические основы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Металлургические факторы, в том числе технологии производства и качества стали (состав, характеристики чистоты *strukturnye*, механические свойства и так далее. П.), определяющие чувствительность к растрескиванию металлических труб.

Согласно литературным данным [111], существуют два механизма развития SCC: первый - классический механизм (типа анода) - осуществляется путем активного анодного растворения металла в вершине трещины при высоких значениях pH второго (типа водорода) - путем адсорбции водорода на металле в вершине трещины при нейтральном значении pH (водородному охрупчиванию).

Механизм включает в себя активный анодное растворение ускоренного локализованную растворения металла в вершине трещины. Локализация процесса в вершине трещины связано с уменьшением (*razblagorazhivaniem*) потенциала металла в результате его деформации при концентрации напряжений и / или с локальным нарушением стальной пассивностью в вершине трещины из-за разрушения защитного фильм и сформировал свежий внешний вид (ювенильный) *poверхnosti*. Это так называемая модель механизма "скольжения - растворение": распределение (увеличение) трещины *obespechivaetsya* путем ограничения локализации анодного процесса золь-рений на его вершине.

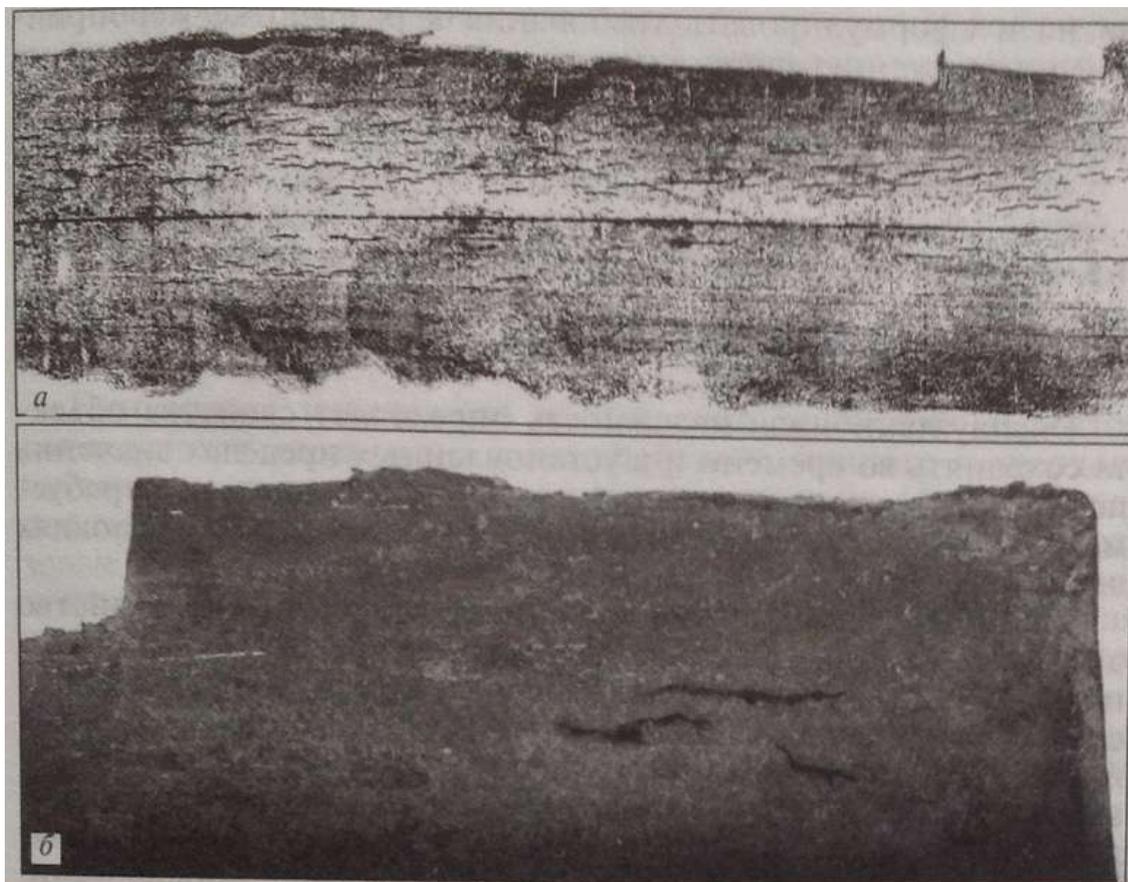
Стены покрыты крекинг защитной оксидной пленки, последовательно нарушается под действием пластической деформации металлов в нижней части трещины. Происхождение и распространение коррозии *defekta* происходит в результате циклического процесса *razryva* пленки, растворения и восстановления оксида металла *zashchity*.

Говоря о водородной хрупкости как механизм коррозии под напряжением, значит коррозионное растрескивание *metal'la* на основе поглощения водорода ювенильный *otkryvsheysya* поверхности в верхней части

в результате трещины и уменьшить прочность металла *lokalnomu* на растяжение. водород *Prisutstvie* способствует деформации хрупкого

					Теоретические основы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

плотности (рис 1.6а.); В противоположность этому, при высоких значениях рН - плотность трещин в совместно Колонии является умеренной или низкой (рис. 1.6б).



*Рис.1.6. Колонии стресс – коррозионных трещин
а) высокая плотность трещин; б) низкая плотность трещин
(Теплинский Ю.А - Управление эксплуатационной надежностью
магистральных газопроводов)*

Таким образом, для возникновения и развития SCC необходимо наличие трех условий: агрессивной среды, предрасположенности металла к коррозии под напряжением и соответствующий уровень деформации напряжений. Процесс стресс - коррозия является многофакторной и многоступенчатый, поэтому управление этот процесс необходимо уточнить роль и влияние некоторых факторов на различных этапах его развития. Это необходимо для того, чтобы определить предпочтительный вклад каждого фактора в разрушительный растрескивание механизм, чтобы установить свои приоритеты и критические условия для развития, определить роль металлургического качества стали. Он

					Теоретические основы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

будет суммировать особенности и организовать условия для развития процесса SCC разработать свою модель развития и сформулировать требования к разработке мер по снижению риска стресса - от коррозии повреждения газопроводов. [8]

1.4. Оценка работоспособности газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

Нержавеющие механические трещины образуются на поверхности труб в локализации процесса анодного и растягивающих напряжений в отдельных секциях: неоднородности металлических конструкций, защитных дефектов пленки, поверхностные дефекты (царапины, риски от механической обработки). Одна из теорий, объясняющих сущность ГТК, является теория коррозионной усталости. В дополнение к механизму усталости SCC, есть другая гипотеза влияния напряженно-деформированного состояния (SSS) МГ процессов SCC.

Считается, что повышенное значение напряжения на локальных участках МГ приводят к изменениям в структуре внешнего поверхностного слоя металлической трубы, уменьшить количество свойств материала пластиковых и вязкости разрушения путем деформационного старения.

Важным фактором в развитии SCC является структурное состояние металла, что ряд авторов (М. Кантора, Конаково М.А.) подтверждается металлографических исследований. Тем не менее, этот метод является трудоемким исследования, требующие резки трубок образцов, что ограничивает его применение. Неразрушающие методы, которые чувствительны к изменениям в структуре металлических труб в ГТК, на данный момент.

Таким образом, своевременное выявление и устранение дефектов диагностики SCC должна быть основана на комплексной системы мониторинга. Следует подчеркнуть, в частности, комплекс

диагностики процессов SCC на длинных серий МГ характеризуется сложными и разнообразными отношениями и формами проявления.

Изучение факторов, влияющих на эти процессы отдельно друг от друга делает невозможным определить зависимость взаимодействия этих факторов, точной оценки и прогнозирования их развития. Это требует организации наблюдений и измерений качественно разнородных физических характеристик и характера параметров, характеризующих коррозионное состояние МГ, что

									Теоретические основы	Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

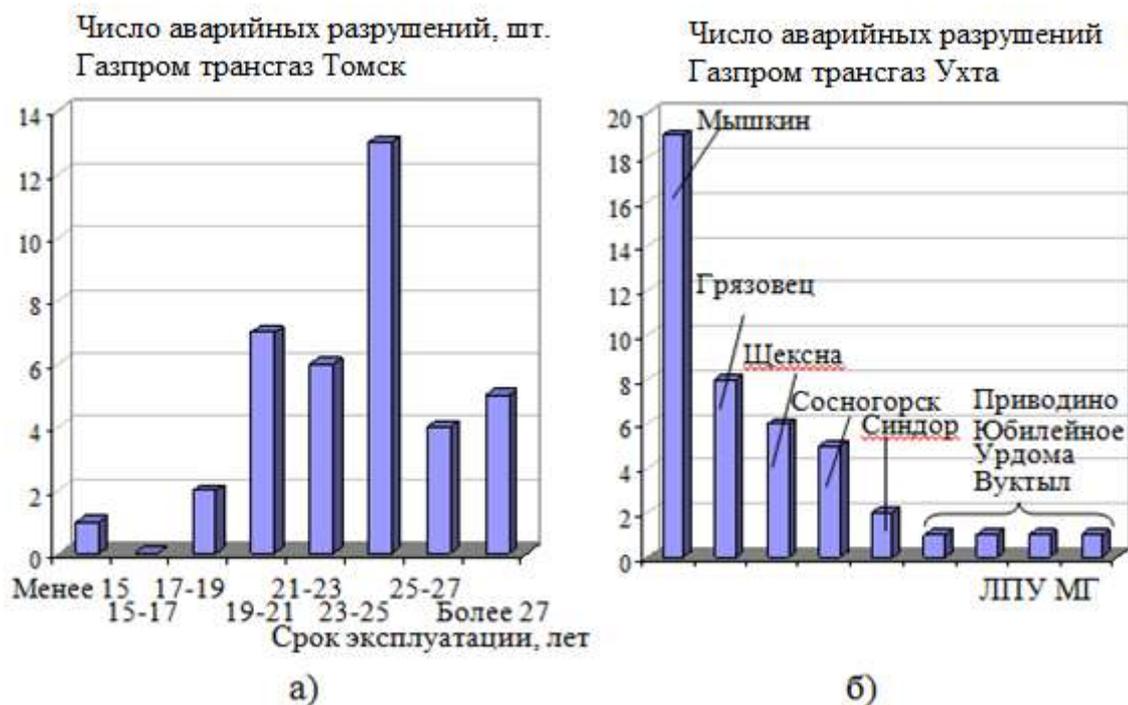


Рис. 1.2.2. Распределение числа аварийных разрушений в ООО «Газпром трансгаз Томск» и ООО «Газпром трансгаз Ухта» по причине КРН по срокам эксплуатации МГ (а) и по ЛПУ МГ (б)

Наибольшее число аварийных разрушений по причине КРН произошло на южном участке трассы: в Мышкинском (19 аварий), в Грязовецком (8 аварий) и в Шекснинском (6 аварий) ЛПУ МГ.

Тем не менее, значительное количество дорожно-транспортных происшествий (5 аварий) также записывается в Сосногорского БОЛ МГ, которая находится на крайнем севере. В Нюксенского и Микунском ЛПУМГ подобные несчастные случаи регистрируются. Эта неоднородность распределения аварийного разрушения на трассе «Газпром трансгаз Ухта» можно объяснить различными уровнями технологических эксплуатационных нагрузок внутреннего давления, принимая во внимание их циклического воздействия. Пульсация нагрузки могут возникнуть из-за неравномерности добычи газа в промышленных районах, частоты коммутации и газопроводов полной остановки и т.д. Кроме того, неравномерное распределение несчастных случаев в связи с ГТК обусловлено множеством параметров коррозии почв в различных климатических зонах. Распределение аварий из-за SCC на трубопроводах показали на рис. 1.2.3.

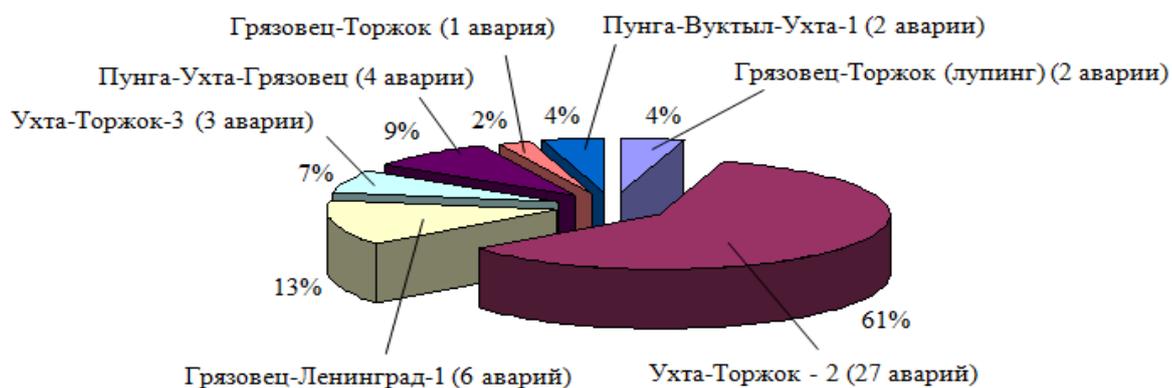


Рис.1.2.3. Распределение числа аварийных разрушений по причине КРН по газопроводам ООО «Газпром трансгаз Ухта»

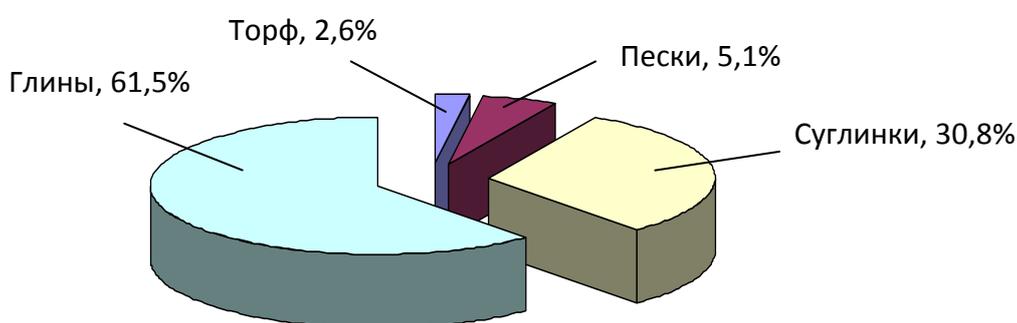


Рис. 1.2.4.. Распределение аварий по причине КРН за 1995-2004 гг. по типам грунта

Было обнаружено, что наиболее характерных дефектов типа изоляционного покрытия (нанесение полимерных лент трас) в глубоких и SCC трещин вытянуты створки крышки, образованные в результате сдвига на окружности трубы. Деформация покрытия происходит за счет осаднения и уплотнения после укладки трубопровода в траншею и заполнение его в процессе строительства трубопровода. Таким образом, влажная глинистая почва, прилипая к покрытию, то покрытие может инициировать сдвиг в вертикальном направлении.

Во время покрытия маршрутного диагностирования состояния управления, когда shurfovanii около 500 SCC дефектов классификации повреждения покрытия был введен, специфичные для SCC: цедра и створки крышки в нижней части трубы. Наиболее показательным трещины нами

ТПС и отдельные покрытия расширены прямолинейные продольные складки, которые образуются в основном на расстоянии 0-200 мм от

продольной трубы сварного шва в ориентации 3-5 по часовой стрелке; 7-9 часов и характеризуются значительной длиной 10-11 м (длина трубы).

По результатам диагностики двух моделей на маршруте установлены. Во-первых, расположение складок в окружности трубы зависит от расположения продольного шва. Армирование шва выступает в качестве механического препятствия или, в качестве альтернативы, инициатор покрытия деформации. Во-вторых, SCC трещины развиваются в направлении строго указанного покрытия сгиба. Это приводит к тому, что наибольшее количество продольных дефектов (трещин и щелевой коррозии SCC) находится в ближней зоне (100 мм) из продольных труб сварных швов (рис 5.):

- 83% от трещин и порядка 82% продольных канавок в их распоряжении в течение 6-8 часов;

- 70% и 68% переломов продольные канавки в течение 3-5 часов.

Таким образом, мы доказали основную причину образования трещин в СУК шелухи складок и изоляционных покрытий. Тем не менее, в некоторых случаях, в складках, образованных щелевой коррозии, не приводит к разрушению, а в других - SCC трещины. Отсюда возникает необходимость решения задач диагностики состояния металлических труб и электрохимических условий, которые приводят к КРН. [9]

					Теоретические основы	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

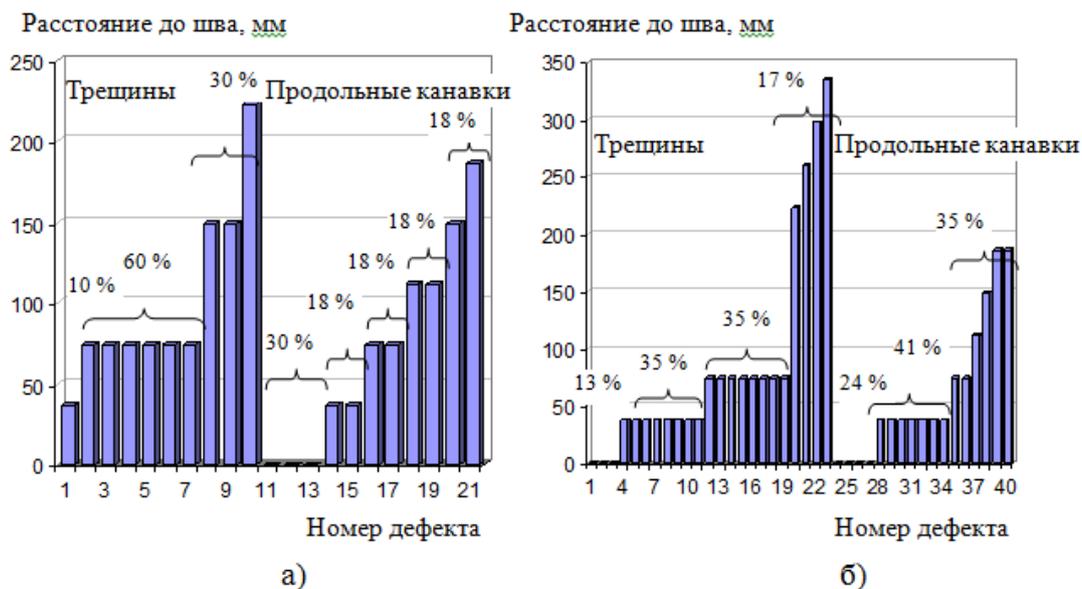


Рис. 1.2.5. Распределение трещин и продольных канавок по расстоянию до продольного сварного шва труб на МГ Пунга-Ухта-Грязовец, 0-25 км: а) в угловой ориентации 6-8 ч, б) в угловой ориентации 3-5 ч

1.5. Роль водорода в стресс – коррозии

Водород является одним из наиболее распространенных химических элементов в природе. Она включает в себя практически все продукты прокачивается через трубопровод: нефть, газ, нефть, другие углеводороды, вода и т.д., содержащейся в атмосфере водорода в атмосфере водорода и молекул воды .. Vodo-god продуктов, содержащихся в скважине, в том числе в форме кислот и щелочей:. Сероводород является членом, который сопровождает многие me-storozhdeniya нефти и газа. При эксплуатации нефтегазового оборудования и месторождений, содержащих сульфид водорода, оборудование и трубопроводы подвергаются коррозии сероводорода, где водород подобен роли. Это явление известно под; эксплуатации транспортных средств и судов, находящихся в nefterererabaty-vayuschih предприятий.

Подземные газопроводы находятся под непосредственным воздействием грунтовых вод, которые могут быть источником vo-doroda под катодной защитой. Водород выделяется в районах с otslo-ivshimsya изоляционным покрытием под действием отрицательного poten-tsiala сама труба. Этот источник

универсальные (везде и всегда присутствует), и, вероятно, является конечной в стресс - коррозия.

Водород находится в нескольких штатах.

Наиболее устойчивыми являются нейтральными молекулами, такими как вода H_2O , CH_4 метан, сероводород H_2S , H_2 и фактического водорода и т.д. Меньше неустойчивых ионов в водных растворах солей, кислот и оснований, например. H^+ , OH^- , которые существуют в виде комплексов, окружены молекулами воды лярные $(H^+) \cdot N(H_2O)$ и $(OH^-) \cdot m(H_2O)$

Водород входит в металлах примесных атомов и молекул. Нейтральные молекулы, содержащие в своей структуре атомы водорода находятся в основном в стационарном состоянии. Они могут быть размещены внутри кристаллов, создавая тем самым искажения кристаллической решетки и внутренние напряжения. Они могут накапливаться на границах зерен, и что, по сути, приводит к тем же явлениям и влияет на механические свойства metal-la. Поскольку все фиксированные искажения кристаллической решетки движения дислокаций за-trudnyayut, эти примеси молекул нижний металлический pla-stichnost.

Отдельные атомы водорода в ловушке внутри кристалла повторно shëtki, неустойчивы и мобильный. Это связано с тем, что только один валентный электрон атома водорода входит и общий электронного облака kri-stallicheskoу решетки металла. Оставшись без электрона, водород эффективно становится протон, то есть элементарная частица. Известно, что подвижность элементарных частиц значительно выше, чем у нейтральных атомов и молекул. Таким образом, ядра водорода могут перемещаться в пределах: кристаллической решетки (в литературе есть такая вещь - protopny газ).

Всплывающие вне металлические протоны могут, если их энергия достаточна для преодоления энергетического барьера, образованный электрон решетки газа. В противоположном направлении, с внешней стороны в me-tall протонов будет двигаться "более легко", поскольку это энергетически более выгодным.

					Теоретические основы	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Интересно поведение водорода на поверхности металла. Если поверхность металла появляется нейтральную молекулу водорода (H₂), то при нормальной температуре и не могут проходить через металл. Во всяком случае, это очень энергетически неэффективным. Электроны в нейтральной молекуле водорода соединение: друг с другом и с ядрами, так что не вдаваться в электронное облаке решетки. Если при высокой температуре, молекулы водорода может разбить на два отдельных атомов (H₂ → H + H).

Атомный водород на поверхности трубопровода и могут быть сформированы с помощью других механизмов, например, и с помощью следующих химических реакций:



Весьма вероятно, что процесс восстановления на поверхности водородных трубопроводов катионов, присутствующих в подземных водах (H⁺⁺ e → H). Это вносит свой вклад в этой реакции; отрицательный потенциал трубы индуцированной системы катодной защиты.

Таким образом, существует множество механизмов для образования атомарного водорода на поверхности металлической трубки (конечно, если поверхность не была изолирована от внешней среды).

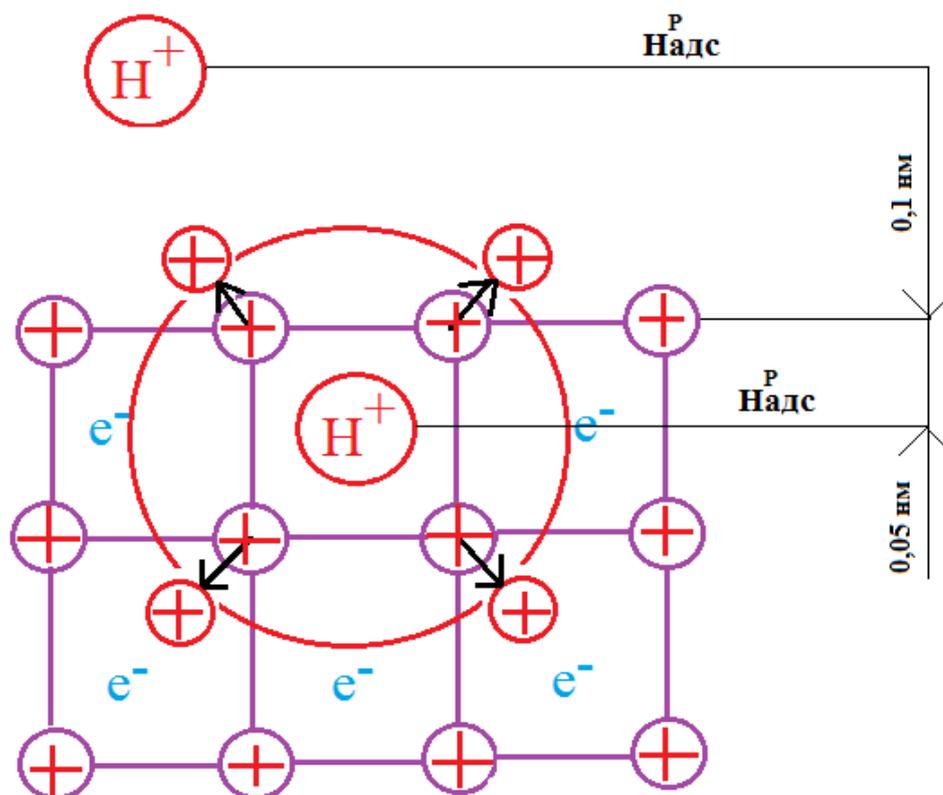


Рис.1.3.1. Модель внедрения катодного водорода в кристаллическую решетку стали

Атом водорода в стали находится в ионном состоянии (H^+), а также положительно заряженные ионы железа в кристаллической решетке (из Fe^+) и его внешней электронной орбите социализированной с атомами железа, создавая электронный газ, насыщающий сталь. Когда катодная защита отключается, когда концентрация атомов водорода, адсорбированного на КПП равна нулю, энергия протонов газа не связан с положительно заряженными ионами в узлах кристаллической решетки, беря "собственные" электроны покидают кристаллическую решетку, появляющимся на КПП адсорбированного атомов. Диоксид Протон вновь появляется в составе кристаллической решетки трубчатой стали после того, как катод

защита, когда плотность тока катодной защиты значительно более чем в в 10 раз выше предельной плотности тока по отношению к кислороду.

$$P_{H_2}=200\text{атм}>\sigma_{пр}$$

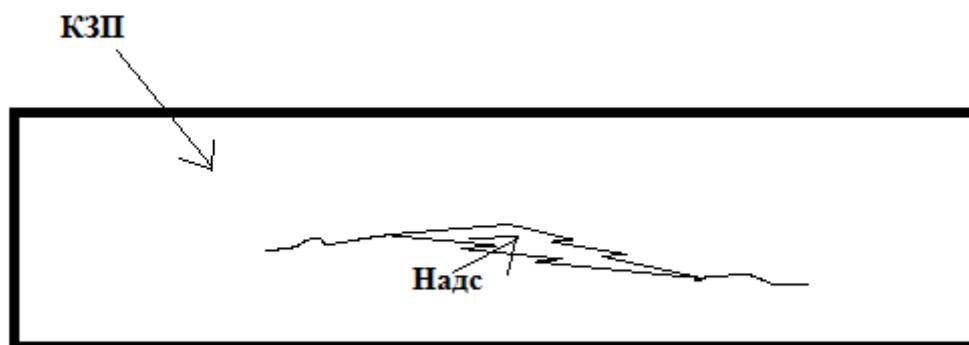
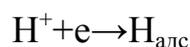


Рис. 1.3.2. Адсорбция водорода в трубной стали



Атомарный водород на поверхности металла неустойчив.

При проникновении протонов в кристаллической решетке металла структуры, он реагирует с водородом, образуя таким образом H_2 , что увеличивает напряжения внутри кристаллической решетки, тем самым увеличивая твердость стали и увеличение давления внутри кристаллической решетки.

Возможно объединение нейтральных атомов водорода и молекул водорода ($\text{H} + \text{H} \rightarrow \text{H}_2$), которые затем будут выделены в виде газа при Rey . Это явление способствует катодной изоляции расслоению.

Тем не менее, более вероятно, следующий процесс. Одно электрон атома водорода, расположенного на поверхности металла, включенного в общем облаке электронов решетки металла. Этот атом "оголяется" до состояния протона и становится большая подвижность и способность проникновения. Поскольку общее силовое поле протона направлен в сторону металла, тем больше вероятность его проникновения в металл, чем удаление от него. Если металл имеет отрицательный заряд (из-за катодной защиты), проникновение атомарного водорода (протон) в металл становится более энергетически выгодным. Проникающий в металл водород может участвовать в разных реакциях. Он образует твердый раствор, накапливается в дислокациях, микропорах,

микротрещинах. Он объединяется с другим таким же атомом и образует молекулу водорода, которая становится устойчивой и неподвижной, поэтому искажает кристаллическую решетку, создает внутреннее напряжение, и превращается в препятствие для движения дислокаций.

Он также легко соединяется с углеродом карбидной составляющей стали и приводит к следующим явлениям:

- Обезуглероживание металла (блокировка атомов углерода проникшими атомами водорода) по схеме $Fe_3C + 4H = 3Fe + CH_4$ при этом молекула метана образуется путем не одновременного, а последовательного присоединения атомов водорода;

- Блокировка дислокаций новыми образованиями (CH , CH_2CH_3 , CH_4) и охрупчивание металла (снижение ударной вязкости);

- Накопление метана по границам зерен и растрескивание металла под действием внутреннего давления (межкристаллическое растрескивание);

- Рост внутренних напряжений и повышение общего напряженного состояния;

- Объединение микротрещин, образование и рост макротрещин в направлении перпендикулярном максимальному растягивающему напряжению.

Таким образом, процесс растрескивания металла трубопровода с участием водорода состоит из нескольких этапов:

1. Генерация активного (атомарного) водорода на поверхности металла;
2. Проникновение атомарного водорода вглубь металла;
3. Процессы, происходящие на уровне микроструктуры металла с участием проникающего водорода.

Явление коррозионного растрескивания стали при участии водорода имеют определения:

- водородное растрескивание – блистеринг (blister — вздутие);

					Теоретические основы	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), обозначаемое в иностранной литературе SSCC (StressCorrosionCracking— стресс – коррозия).[10]

1.6. Особенности стресс – коррозии

Скорость процессов, приводящих к стрессу - коррозии, определяется внешними и внутренними факторами.

Внешние факторы определяют скорость первого этапа процесса - выделение атомарного водорода на поверхности металла. К ним относятся состояние изоляционного покрытия (повреждение, отсутствие адгезии), разность потенциалов "труба - земля" состава и концентрации веществ в поверхности металла, состояние поверхности металла pH среды (кислотность), влажность, температура окружающей среды (почвы).

Внутренние факторы определяют скорость второго и третьего этапов процесса - проникновения водорода в металл и процессов, происходящих внутри металла. К ним относятся химический состав и структуру металла, температуры металла, напряженное состояние. И, играют определенную роль в качестве напряжения от внешних воздействий и внутренних, в том числе те, которые работают на уровне кристаллов и дислокаций.

Как вы можете видеть, некоторые факторы, такие как температура и вибрации как внешние, так и внутренние факторы, как оказывает влияние на все процессы, происходящие вне металла, так и внутри него.

В отличие от других видов коррозии (например, хлорид) коррозионное растрескивание сталей может начаться и развиваться не только на поверхности, но и внутри металла.

Есть два типа стресс-коррозионное растрескивание сталей, называют первым металлом гидрирование.

Первый тип растрескивания вызывается растягивающих напряжений, возникающих от внешних нагрузок или остаточных напряжений.

					Теоретические основы	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В этом случае трещина распространяется перпендикулярно тем выше компонента напряжений. Крекинг такого рода называется коррозионное растрескивание под напряжением. Это - частое явление в газопроводах (рис.1.4.1.).



Рис.1.4.1. Фрагмент поверхности трубы при коррозионном растрескивании под напряжением

Второй тип растрескивания показан в виде пузырьков и трещин в направлении прокатки, даже при отсутствии внешних напряжений. Это явление называется водородом растрескиванию или водород расслоением (рис.). Иногда водородные трещины распространяются шагами. Часто этот тип перелома называется водородом - индуцированной растрескиванием.

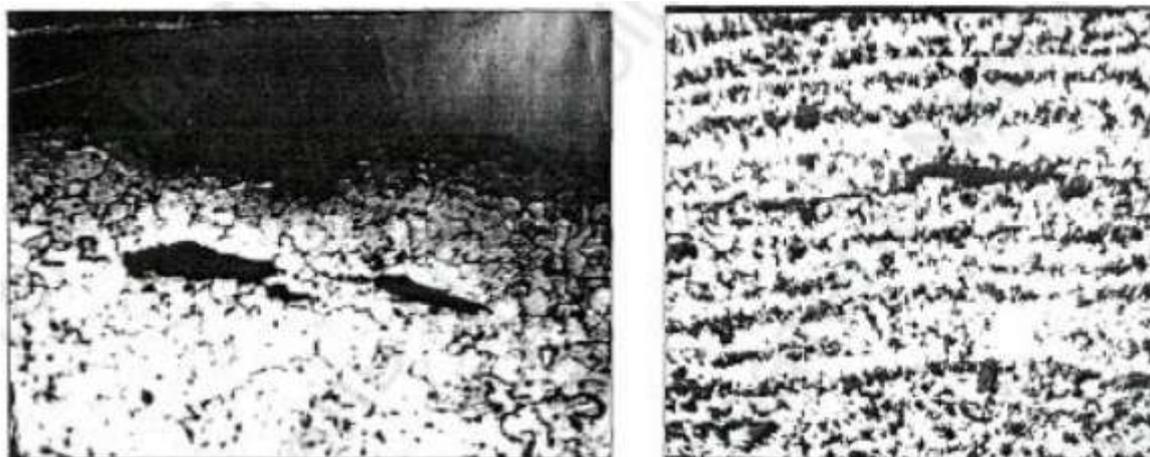


Рис.1.4.2. Очаги водородного расслоения

Водородному растрескиванию подвергаются стали с пределом прочности от 300 до 800 МПа. В этот диапазон попадают практически все стальные трубопроводы, в том числе магистральные газопроводы.

Коррозионное растрескивание под напряжением (стресс - коррозия) наблюдается в сталях с высоким пределом текучести до 600 МПа и выше. Прикладывание напряжения от внешнего приводят к объединению параллельных внутренних микротрещин в основной трещины, перпендикулярной растягивающей нагрузке. Незащищенные сварных швов трещин, что влияет на роль сварки остаточных напряжений.

Водород пучок проходит в пузырьки водорода (otduliny) размером от едва видны невооруженным глазом и 50 мм в высоту и 250 мм в диаметре. Пузырьки образуются в большинстве случаев на поверхности, где высвобождается атомарный водород. Иногда в области пузырьков трещин. Хроматографические исследования показали, что пузырьки газа, добытого из содержащегося водорода, и давление в пузырьках dosti-gaet 20 МПа, независимо от давления в сосуде или трубопроводе.

Водород - растрескивание сталей с низким prochno-sti обычно начинается в плоскости проката металлического листа, имеющего povu-shennoe содержание примесей легирующих элементов и аномальных структур. В отличие от разделения металлургического происхождения, водород - растрескивание, как правило, развитый рельеф. Ucha-stki, что в начальный период развития появляются как плоский сверток, а затем становится трехмерным (D-или T-образную форму в поперечном seche-nii). Трехмерные структуры могут быть сформированы в вершинах "пучков" или между ними, например, вдоль оси симметрии.

Коррозионное растрескивание характерно для аустенитных сталей, а также аустенитно-мартенситного класса. Водород в этих сталей облегчает мартенситное превращение и появление трещин.

В нефтяной и газовой и нефтехимической промышленности известны случаи растрескивания времени работы металла от 2-3 месяцев до 2-3 лет.

					Теоретические основы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Crack тепловые трубы теплообменников, трубопроводов для перекачки про-дуктов, стенки приварены цистерны, резервуары и колонны, катушки и камеру нагрева, испарителей, детали запорной арматуры и т.д.

Коррозионное растрескивание наблюдается в зонах термического влияния сварного соединения (рис.). Наиболее благоприятными для этого условиями являются: водно – кислотная среда с $pH < 5$; температура $30...40^{\circ}C$; напряжения, близкие к пределу текучести металла. Склонность к растрескиванию определяется также особенностями структуры самого металла: наличием структурных неоднородностей, количеством и распределением неметаллических включений, химическим составом.

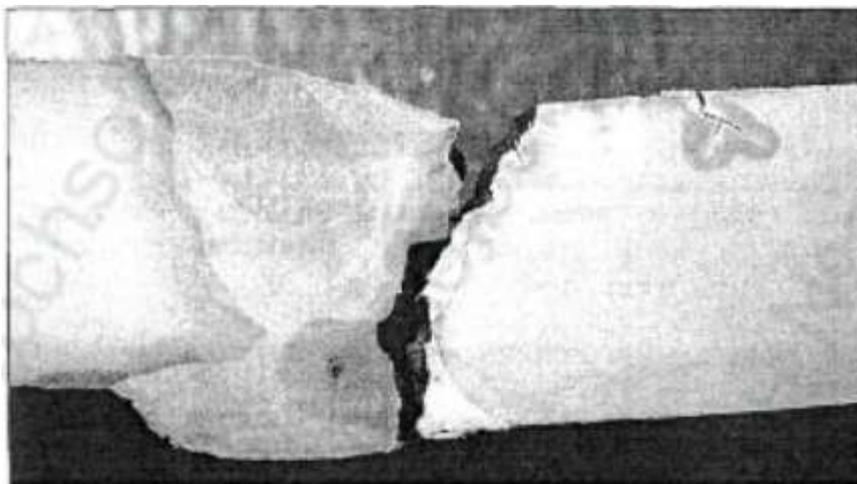


Рисунок 1.4.3. Макроструктура разрушенного кольцевого сварного шва магистрального газопровода на участке со сложным рельефом

Характерной особенностью коррозионного растрескивания под воздействием водорода является то, что часть выделяющихся при этом атомов водорода не соединяется в молекулы, а проникает в металл, вызывая наводороживание и водородную хрупкость, а также обезуглероживание (отбор углерода для образования молекул типа CH_4 и рост зерна (рис. 5.4). На поверхности металла возникают колонии трещин, иногда видимые невооружённым глазом (рис. 5.1), а чаще видимые только при осмотре с оптическим увеличением от 2...3 до 25...50 раз, или выявляемые металлографическим, физическим

(ультразвуковым, вихретоковым, цветным и др.) методами, или механическими испытаниями образцов (рисунки 5.4 - 5.7).



Рисунок 1.4.4. Обезуглероживание и рост зерна в металле (МГ «Уренгой – Петровск, 1847 км»)

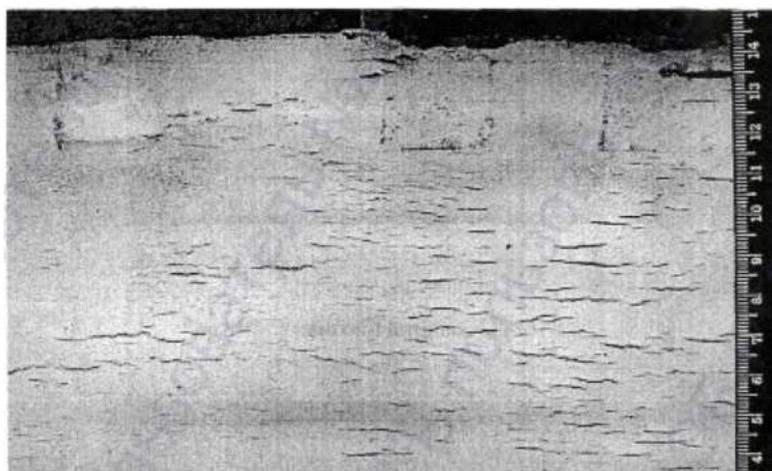


Рисунок 1.4.5. – Колония трещин, выявляемая методом магнитно – порошковой дефектоскопии (САЦ – 5, 697,5 км)

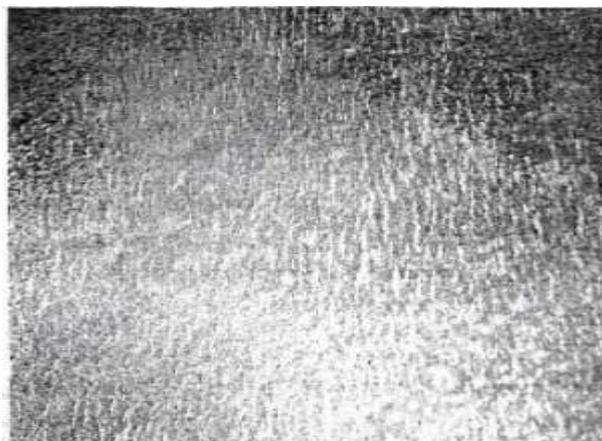


Рисунок 1.4.6. Колония трещин, выявляемая методом люминесцентной магнитной дефектоскопии (САЦ –5, 697,5 км)

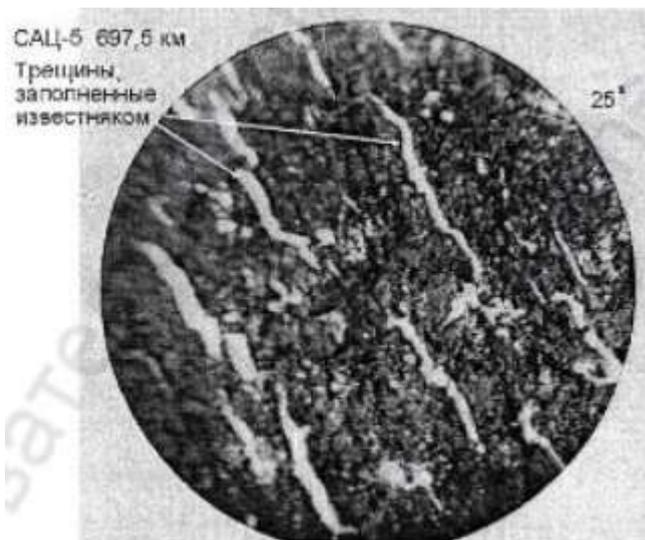


Рисунок 1.4.7. Трещины, выявляемые оптическим методом (микроскопом)

Как показал сравнительный анализ магистральных газопроводов (в тех областях, где обнаружено напряжение - коррозия) имеют большие диаметры и работают при высоких рабочих давлениях. Это приводит к тому, что механические напряжения в стенке МГ значительно выше, чем во всех других труб. ОТ рабочее давление действует кольцевое (окружное) Напряжение более длинная ось примерно в два раза. Это объясняет тот факт, что большинство нашли стресс - коррозионных трещин ориентировано в продольном направлении (перпендикулярно к окружному напряжением).[11]

На трубопроводах, проложенных по трассе со сложным рельефом, существуют значительные напряжения изгиба, которые ориентированы в продольном направлении. Когда эти при прочих равных условиях напряжение выше, чем больше диаметр трубопровода. Это объясняет тот факт, что некоторые из этих сайтов появляются МГ стресс - коррозионных трещин, ориентированных в направлении по окружности (перпендикулярно оси трубы). Таким образом, одним из основных факторов, определяющих условия стресс - коррозии, является наличие высокопрочной паргужены в стенке трубы. Чем ближе напряжение к пределу текучести металла, тем быстрее развивается стресс - коррозии. Хобот

трубопроводы являются наиболее загружены, поэтому они впереди других
начинается, и быстро развивается стресс - коррозия.

					Теоретические основы	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Анализ процессов, протекающих на внешней поверхности трубопровода

2.1 Различные потенциалы катодной защиты

На рис. 2.1 представлены катодные поляризационные кривые, снятые на рабочем электроде из трубной стали 17Г1С в торфяном грунте с влажностью 180 %. Анализ хода кривых свидетельствует о том, что при возрастании потенциала катодной защиты от потенциала коррозии $\varphi_{кор} =$ минус 0,52 В по м. с. э. до величины защитного потенциала; $\varphi_{защ} =$ минус 0,67 В по м. с. э. на защищаемой поверхности протекают два процесса: электровосстановление кислорода и коррозия стального образца, причем скорость первой реакции, соответственно, возрастает, второй – затухает. При достижении потенциала катодной защиты минус 0,67 В по м. с. э. величина защитного тока стабилизируется и остается практически постоянной, несмотря на увеличение защитного потенциала до минус 0,85 В по м. с. э. [12]

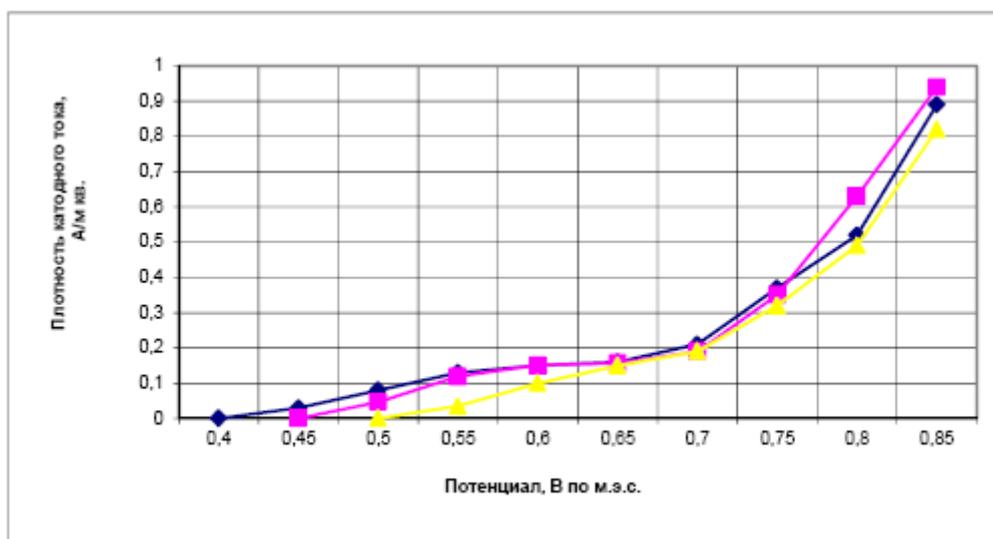


Рис. 2.1. Катодные поляризационные кривые стального рабочего электрода
(сталь 17Г1С) в торфяном грунте при полном его влагонасыщении

					<i>Стресс-коррозия и ее влияние на эффективность трубопроводного транспорта</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>2021</i>		
Разраб.	Каретин А.А.				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.	Никольчиков					41	149
Консульт.					НИ ТПУ группа 32Т00		
Зав. Каф.	Рыдаченко А.В.						
Анализ процессов протекающих на внешней поверхности трубопровода							

Проведенный мною расчеты показали, что при дефекте с $S=10 \text{ см}^2$ ($a=10 \text{ см}$, $h=1 \text{ см}$, $\delta=0,15 \text{ см}$) и $j_{\text{пр}}=0,1 \text{ А/м}^2$, плотность защитного тока при различных $j_{\text{пр}}$ будет равняться →

$$j_{\text{защ}}=0,5j_{\text{пр}}=0,1*0,5=0,05\text{А/м}^2; \quad (13)$$

$j_{\text{защ}}=j_{\text{пр}}=0,1 \text{ А/м}^2;$
$j_{\text{защ}}=3 j_{\text{пр}}=0,3 \text{ А/м}^2;$
$j_{\text{защ}}=5 j_{\text{пр}}=0,5 \text{ А/м}^2;$
$j_{\text{защ}}=10 j_{\text{пр}}=1 \text{ А/м}^2;$
$j_{\text{защ}}=20 j_{\text{пр}}=2 \text{ А/м}^2;$
$j_{\text{защ}}=30 j_{\text{пр}}=3 \text{ А/м}^2;$
$j_{\text{защ}}=50 j_{\text{пр}}=5 \text{ А/м}^2.$

Далее нам необходимо рассчитать какое количество H_2 выделяется на КЗП.

$$V = q * j * t * S \quad (14)$$

где M – объем занимаемый газом в 1 моль при нормальных условиях (л/моль);

F – 96500 постоянная Фарадея Кл*моль⁻¹;

t =время 100 час;

$$qH_2 = \frac{M}{2F} \quad (15)$$

$$qH_2 = \frac{22400 * 3600}{2 * 96500} = 417,8 \text{ см}^3/\text{А} * \text{час}; \quad (16)$$

$$V = qH_2 * j * t * S; \quad (17)$$

При различных плотностях тока защиты →

$$V1 = (417,8 * 0,05 * 100 * 10)/10000 = 2,0890 \text{ см}^3,$$

$$V2 = (417,8 * 0,1 * 100 * 10)/10000 = 4,1780\text{см}^3,$$

$$V3 = (417,8 * 0,3 * 100 * 10)/10000 = 12,5340\text{см}^3,$$

$$V4 = (417,8 * 0,5 * 100 * 10)/10000 = 20,8900\text{см}^3,$$

$$V5 = (417,8 * 1 * 100 * 10)/10000 = 41,7800\text{см}^3,$$

$$V6 = (417,8 * 2 * 100 * 10)/10000 = 83,5600\text{см}^3,$$

$$V7 = (417,8 * 3 * 100 * 10)/10000 = 125,3400\text{см}^3,$$

$$V8 = (417,8 * 5 * 100 * 10)/10000 = 208,9000\text{см}^3.$$

$$M=\rho*V; \quad (18)$$

где $\rho=7,8 \text{ г/см}^3$;

$$M=7,8*1,5=11,7 \text{ г}.$$

Таблица 2.1

Объем внедрившегося водорода

	Плотность защитного тока, А/м ²	Объем выделившегося водорода, см ³	Объем внедрившегося водорода в трубную сталь 17ГС, см ³ , для образца массой 100 г	Объем внедрившегося водорода в трубную сталь 17ГС, см ³ , для выбранного образца массой 11,7г
	0,05	2,0890	0,001775	2,0*10 ⁻⁴
	0,1	4,1780	0,003551	4,1 *10 ⁻⁴
	0,3	12,5340	0,010654	12,4*10 ⁻⁴
	0,5	20,8900	0,017756	20,7*10 ⁻⁴
	1	41,7800	0,035513	41,5*10 ⁻⁴
	2	83,5600	0,071026	83,1*10 ⁻⁴
	3	125,3400	0,106539	124,6*10 ⁻⁴
	5	208,9000	0,177565	207,7*10 ⁻⁴

Объем водорода внедрившегося в трубную сталь,
при массе образца 100 г



Рис.2.2. Зависимость объема внедрившегося водорода от плотности защитного тока (для образца массой 100 г)

Объем водорода внедрившегося в трубную сталь,
при массе образца 11,7 г

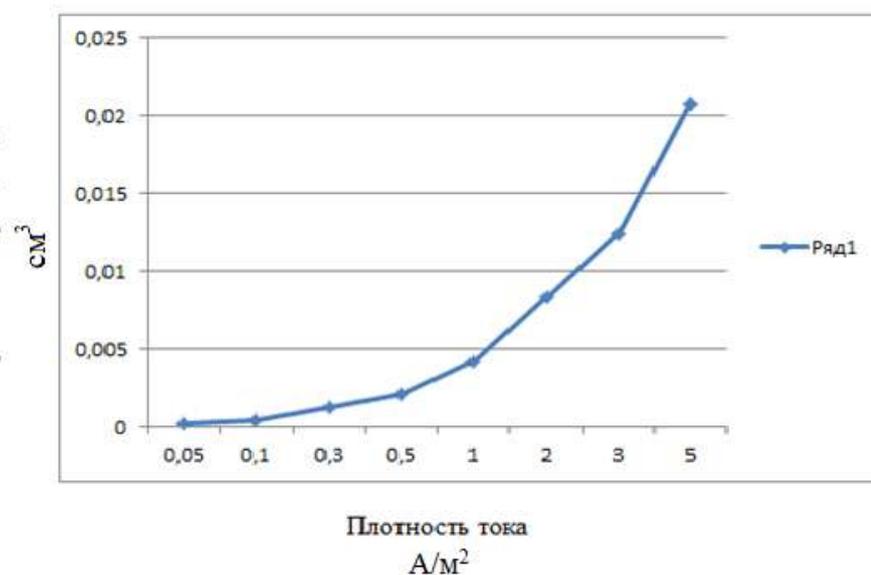


Рис.2.3. Зависимость объема внедрившегося водорода от плотности защитного тока (для образца массой 11,7 г)

При $j_{защ} > j_{пр}$ происходит явление перезащиты КЗП.

Объем выделившегося H_2 на катодно – защищаемой поверхности, в 99,9% уходит в атмосферу, но 0,085% внедряются в структуру трубной стали, что приводит в стресс – коррозионному растрескиванию.

Как мы знаем, появление трещины на катодно – защищаемой поверхности происходит после концентрации водорода $\min 1,6 \text{ см}^3/100 \text{ г}$.

Можно найти инкубационный период для образования водородной трещины для образца массой 100 г →

$$t_1 = \frac{1,6 \text{ см}^3}{0,001775 \text{ см}^3} = 912.6 \text{ лет} \quad (19)$$

$$t_2 = \frac{1,6}{0,003551 \text{ см}^3} = 456.2 \text{ лет}$$

$$t_3 = \frac{1,6 \text{ см}^3}{0,010654 \text{ см}^3} = 152 \text{ года}$$

$$t_4 = \frac{1,6 \text{ см}^3}{0,017756 \text{ см}^3} = 91,2 \text{ лет}$$

$$t_5 = \frac{1,6 \text{ см}^3}{0,035513 \text{ см}^3} = 45,6 \text{ лет}$$

$$t_6 = \frac{1,6 \text{ см}^3}{0,071026 \text{ см}^3} = 22,8 \text{ лет}$$

$$t_7 = \frac{1,6 \text{ см}^3}{0,106539 \text{ см}^3} = 15,2 \text{ лет}$$

$$t_8 = \frac{1,6 \text{ см}^3}{0,177565 \text{ см}^3} = 9.1 \text{ лет}$$

Таблица 2.2

Плотность защитного тока, А/м ²	Количество времени необходимое для образования водородной трещины на образце массой 100 г, лет (года)
0,05	912.6
0,1	456.2
0,3	152
0,5	91.2
1	45.6
2	22.8
3	15.2
5	9.1

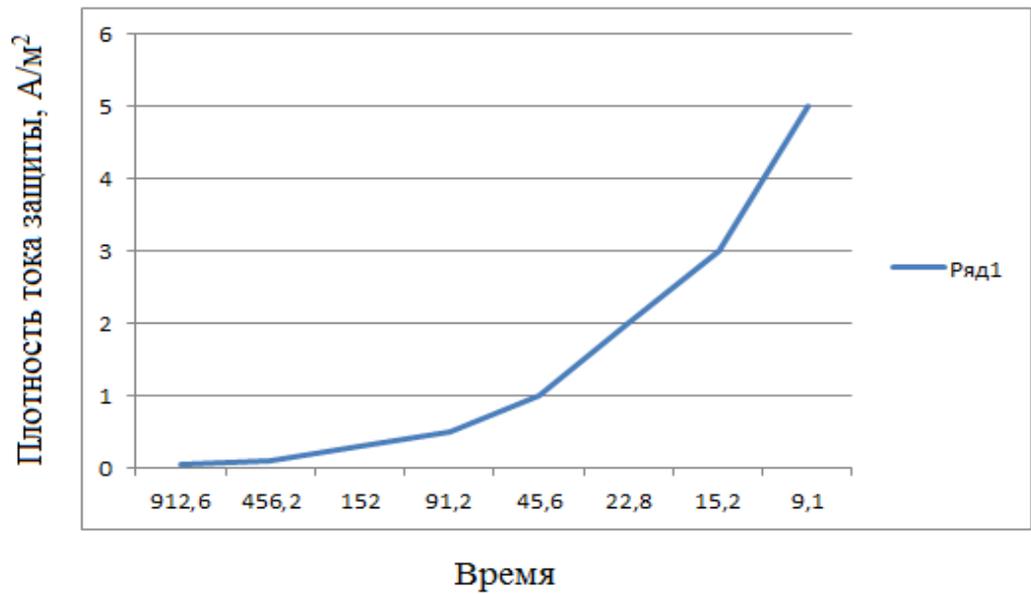


Рис.2.4. График зависимости времени до образования трещины от плотности тока ЗП

Вывод: чем больше плотность тока защищаемой поверхности, тем меньше времени требуется для наводороживания поверхности.

1)

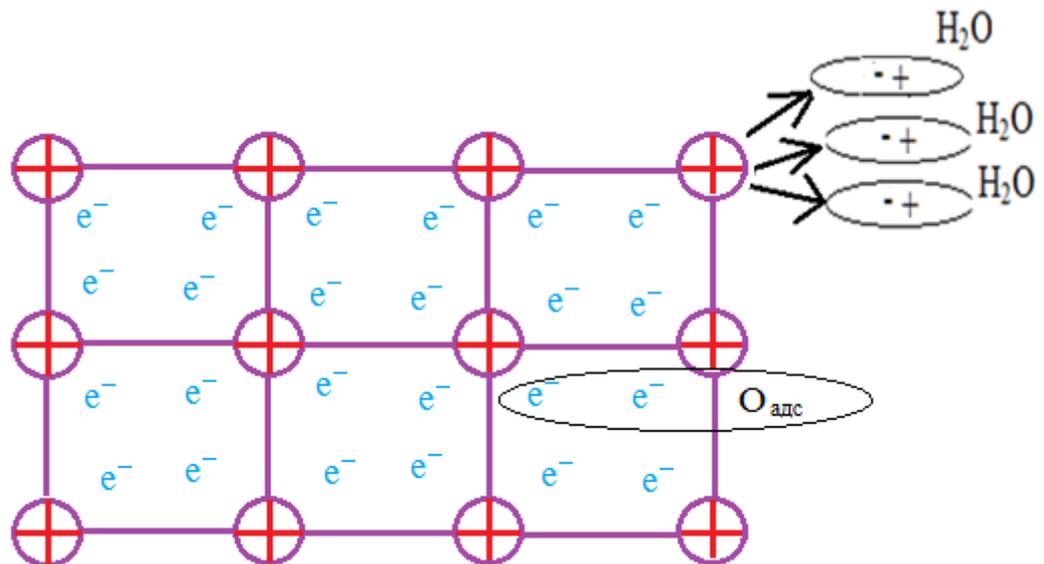
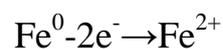
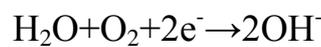
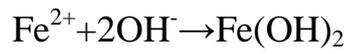


Рис. 2.5. Поглощение электронов кислородом





Адсорбированный кислород, забирает электроны из кристаллической решетки, тем самым Fe становится положительно заряженным ионом.

2)

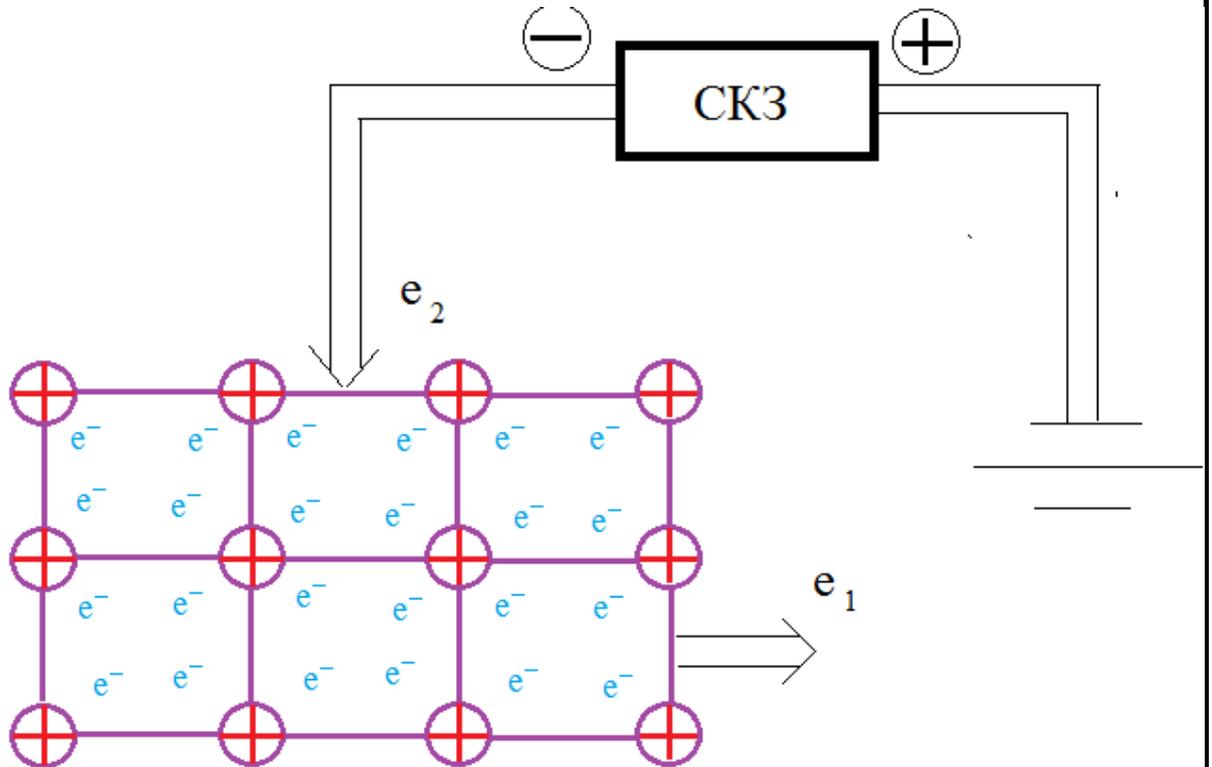


Рис. 2.6. Процесс катодной защиты

Если количество электронов подведенных к защищаемой поверхности $e_1 = e_2$, то происходит нормальный процесс катодной защиты.

3)

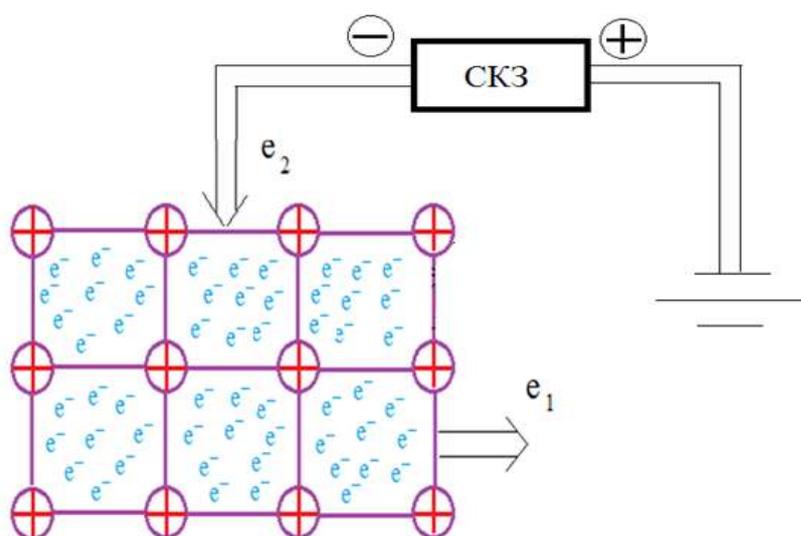
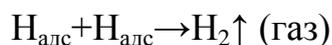
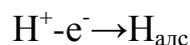
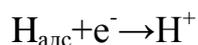
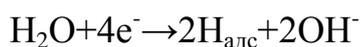


Рис. 2.7. Процесс перезащиты



При $e_2 \gg e_1$ происходит процесс перезащиты, потому что вода является диполем, адсорбированный на поверхности стенки, она тянет положительно заряженные ионы и кислород принимает электроны из стальной конструкции. Затем адсорбированный водород диффундирует в труднодоступных местах (ловушки), которые соединены между собой с образованием стабильной молекулы водорода (газ) H_2 .

4) По моим расчетам, водород, накопившийся в ловушках, создает напряжение, которое превышает предел текучести стали и образуется водородное растрескивание.

При $j_{заш}=10 j_{пр}$ в сталь внедрится $41,5 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3$ водорода, по истечению 6,4 лет или 2336 дней

Когда напряжения превышают предел текучести стали, образуются водородное растрескивание

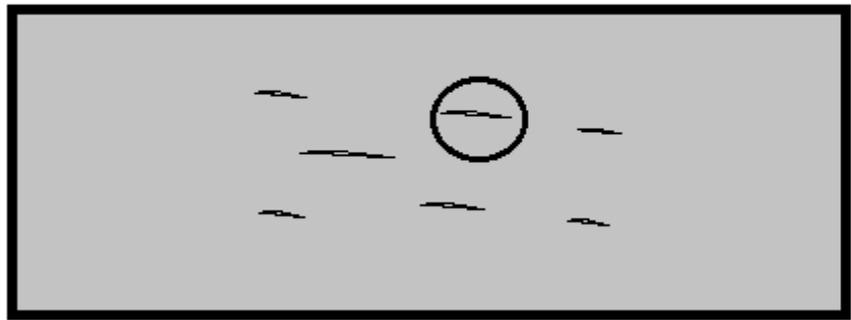


Рис. 2.8. Инкубационный период для стали 17ГС

5)

Под действием внутренних напряжений происходит увеличение зоны трещинообразования за счет изменения в структуре наружного поверхностного слоя металла труб

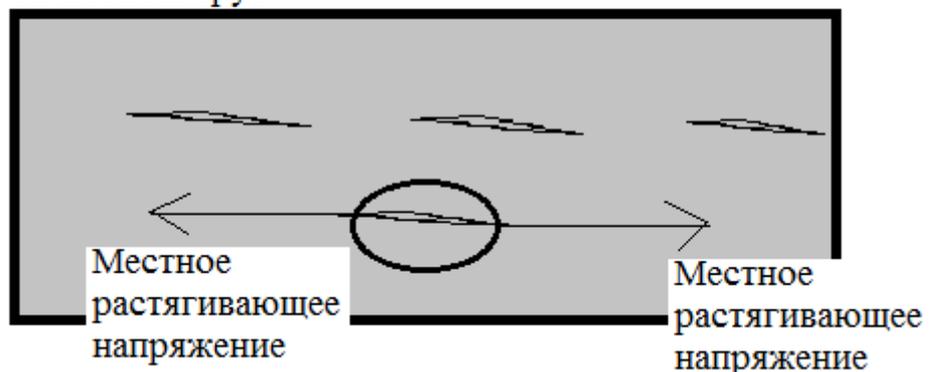
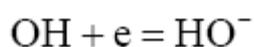
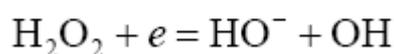
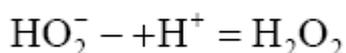
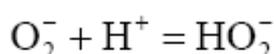
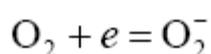


Рис. 2.9. Напряжение в зоне трещинообразования

В области этих защитных потенциалов плотность защитного тока достигает значений предельного тока кислорода, когда концентрация кислорода на поверхности потенциостатируемого катода в грунте равна нулю. В.В. Притула [116–119] показал, что в диапазоне от среднего потенциала коррозии трубной стали минус 0,55 В по м. э. с. до максимально допустимого поляризационного потенциала катодной защиты минус 1,1 В по м. э. с. существует несколько состояний грунтовой коррозионной среды трубной стали. Интервал от минус 0,5 В до минус 0,6 В по м. с. э. соответствует началу

					Анализ процессов протекающих на внешней поверхности трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

процесса катодной защиты, обеспечивающего подавление коррозии трубопровода до 40...60 %, что согласуется с ходом экспериментальных зависимостей, представленных на рис. 2.9. Интервал от минус 0,8 до минус 0,85 В по м. с. э., когда величина тока катодной защиты достигает предельного по кислороду (см. экспериментальные результаты, представленные на рис. 2.9), снижает опасность стресс-коррозии и позволяет поднять общую степень защиты до 80 %. В узком диапазоне потенциалов катодной защиты от минус 0,86 до минус 0,9 В по м. с. э., когда кислород адсорбируется на всей поверхности, чтобы быть защищенной "привязки" с помощью электронов, поступающих из источника катодной защиты, а когда потенциал катодной защиты еще не достиг потенциального высвобождения водорода, идеальных условиях катодной защиты, обеспечивая коррозии процесс торможения трубопровода, о чем свидетельствуют результаты эксперимента (см. рис. 2.9) не менее чем на 90 %. Дальнейшее увеличение катодной защиты потенциала до значений, когда происходит резкое увеличение тока катодной защиты за счет электровосстановления молекулы воды способствуют возникновению опасности коррозии под напряжением в связи с образованием свободных ионов водорода. В самом деле, когда потенциал катодной защиты не достигает катодное разложение потенциальных водных значений, то значение предельной плотности тока кислорода из-за максимально возможной скорости диффузии кислорода восстанавливается на защищаемой поверхности реакций.



					Анализ процессов протекающих на внешней поверхности трубопровода	Лист 50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При потенциалах катодной защиты отрицательнее минус 0,85 В по м. с. э. до минус 1,1 В по м. с. э. (при условии что плотность тока катодной защиты существенно превышает плотность предельного тока по кислороду: $j_{з.к} \gg j_{пр}$), в условиях эксперимента наблюдалось резкое увеличение величины защитного тока, что связано с началом протекания следующей электродной реакции катодного разложения воды с выделением водорода, что также подтверждается выводами работ [167, 177–178]. При этом наблюдается незначительный прирост защитного эффекта, менее 10...12 %. Незначительные прирост защитного эффекта связан с тем, что потенциал катодной защиты достиг потенциала разложения воды и на фоне резкого возрастания плотности защитного тока на защищаемой поверхности идет совместное электровосстановление кислорода: $O_2 + 2H_2O + 4e \rightarrow OH^-$ (менее 20 %) и электролитическое разложение воды (более 80 %):

					Анализ процессов протекающих на внешней поверхности трубопровода	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа

Анализ стресс – коррозионных разрушений магистральных нефтегазопроводов (НГП) свидетельствует о том, что содержание водорода в очаге стресс-коррозионных разрушений составляет 8...13 см³/100 г, при исходном («родословном») содержании водорода вне очаговой зоны 1,2...2,0 см³/100 г. Наблюдаемое явление указывает на протекание процесса катодного наводороживания стенки напряженно-деформированных НГП при их длительной эксплуатации, приводящей к стресс-коррозионному растрескиванию внешней катодно-защищаемой поверхности (КЗП). Процесс наводороживания стенки трубопроводов со стороны внешней КЗП происходит при одновременном воздействии тока катодной защиты $j_{кз}$ и механических напряжений, вызываемых давлением транспортируемого продукта.

Практика эксплуатации основного РНС указывает на то, что процесс гидрирования приводит к образованию микротрещин почти всюду вблизи ЕКО напряженно-деформированного РНС, в местах, подверженных воздействию локальных напряжений: .. ЗТВ продольных и кольцевых швов, царапин, вмятин, коррозии ямы, и т.д. . Стресс - стресс-коррозии - деформированное трубы в транспортировке нефти и газа представляет собой особый вид разрушения, которое проявляется в виде образования в ЕВС колонии трещин развивающихся во времени как через дефектов изоляции и под отслаивание изоляции, что в конечном итоге приводит к отказу. [13]

Наличие хрупкого излома вблизи КЗП свидетельствует о формировании здесь зоны наводороживания структуры трубной стали в процессе эксплуатации трубопровода при катодной перезащите. Согласно действующим

					<i>Стресс-коррозия и ее влияние на эффективность трубопроводного транспорта</i>		
					<i>элект</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Карепин А.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков</i>				52	149
<i>Консульт.</i>					НИ ТПУ группа 32Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					
					Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа		

ГОСТ Р 51164-98 и 9.602-2005 нормированные значения поляризационных потенциалов при эксплуатации подземных стальных трубопроводов составляют – 0,85...–1,15 В по медносульфатному электроду сравнения (МЭС). На действующих стальных трубопроводах при отсутствии возможности измерений поляризационных потенциалов допускается осуществлять катодную поляризацию таким образом, чтобы суммарные защитные потенциалы $\phi_{\text{защ}}$, включающие поляризационную и омическую составляющие, находились в пределах –0,9...–2,5 В по МЭС для трубопроводов с мастичным и ленточным покрытиями и в пределах –0,9...–3,5 В по МЭС – для трубопроводов с покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

При проведении комплексных обследований режимов работы средств электрохимической защиты действующих центральной части Западной Сибири установлено, что при нормированных значениях защитных потенциалов с омической составляющей плотность тока катодной защиты превышает плотность предельного тока по кислороду в 10...100 и более раз. То есть, когда нормированные значения потенциалов на КПП защитный подземных трубопроводов происходят одновременно два или более реакций электровосстановления кислорода и поверхностно-активных компонентов электролита почвы, отделение водорода из воды и осаждения металла. На рис. 2 представлены катодные поляризационные кривые, снятые на стальных образцах во влагонасыщенных грунтах центральной части Западной Сибири. Катодные поляризационные кривые были сняты на рабочем электроде из стали 17ГС диаметром 5 мм в потенциостатическом режиме с выдержкой каждого потенциала в течение минуты с помощью потенциостата Р-150.

					Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

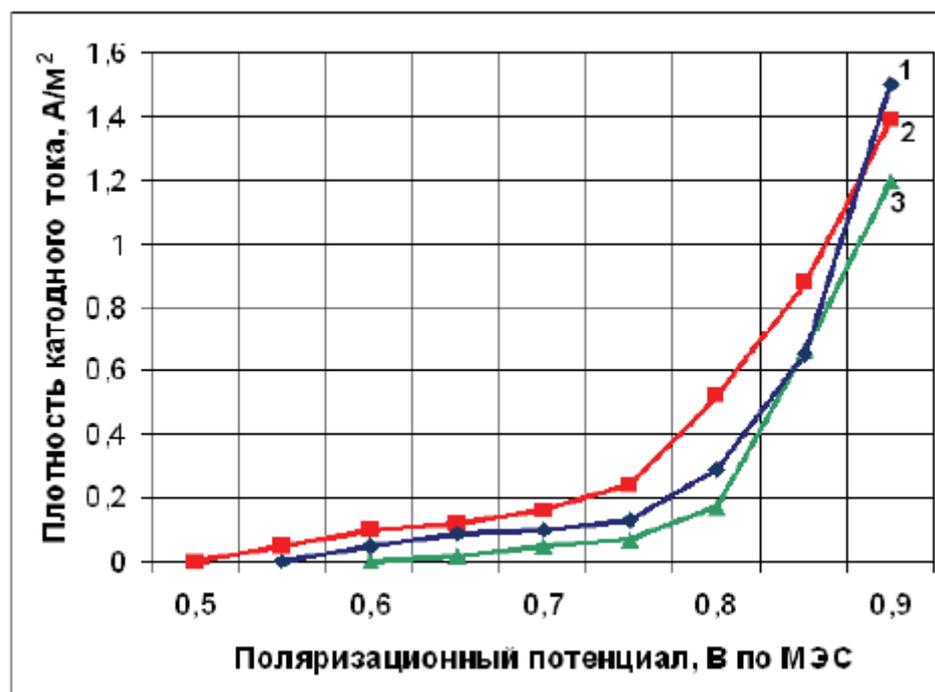


Рис. 3.1. Катодные поляризационные кривые на стали 17ГС во влагонасыщенных грунтах центральной части Западной Сибири при 20 °С: 1) в песке с влажностью 16 %; 2) в торфе с влажностью 120 %; 3) в глине с влажностью 9 %

Ход катодных поляризационных кривых, представленных на рис, свидетельствует о том, что при нормированных значениях защитных (поляризационных) потенциалов основными на КЗП подземных трубопроводов в нейтральных и слабощелочных грунтах с pH 5...7, где проложены большинство российских НГП, являются реакции: электровосстановления кислорода: $O_2 + 4e + H_2O \rightarrow 4OH^-$, о чем на кривых рис. свидетельствует площадка предельного тока по кислороду, и выделения водорода из воды: $2H_2O + 2e \rightarrow 2H_{адс} + 2OH^-$ – восходящие ветви кривых.

Следует подчеркнуть, что первая реакция протекает в отсутствие тока катодной защиты (с кислородной коррозии деполяризации) и в присутствии катодного защитного тока (реакция на кислород электролитически КПП под действием катодного защитного тока, что приводит к ингибированию коррозионного процесса). А вторая реакция катодного разложения воды с выделением водорода протекает

только под воздействием тока катодной защиты и ее протекание на КЗП к «подавлению» коррозионного процесса.

Целью являлось экспериментальное определение степени «подавления» коррозии и наводороживания трубной стали непосредственно в сквозном дефекте изоляции и под отслоившейся изоляцией, в зоне контакта защищаемой поверхности с электролитом при различных значениях предложенного нами [4] безразмерного критерия η : $\eta = j_{кз} / j_{пр}$, где $j_{пр}$ – плотность предельного тока по кислороду.

Для проведения исследований была изготовлена специальная конструкция рабочего электрода, представляющая собой пластину из метилметакрилата с размерами 150.100.10 мм, в которую на равном расстоянии друг от друга вставляли в специальные гнезда круглые образцы из стали 17ГС диаметром 10 мм с контактными выводами от торцевой поверхности. Обратную и торцевую поверхности образцов изолировали химически стойким лаком. После установки образцов в гнезда пластины из метилметакрилата, проверяли наличие электрического контакта между стальными выводами и образцами. Затем пластины изолировали полимерной пленкой «Nitto», толщиной 0,5 мм. Напротив среднего образца в изоляционной пленке наносили сквозное повреждение. В условиях эксперимента адгезионное взаимодействие стальных образцов с изоляцией исключалось. Все образцы в зоне отслаивания изоляции контактировали с пленкой электролита, используемого для коррозионных испытаний. В качестве электролита использовали 0,5% – й раствор NaCl с добавкой 1,5...3 г/л CH_4N_2S . Контактные выводы от рабочих электродов закорачивали через микроамперметры таким образом, чтобы можно было измерять общий ток катодной защиты и ток катодной защиты, протекающий через каждый образец под отслоившейся изоляцией на различном расстоянии от края сквозного дефекта.

В ходе эксперимента клетки с электролитом помещены три изолированных образцов со стальными пластинами. В качестве примеров первой пластины была измерена скорость коррозии без катодной защиты во время

					Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

создание потенциала коррозии. После установления значения времени потенциала коррозии на рабочих электродах второго и третьего пластинчатый в гальваноциклическом режиме от потенциостата.

Р – 150 подавали ток катодной защиты при различных значениях безразмерного критерия $\eta = j_{кз}/j_{пр}$, принимающего значения от 0 до 100. По истечении 140 ч потенциостат отключали и по образцам второй пластины определяли остаточную скорость коррозии трубной стали в сквозном дефекте изоляционного покрытия и под отслоившейся изоляцией на различных расстояниях от края сквозного дефекта при катодной защите. Для этого образцы извлекали из пластины, взвешивали на аналитических весах WA – 31 с точностью до 0,1 мг, вычитали убыль массы образцов за время установления потенциала коррозии и, далее, весовым методом определяли скорость их коррозии под катодной защитой при различных значениях безразмерного критерия $\eta = j_{кз}/j_{пр}$. Полученные значения массового показателя коррозии пересчитывали в глубинный, мм/год (рис. 3).

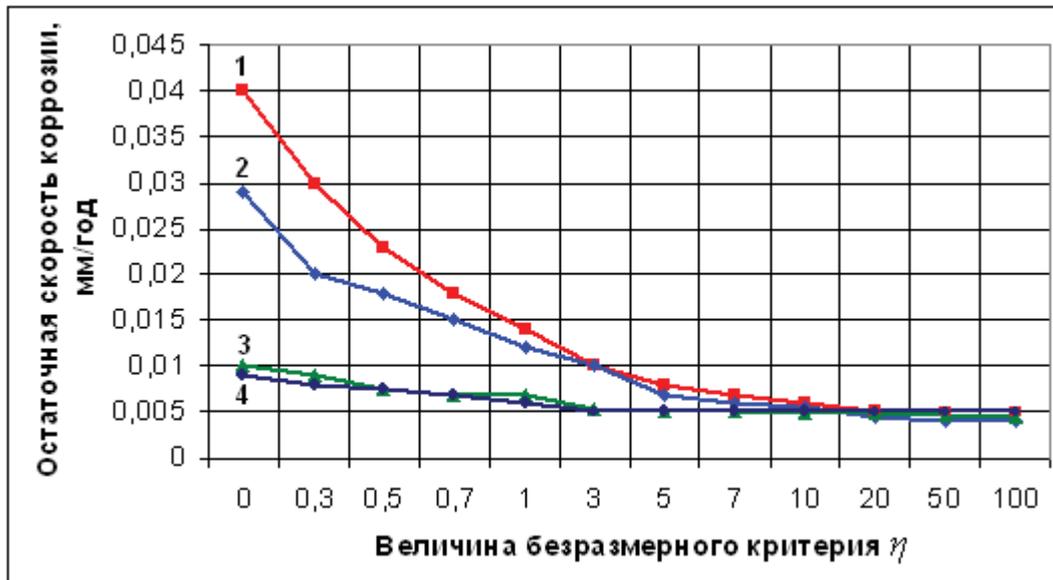


Рис. 3.2. Зависимость остаточной скорости коррозии от безразмерного критерия η . Образец: 1) напротив сквозного дефекта изоляции, 2) на расстоянии 20 мм в обе стороны от сквозного дефекта; 3) на расстоянии 40 мм; 4) на расстоянии 60 мм

Ход экспериментальных результатов, представленных на рис. 3, свидетельствует о том, что когда $\eta = j_{кз}/j_{пр} = 1 \dots 3$, на образцах, находящихся как

напротив сквозного дефекта изоляции, так и под отслоившейся изоляцией на различных расстояниях от края сквозного дефекта, скорость коррозии подавляется до значений, не превышающих 0,01...0,013 мм/год. Дальнейшее увеличение плотности тока катодной защиты не приводит к заметному подавлению коррозии, но, по визуальным наблюдениям, сопровождается резким увеличением объема водорода, отделяющегося от КЗП образцов. В связи с этим представляло интерес определить объем окклюдированного сталию водорода при различных значениях критерия η . Для этого определяли объем водорода, поглощенного образцами третьей пластины за время катодной поляризации методом анодного растворения при плотности анодного тока 15...25 А/дм², исключающего выделение кислорода [5]. Выделяющийся при растворении стали водород собирали в газовой бюретке, помещенной над образцом. При катодном наводороживании стали водород концентрируется преимущественно в тонком при поверхностном слое. В условиях эксперимента толщина анодно-растворяемого слоя образца составляла 0,1...0,3 мм.

Явление адсорбции водорода обусловлено тем, что при перезащите, когда $\eta=100$, КЗП и прилегающий электролит достигают определенной степени пересыщения и возникновение водородного пузырька становится возможным, то он растет до размеров, необходимых для его отрыва от защищаемой поверхности. В нижнем положении (у верхней образующей трубы) первый пузырек появляется сразу после включения перезащиты при $\eta=100$ и, достигая диаметра 100...120 мкм отделяется от защищаемой поверхности. В потолочном положении (под трубой) первый пузырек появляется с задержкой и, появляясь, практически не увеличивается в диаметре, который остается равным 20...30 мкм, что свидетельствует о том, что в потолочном положении скорость посадки адатомов водорода при перезащите превышает скорость их удаления.

Длительное присутствие адатомов водорода на КЗП приводит к адсорбционному понижению прочности сталей (эффект Ребиндера) и ее электролитическому наводороживанию. В нижнем положении (у верхней образующей трубы) при появлении пузырьки водорода при перезащите

					Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

увеличиваются в диаметре до 100...120 мкм и отделяются от КЗП, снижая концентрацию N_{ads} . В потолочном положении (под трубой) диаметр пузырьков не превышает 20...30 мкм, они практически не отделяются от КЗП при краевом угле смачивания, равном $20 \pm 0,5^\circ$.

Согласно представлениям А.Н. Фрумкина и Б.Н. Кабанова [6, 7] работа образования зародыша водородного пузырька на стенке при краевых углах $90...110^\circ$ меньше таковой при 0° в 4 раза. По этой причине вероятность образования зародыша пузырька водорода у нижней образующей трубы в несколько раз меньше, чем у верхней образующей, по нашим данным в 3...6 раз. Замедленный переход N_{ads} в газовую фазу в виде H_2 : $N_{адс} + N_{адс} \rightarrow H_2$, в потолочном положении (под трубой) приводит при перезащите к интенсивному электролитическому наводороживанию стенки труб $D_y 720...1420$ мм у нижней образующей. Диаметр водородных пузырьков на КЗП зависит от краевого угла смачивания и кривизны стенки трубопровода. Кривизна стенки труб (в условиях эксперимента стального обруча) диаметром менее 720 мм приводит к увеличению краевого угла смачивания водородных пузырьков и на КЗП от $20 \pm 0,5$ до $110 \pm 0,5^\circ$, что приводит к росту их диаметра d и отделению от КЗП, благодаря чему мы на практике не наблюдаем очагов стресс – коррозионных разрушений на трубах малого диаметра (менее 720 мм) при перезащите, когда $j_{кз}/j_{пр} \gg 10$.

Было установлено, что при механических напряжениях σ , равных $(0,55...0,75)\sigma_{0,2}$, когда $\eta = 16...20$, скорость набора давления под напряженно – деформированным образцом трубной стали толщиной 0,3 мм в обескислороженном электролите составила 0,048 МПа/мес (0,016 атм/сут); когда $\eta = 75...100$ – соответственно 0,1 МПа/сут (0,033 атм/сут); когда $\eta = 125...150$, скорость набора давления составила 0,2 МПа/мес (0,066 атм/сут). Сила напряжения - деформации трубопровода в основном определяется напряжениями кольца растяжения в стенке трубы. Зная скорость заданного давления водорода вблизи ЕКО для различных значений критерия и значение η кольца растягивающего напряжения при заданном

					Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

коррозия трещина - рабочее давление времени до ЕКО Подсчитано напряжения в трубопроводе. [10]. На этот раз сравнивали с действительным временем формирования стресс - коррозионных трещин на газопроводах при заданном рабочем давлении в трубопроводе и величиной безразмерного критерия η .

На рис. 4 представлена стресс – коррозионная трещина, выявленная по результатам внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс» диаметром 1020 мм, на 107 км, по истечении 32–х лет с начала эксплуатации при рабочем давлении, равном 3,5 МПа, при $\eta=120\dots132$. Видно, что при перезащите процесс коррозии на КЗП практически полностью подавлен. Следов коррозии за 32 года эксплуатации трубопровода нет.



Рис. .3.3. Стресс – коррозионная трещина, выявленная по результатам внутритрубной диагностики у нижней трети образующей магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс» по истечении 32 – х лет эксплуатации

Согласно методике, приведенной нами в работе [10], при $P_{\text{раб}}=3,5$ МПа и $\eta=132$ водородный надрез на КЗП должен появиться через 21 ± 2 года. По – видимому это так и произошло. За последующие 10 лет, этот водородный надрез превратился в стресс – коррозионную трещину глубиной до 6 мм, то есть скорость распространения трещины в глубь стенки трубы в рассматриваемом случае составила 0,6 мм/год, что согласуется с данными по скорости распространения стресс – коррозионных трещин в глубь стенки трубы [11, 1.С. 703]. По данным цитируемых авторов отказы по причине КРН

					Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубных сталей происходят у нижней образующей (под трубой) на газопроводах большого диаметра: 1420, 1220, 1020, 820 и 720 мм и практически никогда на трубопроводах малых диаметров, менее 720 мм, хотя они изготовлены из тех же сталей и эксплуатируются в одинаковых условиях, таблица.[14]

					Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Исследование стресс – коррозии в лабораторных условиях

4.1 Общие положения методики проведения исследования

Изучить стресс - коррозионные процессы, используемые при установке постоянной деформации, как ближе к коррозии процессов условия эксплуатации МГ. Соответственно, для исследования коррозии были сделаны для создания постоянной деформации настройки (Рисунок 3.1). Деформация была выполнена с помощью болта ввинчивается в базовом блоке. Контроль деформации проводили с использованием микрометра диск с погрешностью $\pm 0,01$ мм.

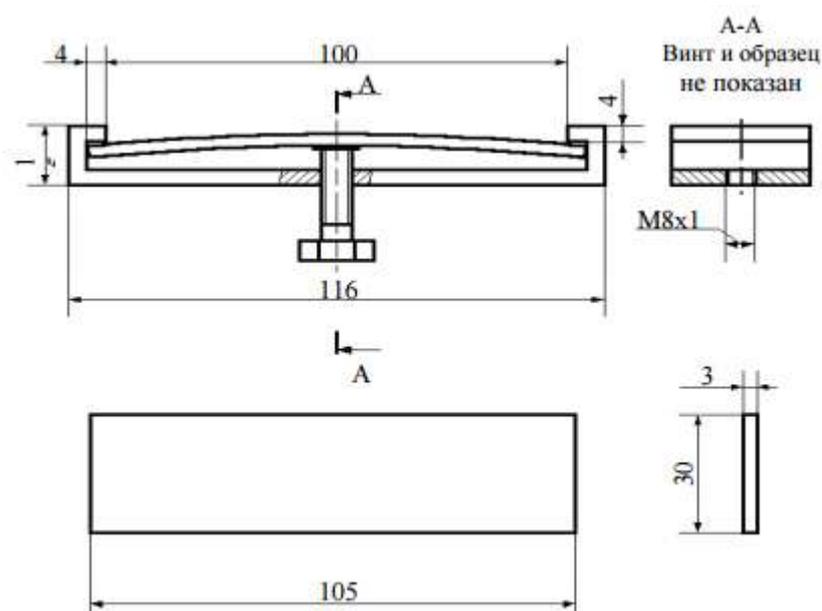


Рисунок 4.1 – Эскиз деформационной установки для изучения коррозии при постоянной деформации и размещения образца в ней

Для определения величины задаваемой деформации и соответствующей ей величины растягивающих напряжений на внешней поверхности образца использовали расчетную схему (рисунок 4.2).

					Стресс-коррозия и ее влияние на эффективность трубопроводного транспорта			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	разра			
Разраб.		Карепин А.А.			Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков					61	149
Консульт.								
Зав. Каф.		Рцдаченко А.В.				НИ ТПУ группа 32Т00		

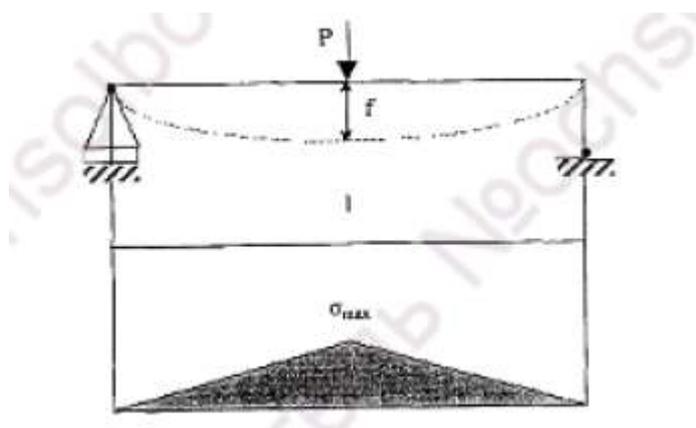


Рисунок 4.2 – Схема нагрузки для расчета предельного прогиба

Для образцов без трещин и пропилов, расчет величины стрелы прогиба в точке максимального напряжения вели по формуле

$$f = \frac{\sigma_{max} * l^2}{6Eh};$$

где σ_{max} – 0,9 Максимальное напряжение, МПа; E - модуль упругости стали, МПа, h- толщина образца м, l – длина образца, м.

Исходные данные для расчета: $\sigma_{max} = 350$ МПа;

$E = 2,06 * 10^5$ МПа; $h = 0.003$ м; $l = 0,1$ м. Определяем, что $f = 0,00085$ м = 0.85 мм.

Так как трещины и порезы на образцах являются концентраторами напряжений для таких объектов неправильно использовать приведенную выше формулу. Определение деформации и соответствующее напряжение для образцов с трещинами является сложной научной проблемой, решение которой не является целью данного исследования. Таким образом, они определили допустимое количество экспериментов смещения. Допустимо считать минимальное количество движения (прогиб), при котором начинается пластическая деформация образца, которое было установлено присутствие остаточной деформации. Чтобы найти эту величину образца, прикрепленными к кронштейну, создавая движение с помощью винта. После десяти секунд выдержки при заданном перемещении винта возвращается в исходное положение, и обнаруживает присутствие остаточной деформации.

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист/Л
Изм.И	Лист/Л	№ докум.№	Подпись/П	Дата		6210

Перемещение, при котором минимальная регистрируемая остаточная деформация равна 0.01

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист/Л
Изм.И	Лист/Л	№ докум.№	Подпись/Л	Дата		6210

мм, считали величиной допустимой деформации. При коррозионных экспериментах с постоянной деформацией создавали определенное рабочее перемещение обычно в долях (0,9-0,8).

Влияние катодной электрохимической защиты от химического состава трубы ближней электролитом, растворенный кислород, природные комплексообразователи, металлических и неметаллических включений и поверхностных свойств металлических проволок методом. Для этого образец был помещен в камеру с коррозионной средой, и электрохимические характеристики объекта определяется, схема используется для изучения влияния указанных факторов, приведена на рисунке 3.3.

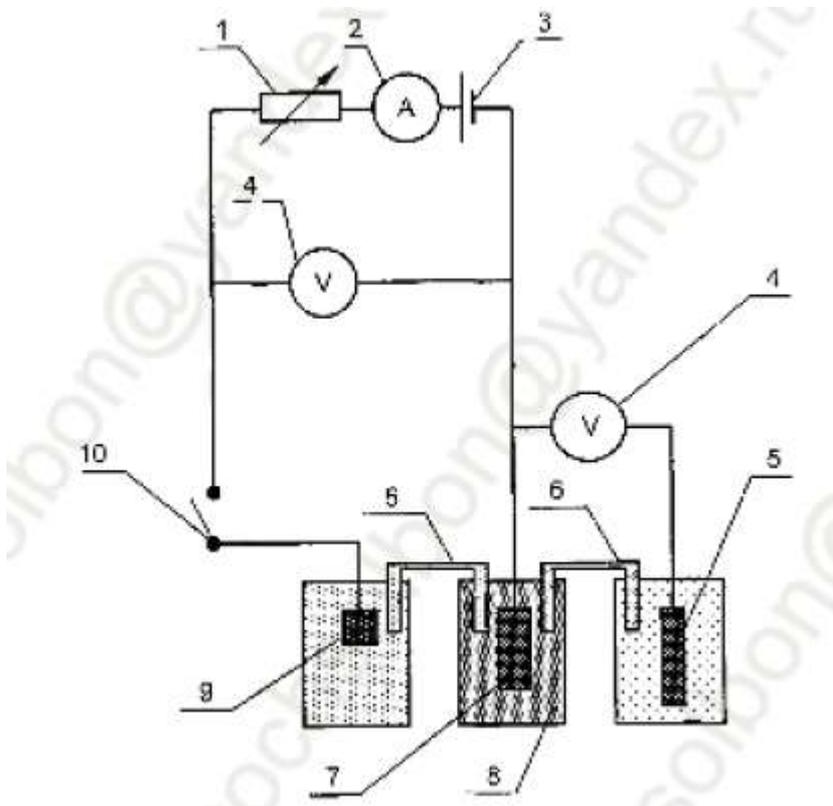


Рисунок 4.3 электрическая схема установки для коррозионных испытаний

1 – магазин сопротивлений; 2 – амперметр; 3 – потенциостат; 4 – вольтметры; 5 – электрод сравнения; 6 – солевые мостики; 7 – исследуемый образец; 8 – ячейка с коррозионной средой; 9 – вспомогательный электрод

Важной особенностью этой схемы является наличие солевых мостиков между образцом и электродами (вспомогательный и ссылка, которая позволяет самостоятельно изменять условия катодной и анодной реакции, чтобы изучить влияние типов анода -. Растворимые и инертен, а также с целью изучения влияния проводящей среды на электрохимические процессы потенциалами попросили использованием потенциостате. значения индуцированных и защитных потенциалов, определенных типом цифрового вольтметра В7-38 и ДТ-890В. Величины силы тока определяли цифровым амперметром М – 833.

Электрическое сопротивление определяли цифровыми омметром М –833. Солевые мостики наполнены 5% желе агар-агара в насыщенном растворе КСl.

Определение коррозионных повреждений проводили металлографическим методом по ГОСТ Э.908-85. Метод основан на визуальном определении типа коррозии, форм повреждений от коррозии, коррозии распределения повреждений в металлах по сравнению с соответствующими стандартными формами, а также на измерении глубины коррозионных повреждений металлографического шлифа. Образцы измельчали на поверхность зеркало обезжиривают ацетоном и промывают дистиллированной водой, протирают спиртом, а затем сушат с помощью фильтровальной бумаги. Визуальное наблюдение осуществляли с помощью оптического микроскопа МЕТАМ РВ - 21 с различным увеличением.

Для изучения электрохимического изменения поверхностного слоя металла в процессе коррозионных исследований измеряли микротвердость образцов по методу Виккерса на приборе ПТМ-3М при нагрузке 100 г. Проверку точности показаний микро-твердомера осуществляли по образцу монокристалла NaCl.

Когда процесс коррозии важную роль играет отношение площади анода и катода части структуры, так чтобы изучить влияние этого параметра на поверхности анода или катода подвергается

коррозионная закрыты битумной краской или покрыты изоляционным слоем пленки.

Концентрация кислорода не контролируется, считая его равным его растворимости в воде при данной температуре (таблица 3.1).

Таблица 4.1 – Растворимость кислорода в воде при различных температурах

Температура, °С	5	10	15	20	25	30	35	40
Адсорбция, мл/100 мл Н ₂ О	3,41	3,2	2,83	2,61	2,31	2,1	1,98	1,72
Концентрация О ₂ мкмоль/л	52	43	26	16	03	1	8,4	7,6,8

Адсорбция – отношение объема растворенного газа к объему жидкости.
Примечание: Для определения концентрации кислорода при температурах, отличающихся от табличных, использовали линейную интерполяцию:

$$C_{O_2} = \frac{2,09}{273,15 - tC} = 0.00574 \text{ моль/л}$$

Важнейшей характеристикой среды является кислотность среды и буферная емкость как интегральная характеристика кислотности. Буферная емкость - количество эквивалента кислоты щелочи, необходимое для изменения рН среды на единицу. Поэтому в процессе коррозионных экспериментов контролировали концентрацию ионов водорода (рН), которую определяли с помощью переносного рН – метра «Экотест-2000» с использованием стеклянного электрода, настроенного по стандартным буферным растворам.

Для создания коррозионной среды использовали модельные растворы, приготовленные из дистиллированной воды и навески, соответствующих химически чистых (ХЧ) реагентов (NaCl, NaNO₃).

Реактивы и оборудование.

Для компоновки испытательного стенда использовали следующие приборы:

1. Вольтметр цифровой - В7-38, класс точности 2, для измерения потенциала в электрической цепи;
2. Источник постоянного тока для создания постоянного тока в электрической цепи;
3. Микроамперметр НЗ99, класс точности 0.5. измерения тока, задаваемого в электрической цепи;
4. Магазин сопротивлений (реостат) класс точности 0.1. для регулировки задаваемой силы тока в электрической цепи;
5. Химический анализатор «Экотест – 2000»;
6. Электролитическая ячейка с коррозионно-активной средой.
7. Металлическая скоба для создания механического напряжения исследуемого образца.

Используемые ретивы:

- гидроксид натрия (NaOH), по ГОСТ 4328-77. чда;
- азотная кислота (HNO₃), по ГОСТ 3118-77, чда;
- ацетон, по ГОСТ 2768-84, чда;
- дистиллированная вода, по ГОСТ 6709-72.

4.2 Испытание образцов в условиях избыточной катодной поляризации

Сущность методики испытания.

Суть метода состоит в том, чтобы проверить образцы с напряжением в состоянии стресса и катодной поляризации, при которой извлечения водорода. В результате эксперимента фиксируется ширина проема) трещины аналогичный дефект твердость поверхности и присутствие оксидов металлов на поверхности.

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Образцы для испытания.

Испытания проводили на образцах трубной стали 17ГС размерами 100x30x3,0 мм. Площадь поверхности образца – 66 см². В середине образца выполнена трапециевидная канавка шириной 1 мм, глубиной 0,17 мм. Участки образца соприкасающиеся с упорами деформационной установки изолированы битумной мастикой и термо-усаживающейся трубкой.

Методика испытания.

1. На образцах предварительно циклическим изгибом образуют усталостную трещину, начиная от вершины канавки глубиной 0,10-0,12 мм.
2. Собирают электрическую схему для катодной поляризации образцов, помещают деформированные изгибом образцы (деформация 0,85 мм) в 3% –й раствор NaCl.
3. Создают напряжение катодной поляризации для образца 1 – минус 0,9 В; для образца 2 –1,0 В; 3 — 1,1 В; 4–1,2 В; 5 – 1,3 В; 6–1,4В; 7 – 1.45 В (м.с.э.) при максимальном расчетном значении силы тока –0.29 А (плотность тока 4,4 мА/см²).
4. Через 2–3ч эксперимента, снимают изгибную деформацию.
5. С помощью микрофотографии определяют глубину трещины. На рисунке 4.2.1. показан вид образца 6 с трещиной до (а) и после (б) коррозионных испытаний.
6. Устанавливают расчетное значение деформации (0,85 мм).
7. Повторяют пункты 4-6 до достижения времени экспозиции образца – 32 ч.
8. После окончания коррозионной части эксперимента, определяют поверхностную микротвердость образца по методу Виккерса (H_v) при нагрузке 500 г на участках выделения водорода

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

«наводороженная поверхность») и участках защищенных изоляцией (чистая поверхность).

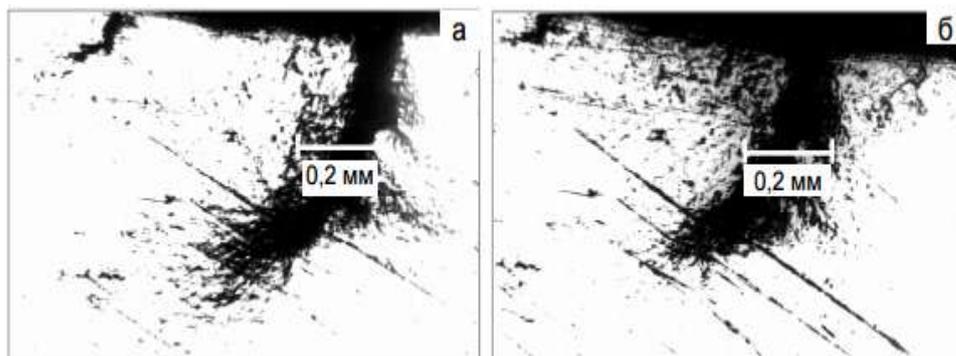


Рисунок 4.2.1. Вид трещины на образце 6 до (а) и после (б) коррозионных испытаний при катодной защите.

Обсуждение результатов испытания.

Результаты измерения средних значений твердости поверхности после испытания представлен на рисунке 3,5.

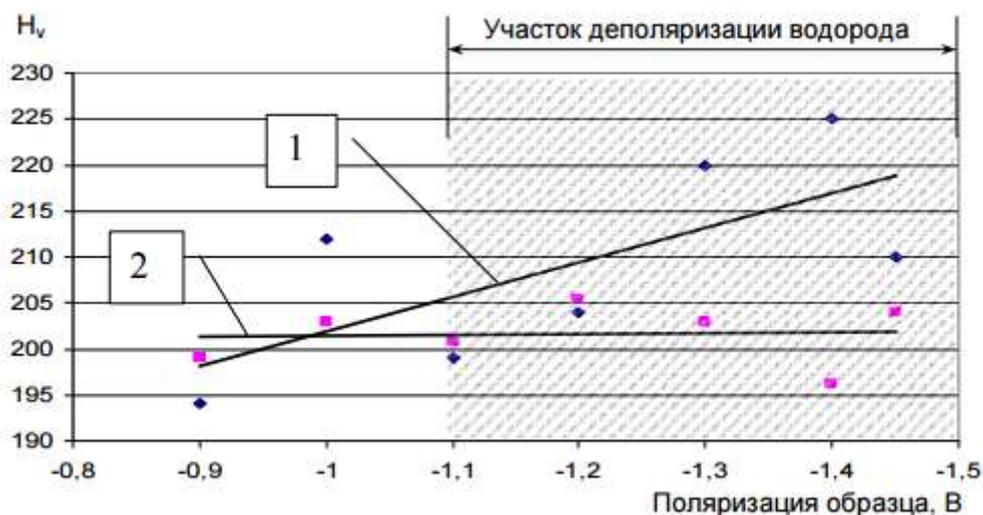


Рис 4.2.2. Зависимости изменения микротвердости наводороживаемой (1) и изолированной (2) поверхности образцов (H_v) от потенциала поляризации (м.с.э)

На самом деле *korodirovannou* поверхность фиксируется увеличение средней микротвердости с увеличением напряжения (абсолютное значение) катодной поляризации. На изолированной поверхности микротвердости варьировала

в пределах допустимой основной погрешности прибора ПМТ – 3М (не более 5%).

Так же наблюдается увеличение ширины раскрытия трещины после испытания (рисунок 4.2.3.).

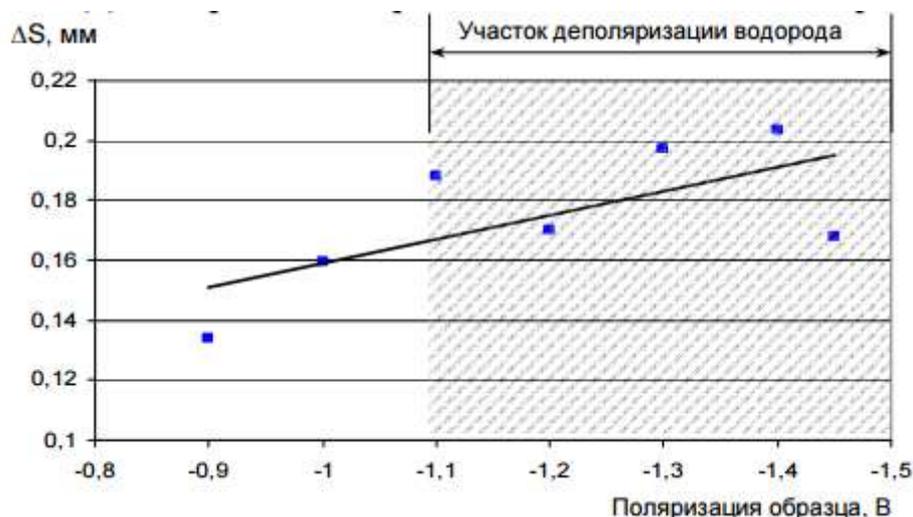


Рисунок 4.2.3. Зависимости изменения средней ширины раскрытия трещины образца после испытания (ΔS) от потенциала поляризации (м.с.э.)

Однако развитие трещины без циклирования нагрузки, только под действием катодной поляризации и статической изгибной нагрузки, не достигнуто.

Выделение водорода происходит при потенциалах ниже минус 1,05 (м.с.э.).

Установлено, что при катодной защите возможно протекание двух процессов – кислородной и водородной деполяризации (рисунок 4.2.4.).

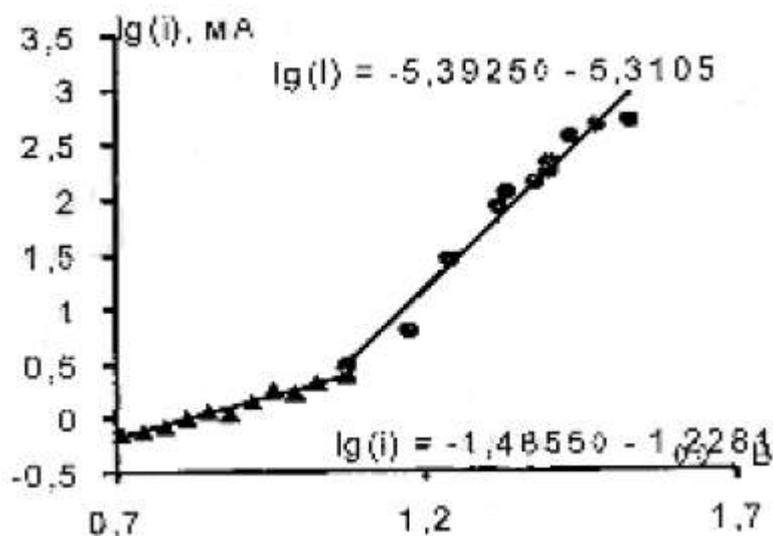


Рисунок 2.4.4. Логарифмическая зависимость тока катодной защиты от величины потенциала

Точка перехода от одного к другому находится около потенциала минус 1,04 – 1,08 (м.с.э), т.е. при катодной защите на поверхности защищаемой конструкции могут происходить два процесса – процесс превращения растворенного в воде кислорода в ион гидроксида и восстановления иона водорода из воды. Поэтому необходимо создать такой потенциал, чтобы произойти восстановление воды - деполяризацию водорода.

Работа установит важный практический вывод - выделение водорода происходит при частичном восстановлении оксидов или гидроксидов трехвалентного железа, которые являются вторичными продуктами коррозии железа. Гидроксиды двухвалентного железа, реагирующие с трехвалентного железа соединениями с образованием магнитного железа $-Fe_3O_4 + H_2O$ (рисунок 4.2.5).

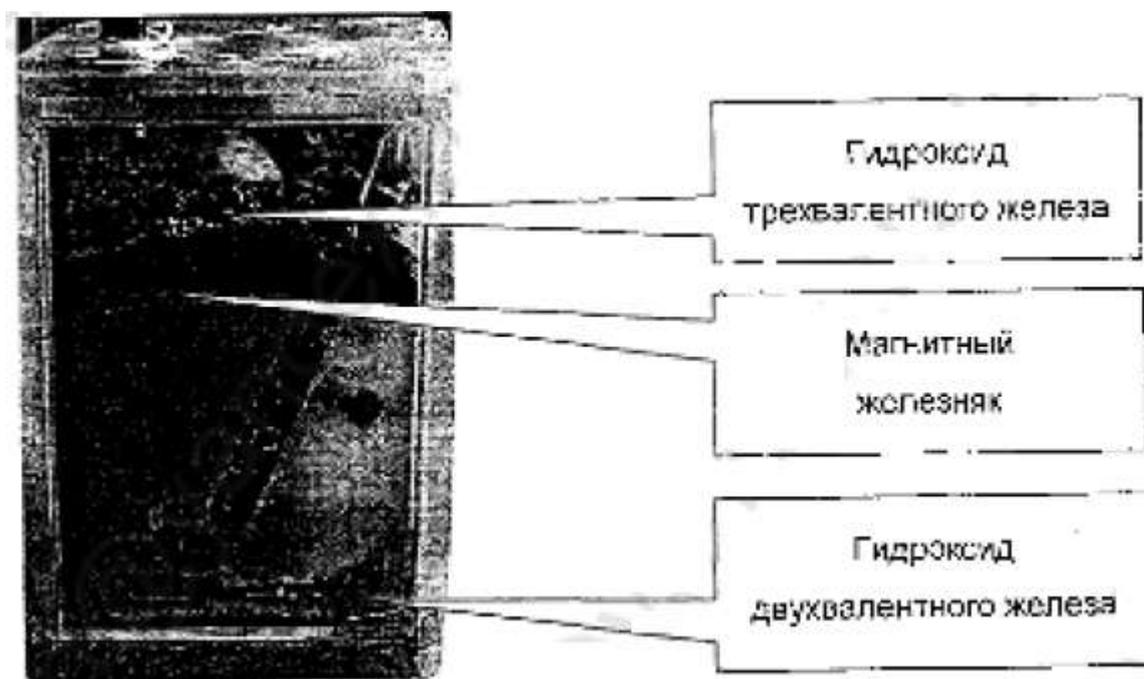


Рисунок 4.2.5. Вид продуктов коррозии при избыточной катодной поляризации

Так как соединения трехвалентного железа рыжего цвета, двухвалентного – белого, а магнитный железняк черный, то цвет дает возможность визуального контроля участков с избыточной поляризацией (ниже минус 1,1 В). Именно

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

такие соединения наблюдают специалисты, при идентификации стресс – коррозионных дефектов МГ в шурфах.

Коррозионные испытания образцов с начальной глубиной трещины и 0,24 О, 6 мм.

Из-за роста трещины в глубину не наблюдается, решение о проведении испытания на коррозию на большем исходных образцах глубина трещины. Mikrofotografii образцы, полученные после 5, 35, 65 и 95 мин.

Рисунок 4.2.6. очевидно, что во время начальной загрузки ширина трещины немного возрастает (а), а затем проводит ее увеличение (б) и стабилизация.

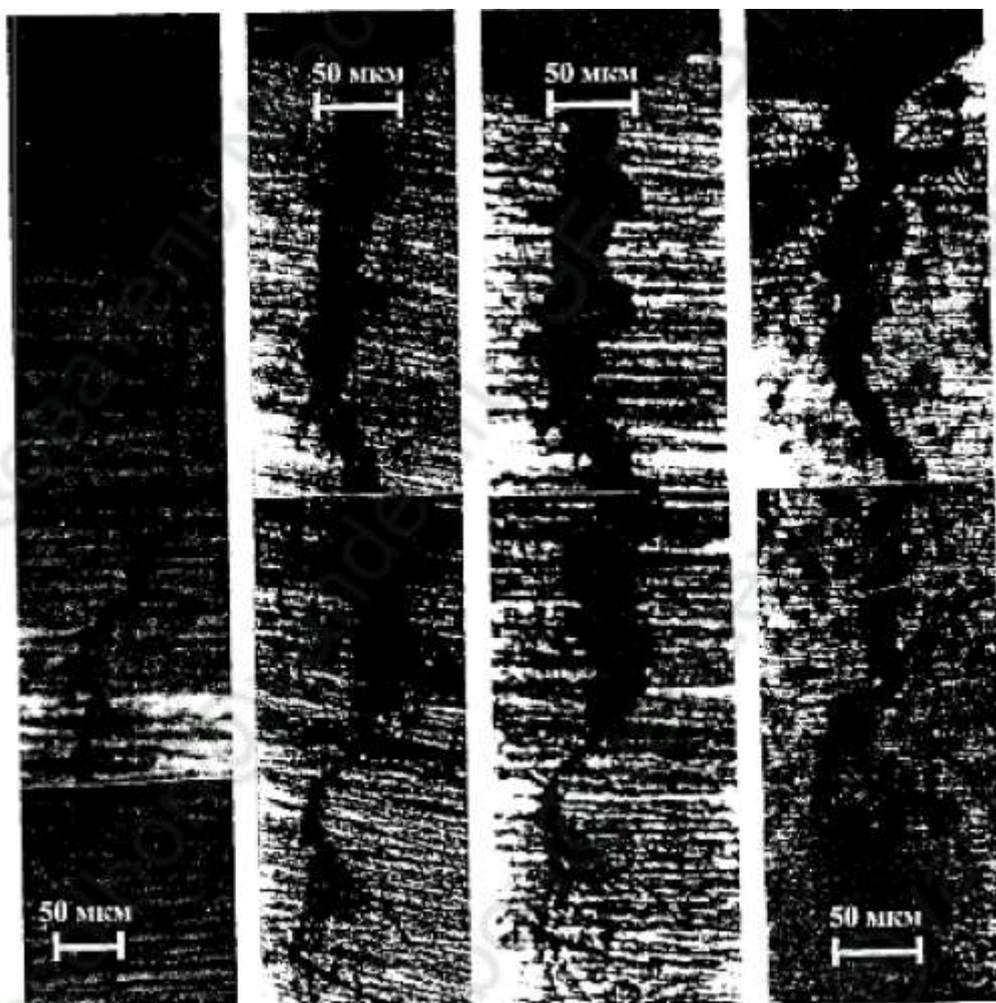


Рисунок 4.2.6. Микрофотография трещины (0,6 мм) после 5 мин. (а), 35 мин. (б), 65мин. (в) и 95 мин (г) испытания в коррозионной среде

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Под влиянием роста коррозионной трещины происходит в глубине. Это может быть связано со значительными осложнениями переноса металла в ионном состоянии, гидратации ионов и ионов O гидратированных взломать вершину, то есть металл окисления тормозят трещины кончиков кинетических факторов. Таким образом, основной «растворение» металла не происходит в вершине трещины и на его стенках.

Раскрытие усталостной трещины происходит в первые 35 минут. При коррозионных испытаниях в течение 2 дней коррозии трещины практически не изменились. Рисунок 4.2.6. (D) отчетливо видны темные анодные участки, возникающие вблизи трещин. Изменение трещин практически прекращается с появлением других сайтов на анодной поверхности испытуемого образца.

Возникновение анодных участков на пластинке определяли по появлению ионов Fe^{2+} на этих участках качественной реакцией с раствором красной кровяной соли $-K_3(Fe(CN)_8)$:



Для этого фильтровальную бумагу, смоченную раствором $K_3(Fe(CN)_8)$, сушат и пропитывают ее пластины вынимают из раствора для коррозионных испытаний. Присутствие синего цвета указывает на образование бумажных центров на анодной пластине. Некоторые результаты определения времени возникновения анодных участков после первой загрузки, приведены в таблице 4.2.1.

Время, мин.	Анодные участки (кроме трещины)
5	Нет
35	Нет
65	Нет
95	Нет
155	Появились
215	Есть
298	Есть

Таблица 4.2.1. Время появления анодных участков на поверхности микрошлифа

Исследования, проведенные в условиях стресса езды на велосипеде в образце показали, что трещина действует как новый, т.е. в течение 120 мин. структура наблюдается только на аноде -трещина один, и только после этого времени существуют и другие части образца анодов. Ширина щели последовательно увеличивается, и в результате, после того, как второй нагрузки появляются мелкие МЕЖЗЕРЕННОЕ трещины в верхней части ее.

Рисунок 4.2.7. Она показывает фотографии усталостных трещин начальной глубиной 0,24 мм с интервалом 10, 30, 60 мин. 2 ч. 25 мин.

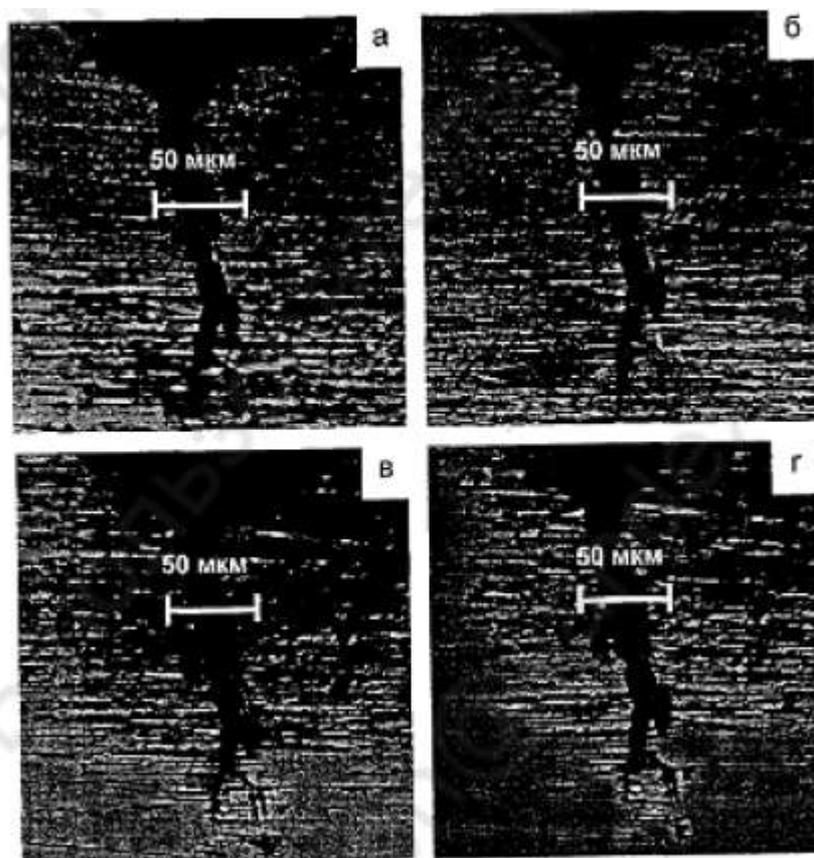


Рисунок 4.2.7. Микрофотография трещины (0,24 мм) после 10 мин. (а) , 30 мин. (б), 60 мин. (в), и 150 мин. (г) испытания в коррозионной среде

Глубина трещины также практически не изменилась в течение 2 ч. 25 мин. Увеличение ширины трещины, как и на первом образце, происходит лишь после повторного цикла разгрузки – нагружения.

Было определено время возникновения анодных участков на других частях образца. В отличие от образца 1 к образцу 2, анодные участки появляются через 10 мин. после того, как начинается тестирование погружения (Рисунок 4.2.8 а). Это говорит о том, что небольшие усталостные трещины не обладают избыточной поверхностной энергией, следовательно, мало падение потенциала в вершине трещины. Следовательно, скорость для выравнивания анода и катода процесс проектирования появляются быстро размещает анодной поляризации. Через 23 ч вымачивания весь образец был покрыт твердыми анодов (рисунок 4.2.8,б).

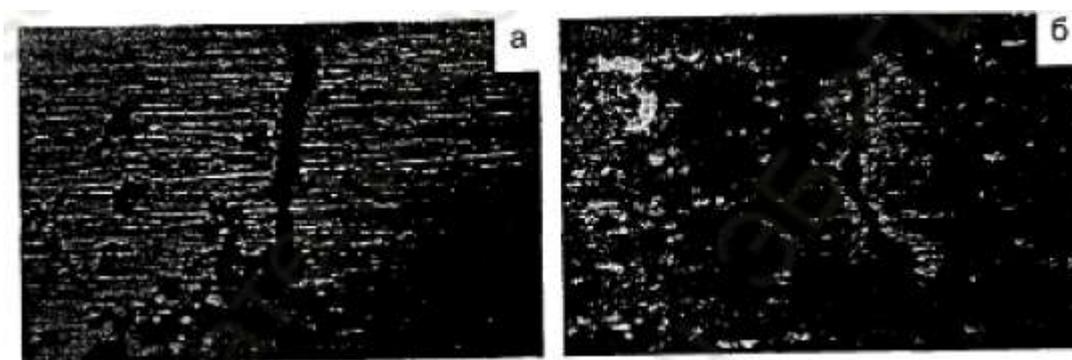


Рисунок 4.2.8. Появление анодных участков около коррозионной трещины

Испытания показали, что:

- 1) коррозия под постоянным напряжением не приводит к образованию стресс – коррозионного разрушения, так как увеличивается площадь трещины и не увеличивается ее глубина;
- 2) скорость роста коррозионно – усталостных трещин зависит от их первоначального размера: чем больше ее первоначальный размер, тем выше скорость растворения металла а трещине;
- 3) усталостные трещины корродируют в первую очередь, но со временем на поверхности конструкции появляются анодные участки, замедляющие рост трещин;

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

4) при циклическом нагружении скорость коррозии усталостных трещин увеличивается, при каждом цикле нагружения коррозия идет с первоначальной скоростью;

5) при больших площадях поверхности трещины, скорость восстановления на катодных участках конструкции определяется скоростью диффузии растворенного кислорода, что определяет скорость анодного растворения;

б) в смоделированных условиях коррозионная трещина растет в основном в ширину, т.е. переходит в коррозию питтинговую, язвенную и пятками.

4.3 Испытание образцов в условиях недостаточной катодной поляризации

Сущность методики испытания

Суть метода состоит в том, чтобы проверить образцы с напряжением в состоянии стресса и катодной поляризации, в котором происходит частичное восстановление кислорода (недостаточная катодная поляризация). В результате эксперимента определяют изменение в модельном растворе и кислотность образца повреждения от коррозии.

Образцы для испытания

Испытания проводили на четырех образцах (№9-12) трубной стали 17ГС размерами 100x30x3,0 мм.

Методика испытания.

1) Собирают электрическую схему для катодной поляризации образцов, помещают деформированные изгибом образцы (деформация 0.85 мм) в слабокислый модельный раствор, состоящий из 0,05 моль/л раствор калияфталиевокислого $KC_8H_5O_4$ в котором для усиления трещинообразования растворяли 3 г/л нитрата натрия ($NaNO_3$).

2) Поддерживают значение силы тока катодной поляризации образцов №9, 10 на уровне 2 мА, а образцов №11, 12 - 0.62 мА. Данная

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

величина тока недостаточна для полного восстановления кислорода на всей поверхности металла.

3) Проводят коррозионные испытания в течении 72 ч.

4) Выполняют визуально – измерительный контроль и металлографические исследования поверхности образцов.

Начальное значение pH данного раствора равно 4 ед., что приводит к достаточно быстрой коррозии катодно-защищаемой поверхности.

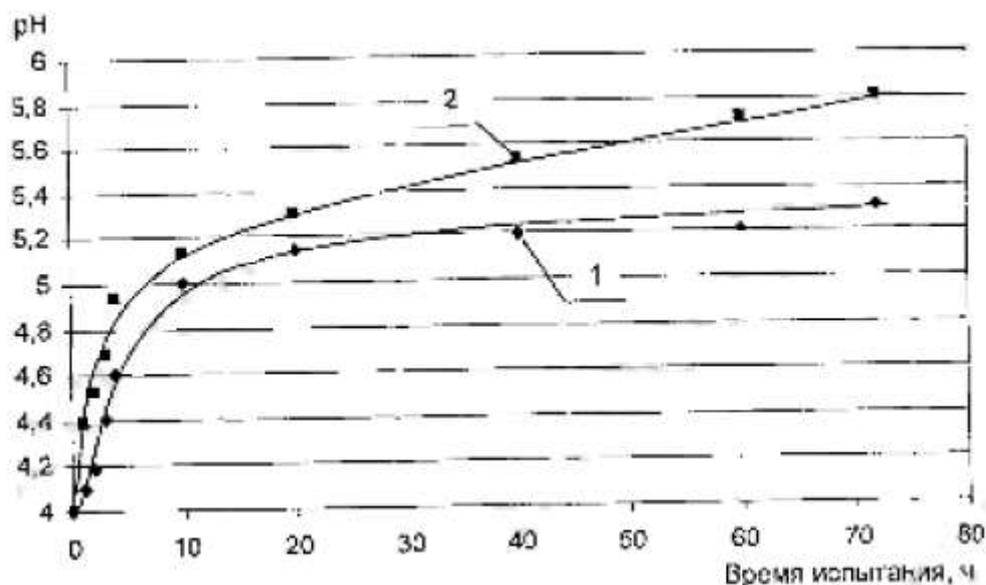
Так как недостаточная защита возникает при малых плотностях катодного тока, значения потенциалов поддерживалось ниже стационарных, т.е. возникающих на образцах без тока защиты (таблица 4.3.1).

Таблица 4.3.1. Задаваемые защитные катодные потенциалы

Номер образца	9	1	1	1
	0	1	2	
Потенциал катодной поляризации (м.с.э), В	0,705	0,755	0,697	0,785
Потенциал стационарный, В	0,67	0,675	0,667	0,671

Визуально не обнаружено выделение водорода, т.е. данные потенциалы соответствуют потенциалам защиты при частичной кислородной деполяризации на катоде.

Характер изменения pH раствора в процессе испытания образцов 11 и 12 представлен на рисунке 4.3.1. Так как для исследований использовался буферный раствор, то не обнаружено линейности между временем коррозии и кислотностью среды.



1-образец 11; 2-образец 12

Рисунок 4.3.1. Зависимость изменения pH модельного во фталатном буферном растворе при недостаточной катодной защите

Изменение pH среды во времени указывает на подщелачивание среды с катодной защитой. В этом случае, защита и стационарных потенциальных изменений. Поэтому поддерживает избыточную защитный потенциал неподвижного одного и того же значения.

После того, как коррозионных испытаний был проведен металлографический анализ образцов. Результаты sch8yumetallograficheskikh исследования показали, что существует частичное электрохимического травления поверхности всех образцов (рисунок 4.3.2).

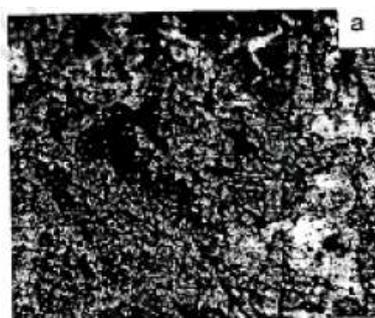


Рисунок 4.3.2. Электрохимическое травление зерен перлита и неметаллических включений при неполной катодной защите

Видны также неметаллические включения в стали. Зерна перлита после испытания стали темными, а феррит остался светлым. Такой эффект достигают при травлении поверхности шлифа для металлографических исследований.

На (рисунке 4.3.2) четко видны зоны преимущественного травления (перлит, неметаллические включения).

Было установлено, что поверхностный потенциал стали 17GS σ -де до температуры немного выше формированием стационарной неравномерной коррозии - полостей, пятен и точечной коррозии. Последнее зависит от характеристик стали защиты от коррозии. Скорость коррозии тем больше, чем более агрессивный (кислота) является средой, тем большее количество дефектов на поверхности, и меньше, чем величина поверхности по сравнению с катодом, то есть более коррозионной плотности тока. Есть визуальные методы идентификации таких сайтов. Они покрыты окислами красновато - красным.

Было установлено, что электрохимическое травление не на всех σ -ти и выборочно -только его отдельные компоненты. В частности, Рисунок 4.3.3. формирование ясно предпочтительна зона травления, который впоследствии может привести к образованию трещин под воздействием напряжения -korroziionnyh.

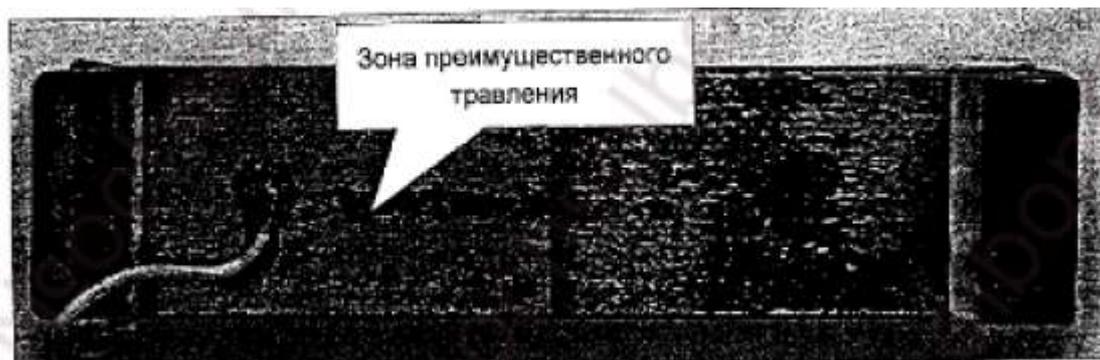


Рисунок 4.3.3. Вид образца после коррозионных испытаний при частичной катодной защите

Обращает на себя внимание тот факт, что неоднородность расположена не поперек образца, а вдоль него, что так же характерно для стресс – коррозионных повреждений.[15]

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

4.4 Коррозионные испытания образцов из сталей ферритно–перлитного класса в грунтах с различными физико-химическими свойствами

Первое фундаментальное исследование механизма электрохимических реакций на основании (сталь) электродов в различных почв были проведены ND Tomaszow, который показал, что в почве, в отличие от жидкого электролита, процесс коррозии с кислородной деполяризацией имеет свой собственный специфика. Почву ограниченный доступ кислорода не только фиксированный слой электролита непосредственно из разъедают поверхности (диффузионного слоя), а всю толщину грунта на поверхности разъедающей стали. Кроме того, доставку кислорода к разъедают поверхности даже в крупнозернистых почвах, таких как песок с диаметром частиц от 0,10 до 0,25 мм и описывается законом диффузии.

На рис.4.4.1. схема экспериментальной установки для исследования процесса коррозии образцов феррито-перлитной стальных труб сортамента в различных почвах (торф, глина, песок) в другой доставки кислорода к поверхности разъедают. Образцы в почвах с различной влажностью находились в состоянии короткозамкнутого под катодной защитой и без катодной защиты.

Влажность почвы в виниловой трубки в испытания на коррозионную стойкость образцов во все времена оставалась неизменной. Сухая почва из верхней части трубки компенсировалась ее капиллярным всасыванием пресс-формы. Образцы были в земле в зоне капиллярной каймы. Влажность почвы на нижних образцах уровень закладки соответствует *polnomuvlagonasyschenyu*: для песка – 20%; для глины 36% и для торфа – 147%.

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

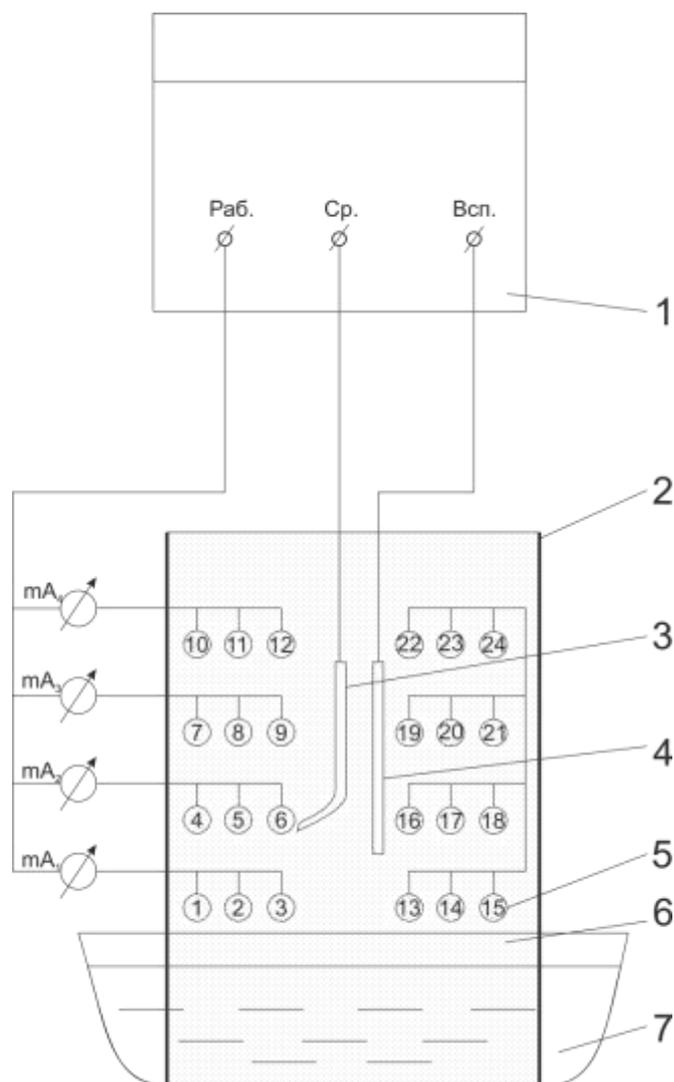


Рис. 4.4.1. Схема экспериментальной установки для коррозионных испытаний образцов из сталей ферритно-перлитного класса в грунтах с различными физико-химическими свойствами при различных режимах катодной защиты и без катодной защиты: 1 – потенциостат Р-150; 2 - винипластовая труба диаметром 200 мм; 3 - медносульфатный электрод сравнения; 4 - углеграфитовый вспомогательный электрод; 5 – стальные образцы; 6 – грунт при различной влажности; 7 – кристаллизатор с 0,05%-ным раствором NaCl

На верхнем уровне закладки образцов влажность грунта составляла, соответственно для песка – 12%; для глины – 16% и для торфа – 87%. Катодную защиту к образцам, после их погружения в грунт, подключали после установления во времени потенциала коррозии короткозамкнутых образцов, через 12 часов. Неподключенные к катодной защите короткозамкнутые

образцы вынимали из грунта и определяли их скорость коррозии за время установления потенциала коррозии во времени. Изменение потенциала коррозии короткозамкнутых образцов во времени в различных грунтах показано на рис 4.4.2.

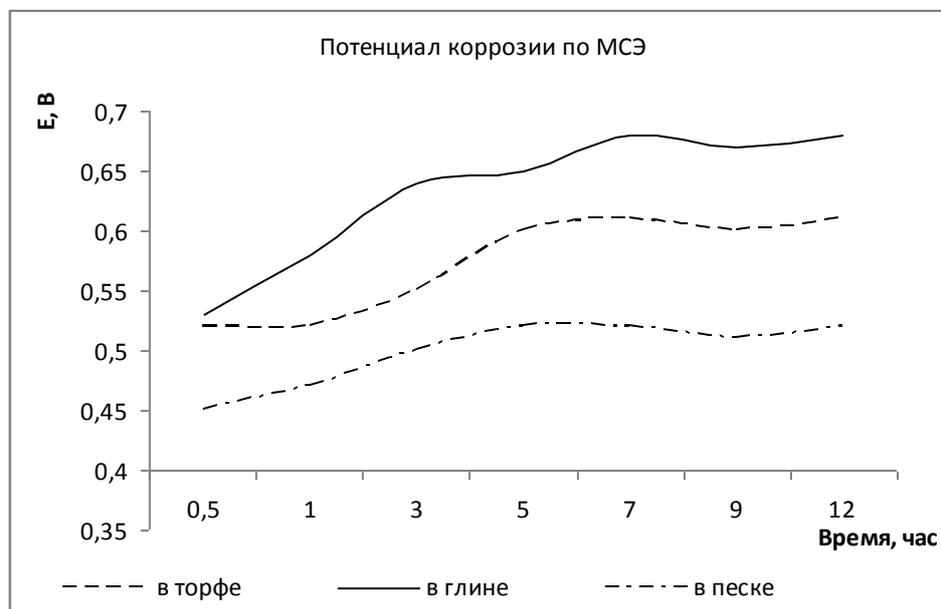


Рис. 4.4.2. Изменение потенциала коррозии образцов, находящихся в различных условиях доставки кислорода за время установления потенциала коррозии во времени

Из графиков на рис. 4.4.2 видно, что уже через час после загрузки образцов в исследуемые грунты их потенциалы коррозии находились в пределах от 0,42 до 0,53 В по м.с.э. Потенциал коррозии образцов в грунтах при полном их влаго-насыщении всегда более отрицателен по сравнению с образцами, находящимися в условиях, когда доставка кислорода к их поверхности более облегчена. В процессе установления во времени потенциалы коррозии постепенно смещались в отрицательную сторону, их значения по истечении примерно 5...7-и часов экспозиции в грунтах стабилизируются во времени. По истечении 12 часов их значения составили 0,53...0,68 В по м.с.э. Короткозамкнутые образцы за время установления их потенциала коррозии во времени, находящиеся в различных условиях доставки кислорода, корродировали с различной скоростью. Наибольшей коррозии были подвержены образцы, находящиеся у верхней части трубы, на четвертом

горизонте, где плотность тока коррозии, рассчитанная по убыли массы образцов составила $0,35 \text{ А/м}^2$. На третьем уровне плотность тока коррозии была примерно такой же как и на четвертом уровне – $0,3 \dots 0,25 \text{ А/м}^2$. В условиях, когда доставка кислорода к корродирующей поверхности существенно затруднена, втором уровнях закладки, плотность тока коррозии не превышает $0,2 \text{ А/м}^2$ и $0,13 \text{ А/м}^2$ – на первом уровне (в грунтах при полном их влагонасыщении), где доставка кислорода к корродирующей поверхности наиболее затруднена.

Интерес представляют направление и величина уравнивания токов (пар дифференциальной аэрации) происходит между короткозамкнутым образца в различных условиях доставки кислорода во время установления времени потенциала коррозии. Инжир. 4.4.3 представлены результаты измерений циркулирующих токов во время создания потенциала коррозии коротких образцов во времени, установленного с помощью микро-амперметр М-2027 включены в моделях короткого замыкания на каждом уровне их размещения в изученных почвах.

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

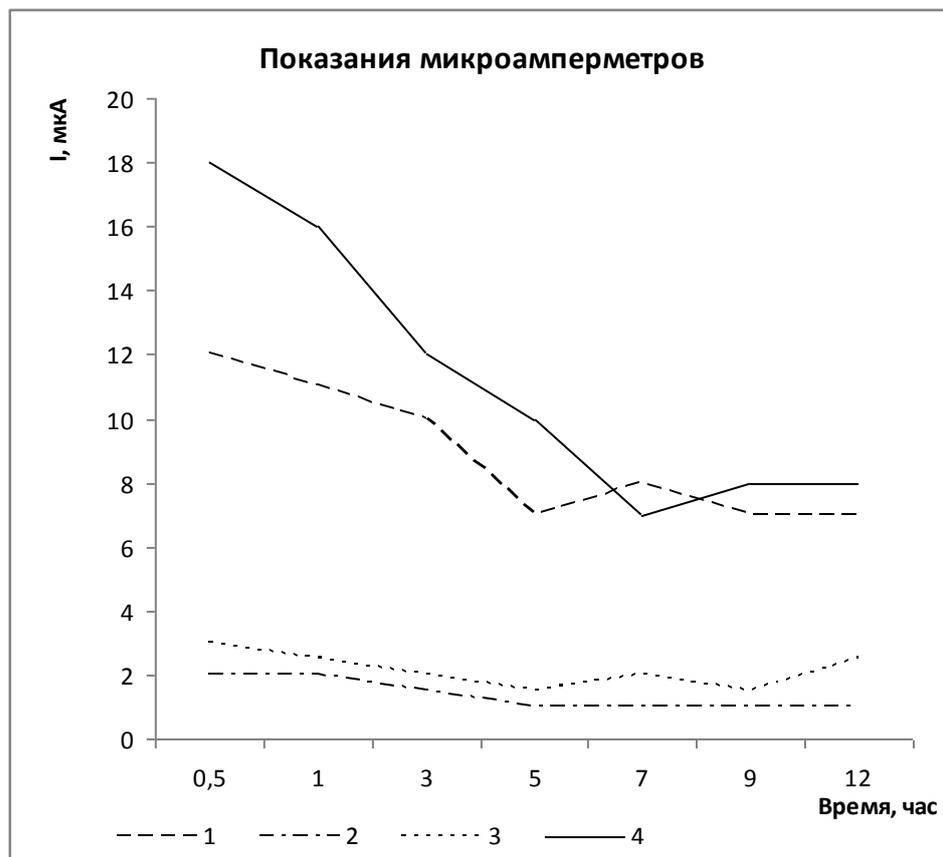


Рис. 4.4.3. Изменение плотности уравнивающих токов между образцами, находящимися в различных условиях доставки кислорода за время установления потенциала коррозии во времени, за 12 часов

Плотность уравнивающих токов в цепи третьего и второго уровней не превышала $0,004...0,005 \text{ A/m}^2$ без четко выраженного направления уравнивающих тока. В цепи первого и четвертого уровней уравнивающие токи не меняли своего направления: от нижних образцов – к верхним, а изменялась во времени только их величина от $0,01$ до $0,0075 \text{ A/m}^2$. Анализ полученных результатов свидетельствует о том, что перераспределение убыли массы образцов за время проведения коррозионных испытаний за счет протекания уравнивающих токов не превышает $1...3\%$ от значений скоростей коррозии образцов. Наблюдаемый результат, по нашему мнению, связан с тем, что грунты центральной части Западной Сибири, в которых были проведены коррозионные испытания слабо минерализованы, их минерализация не превышает $0,05\%$ по массе, что обуславливает их низкую удельную

электропроводность 0,02...0,01 Ом⁻¹ м⁻¹. В исследуемых грунтах преимущественным является гомогенный механизм коррозии стальных образцов.

Когда катодная защита для тех же значений поляризационного потенциала плотности защитного тока, установленной с помощью миллиамперметры М42300, установленных на каждом уровне образцов закладки также варьируются в широком диапазоне: максимум на четвертом уровне поставки образцов кислорода, к которым наиболее способствовало и которое отсутствие катодной защиты имеют максимальную плотность тока коррозии. Коррозионные испытания были проведены для значений катодной поляризации, соответственно равны 0,05; 0,1; 0,25; 0,3; 0,5 и 1,0 В. В эксперименте проводили сравнение на текущий индекс скорости коррозии образцов (после 12 часов), чтобы установить значения времени защитных токов. (Через 72 часа) См. табл. 4.4.1.

Данные таблицы 4.4.1. свидетельствуют о том, что при одинаковой катодной поляризации, равной $\Delta\varphi = 0,25$ В, токи катодной защиты различаются практически в два раза и находятся в прямой пропорциональной зависимости от тока коррозии образцов в отсутствии катодной защиты с коэффициентом, равным 3,1...3,5.

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Таблица 4.4.1

Сопоставление плотности защитного тока образцов на различных уровнях закладки с плотностью коррозионного тока этих образцов в отсутствии катодной защиты

Уровень закладки образцов (См. рис.1)	Плотность тока коррозии образцов без катодной защиты, $j_{корр}$, А/м ²	Плотность защитного тока при катодной поляризации, равной 0,25 В, $j_{защ}$, А/м ²	Отношение плотности защитного тока к плотности коррозионного тока образцов без катодной защиты
Первый уровень	0,13	0,429	3,3
Второй уровень	0,21	0,65	3,1
Третий уровень	0,3	0,85	3,3
Четвертый уровень	0,35	0,96	3,5

Это означает, что чем легче доставка кислорода к корродирующей поверхности, тем выше скорость коррозии образца в отсутствии катодной защиты и тем больше ток катодной защиты на этом образце при заданной величине катодной поляризации. То есть при заданной величине катодной поляризации для всех короткозамкнутых образцов находящихся в различных условиях доставки кислорода справедливо соотношение: $j_{защ} / j_{корр} = const$. Это соотношение сохраняется для всех типов изученных грунтов при различных влажностях.

По истечении 72-х часов катодную защиту отключали и весовым методом по токовому показателю определяли остаточную скорость коррозии образцов из трубной стали в различных грунтах при различных значениях $\Delta\phi$.
См. табл. 4.4.2.

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

При определении остаточной скорости коррозии стальных образцов для различных значений катодной поляризации потери массы образцов во время установления потенциала коррозии (в течение 12 часов) вычитали из общей потери массы образцов. То есть, остаточная скорость коррозии при различных значениях катодной поляризации определялась не все то время, что образцы находились в земле (84 часа), и во время их пребывания в катодной защиты (72 часа). Анализ результатов, представленных в таблице. 4.4.2, показывает эффект саморегулирования эффекта катодной защиты. В самом деле, например, торфа скорость коррозии при отсутствии катодных закладках защиты на верхнем уровне на 85% торфа влаги 0,23 А / м², на нижнем уровне торфа при 120% влажности - 0,081 А / м². Когда катодный ток защиты при плотности тока защитного торфяной почвы, например, путем катодной поляризации намотаны 0,25 (когда) образцы верхнего уровня составляет 0,81 А / м², на образцах более низкого уровня - 0,28 А / м². В то же время остаточная скорость коррозии на верхней и нижней части закладки уровня выровнена. Остаточная скорость коррозии на верхнем и нижнем уровне практически идентичны, но не более 0,008 А / м². Влияние катодной защиты реализуется саморегулирование во всех типах изученных почв, независимо от влажности.

Следует отметить, что на основе результатов эксперимента не удалось установить четкую взаимосвязь между величиной поляризационного потенциала и остаточной скорости коррозии стальных труб феррито-перлитного класса в различных почвах с разной влажностью. При тех же значениях остаточной поляризации потенциальной скорости коррозии стальных образцов колеблется в широких пределах. Наблюдаемое явление, по нашему мнению, из-за различных значений, установленных временных образцов потенциалов коррозии в различных почвах с различным содержанием влаги. В контексте потенциалов коррозии эксперимента отличались по 150 ... 210 мВ. Видеть. Инжир. 2. Но если сравнить остаточную скорость коррозии стальных образцов в различных

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

почвы с различной влажностью при некотором значении катодной поляризации (определенной величине $j_{защ} / j_{корр}$), то они практически сопоставимы. См. табл. 4.4.2. (Приложение 2)

Результаты коррозионных испытаний сталей трубного сортамента в грунтах с различными физико-химическими свойствами (табл. 4.4.2) (Приложение 2) свидетельствуют о том, что в условиях концентрационной поляризации, когда скорость катодной реакции лимитируется доставкой кислорода к потенциостатируемому катоду в толще грунта, кривая зависимости $-\Delta\varphi_{защ}$ от $j_{защ} / j_{корр}$ в области значений катодной поляризации 0,25...0,3 В имеет перегиб (см. рис. 4.4.4). Наличие перегиба в области этих значений катодной поляризации связано с началом выделения на КЗП водорода и резким ростом плотности защитного тока при незначительном увеличении катодной поляризации. Наблюдаемое явление наблюдается во всех изученных грунтах при практически одинаковых значениях катодной поляризации, равных 0,25...0,3 В, что свидетельствует о начале протекания на КЗП реакции катодного разложения воды с выделением водорода (реакция 4).

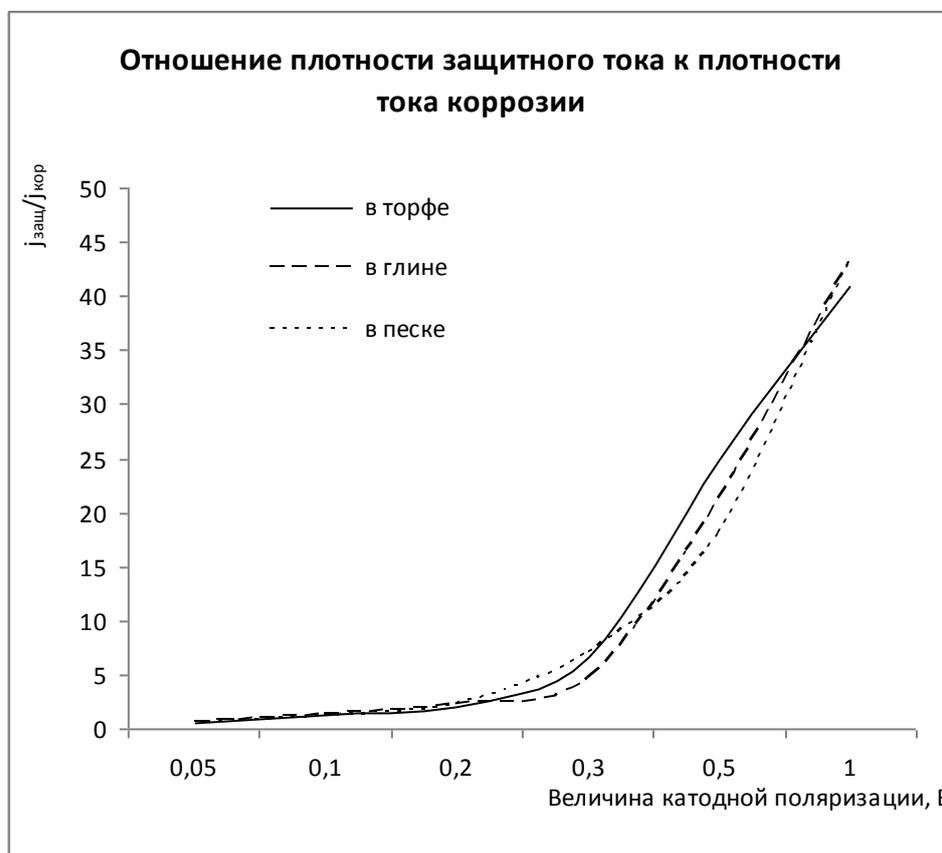


Рис. 4.4.4. Экспериментальная зависимость величины катодной поляризации $-\Delta\varphi_{защ}$ от соотношения $j_{защ}/j_{корр}$

Интерес представляет анализ влияния соотношения $j_{защ}/j_{корр}$ на плотность остаточной скорости коррозии образцов из трубных сталей в изучаемых грунтах с различной влажностью. См. рис. 4.4.5.

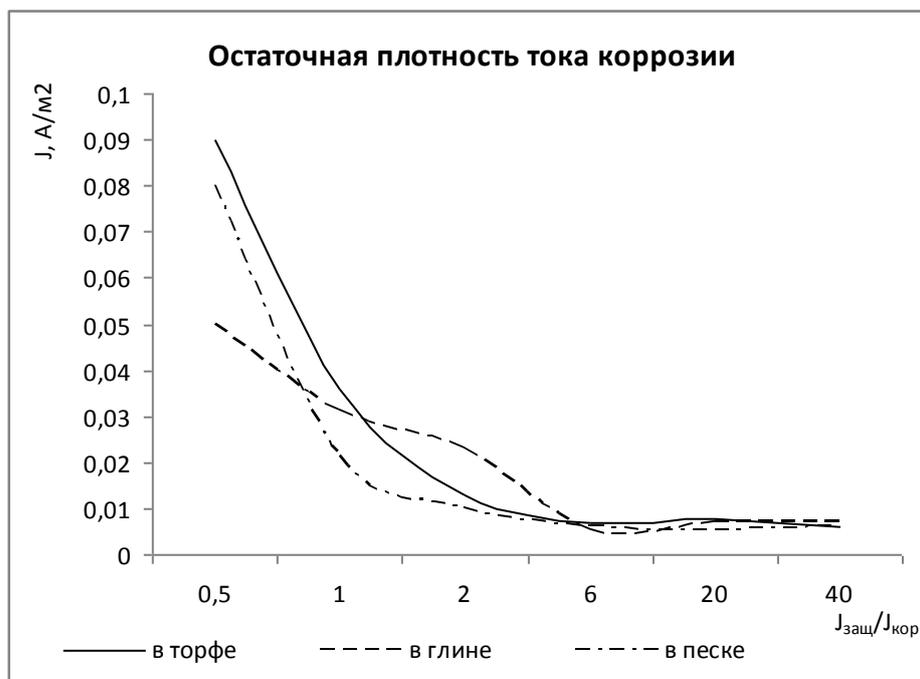


Рис. 4.4.5. Зависимость плотности остаточной скорости коррозии стальных образцов от соотношения $j_{защ}/j_{корр}$ в грунтах с различными физико-химическими свойствами

Результаты коррозионных исследований, представленные на рис. 4.4.5, свидетельствуют о том, что в торфяных, глинистых и песчаных грунтах центральной части Западной Сибири (рН 5,5...7,5), независимо от их влажности, когда $j_{защ}/j_{корр} \leq 1$ (в области катодной поляризации 0,05...0,15В), на КЗП протекают два процесса: окисление железа: $Fe - 2e \rightarrow Fe^{2+}$ и электровосстановление кислорода (2) – это недозащита, когда на КЗП продолжается процесс окисления железа и образуются коррозионные дефекты. Далее на участке, когда $j_{защ}/j_{корр} = 3...7$, концентрация кислорода на защищаемой поверхности $C_{O_2} \rightarrow 0$, то есть плотность защитного тока достигает

значений плотности предельного тока по кислороду $j_{защ} \approx j_{пр}$. При этом
режиме

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

катодная защита подавляет течение коррозионного процесса до значений, когда плотность остаточной скорости коррозии не превышает 0,005...0,008 А/м² без заметного выделения водорода. Когда $j_{защ} \approx j_{np}$, все potentiostatiruemому диффундирующего к катоду окружающего кислорода почвы «связанной» электроны, поступающие от внешнего источника питания (без окисления железа) и выделением водорода. Дальнейшее увеличение катодной поляризации более чем на 0,25 ... 0,3 В с последующим началом разделения КПП водорода, в основном из-за электролитического молекул (реакция 4) - это perezaschita, что также неприемлемо, так как не для защиты, Результаты исследований коррозии приведены в таблице. 1 показывает подавление надежного процесса коррозии до остаточной стоимости скорости коррозии не превышает 0,005 ... 0,008 мм / год (в основном при отсутствии катодном разложения воды), когда $3 \leq j_{защ} / j_{корр} \leq 7$.

Включенный в список в таблице 1 текущего значения показателя определяется на основании потери веса образцов за время испытания на коррозионную стойкость, без формирования рабочей поверхности коррозии образцов ям. Вез нас коррозионные испытания того же образца на трассе магистральных нефтепроводов центральной части Западной Сибири (в течение 1 года, с формированием на образцах рабочей поверхности коррозионных язв) позволило сравнение плотности коррозионного тока в язвах с максимальной глубиной с предельной плотности тока кислорода, измеренный с использованием зонда от коррозии и измерительного блока "Магистраль" [4]. Сопоставление этих величин свидетельствует о их пропорциональной зависимости: $j_{корр}^{max} = (0,33...0,775)j_{np}$. В плотных глинистых грунтах $j_{корр}^{max}$ практически совпадает с j_{np} , в рыхлых воздухопроницаемых грунтах $j_{корр}^{max}$ меньше j_{np} практически в 2...3 раза. Если учесть фактор времени, заключающийся в том, что значения $j_{корр}^{max}$ были получены на основе

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

коррозионных испытаний в течение года, а j_{np} измерили в течение 3-х минут, становится очевидным, что с достаточной для практики точностью можно положить, что при $j_{корр}^{max} \rightarrow j_{np}$, $j_{корр}^{max} \approx j_{np}$, с учетом того, что $j_{корр}^{max}$ в изучаемых грунтах никогда не превышает j_{np} . Когда $j_{защ} < j_{np}$ на КЗП трубопровода образуются коррозионные дефекты, когда $j_{защ} > 7j_{np}$ - дефекты КРН.

Результаты электрохимических измерений, проведенных на трассе магистральных газонефтепроводов центральной части Западной Сибири, свидетельствуют о том, что при суммарных потенциалах $U_{сум}$, включающих поляризационную и омическую составляющие, в пределах от минус 0,9 до минус 3,5 В по м.с.э. сравнения $j_{защ}$ превышает $j_{корр}$ в 10...50 и более раз. При таких режимах катодной защиты превалирующей становится реакция катодного разложения воды (реакция 4), что в течение длительного времени неизбежно приводит к электролитическому наводороживанию стенки трубы вблизи КЗП (на глубину до 0,3 мм) и по истечении инкубационного периода (по эксплуатационным данным от 9 до 12 лет) появлению на КЗП стресс-коррозионных трещин. То есть, при нормированных потенциалах катодной защиты, устанавливаемых на подземных стальных трубопроводах без учета парциальных электрохимических реакций, протекающих на КЗП, реализуется ситуация, когда свыше 90% электрической энергии расходуется бесполезно на электролиз почвенной влаги [5]. Эта доля электроэнергии к подавлению коррозии не имеет никакого отношения. Характерный признак трещин КРН – отсутствие следов коррозионных повреждений поверхности труб, что является прямым подтверждением явления перезащиты. Поэтому выбор потенциалов катодной защиты подземных трубопроводов необходимо осуществлять с учетом одновременно протекающих на КЗП парциальных электрохимических реакций, не допуская электролитического наводороживания стенки трубы.

					Исследование стресс-коррозии в лабораторных условиях газа	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1. Планирование НИР

Анализируются недостатки текущей катодной защиты магистральных газопроводов. Установлено, что гидрирование поверхности трубопроводов часто являются причиной несчастных случаев на большой линейной части, что приводит к серьезным инвестициям. Снижение аварий на трубопроводах повышает экономическую эффективность обеспечения потребителей углеводородного сырья. Величина этой проблемы может быть оценена на основе длины магистральных газопроводов в России, которая в настоящее время составляет 150 тыс. Км. Оценивая причины аварий на них по типу, можно отметить, что доля несчастных случаев в результате стресс - коррозионное растрескивание в 2004 году достигла значения 41,93% от общей суммы. В 2009 году показатель аварийности достиг 68,3% в среднем по России. В основном стресс - (. Рисунок 1) коррозионные трещины обнаружены в трубах северного направления (Ямало - Ненецкий АО, Ханты - Мансийский автономный округ), который транспортирует природный газ из северных российских месторождений. Давление газа, транспортируемого в них поддерживали около 8 МПа. Для сравнения, давление в трубопроводах Томской области составляет 4 МПа, Stress_ проявления повреждения от коррозии не являются типичными для них.

Также стресс – коррозионные трещины не развиваются на магистральных нефтепроводах по причине низкого давления транспортируемого продукта (порядка 4 МПа). [16]

					<i>Стресс-коррозия и ее влияние на эффективность трубопроводного транспорта</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Карепин А.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков</i>				91	149
<i>Консульт.</i>		<i>Вазим А.А.</i>			НИ ТПУ группа 32Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рцдаченко А.В.</i>					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоэнергосбережение		

5.2 Потребители результатов исследования

Продукт (результат НИР) - Разработка совершенствования системы контроля коррозионного состояния магистральных нефтегазопроводов..

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Для данного проекта целевым рынком являются предприятия преимущественно газовой отрасли.

5.3 SWOT-анализ

Таблица 5.3.1. Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1 Экологичность технологии</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями</p> <p>С3. Наличие бюджетного финансирования</p> <p>С4. Квалифицированный персонал</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой</p> <p>Сл3. Отсутствие достаточного финансирования проектов</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление спроса на продукт</p> <p>В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследований</p>	<p>Разработка совершенствования системы контроля коррозионного состояния магистральных нефтегазопроводов с целью анализа стресс–коррозии</p>	<p>1. Разработка научного исследования</p> <p>2. Повышение квалификации кадров у потребителя</p> <p>3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>

5.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Таблица 5.4.1. Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

	Сильные стороны проекта:	Слабые стороны проекта:
	<p>С1 Экологичность технологии</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями</p> <p>С3. Наличие бюджетного финансирования</p> <p>С4. Квалифицированный персонал</p>	<p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой</p> <p>Сл3. Отсутствие достаточного финансирования проектов</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление спроса на продукт</p> <p>В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследований</p>	<p>Разработка совершенствования системы контроля коррозионного состояния магистральных нефтегазопроводов с целью анализа стресс-коррозии</p>	<p>1. Разработка научного исследования</p> <p>2. Повышение квалификации кадров у потребителя</p> <p>3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Ограничение на экспорт технологии</p> <p>У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p>	<p>1. Продвижение новой технологии с целью появления спроса</p> <p>2. Изучение законодательной базы</p> <p>3. Сертификация продукции</p>	<p>1. Разработка научного исследования</p> <p>2. Повышение квалификации кадров у потребителя</p> <p>3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p> <p>4. Продвижение новой технологии с целью появления спроса</p> <p>5. Изучение законодательной базы</p> <p>6. Сертификация продукции</p>

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоэнергосбережение	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (19)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

5.5 Коммерциализации результатов научно-технического исследования

Методом коммерциализации научной разработки был выбран инжиниринг. Данный метод, как самостоятельный вид коммерческих операций предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоэнергосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

5.6 Инициация проекта

Таблица 5.6.1. Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
ООО «Гапром»	Анализ стресс–коррозионных разрушений

Таблица 5.6.2. Цели и результат проекта

Цели проекта:	Анализ стресс–коррозионных разрушений
Ожидаемые результаты проекта:	Определение наиболее эффективного защитного потенциала
Критерии приемки результата проекта:	Наличие сертификации и соответствие стандарту

5.7 Организационная структура проекта

Таблица 5.7.1. Рабочая группа проекта

п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Трудо- затраты, дни
1	Доцент кафедры ТХНГ ИПР Никульчиков Виктор Кинсаринович	Координирует деятельность участников проекта	61
2	Карепин Александр Александрович, НИ ТПУ, кафедра ТХНГ, специалист	Выполняет отдельные работы по проекту	61
ИТОГО:			122

Планирование управления научно-техническим проектом
План проекта

Таблица 5.8.1.Календарный план проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Получение задания и составление плана работ, ознакомление с лабораторными установками, изучение методик проведения эксперимента	5	10.03.2016	15.03.2016	Карепин А.А. Никульчиков В.К.
2	Работа с литературой	10	16.03.2016	26.03.2016	Карепин А.А.
3	Выбор методики проведения эксперимента Проведение эксперимента	36	27.03.2016	01.04.2016	Карепин А.А. Никульчиков В.К.
4	Разработка презентации и раздаточного материала, обработка результатов и их обсуждение, оформление таблиц данных, графиков	14	02.05.2016	15.05.2016	Карепин А.А. Никульчиков В.К.
5	Оформление пояснительной записки	10	16.05.2016	26.05.2016	Карепин А.А.

Таблица 5.8.2. Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	к. аб. дн.	Продолжительность выполнения работ												
			Март			Апрель			Май						
			1	2	3	1	2	3	1	2	3				
Получение задания и составление плана работ, ознакомление с лабораторными установками, изучение методик проведения эксперимента	Магистр руководитель	5													
Работа с литературой	Магистр	10													
Выбор методики проведения эксперимента Проведение эксперимента	Магистр Руководитель	36													
Разработка презентации и раздаточного материала, обработка результатов и их обсуждение, оформление таблиц данных, графиков	Магистр Руководитель	14													
Оформление пояснительной записки	Магистр	10													

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм, который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

5.8 Бюджет научного исследования

Таблица 5.9.1. Расчет затрат на сырье

№	Наименование затрат	Единица измерений	Расход	Цена за единицу, руб (с НДС)	Сумма, руб (с НДС)
1	NaCl	кг	1	25	25
	Торф	м ³	0,2	550	110
3	Глина	м ³	0,2	186,12	37,2
4	Песок	м ³	0,2	49,5	9,9
7	ИТОГО				182,1

Таблица 5.9.2. Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость, руб. (с НДС)	Амортизация, руб
1	Потенциостат	1	2000 00	8000
2	Стальная труба 17ГС	1	1000	1000
3	Магистраль	1	1500 0	15000
4	Углеграфитовый вспомогательный электрод	1	1000 0	10000
5	Стальные образцы	1	5000	5000
	ИТОГО		2310 00	39000
	За период выполнения НИР			9750

* В расчетах применялась линейная амортизация (20%)

Заработная плата устанавливается согласно штатным окладам с учетом трудоемкости работы.

Определим оклад руководителя и инженера (действующие в ТПУ):

$$Q_{\text{инж}} = 7092 \text{ руб./мес.}$$

$$Q_{\text{рук}} = 25708 \text{ руб./мес.}$$

Основная заработная плата рассчитывается как:

$$ЗП_{\text{осн.}} = ЗП_{\text{тар.}} \times K_{\text{р.}} \text{ руб}$$

$K_{\text{р.}}$ – районный коэффициент $K_{\text{р.}} = 1,3$

$$ЗП_{\text{осн}}^{\text{инж}} = 7092 \times 1,3 = 9219,6 \text{ руб}$$

$$ЗП_{\text{осн}}^{\text{рук}} = 25708 \times 1,3 = 33420,4 \text{ руб}$$

Таблица 5.9.3. Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Оклад, Qшт, руб	ЗПосн, руб
Руководитель	25708	33420,4
Инженер	7092	9219,6

Статья «Отчисления на социальные нужды» включает в себя отчисления во внебюджетные фонды:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (20)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) равный 30,5%.

Таблица 5.9.4. Отчисления на социальные нужды

Название	Руководитель	Инженер
Зарплата	33420,4	9219,6
Отчисления на соц. нужды	10193,222	2811,987

5.9.1 Расчет затрат на электроэнергию:

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле:

$$E = M_{\text{уст}} \times T_{\text{приб.}}$$

где $M_{\text{уст}}$ – установочная мощность прибора, кВт;

$T_{\text{приб.}}$ – время выполнения работы прибора по теме, ч.

Стоимость 1 кВт/ч электроэнергии 2,7 руб. (с учетом НДС 18%).

Таблица 5.9.1.1. Затраты на электроэнергию (на период выполнения работы)

Наименование прибора	Кол. п, шт.	$M_{\text{уст}}$, кВт	$T_{\text{приб.}}$, час	E , кВт·ч	Сумма, руб.
Установка для коррозионных испытаний	1	3,1	3	9,3	25,11
Весы лабораторные технические	1	0,015	3	0,045	0,12
Весы лабораторные аналитические	1	0,015	3	0,045	0,12
Системный блок	1	0,45	720	324	874,8
Монитор	1	0,3	720	216	583,2
Принтер HP LaserJet 5	1	0,023	60	1,38	2,72
Итого:	6				1487,07

Таблица 5.9.1.2. Группировка затрат по статьям

Вид работ	Сырье, покупные изделия и полуфабрикаты, руб.	Амортизация специального оборудования для научных работ, руб.	Основная заработная плата, руб.	Отчисления на социальные нужды, руб.	Затраты на электроэнергию, руб.	Итого плановая себестоимость, руб.
1	182,1	9750	127920	39015,6	1487,07	178354,77
2	182,1	9750	127920	39015,6	3060,96	179928,66
3	182,1	9750	127920	39015,6	4056,58	180924,28

5.9.2. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 5.17

Таблица 5.9.2.1. Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Бюджет затрат НИИ	1783	1799	1809
	54,77	28,66	24,28

Круговая диаграмма на рисунке отражает все основные затраты на проведение научно технического исследования.

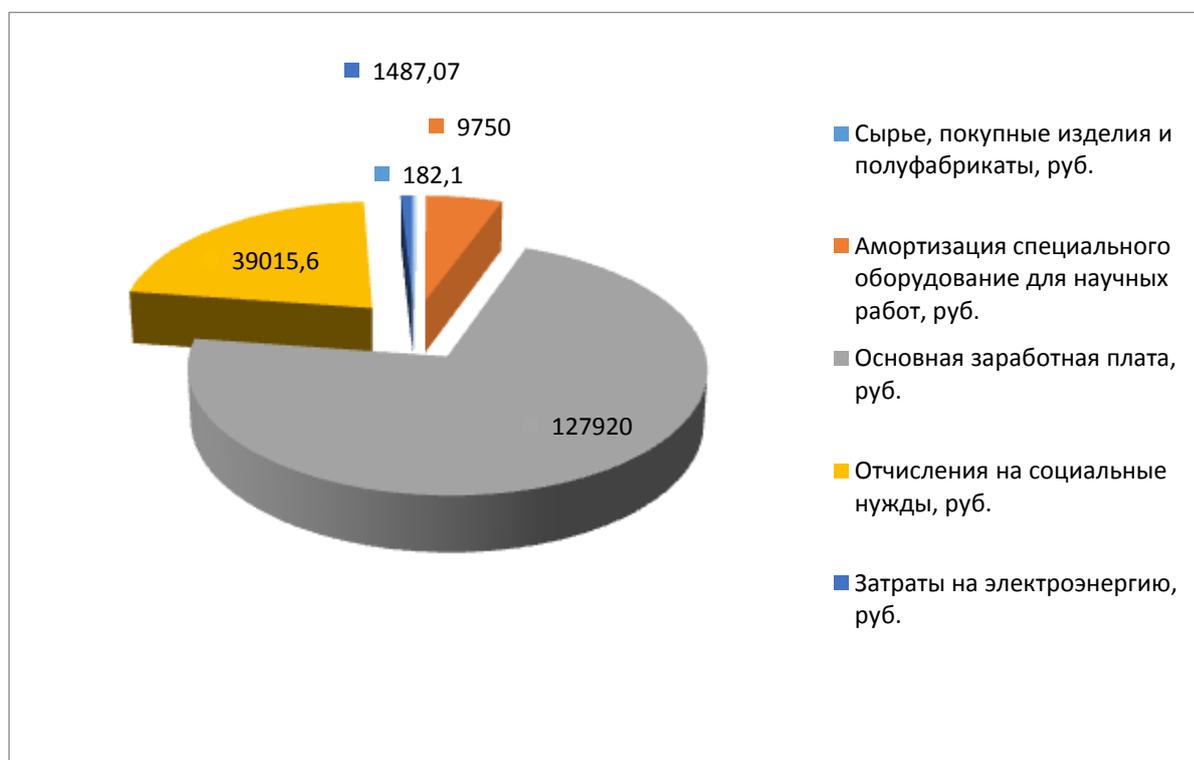


Рис. 5.9.2.1. Круговая диаграмма основных затрат

Наиболее затратная часть, как видно из диаграммы, это затраты на заработную плату руководителя проекта.

Найдем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научного исследования:

$$\text{Для нашей разработки: } I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{178354,77}{180924,28} = 0,98 \quad (21)$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{179928,66}{180924,28} = 0,99 \quad (22)$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{a2}}{\Phi_{max}} = \frac{180924,28}{180924,28} = 1 \quad (23)$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы, то есть наша разработка обладает наименьшей стоимостью по сравнению с аналогами.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяют следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (24)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Результат расчетов представлены таблице 5.9.2.2:

Таблица 5.9.2.2. Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	ПО	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналоги	
				А налог 1	А налог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя		0,35	5	5	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)		0,15	4	3	4
3. Помехоустойчивость		0,15	5	4	4
4. Энергосбережение		0,2	4	4	4
5. Надежность		0,07	5	4	4
6. Материалоемкость		0,08	4	4	4
ИТОГО		1	4,5 7	4 ,2	4 ,35

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p}, \quad I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_\phi^a}, \quad (25)$$

$$\text{Для нашей разработки: } I_{финр}^p = \frac{4,57}{0,98} = 4,66 \quad (26)$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{финр}^{a1} = \frac{4,2}{0,99} = 4,24 \quad (27)$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{финр}^{a2} = \frac{4,35}{1} = 4,35 \quad (28)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a}, \quad (29)$$

где \mathcal{E}_{cp} – сравнительная эффективность проекта; $I_{финр}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{финр}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 5.9.2.3. Сравнительная эффективность разработки с первым аналогом.

п/п	№ Показатели	Ана лог 1	Разра ботка	Ана лог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,98	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,2	4,57	4,35
3	Интегральный показатель эффективности	4,24	4,66	4,35
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,98		0,99

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что существующий вариант решения поставленной в выпускном квалификационной работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.

6. Социальная ответственность

Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также разное сочетание этих причин.

Во время своей трудовой деятельности человек подвергается воздействию вредных производственных факторов, специфика и количество которых зависит от характера труда. Для предупреждения ухудшения здоровья работника от такого неблагоприятного воздействия на каждом конкретном предприятии или учреждении предусмотрен ряд мер по обеспечению безопасности и экологичности трудовой деятельности.

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для проведения экспериментов стресс – коррозии должны быть соблюдены все основные условия.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников в лаборатории и разработка мер защиты от них. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Стресс-коррозия и ее влияние на эффективность тросопроводного транспорта		
Разраб.		Карепин А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никкульчиков				106	149
Консульт.		Гуляев М.В.			НИ ТПУ группа 32Т00		
Зав. Каф.		Рцдаченко А.В.					

6.1 Техногенная безопасность

Опасным называется фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

Производственные условия на рабочем месте характеризуются наличием некоторых опасных и вредных факторов (ГОСТ 12.0.002-80 «Основные понятия. Термины и определения» (ГОСТ 12.0.002–80 Основные понятия. Термины и определения. – Москва. – ССБТ. – 1980)), которые классифицируются по группам элементов: физические, химические, биологические и психофизиологические (ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация» (ГОСТ 12.0.003–74 Опасные и вредные факторы. Классификация. – Москва. – ССБТ. – 1974)).

На установке комплексной подготовки газа при ведении технологического процесса, могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся образование взрывных смесей;

- отравление газом;
- разрыв аппаратов и трубопроводов;
- поражение электрическим током;
- ожоги;
- механические травмы.

Для предупреждения опасных ситуаций, все работы, связанные с ведением технологического режима и ремонтом оборудования, должны производиться согласно инструкциям и правилам по безопасному обслуживанию технологических установок, а также строгого соблюдения графика

ППР.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Кроме того, работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:

- 1) недостаточная освещенность;
- 2) шум от работы оборудования;
- 3) некомфортные метеорологические условия;
- 4) умственное перенапряжение и др.

6.2 Повышенный уровень шума и методы борьбы

Источниками шума являются звуки, производимые работающими механизмами и агрегатами.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и на нервную систему.

Уровень звука ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.[17]

Длительное действие шума более 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления (СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Москва. – Изд: Научно-исследовательским институтом медицины труда Российской Академии наук. – 1996; ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – Москва. – ИПК Издательство стандартов. – 1983).

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

- использование средств автоматики для управления технологическими процессами;
- соблюдение режима труда и отдыха.

Таким образом, уровень звука на УКПГ не должно превышать 80 дБ.

6.3 Мероприятия по защите от статического электричества

Статическое электричество образуется при трении двух диэлектриков друг о друга или диэлектриков о металл, при этом на поверхности трущихся веществ могут накапливаться заряды. При достижении определенной величины может произойти разряд, который способен вызвать воспламенение горючей смеси.

Для защиты от статического электричества вся металлическая аппаратура, резервуары, газо- и конденсатопроводы, насосы и т.д. должны быть заземлены. Заземление проверяется периодически один раз в год, а так же после ремонтных работ. Устройство защитного заземления монтируется с общим сопротивлением не более 10 см. Автоцистерны находящиеся под наливом или сливом горючих жидкостей, должны заземляться для снятия статического электричества, т.к. при движении жидкости происходит накопление зарядов.

Следует строго соблюдать скорость заполнения аппаратов. Работы проводить только в шерстяной или хлопчатобумажной спецодежде.

6.4 Охрана труда

Природный газ, добываемый из газовых месторождений, состоит из компонентов, которые оказывают вредное действие на организм человека.

При содержании в воздушной среде 10 % метана организм человека начинает сильно ощущать недостаток кислорода, что может привести к потере сознания и летальному исходу.[18]

Тяжелые углеводороды (пропан, бутан и др.) являются ядовитыми.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Содержание в воздушной среде пропана около 10 % вызывает головокружение и недомогание. Природный газ в определенном соотношении с воздухом является взрывоопасным. Пределы взрываемости природного газа в смеси с воздухом составляют от 5 до 15 %.

Газовый конденсат является легко воспламеняющейся, взрывоопасной жидкостью.

Метанол, применяемый на промысле как ингибитор гидратобразований, представляет собой бесцветную прозрачную жидкость, по запаху и вкусу напоминающую винный спирт. Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы. В организм может проникнуть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. Особенно опасен прием метанола внутрь: от 6 до 10 г метанола могут вызвать тяжелое отравление, а 30 г являются смертельной дозой.

Метанол в смеси с воздухом может образовывать взрывоопасную смесь. Пределы взрывоопасности метанола в смеси с воздухом – от 3,5 до 35,6 %.

Во избежание отравления газом или метанолом, взрыва или пожара должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- 1) оборудование, арматура и трубопроводы должны быть полностью герметизированы;
- 2) на случай превышения давления в аппаратах сверх предусмотренного рабочим режимом, оборудование оснащено предохранительными клапанами;
- 3) в целях уменьшения загазованности территории сборного пункта продувочные свечи и факела вынесены за территорию сборного пункта.
- 4) все емкости, работающие под атмосферным давлением, снабжены воздушниками;
- 5) в случаях аварийного повышения давления на технологических нитках, предусмотрена установка управляемых клапанов на шлейфах скважин с автоматическим переключением скважин

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

6) на свечу, предусмотрен также аварийный сброс на свечу до отключающего крана на выходе газа со сборного пункта;

7) для перекрытия поступления газа в НТС в случае его аварии предусмотрена резервная отключающая арматура на расстоянии от 3 до 50 м от здания НТС;

8) предусмотрена система дренажных трубопроводов для опорожнения аппаратов и трубопроводов в дренажную емкость перед остановкой на ремонт или в случае аварии; все дренажные трубопроводы проложены с уклоном в сторону дренажной емкости;

9) для обеспечения безопасного обслуживания площадки с ограждающими перилами;

10) для монтажа насосов, электродвигателей, арматуры в технологических зданиях и насосных предусмотрены кран-балки во взрывобезопасном исполнении;

11) к работе с метанолом допускаются лица, прошедшие специальный: инструктаж об опасных свойствах метанола и газа и соответствующих мерах безопасности, согласно «Инструкции о порядке получения от поставщиков, перевозке, хранении, отпуска и применении метанола на газовых промыслах, магистральных газопроводах и станциях подземного хранения газа»;

12) в целях исключения возможности ошибочного употребления метанола в качестве спиртного напитка, предусмотрена подача в него одоранта в отношении 1:100, химических чернил в отношении 1:500 метанола. Хранящийся на складе метанол должен проверяться на пахучесть и цвет не реже одного раза в три месяца;

13) ремонт трубопроводов, насосов, аппаратуры, используемых при работе с метанолом, может производиться только после их полного опорожнения и тщательной промывки большим количеством воды;

14) работу с метанолом необходимо производить в спецодежде, в цехах, где производится работа с метанолом, должен осуществляться

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

систематический контроль над состоянием воздуха.

Расчет выбросов в атмосферу при сливе метанола из транспортных цистерн (ВРД 39-1.13-051-2001 Инструкция по нормированию расхода и расчету выбросов метанола для объектов ОАО «Газпром». – Москва. – Изд: ООО «ВНИИГАЗ». – 2001).

Как правило, слив метанола из транспортных цистерн производится под атмосферным давлением. В этих условиях выбросы в атмосферу происходят за счет так называемого «обратного выдоха», частичного вытеснения из цистерны воздуха, насыщенного парами сливаемой жидкости. При этом валовые выбросы в атмосферу рассчитываются по модифицированному уравнению:

$$G_{\text{мет}}^{\text{ц}} = 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot Q_{\text{цн}} \cdot K_{\text{мет}} \cdot x_{\text{мет}} \cdot \frac{m_{\text{мет}}}{273 + t_{\text{ср}}^{\text{ср}}}, \quad (30)$$

где $1,2 \cdot 10^{-3}$ – коэффициент, который составляет 10 % от величины «большого дыхания» транспортной цистерны;

$Q_{\text{цн}}$ – годовой объем сливаемой из цистерн жидкости, м³/год;

$x_{\text{мет}}$ – мольная доля метанола (в водометанольном растворе) в сливаемой жидкости, для однокомпонентной жидкости (чистого метанола) $x_{\text{мет}} = 1$;

$K_{\text{мет}}$ – константа равновесия между паром и метанолом при температуре парогазового пространства транспортной цистерны, определяется отношением:

$$K_{\text{мет}} = P_{\text{мет}} / P_a, \quad (31)$$

где $P_{\text{мет}}$ – давление паров метанола, мм рт. ст.

$P_a = 760$ мм рт. ст. – атмосферное давление;

$t_{\text{ср}}^{\text{ср}}$, $t_{\text{ср}}^{\text{жж}}$ – среднегодовая и среднемесячная наиболее жаркого месяца года температуры окружающего воздуха, °С;

$m_{\text{мет}}$ – молекулярная масса метанола, кг/кмоль, равная 32,04.

$$G_{\text{мет}}^{\text{ц}} = 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot 37 \cdot \frac{50}{760} \cdot 1 \cdot \frac{32,04}{273+19} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ кг/год}$$

Таким образом, расчетный среднегодовой выброс метанола из транспортных цистерн составил – $3,2 \cdot 10^{-4}$ кг/год.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

6.5 Охрана окружающей среды

Для организации окружающей среды от негативного воздействия проектируемого приоритетом работы является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы природной среды территории - на суше, растительности и атмосферы. При этом необходимо установить характер, длительность, интенсивность, частота (циклический, сезонный), особенно выявленного негативного влияния этих источников на конкретных элементах (типов) окружающей среды. Исключены из рассмотрения воды, фауны и искусственной среды - так как почти не считается малой части территории нет водной среды, ни уже давно боится диких животных, не имеющих постоянного населения. После подготовки и анализа всей соответствующей информации и данных о характере и характеристиках негативного воздействия проектируемого производства для этих элементов окружающей среды, разработаны конкретные меры по защите окружающей среды - с учетом состояния экологических требований законов окружающей среды и, регулирование экологических и административных правовых актов, требований, правил, норм и правил, а также соответствующего указа Президента Российской Федерации, правила, директивы, Правительства РФ приказы, распоряжения отраслевых федеральных, региональных и муниципальных властей.

6.6 Оценка степени риска при авариях магистральных трубопроводов по причине коррозионного растрескивания

Трубопроводный транспорт является самым дешевым способом транспортировки жидкостей и газообразных углеводородов. Для их доставки на территории Российской Федерации и за рубежом в нашей стране построили расширенную сеть (166 тыс. Км) магистральных газопроводов (МГ) и 52,5 тыс. Км магистральных нефтепроводов (МН), но на сегодняшний день, значительная часть магистральных трубопроводов (МТ) перешагнула нормативный срок службы в 30 лет. Так 10 % российских газопроводов эксплуатируется до 10 лет, 26 % - от 10 до 20 лет, 36 % - от 21 до 30 лет, 28 % -

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

более 30 лет. Около 40 % МН эксплуатируется более 33 лет [19].

Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта Российской Федерации является приоритетом и проблемой, поскольку чрезвычайная ситуация разрушение влечет за собой значительные экологические, экономические потери, а потери от аварий МГ из-за коррозионного растрескивания под напряжением (SCC) или стресс - коррозия может достигать 100 миллионов рублей , с возможной потерей человеческой жизни. На сегодняшний день, основной причиной линий разрывов газа является наличие вредных для дальнейшего использования трещин SCC на внешней поверхности Минской группы, которые представляют собой серьезную опасность, так как в случае аварии они лавиной распределялись по поверхности трубопровода , и есть аварийный перерыв, который может привести к повреждению крана привода и джемперы других трубопроводов весь коридор. МН также склонны к несчастным случаям из-за ГТК. Первая авария произошла из-за ГТК в 2002 году М. Н. Нижневартовске - диаметр Куйбышевского 1220 мм - Курган. В случае возникновения пожара в случае случайного разрыва продуктов сгорания МГ загрязняющих воздушную среду и представляют угрозу для здоровья человека. [20]

На сегодняшний день достоверно прогнозировать динамику дефектов SCC очень сложно и часто не посильная задача. Для выявления дефектов с помощью SCC обнаружения неисправностей в линии, так что в 2009 году объем инспекции МГ составила 17,7 тысяч километров, объем капитального ремонта - .. 2383 км, но, тем не менее, на МГ происходят несчастные случаи. [21]

В настоящее время, оценка рисков и прогнозирование возможных последствий аварий на тему МТ к ГТК является важной и актуальной задачей.

Развитие трещин КРН происходит в семь стадий: 1 - отслаивание

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

изоляционного покрытия; 2 - адсорбция водорода ($H_{адс}$) на поверхности трубы, в то же время уменьшение поверхностной энергии (Ребиндера эффект); 3 - adsorbtsiya водород трубопровод сталь, 4 - molizatsiya водород и зарождение микротрещин SCC вдоль нижней образующей трубы, 5 - и развитие образования микротрещин стресс - коррозионных трещин, 6 - сплайсинга небольшие трещины и формирование одного из главная трещина, 7 - Механическая Доломит действие максимальное напряжение плоскости тангенциальной угол приблизительно 45, что приводит к разрушению трубопровода с последующим выпуском транспортируемого продукта на поверхность и фрагментов летящих в трубопровод.

Экологический риск на предприятиях трубопроводного транспорта нефти и природного газа - это вероятность катастрофических (тревожных) событий [22]. Процедура оценки рисков для МТ включает в себя: выявление рисков, анализ рисков и оценки рисков. В рамках этой работы этапы идентификации риска и анализа риска отсутствуют, поскольку считается возникновение аварийного события разрыв МГ и МН от полного сечения из-за SCC. На сегодняшний день, по данным Ростехнадзором инцидентов из-за SCC на мг составляет более чем 50%, и из-за несчастных случаев МН ТПС незначительна, но, тем не менее, несчастные случаи происходят. [23] Приоритет в развитии SCC в МГ связано с более высоким давлением транспортируемого продукта, поддерживаемых в трубопроводах. Оценка риска аварий на линейной части МТ, включает оценку числа случаев аварий, оценить потенциальный ущерб, индивидуальные и коллективные риски для работников и населения.

Есть несколько различий в определении несчастного случая, в зависимости от базы данных по аварии (UKOPA, NEB, КОНКАВЕ, PHMSA, Ростехнадзор). В этой статье мы рассмотрим следующие понятия аварии. Для МГ аварии - повреждение или уничтожение части трубопровода утечки более 10 000 м³ в сопровождении возгорания или взрыва газа. Авария на МН - внезапный вылив или

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

истечение нефти в результате полного разрушения или частичного повреждения МН, которые сопровождаются одним или несколькими из следующих событий: воспламенение нефти, загрязнение рек, прудов и ручьев за пределами стандартов по качеству воды, разливы нефти 10 м³ или более.

Частота несчастных случаев

Частота несчастных случаев на МГ выражается в интенсивности (1 / км) чрезвычайной ситуации разрывает МГ. Для МН, этот показатель не может быть оценена, потому что нет никакой информации о конкретной тяжести несчастных случаев в связи с ГТК в общем количестве несчастных случаев. Для МГ интенсивность аварийных разрывов определяется следующими факторами:

$$\lambda_c = \lambda * K * P \quad (32)$$

где λ - число несчастных случаев на МГ 1 / км; K - доля несчастных случаев из-за веса SCC - 0,5 [23]; P - вероятность воспламенения газа в случае аварийного отключения, с диаметром отверстия 1400 - 0,72 1200 - 0,74 1000 - 0,6.

Интенсивность несчастных случаев на 1000 км МГ, интенсивность аварий на МГ вследствие SCC (принимая во внимание тот факт, что каждый второй ущерб причинен SCC) и длины МГ с 2004 - 2009 приведены в таблице, 1. Интенсивность чрезвычайной ситуации разрывает МГ с последующим воспламенением для различных диаметров трубопроводов данные представлены в табл. 6.9.2.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

Таблица 6.6.1. Статистика аварий на магистральных газопроводах с 2004 - 2009 гг.

Годы	Протяженность тыс. км, МГ [1]	Интенсивность возникновения аварий [1]		Интенсивность возникновения аварий по причине КРН на 1000 км
		Общее число	На 1000 км	
004	161,6	29	0,18	0,09
005	161,6	19	0,12	0,06
006	161,1	21	0,13	0,065
007	166,002	16	0,10	0,05
008	166,002	21	0,13	0,065
009	166	16	0,10	0,05

Таблица 6.6.2. Интенсивность возникновения аварийных разрывов МГ с последующим возгоранием для различных диаметров газопроводов по годам

Годы	ДУ, мм		
	1400	1200	1000
2004	0,0648	0,0666	0,054
2005	0,0432	0,0444	0,036
2006	0,0468	0,0481	0,039
2007	0,036	0,037	0,03
2008	0,0468	0,0481	0,039
2009	0,036	0,037	0,03

Расчет интенсивность возникновения аварийных ситуаций по причине КРН для газопровода диаметром 1420 мм:

$$\lambda_c = 0,10 * 0,5 * 0,72 = 0,036 \left(\frac{1}{\text{км}}\right) \quad (33)$$

Оценка возможного экологического ущерба процесса транспортировки природного газа и нефти, проводится при рассмотрении гипотетических аварий

с перерывом для полного поперечного сечения из-за недопустимых дефектов CRN с несколькими сценариями развития на различных технологических параметрах трубопроводов. Зоны действия поражающих факторов при разрыве трубопровода на полное сечение зависят от рабочего давления, характеристики продукта, подлежащего транспортировке, клапанного рабочего времени, расстояние между запорным клапаном и т.д.

Для определения возможных сценариев возникновения и развития чрезвычайных ситуаций в методе МТ использует логические деревья событий. Событие Анализ дерева является "значимым заранее" процесс, то есть процесс, посредством которого исследование развития аварийного начинается с первоначального события с рассмотрением следующей цепочки событий, приведших к аварии.

Оценка возможного ущерба окружающей среде в случае аварий на магистральных трубопроводах

Наиболее опасные последствия аварийных выбросов природного газа из Минска: воздействие ударной волны при взрыве газа в атмосферу, тепловое излучение в огне и токсическое воздействие на организм человека. После поражения окрестностей среды при воспламенении может достигать до 500 м. Зоны повреждающих факторов зависит от диаметра трубы, давление, время работы клапанного, расстояние между запорным клапаном. Для того, чтобы оценить максимально возможные опасности, необходимо смоделировать МГ разрыв на полное сечение.

В соответствии с разгерметизацией трубопровода происходят следующие события:

- Разрыв трубопровода без воспламенения газа, истекающего в виде свободных (ы)

струи (ы) из концов разрушенного Минска поезда из выемки грунта.

Поражающие факторы: рассеивание осколков, сжатия струи

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воздуха под давлением скорость волны газовых паров;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

- разрыв газопровода с воспламенением газа и образованием струевых пламен или колонного пожара в грунтовом котловане. Поражающие факторы: разлет осколков, воздушная волна сжатия, скоростной напор струи газа, прямое воздействие пламени, тепловое излучение.

При разрыве отток МГ газа рассматривается отдельно от деления на два аварийного потока газа из двух концов трубопровода разрушенного газа: верхний и нижний (по отношению к точке разрыва МГ доаварийному потоку газа: сверху - от повышения давления КС до предела, нижняя - с точки разрыва провести КС). В этом случае, как следует учитывать основные параметры, влияющие на истечения срока действия силы света: внутренний диаметр МГ, давление, расположение точки разрыва и время, необходимое для закрытия линии клапан, предназначенный, чтобы отрезать поврежденные участки МГ либо автоматически (минимума отсечка времени), или с помощью пульта дистанционного управления (время отключения зависит от того факта, что алгоритм идентификации и аварии контроллер отклика), или со стороны персонала Установите вручную расположение крана.

Для того, чтобы оценить степень риска несчастного случая из-за CRN МГ рассматривается как разрыв трубопровода на полное сечение с двумя возможными событиями: в результате взрыва газа и пожара без газа в окружающую среду.

Таким образом, на основании проведенных исследований описывает последовательность трещин коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных трубопроводах. Оценка наилучшего операционных рисков МТ дефектным коррозии под напряжением. Расчет: размеры зон потенциального вреда людей и зданий в случае аварии с гильотины разрывом нефте- и газопроводов. Полученные данные однозначно свидетельствуют о том, что в результате наступления аварийного разрыва магистрального трубопровода по причине стресс-коррозии в радиусе 500 м от места аварии возможно смертельное

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

травмирование обслуживающего персонала. Учитывая опасность, которую представляют трещины ГТК не попадает в диапазон чувствительности современных дефектоскопов, идентификация таких трещин должно быть одним из приоритетных направлений деятельности российских предприятий трубопроводного транспорта. [24]

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

Заклучение

Выход Vhode parisanіya на выпускной квалификационной работе я рассмотрел и проанализировал процессе стресс - коррозия повреждение стенки трубопровода рядом для решения задач:

1. Изучение теоретических основ повреждения стресс-коррозии;
2. Изучить влияние водорода на процесс гидрокрекинга;
3. Определение характеристик коррозии под напряжением
3. Для того, чтобы анализировать процессы, происходящие на внешней поверхности ЕКО
4. Изучить влияние стресса - коррозии на напряженно-деформированного областях

Так образом, достигнута Основная цель работы- рассмотрели ход стресс-коррозии и определены факторы оказывают наибольшее влияние на разрушение ЕКО. Анализируемые некоторые АСПЕКТЫ экономических, чтобы сделать техническую и экологическую проблему социальных, возникающих ВО ВРЕМЯ реализации этого исследования. Это вывод о том, что, магистральные газопроводы (в тех районах, где обнаружены стресс - коррозия) имеют большие диаметры и работают при высоких рабочих давлениях. Это приводит к тому, что механические напряжения в стенке МГ значительно выше, чем во всех других труб. От кольцо рабочее давление действие (район) напряжение больше осевого примерно в два раза. Это объясняет тот факт, что большинство нашли стресс - коррозионных трещин ориентировано в продольном направлении (перпендикулярно к окружному напряжению). Инкубационный период стресса коррозионных трещин от 20-30 лет, с давлением в газопроводе от 3,5 МПа или выше.

Основные проблемы, которые возникают из-за коррозии под напряжением трещин являются:

1. Пилинг и перегибы в изоляционных покрытиях
2. Воздействие агрессивных сред

					Заклучение	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Металлургический гетерогенность трубы

4. Наличие растягивающих напряжений

Приоритетными факторами, определяющими устойчивую защиту от коррозии под напряжением являются:

1. Качество металлической трубы

2. Своевременное состояние коррозии диагностика

3. Допустимый уровень рабочего напряжения

4. Наличие металлической поверхности изоляции от внешней среды

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

Список используемых источников

1. В. И. Хижняков. Коррозионное растрескивание под напряжением из магистральных газо- и нефтепроводов в длительной эксплуатации. - Издательство Томского политехнического университета, 2013 год из. 5-8.

2.V.I. Хижняков, Ю. Кудашкин *, М. В. Хижняков ** А. В. Zhilin.korrozionное растрескиванию - деформированное truboprovodovpri транспортировки нефти и газа. Вестник Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. № 3

3. Н. С. Пронин, В. А. Новиков. Внешний вид и особенности выявления стресс-коррозии на газопроводах. - Москва НПЦ "МОЛНИЯ") с .. 52.

4. Kolotyркин УМ металла и коррозии. М.: Металлургия, 1985. 88 с.

5.V.I. Хижняков, Е. В. Trofimova.analiz механизм генерации тока для катодной защиты подземных стальных трубопроводов от коррозии. - Практика защиты от коррозии. С. 5.

6.Frumkin Багоцкий В.С. Иофа З. А., Б. Н. Кабанов Кинетика электродных процессов. - М.: Московский государственный университет, 1952. - 328 с.

7. Методы анализа Ю. Александров, В. Н. Jushmanov, чтобы предотвратить разрушение трубопроводов за счет ГТК. Математическое моделирование, системный анализ, управление и обработка информации. - Наука в нефтяной и газовой промышленности 3/2011. С. 5.

8. Ю.А. Теплинский. Управление эксплуатационной надежности магистральных газопроводов. - Нефть и Газ, 2007, стр 162 - 167.

9. Нефедов С.В., Соловей В.О. Напряженное состояние газопровода как основной фактор безопасности // В сб. науч. тр. ВНИИГАЗ. – 2004. – С. 86-89.

					Стресс-коррозия и ее влияние на эффективность трубопроводного транспорта			
					<i>элага</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Карепин А.А.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков			Список используемых источников			
Консульт.							123	149
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.			НИ ТПУ группа 32Т00			

10. П. В. Klimov.issledovanie и разработка методов торможения коррозии напряжений на газопроводах. - Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Рр 174-186.

11. Р. И. Богданов. Модели коррозионного растрескивания под напряжением трубы стали X70 в наземных электролитах с рН, близкой к neutralnomu.s. 20-23.

12.V.I. Hizhnyakov.korrozionnoe растрескивания магистральных газо- и нефтепроводов в длительной эксплуатации. - Издательство Томского политехнического университета, 2013. 73 с.

13. Гумеров К.М., Gulyatdinov A.A., Н.М. Черкасов, Kudakaev С.М., Абдульманов А.М. Мокроусов С.Н. Коррозионное - один из источников опасности на тяжелых подземных стальных трубах, изолированных пленочных материалов // нефтяное машиностроение. - 2005. - № 4. - С. 42-46.

14. В. И. Хижняков, Ю. Кудашкин *, М. В. Хижняков ** А. В. Zhilin.korrozionnoe растрескиванию - деформированные трубы в транспортировке нефти и газа. Вестник Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. № 3

15. В.Н. Jushmanov. Совершенствование методов для предотвращения коррозии под напряжением металлических труб магистральных газопроводов. - Ухтинский 2012. С. 11-20.

16. А. Ф. Бархатов, Д. В. Федин, А. Vazim. Экономическая эффективность реконструкции электрохимической защиты газопроводов от стресса korrozii.- IzvestiyaTomskogopolitehnicheskogouniversiteta. 2011. Т. 318. № 6.. 40-43.

17.SNiP 23-03-2003. Zashitaotshuma. Москва 2004.

18. СП 11-102-97 Инженерно-экологические изыскания для строительства. Москва 1997.

19.Truboprovodny транспорт - 2011: Диагностирование, эксплуатация-ции и реконструкции. "BezopasnostTrudavPromyshlenno-STI», №5, 2011, стр. 80-82.20. Объекты магистрального трубопроводного транспорта и поземного хранения газа // Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по

					Список используемых источников	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

экологическому технологическому и атомному надзору за 2009 г. http://www.gosnadzor.ru/files/4c44310ca3066_Gosdoklad_2009.pdf(дата обращения 20.02.2015).

21. О. Е. Аксютин. Повышение надежности функционирования газотранспортной системы ОАО // Газовая промышленность "Газпром". - 2006 - №2 - с. 62-65.

22. В. Н. Башкин. , RV. Галиулин. Аварийные выбросы природного газа: проблемы и пути их решения // Защита окружающей среды в нефтегазовом секторе. - 2010. - №8 - с. 4-11.

23. D.P. Варламов., А. Ф. Матвиенко. Мониторинг коррозии напряжений дефектов расширенной системы многострочный magistralnyhgazprovodov результаты различных проверок в режиме реального времени. // Дефектоскопия - 2010. - №12. - из. 32-38.

24. Г. С. Arzamazova., В.В. Карман., С. И. Бурдюгов., В.Г. Халтурин. Экологические риски по транспортировке газа процессов через магистральных трубопроводов. // Защита окружающей среды в нефтегазовом секторе. - 2010. - №6. - из. 6-9.

25. FatrahmanovF.K., Копьев И.Ю., MarshakovA.I. Влияние размера датчиков контроля коррозии на параметры катодной защиты подземных трубопроводов // Надежность и срок службы строительства газопровода: Сб науч.tr. - М: ВНИИГАЗ, 2003. - С. 236-240..

26. FatrahmanovF.K., VeliyulinI.I., Копьев И.Ю., SalyukovV.V. Ремонт газопроводов и предварительно ремонт инспекции // Материалы Тринадцатой международной деловой встречи "Диагностика 2003", том 3 часов. 2. Диагностика линейной части магистральных и распределительных трубопроводов, газораспределительных станций и короткого MG (Мальта 21-25.04.2003). - М.: RPI Газпром 2003.- С. 3-7.

27. Запевалов Д.Н. , Копьев И.Ю., Пушкарев А.М. Технология

					Список используемых источников	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

специальных электрометрических обследований подземных трубопроводов в зонах интенсивного воздействия блуждающих токов // Целостность и прогноз технического состояния газопроводов: тезисы докладов международной научно-технической конференции PITSO 2007, 10-11 октября 2007 г. - М.: ВНИИГАЗ, 2007. – С. 69.

28. Запевалов ДН Копьев И.Ю., Ulihin оздоровительной системы управления магистральных газопроводов для коррозии // Проблемы надежности и безопасности газотранспортной системы: Сб научной. тр. . -М: ВНИИГАЗ, 2008. - С. 158-163.

29. Запевалов ДН Копьев I.Yu.Otsenka внешних агрессивных воздействий прогноз технического состояния магистральных газопроводов // Наука и техника в газовой промышленности. -2012. -№4.
- С. 91-98.

30. Нефедов С.В., Соловей В. О. Напряженное состояние трубопровода в качестве основного фактора безопасности // В сб. научной. тр. ВНИИГАЗ. - 2004. - С. 86-89.

31. В. О. Соловей анализ дорожно-транспортных происшествий и безопасности газопроводов // В сб. научной. тр. ВНИИГАЗ. - 2004. - С. 35-37.

32. Соловей В. О. Анализ безопасной эксплуатации трубопровода северной газа с учетом влияния почвы // Наука и техника в газовой промышленности. - 2007. - № 3. - С. 74-78.

33. Ю. Александров, Соловей В.А., Свиридов М.М., А.С. Кузьбожев напряженно-деформированного состояния трубопровода, ведущего к разрушению аномальных // Защита окружающей среды в нефтегазовом секторе. - 2009. - № 7. - С. 42-45.

34. Ю. Александров, Соловей В. О., Свиридов М.М., А.С. Кузьбожев Мониторинг задач напряженно-деформированного состояния трубопроводов на потенциально опасных участках трассы атрибутов KRN // Защита окружающей среды в нефтегазовом секторе. - 2009. - № 7. С. 46-50.

					Список используемых источников	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

35. Александров Ю.В., Соловей В.О., Свирида М.М., Кузьбожев А.С.
Предотвращение экологических нарушений в придорожной зоне путем

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					126

прогнозирования аварий на газопроводах по причине КРН // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. -2009. - № 7. –С. 51-55.

36. Соловей В. О. Кузьбожев А.С., методы Шкулев С.А. Моделирование коррозионного растрескивания под напряжением с ростом трещин на контрольных образцах // управления. Диагностика. -2010. - Номер 7. С. 51-55.

37. А. Я. Яковлев, В. Воронин, С. Г. Alennikov, Соловей В. О. Коррозионное на газопроводах. - Киров: ОАО Кировский областной типография, 2009. - 320 с.

38. Стресс от коррозии магистральных газопроводов / MF Sunagatov // Без труда зопасности в промышленности - 2011 - №9 - С52.

39 .. Механико-коррозионные процессы в почвах и коррозии под напряжением в magist-ralnyhneftegazoprovodah /К.Д. Басиев, А.А. Bigulaev, мой Kozan // Вест ник Vladikavkazкого научный центр. - 2005 - Т.V, №1 - С47.

40. Старение стали магистральные трубопроводы: Материалы научно-практического семинара / Под общей редакцией. В.V.Budzulyaka и А.D.Sedyh: Scientific. Издание V.N.Chuvildeev. - Нижний Новгород: Университетская книга, 2006. -200 с.

41. IL Нагорных Молекулярно-динамическое моделирование поведения системы железо - водород при деформации - Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук, Ижевск: Институт прикладной механики УрО РАН. -2011. 20.

42. Гумеров К.М., Gulyatdinov А.А., Н.М. Черкасов, Kudakaev С.М., Абдульманов А.М. Мокроусов С.Н. Коррозионное - один из источников опасности на тяжелых подземных стальных труб, изолированных пленочных материалов // нефтяное машиностроение. - 2005. - № 4. - С. 42-46.

43. И.Г. Абдуллин, А.Г. Гар, А.В. Мост Коррозионно-механическая прочность трубопроводных систем нефти и газа, диагностики и прогнозирования долговечности. - Уфа: Guillem, 1997. - 120 с.

44. Волгина Н.И., Илюхина М.В., Сергеева Т.К. Изучение распределения водорода в аварийных трубах, разрушившихся в результате стресс-коррозии //

					Список используемых источников	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Матер. II Междунар. конф. по водородному охрупчиванию металлов. – Донецк, 1998. – С. 245.

45. Воронин В.Н., Мамаев Н.И. Ahtimirov ND Burdinsky E.B. Анализ коррозионного состояния магистральных газопроводов "Севергазпром" на основе результатов обследования и обследования в линию в боксах, решения проблемы SCC SCC // Особенности магистральных газопроводов ОАО «Газпром». Методы диагностики, способы ремонта дефектов и способы предотвращения SCC: Матер.отраслевого совещание ОАО «Газпром», Ухты, 11-15 ноября 2002 года - Ухта, 2002. - С. 69-83.

46. Кабанов Б.Н. Электрохимия металлов и адсорбция. – М.: Наука, 1966. – 279 с.

47. Белоглазов С.М. Об определении водорода в стали методом анодного растворения // Заводская лаборатория. – 1961. – № 12. – С. 1468–1469.

48. Хижняков В.И. Новый критерий выбора режимов катодной защиты подземных стальных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. – 2009. – № 4. – С. 13–15.

49. Хижняков В.И., Глазов Н.П., Налесник О.И. Исследование коррозии трубной стали во влажных грунтах Среднего Приобья // Коррозия и защита скважин, трубопроводов и морских сооружений в газовой промышленности. – М.: ВНИИОЭ Газпром, 1982. – № 4. – С. 12–14.

50. Хижняков В.И. Предупреждение выделения водорода при выборе потенциалов катодной защиты подземных стальных трубопроводов // Коррозия: материалы, защита. – 2009. – № 9. – С. 7–10.

51. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Издво «Елима», 2004. – 1024 с.

					Список используемых источников	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Stress corrosion cracking

Stress-corrosion cracking (SCC) is proved to be one of the main causes of pipeline failures. Based on the statistics data, SCC was the basic reason for pipeline failure (95%) during 1989- 2009, while other reasons made only 5 %. The relation of the corrosion and SCC defects detected at the external transmission oil and gas pipeline is as follows: 31,7 % – external corrosion, i.e. pitting; 68,3 % – SCC.

The present inline pipeline inspection technologies carried out along different measurement on a schedule pattern make it possible to obtain data concerning corrosion rate and specify the size of corrosion defects.

However, the present inline inspection technologies have some limitations. One of the main concerns is that only 60% of transmission pipelines are subjected to inline inspection. When it is not possible to obtain the required data on corrosion rate and defect size, the average values are usually accepted, which in its turn, significantly decreases the accuracy of the obtained data.

The use of the results obtained due to visual gas transmission pipeline inspection and experimental data is considered promising, with accuracy of corrosion rate estimates increasing.

The statistics of pipeline failures shown in Table 1 indicates that since 1997 pipeline failures caused by SCC have become the most widely-spread. In addition, the number of pipeline failures caused by corrosion is rather stable, while the number of failures caused by SCC increases. SCC-induced pipeline failures are basically occur in pipelines of big diameter: 1420, 1220, 1020, 820 и 720 mm. Pipelines of less diameter are made of the same steel. According to the statistics over 10 years (1996-2007), 5 % of SCC took place at the end of the 5th or 7th year of pipeline operation. The number of SCC is significantly greater when the pipeline is operated for more than 25 years.

Years	Relative number of pipeline failures		Distribution of SCC induced failures according to transmission line diameters, mm			
	SCC	Corrosion	720	102	122	142
1996	0.27	0.38	-	0	0	0.27
1997	0.36	0.30	-	-	0.25	0.10
1998	0.23	0.27	-	-	0.08	0.10
1999	0.27	0.20	-	0.04	-	0.20
2000	0.30	0.20	-	-	0.10	0.20
2001	0.60	0.20	-	0.10	0.20	0.20
2002	0.50	0.10	-	0.05	0.10	0.30
2003	0.40	0.10	0.05	-	0.20	0.10
2004	0.50	0.20	-	0.05	0.20	0.20
2005	0.50	0.10	-	-	0.30	0.10
2006	0.53	0.10	0.08	-	0.20	0.20
2007	0.61	0.20	0.05	0.06	0.20	0.30

Table 1. Dynamics of transmission pipeline failures caused by corrosion and SCC

Fig.1 shows the dynamics of gas pipeline failures in Russia (all diameters) caused by external corrosion and stress-corrosion. As it becomes obvious, the older the pipeline, the greater the number of pipeline failures due to external corrosion and SCC. It should be noted that the reasons for pipeline SCC, as well as SCC inspection have not been properly studied yet.

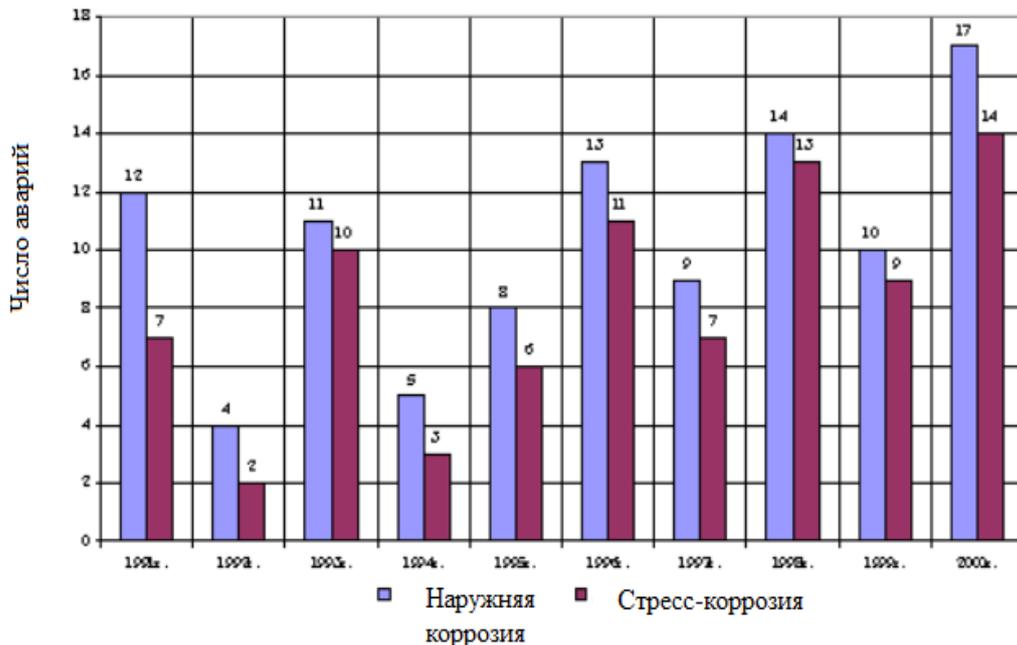


Fig 1. Dynamics of gas pipeline failures in Russia

The analysis of the statistical data has revealed that transmission pipeline failures are basically caused by external and internal corrosion.

Before being transported, oil and gas are treated to reduce the number of pipeline failures and accidents. That's why, only 6 % of pipeline failures are caused by internal corrosion, while the rest percentage is made by external corrosion and SCC, i.e. external pipeline surface which is usually cathodically protected.

As steel oil and gas transmission pipeline ages, SCC becomes a great concern for pipeline engineers. For example, the number of pipeline accidents caused by SCC did not exceed 10% of total accidents up to 1990. It has been reached almost 38% over the past 11 years.

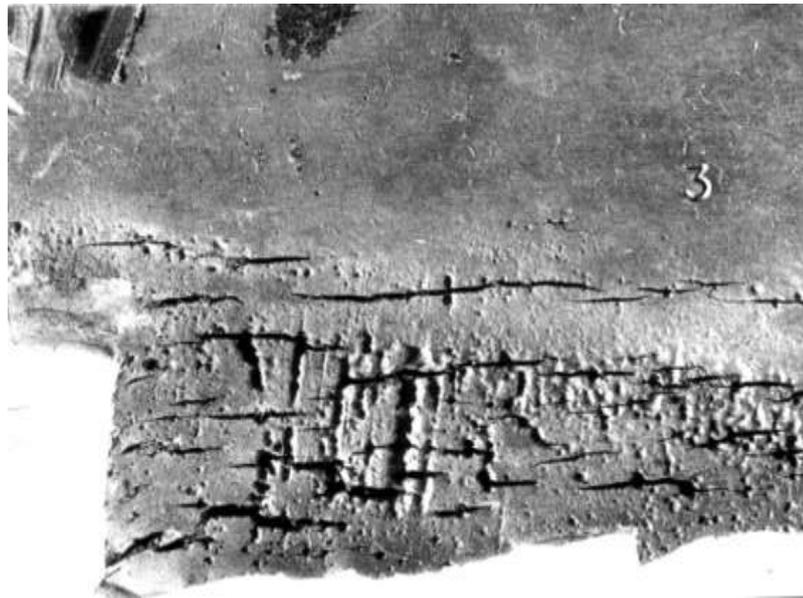


Fig. 1. Stress-corrosion cracking on the external pipeline surface



Fig. 2. Fragments of gas pipeline destroyed by SCC

In Russia, SCC has been investigated since 1983. Since then, pipeline failures caused by SCC have been registered and recorded. One of the basic characteristic features of pipeline deterioration caused by SCC is the absence of any vivid corrosion defects on the external pipeline surface accompanied crackings of different shape.

Therefore, due to a great number of pipeline systems in Russia and long operation period, SCC is of great concern.

A)



B)

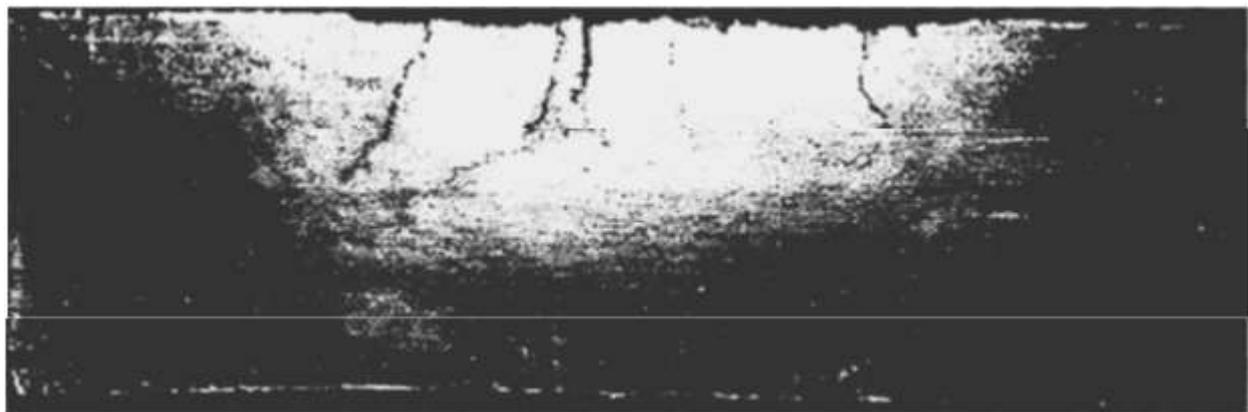


Fig.3. Pipeline wall subjected to SCC (cathodically protected): A)- sectional view; B) – profile view

The potential sources of hydrogen are as follows: sulfurous gas, water, carbonate and nitrogen compounds, sulfate-reducing bacteria, etc. They are destroyed by the impact of cathodic protection electric field to yield free hydrogen ions. Cathodic protection causes formation of atomic hydrogen at the metal surface that is cathodically protected $H^+ + e \rightarrow H_{adc}$. The adsorbed hydrogen atoms react with iron to form interstitially dissolved atom. Hydrogen atom absorbed by pipeline ion dissociates into a proton, while its electron becomes the component of electron gas. The crystal lattice parameter equals 0,00000008 cm, while the size of proton

0,00000000000013 cm, i.e.10 000 times smaller. Hydrogen atoms dissociate into molecules in crystal structure defects, with the size exceeding the crystal lattice parameter. Therefore, the crystal lattice defects are considered “traps” for hydrogen.

Hydrogen is transferred until ion reaches a limiting deterioration of the centered crystal lattice of the pipeline wall, such as microvoids, microcrackings, displacement, non-metallic inclusions, etc. These places are proved to become the “traps” for hydrogen where it is adsorbed by one of the iron atoms and is no longer transferred. When the next ion is trapped, the catalic recombination takes place to form hydrogen molecules. A sharp increase in foreign inclusions leads to internal pressure rise up to 100-200 MPa, which in its turn results in local internal stress and crack formation. This process can repeat for several times, which leads to SCC of pipeline.

Stress-corrosion cracking (SCC) is defined as cracking of a material produced by the combined action of corrosion and tensile stress. There are two forms of external SCC on underground pipelines: high-pH SCC (also referred to as classical SCC) and near-neutral-pH SCC (also referred to as low-pH SCC). A characteristic of both forms of SCC is the development of colonies of longitudinal surface cracks in the body of the pipe that link up to form long, shallow flaws.

In some cases, growth and interlinking of the stress-corrosion cracks produce flaws that are of sufficient size to cause leaks or ruptures of pipelines. An example of an SCC colony that caused a pipeline failure is shown in Fig. 4.

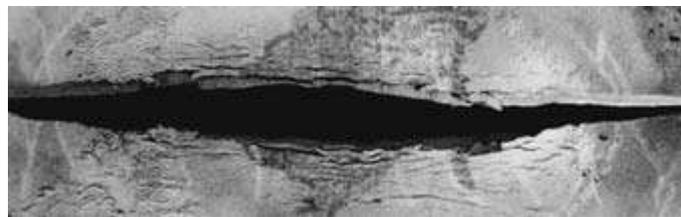


Fig. 4. Example of colony of stress-corrosion cracks on external surface of high-pressure gas transmission pipeline.

The high-pH form of SCC is intergranular, the cracks propagate between the grains

in the metal, and there is usually little evidence of general corrosion associated with the cracking. The near-neutral-pH form of SCC is transgranular—the cracks propagate through the grains in the metal—and it is associated with corrosion of the crack faces and, in some cases, with corrosion of the external surface of the pipe as well.

Stages of SCC

There is a real model for a pipeline containing stress-corrosion cracks. The model consists of four stages. In stage 1, the conditions for the initiation of SCC develop at the pipe surface. The coating disbonds, a cracking electrolyte develops at the pipe surface, and the pipe surface may become pitted or modified in other ways as a result of the presence of the electrolyte. Cracks begin to initiate in stage 2, and continued initiation, growth, and crack coalescence occur in stage 3. In stage 4, large cracks coalesce and final failure occurs. The coalescence of individual stress-corrosion cracks helps to determine whether a colony of cracks is an integrity concern. If cracks nucleate in close proximity to one another, crack growth may be dominated by the coalescence of collinear cracks. Coalescence can occur throughout the SCC life cycle. Depending on the size of the crack, either environmental or mechanical forces can cause the cracks to grow during stage 3.

In stage 4 of growth, coalescence may occur primarily by tearing, when mechanical loading has a stronger effect in producing crack growth.

Three conditions are necessary for SCC initiation and propagation in stages 2 and 3 to occur. These conditions generally differ for the two types of cracking:

- A potent environment develops at the pipe surface.
- The pipe steel is susceptible to SCC.
- A tensile stress of sufficient magnitude is present.

The two forms of external SCC are associated with two distinct environments that develop at the surface of underground pipelines. In the case of near-neutral-pH SCC, the cracking environment appears to be a dilute groundwater containing dissolved CO₂. The source of the CO₂ is typically the decay of organic matter and geochemical reactions in the soil. This form of cracking occurs under conditions in

which there is little if any CP current reaching the pipe surface, either because of the presence of a shielding coating, a high-resistivity soil, or inadequate CP design. In the case of high-pH SCC, CO₂ is also involved. Cathodic protection causes the pH of the electrolyte beneath disbonded coatings to increase, and the CO₂ readily dissolves in the elevated-pH electrolyte, resulting in the generation of a concentrated CO₃-HCO₃ electrolyte. Four factors determine whether either of these potent environments can develop at the pipe surface: coating, soil, CP, and temperature.

To date, one or both forms of SCC have occurred under polyethylene/polyvinyl chloride (PVC) tapes, coal-tar enamel, wax, and asphalt coatings. With these coatings, the SCC is associated with coating disbondment and shielding of the CP current by the coating. The near-neutral-pH form of SCC is most prevalent on tape-coated pipelines, while high-pH SCC has occurred most frequently on coal-tar-coated pipelines. Fusion-bonded-epoxy (FBE)-coated pipelines are very resistant to SCC. This resistance has been attributed to the grit-blasted surface preparation used with FBE coatings, which imparts a compressive residual stress, as well as the resistance of FBE coatings to disbondment and CP shielding. Other newer coatings, such as urethanes, also have these beneficial characteristics.

High-pH SCC has occurred in a wide variety of soils, covering a range in color, texture, and pH. The moisture content of the soil, the ability of the soil to cause coating damage, and localized variation in the level of CP are the primary soil-related factors affecting high-pH SCC. Recent research results have suggested that some minimum concentration of soluble cations in the soil, such as sodium or

potassium, must be present for high-pH SCC to occur. This notion is not altogether

surprising in that such ions must be present to maintain solubility of the carbonate and bicarbonate ions.

Near-neutral-pH SCC of tape-coated pipelines has been predominantly located in imperfectly to poorly drained soils in which anaerobic and seasonally reducing environmental conditions were present. On asphalt-coated pipelines, near-neutral-pH SCC has been found predominantly in extremely dry terrains consisting of either

sandy soils or a mixture of sand and bedrock. There was inadequate CP in these locations, based on pipe-to-soil potential measurements or pH measurements of electrolytes found beneath disbonded coatings.

Cathodic protection is closely related to the high-pH cracking process. The CP current collecting on the pipe surface at disbondments, in conjunction with dissolved CO₂ in the groundwater, generates the high-pH SCC environment. Cathodic protection can also place the pipe-to-soil potential in the potential range for cracking. The potential range for cracking generally lies between the native potential of underground pipelines and the potential associated with adequate protection. Because the rate of generation of the cracking environment is related to the CP current, it is likely that seasonal fluctuations in the CP system are associated with the cracking process. The potent cracking environment might be generated during portions of the year when CP levels are high, while cracking might occur when adequate protection is lost, such as in the summer months when the soil dries out.

It has become obvious that near-neutral-pH SCC occurs in the absence of significant CP. At dig sites on tape-coated pipelines, where near-neutral-pH SCC is found, the cracking is associated with locations where CP current was shielded from the pipe surface, based on pH measurements of electrolytes. The lower occurrence of SCC on the asphalt-coated portions of the system probably can be attributed to the higher levels of CP associated with this type of coating.

The incidence of high-pH SCC increases significantly with an increase in the operating temperature of a pipeline. Service failures have been reported at temperatures as low as 13 °C (55 °F), but 90% of the service and hydrostatic test failures have occurred within 16 km (10 miles) downstream from compressor stations (Ref 27). This behavior has been attributed to a decrease in the width of the potential range for cracking, coupled with a decrease in the maximum cracking velocity with decreasing temperature. Relevant research data and field experience indicate that there is less temperature dependence for near-neutral-pH SCC than for high-pH SCC.

Both forms of

SCC have occurred on a variety of sizes, grades, and vintages of line pipe steel. Stress-corrosion cracking has been found in flash welded, submerged arc welded (SAW), electric resistance welded (ERW), and seamless pipe. The chemical compositions of the failed pipes are typical for the vintage and grade, and there are no obvious unique metallurgical characteristics referred to the failures. The bond line of the weld seam of ERW pipe seems to have a lower resistance

to near-neutral-pH SCC than the base metal, possibly because of the presence of a more SCC susceptible microstructure at the weld, a higher than-normal residual stress, pits and arc burns associated with the ERW manufacturing process, or a lower fracture toughness. The coarse-grained heat-affected zone adjacent to the double submerged arc weld also has been found to be more susceptible to cracking than the base material in the near-neutral-pH environment. Results of recent research suggest that residual stresses from the pipe manufacturing process are important in affecting susceptibility to near-neutral-pH SCC.

Most of the intergranular (high-pH) stress-corrosion cracks found in gas transmission pipelines have been oriented in the longitudinal direction. This orientation indicates the importance of the hoop stress produced by the internal pressurization on the cracking process. The failures have occurred at hoop stresses ranging from 160 to 270 MPa (23 to 39 ksi), which corresponded to 46 to 76% of the specified minimum yield strength (SMYS) of the pipe steels. Most of the high-pH SCC failures have initiated at locations at which there was no indication of secondary stresses. These observations indicate that the typical field stresses experienced by operating gas transmission pipelines are sufficient for high-pH SCC to occur.

The majority of near-neutral-pH SCC failures are associated with features that enhance the local stress, indicating that the behavior is fundamentally different from high-pH SCC with regard to the role of stress in the crack initiation process. In most cases, near-neutral pH SCC has been associated with corrosion, gouges, or stress concentrations from the toe of the weld seam that raise the local stress above the hoop-stress levels calculated based on the internal pressurization. Significant SCC

has not been reported in class 2 and 3 pipeline locations, indicating that the hoop stress also is important.

Cyclic pressure fluctuations that normally occur on operating pipelines also affect SCC behavior. It has been demonstrated that the cyclic stress that results from these pressure fluctuations reduce the threshold stress for initiation of high-pH SCC and increase the rate of propagation of near-neutral-pH stress-corrosion cracks.

The most effective method to prevent corrosion or SCC on new pipelines is to use high performance coatings, applied to a surface abrasive blast cleaned to a white or near white metal surface finish, in conjunction with effective CP. An intact coating that prevents contact of electrolyte with the steel surface will prevent external corrosion or SCC.

The surface abrasive blast cleaning promotes good coating adhesion. A high-quality abrasive blast cleaning also will impart compressive residual stresses in the pipe surface that improve SCC resistance.

All coatings contain some defects or holes, referred to as holidays, that expose the bare pipeline steel to the underground environment. The function of the CP system is to protect these bare areas from corrosion. Methods of preventing corrosion and SCC on existing pipelines include minimizing the operating temperature and controlling the CP levels to values more negative than -850 mV CSE.

Minimizing pressure fluctuations on operating pipelines also is effective in preventing SCC initiation. A more detailed discussion of coatings and cathodic protection is given in this section.

Inadequate coating performance is a major contributing factor in the corrosion and SCC susceptibility of an underground pipeline. The specification states that the function of such coatings is to control corrosion by isolating the external surface of the underground or submerged piping from the environment, to reduce CP requirements, and to improve (protective) current distribution. Coatings must be properly selected and applied, and the coated piping must be carefully installed to fulfill these functions. The desired characteristics of the coatings include:

- Effective electrical insulation

- Effective moisture barrier
- Good adhesion to the pipe surface
- Applicable by a method that will not adversely affect the properties of the pipe
 - Applicable with a minimum of defects
- Ability to resist the development of holidays with time
- Ability to resist damage during handling, storage, and installation
 - Ability to maintain substantially constant resistivity with time
 - Resistance to disbonding
 - Resistance to chemical degradation
 - Ease of repair
 - Retention of physical characteristics
 - Nontoxic to environment
 - Resistance to changes and deterioration during above-ground storage and long-distance transportation

Bituminous enamels are formulated from coal-tar pitches or petroleum asphalts and have been widely used as protective coatings for more than 65 years. Coal-tar and asphalt enamels are available in summer or winter grades. These enamels are the corrosion coating; they are combined with various combinations of fiberglass and/or felt to obtain mechanical strength for handling. The enamel coatings have been the workhorse coatings of the industry, and when properly selected and applied, they can provide efficient long-term corrosion protection.

Enamel systems can be designed for installation and use within an operating temperature range of -1 to 82 °C (30 to 180 °F). When temperatures fall below 4.4 °C (40 °F), added precautions should be taken to prevent cracking and disbonding of the coating during field installation. Enamels are affected by ultraviolet rays and should be protected by kraft paper or whitewash. Enamels are also affected by

hydrocarbons, and the use of a barrier coat is recommended when known contamination exists. Bituminous enamel coatings are available for all sizes of pipe.

In recent years, the use of enamels has declined for these reasons:

- Reduced number of suppliers
- Restrictive environmental and health standards from the Occupational Safety and Health Administration, the Environmental Protection Agency, and the Food and Drug Administration
- Increased acceptance of other coating types
- Alternative use of coating raw materials as fuels

Asphalt mastic pipe coating is a dense mixture of sand, crushed limestone, and fiber bound together with a select air-blown asphalt. These materials are proportioned to secure a maximum density of approximately 2.1 g/cm³ (132 lb/ft³). This mastic material is available with various types of asphalt. Selection is based on operating temperature and climatic conditions to obtain maximum flexibility and operating characteristics. This coating is a thick (12.7 to 16 mm, or 1/2 to 5/8 in.) extruded mastic that results in a seamless corrosion coating. Extruded asphalt mastic pipe coating has been in use for more than 50 years.

Asphalt mastic systems can be designed for installation and use within an operating range of 4.4 to 88 °C (40 to 190 °F). Precautionary measures should be taken when handling asphalt mastics in freezing temperatures. Whitewash is used to protect it from ultraviolet rays, and this should be maintained when in storage. This system is not intended for use above ground or in hydrocarbon-contaminated soils.

Many different liquid systems are available that cure by heat and/or chemical reaction. Some are solvent types, and others are 100% solids. These systems are primarily used on larger-diameter pipe when conventional systems may not be available or when they may offer better resistance to operation temperatures in the 95 °C (200 °F) range.

Generally, epoxies have an amine or a polyamide curing agent and require a near-white blast-cleaned surface. Coal-tar epoxies have coal-tar pitch added to the epoxy resin. A coal-tar epoxy cured with a low-molecular-weight amine is especially

resistant to an alkaline environment, such as that which occurs on a cathodically protected structure.

Some coal-tar epoxies become brittle when exposed to sunlight. Extruded plastic coatings fall into two categories based on the method of extrusion, with additional variations resulting from the selection of adhesive. The two methods of extrusion are the crosshead or circular die, and the side extrusion or T-shaped die. The four types of adhesives are asphalt-rubber blend, polyethylene copolymer, butyl rubber adhesive, and polyolefin rubber blend.

To date, of the polyolefins available, polyethylene has found the widest use, with polypropylene being used on a limited basis for its higher operating temperature. Each type or variation of adhesive and method of extrusion offers different characteristics based on the degree of importance to the user of certain measurable properties.

Fusion-bonded epoxy (FBE) coatings are heat-activated, chemically cured coating systems. The epoxy coating is furnished in powdered form and, with the exception of the welded field joints, is plant applied to preheated pipe, special sections, connections, and fittings using fluid-bed, air spray, or electrostatic spray methods.

Fusion-bonded epoxy coatings were introduced in 1959 and were first used as an exterior pipe coating in 1961 and currently are the coatings most commonly used for new installations of large diameter pipelines. These coatings are applied to preheated pipe surfaces at 218 to 244 °C (425 to 475 °F). Some systems may require a primer system, and some require post heating for complete cure. A near-white blast-cleaned surface is required. The coating is applied to a minimum thickness of 0.3 mm (12 mils); in some applications, coating thicknesses range to 0.64 mm (25 mils), with the restriction not to bend pipe coated with a film thickness greater than 0.4 mm (16 mils). The FBE coatings exhibit good mechanical and physical properties and are the most resistant to hydrocarbons, acids, and alkalies.

A primary advantage of the FBE pipe coatings is that they cannot hide apparent surface defects; therefore, the steel surface can be inspected after it is coated. The

number of holidays that occur is a function of the surface condition and the thickness of the coating specified. Increasing the thickness minimizes this problem, and the excellent resistance to the electrically induced disbondment of these coatings has resulted in their frequent use as pipeline coatings.

Field and mill-applied tape systems have been in use for more than 30 years on pipelines. For normal construction conditions, prefabricated cold-applied tapes are applied as a three-layer system consisting of a primer, corrosion-preventive tape (inner layer), and a mechanically protective tape (outer layer). The function of the primer is to provide a bonding medium between the pipe surface and the adhesive or sealant on the inner layer. The inner-layer tape consists of a plastic backing and an adhesive. This layer is the corrosion-protective coating; therefore, it must provide a high electrical resistivity, low moisture absorption and permeability, and an effective bond to the primed steel surface. The outer-layer tape consists of a plastic film and an adhesive composed of the same types of materials used in the inner tape or materials that are compatible with the inner-layer tape. The purpose of the outer-layer tape is to provide mechanical protection to the inner-layer tape and to be resistant to the elements during outdoor storage. The outer-layer tape is usually a minimum of 0.64 mm (25 mils) thick.

The cold-applied multilayer tape systems are designed for plant coating operations and result in a uniform, reproducible, holiday-free coating over the entire length of any size pipe. The multiple-layer system allows the coating thickness to be custom designed to meet specific environmental conditions. These systems have been engineered to withstand normal handling, outdoor weathering, storage, and shipping conditions.

The three-layer polyolefin pipeline coating was developed in the 1990s as a way to combine the excellent adhesion of FBE with the damage resistance of extruded polyethylene and tape wraps. These systems consist of an FEB primer, an intermediate copolymer layer, and a topcoat consisting of either polyethylene or polypropylene.

The function of the intermediate copolymer is to bond the FBE primer with the polyolefin topcoat. Variations in these three-layer systems exist, most notably the use of either polyethylene or polypropylene for the topcoat. Polypropylene offers a higher temperature resistance but is more costly, both as a raw material and because higher temperatures are required for application.

Most topcoats are side extruded similar to extruded polyethylene coatings, although at least one product uses flame-spray polyolefin for a topcoat. Another variation in the three-layer systems is the thickness of the FBE primer layer.

Early generations of this product utilized a 50–75 mm (2–3 mil) primer which often proved to be inadequate to achieve the desired performance. More recent three-layer systems utilize a 200–300 mm (8–12 mil) primer as a standard thickness.

Wax coatings have been in use for more than 50 years and are still employed on a limited basis. Microcrystalline wax coatings are usually used with a protective overwrap. The wax serves to waterproof the pipe, and the wrapper protects the wax coating from contact with the soil and affords some mechanical protection. The most prevalent use of wax coatings is the over-the-ditch application with a combination machine that cleans, coats, wraps, and lowers into the ditch in one operation.

Приложение 1

Таблица 4.4.2

Результаты коррозионных испытаний стальных образцов в грунтах центральной части Западной Сибири с различными физико-химическими свойствами при различной влажности в отсутствие катодной защиты и при различных значениях катодной поляризации.

Δ , В	Тип грунта	Вла жность грун та, %	Плотн ость тока коррозии образцов без катодной защиты, $j_{корр}$, А/м ²	Плотн ость остаточного тока коррозии образцов под катодной защитой, $j_{ост}$, А/м ²	Отно шение плотности защитного тока к плотности коррозионн ого тока образцов без катодной защиты $j_{защ} / j_{кор}$
0 ,05	Тор ф	75	0,25*	0,156*	0,52
		100	0,08	0,05	0,56
	Гли на	21	0,15	0,092	0,47
		32	0,083	0,052	0,49
	Пес ок	12	0,23	0,143	0,51
		19	0,13	0,081	0,5
0 ,1	Тор ф	80	0,13	0,035	1,3
		110	0,087	0,026	1,24
	Гли на	20	0,16	0,043	1,22
		27	0,13	0,035	1,25
	Пес ок	8	0,075	0,025	1,24
		17	0,055	0,017	1,1
0 ,25	Тор ф	85	0,23	0,008	3,5
		120	0,081	0,006	3,1
	Гли на	18	0,10	0,004	3,5
		27	0,087	0,008	3,3
	Пес	11	0,14	0,006	3,7

	ок	17	0,1	0,005	3,3
0 ,3	Тор	77	0,18	0,004	6,6
	ф	109	0,1	0,007	7,1
	Гли	19	0,12	0,005	7,5
	на	28	0,084	0,004	6,7
	Пес	11	0,06	0,006	6,6
	ок	19	0,056	0,005	6,8
0 ,5	Тор	70	0,178	0,006	22,4
	ф	98	0,095	0,006	21,1
	Гли	16	0,088	0,008	20,2
	на	26	0,075	0,006	21,3
	Пес	17	0,085	0,007	18,6
	ок				
1 ,0	Тор	86	0,21	0,008	41,2
	ф	120	0,075	0,006	43,0
	Гли	17	0,06	0,008	40,7
	на	28	0,15	0,006	43,2
	Пес	10	0,3	0,007	44,1
	ок	18	0,16	0,005	43,4

* Плотность тока коррозии без катодной защиты и плотность остаточного тока коррозии на образцах под катодной защитой рассчитывали на основе убыли массы образцов за время коррозионных испытаний. В табл. приведены средние из трех параллельно испытанных образцов

Essay

Final qualifying work contains 128c, pic. 56, Table 26, istochnikov51, Annex 2.

Keywords: stress corrosion, hydrogen absorption surface cathodic polarization, modeling, stress-strain state, the current density, the surface of the metal pipe.

The object of research is the cathode - to protect the surface of pipelines. Subject of research - corrosion protection.

Purpose - analysis of the phenomenon of stress corrosion cracking and its causes.

During the study we examined the causes of corrosion - cracking and problems identified in the cathodic protection modes.

As a result, studies have suggested ways of solving the problem of stress - resistance to corrosion of pipelines.

Theoretical and practical significance of the work: results and suggestions can be used as a basis for the development of the stress assessment methods - corrosive influences. The research results are of practical interest for companies operating in the field of transportation of hydrocarbons, in particular, OAO "Gazprom", as increased pressure inside the pipe, promotes the development of stress - corrosion phenomena on the wall of the pipeline.

Application area:

This work is of interest to the companies working in the transportation of liquid and gaseous hydrocarbons, as ignoring corrosion cracking process can lead to severe environmental and financial consequences.