Стандартизация и унификация процесса контроля качества путём внедрения ЕТТ на трубную продукцию для обустройства месторождений нефти и газа.

ИТ-СЕРВИС

КОМПЛЕКСНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Профилирующим направлением деятельности ООО «ИТ-Сервис» является оказание услуг для нефтяной и газовой промышленности:

ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- Проектно-изыскательские работы (новое строительство, реконструкция, техническое перевооружение, консервация, ликвидация);
- Землеустроительные работы;
- Экологическая документация;
- Рекультивация нарушенных земель;
- Проекты геологического изучения недр;
- Проектирование, обработка и интерпретация сейсморазведочных данных 2Д и 3Д;
- Подсчет запасов нефти, газа, воды, проектирование разработки месторождений;
- Проекты горных отводов, маркшейдерских работ, планы развития горных работ;
- Разработка специализированного программного обеспечения для геологических, маркшейдерских служб.

СТРОИТЕЛЬСТВО

- Аудит производственных и технических возможностей предприятий-поставщиков;
- Техническая инспекция производства нефтепромыслового технологического оборудования, оборудования для нефтепереработки, оборудования ДЦИ, изготавливаемого как на отечественных, так и на зарубежных предприятиях;
- Входной контроль и техническая инспекция производства трубной продукции;
- Входной контроль МТР на складах Заказчика и промежуточных базах накопления;
- Оценка готовности подрядных организаций к выполнению СМР
- Строительный контроль;

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

- Коррозионный и гидравлический мониторинг трубопроводного транспорта;
- Экспертная оценка причин преждевременного выхода из строя нефтепромыслового оборудования;
- Разработка НТД на нефтегазопроводные и нарезные трубы, соединительные детали;
- Разработка специализированного программного обеспечения для управлений эксплуатации трубопроводных систем, геологических и маркшейдерских служб.
- Оперативный инжиниринг

Предприятие имеет все необходимые разрешительные документы для данных видов работ (свидетельства, лицензии, аккредитации)

Департамент специального металловедения. Основные направления работ

Экспертиза отказов, Технический арбитраж

Выполнены металлографические экспертизы различных объектов – погружного оборудования, труб нарезных и нефтегазопроводных, технологического оборудования.

Начиная с 2012 года проведено более 500 экспертиз образцов из сталей, сплавов никеля и сплавов меди, вышедших из строя в сложных H_2S- и CO_2-содержащих средах.

Участие в разработке новых материалов и технологий их производства

Разработаны и испытаны трубные стали марок 09ГСФ, 13ХФА, 08ХМФЧА, 15Х5МФБЧ, обладающие повышенной коррозионной стойкостью и эксплуатационной надежностью.

Совместно с НПО «ЦНИИТМАШ» разработана нержавеющая дуплексная сталь, получена золотая медаль «Метал-Экспо» в 2017 году.

За последние 10 лет выполнено более 30 НИР по данной тематике.

Специальное металловедение

Промысловые испытания. Мониторинг коррозии.

Проводятся промысловые испытания труб и соединительных деталей из новых марок стали на месторождениях РФ.

Начиная с 2012 года выполняются работы по мониторингу коррозии на объектах нефте и газодобычи.

Разработка нормативной документации

Выполняется разработка единых технических требований Нефтяных Компаний к трубной продукции, инструкций по эксплуатации нефтегазопроводных и нарезных труб, а также ТУ и ТС.

За последние 5 лет разработано более 10 нормативных документов.

Департамент специального металловедения. Научный потенциал.









Департамент специального металловедения

Департамент располагает лабораторно-исследовательской инфраструктурой, позволяющей проводить металлографические исследования, в т.ч. с применением растровой электронной микроскопии и микроанализа, коррозионные испытания в CO2- и H2S-содержащих средах, механические испытания.

Сотрудники Департамента постоянно участвуют в работе научно-практических конференций. Опубликовано более 100 научных статей в отечественных и международных изданиях. Уровень компетентности сотрудников подтвержден учеными степенями: в составе Департамента 6 кандидатов и один доктор наук.

По результатам выполнения НИР, а также собственных инициативных и научных исследований, получено более 15 патентов.

Алгоритм разработки нормативной документации для НГДК.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ЭЕСПЛУАТАЦИИ (ВТД, УЗК, мониторинг, экспертиза отказов)

Отчет

Классификация условий эксплуатации:
- по степени агрессивности сред;
- по климатическим факторам;
- по превалирующему механизму коррозии;

Отчет

Определение критериев выбора материалов в зависимости от условий эксплуатации (на базе действующих ГОСТ и зарубежных стандартов)

Отчет

Формирование проекта ЕТТ к выбору материалов и конструктивному исполнению согласно условиям эксплуатации

Согласование проекта ЕТТ с Производителями трубной продукции и металлопроката.

Утверждение проекта ЕТТ, установка адаптационного периода для разработки ЛНД Производителей.

Введение в действие ЕТТ

Инспекционный контроль за производством продукции в соответствии с требованиями ЕТТ

Алгоритм разработки нормативной документации для Производителей трубной продукции и металлопроката

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРОИЗВОДСТВА (ознакомление с производством, технический аудит)

Отчет

Формирование требований к Продукту на основании:
- потребностей Заказчика;
- конструктивных особенностей;
- материального исполнения.

Отчет

Определение перечня испытаний, позволяющих подтвердить качество продукции (на базе действующих ГОСТ и зарубежных стандартов)

Отчет

Сопровождение процесса изготовления опытных образцов продукции и испытаний образцов.

Отчет

Формирование проекта ТУ на Продукцию

Согласование проекта ТУ с заинтересованными Заказчиками.

Введение в действие ТУ

При необходимости выполнение комплекса типовых испытаний продукции на соответствие требованиям ТУ

Департамент специального металловедения. Опыт выполнения работ.



Основными заказчиками услуг являются нефтегазодобывающие предприятия и крупнейшие заводы России и ближнего зарубежья:

- ПАО «НК «Роснефть»
- ПАО «Газпром нефть»
- АО «Зарубежнефть»
- ООО «Иркутская нефтяная компания»,
- ООО «Байтекс» (Mol Rus Group),
- ООО «Сладковско-Заречное»
- ООО «Газпром добыча Уренгой»
- Karachaganak Petroleum Operating B.V.,
- North Caspian Operating Company B.V.
- АО «Ачимгаз»
- ПАО «Северсталь»
- ПАО «ТМК»
- АО «ОМК»
- Группа ЧТПЗ
- НПО «ЦНИИТМАШ»
- ОАО «Газпромтрубинвест»

1 «Разработка регламента на применение стальных нефтегазопроводных труб повышенной эксплуатационной надежности, с учетом условий эксплуатации, назначения трубопровода и реализованной системы антикоррозионной защиты» для ОАО НК «Роснефть»

2 «Разработка документированных процедур оптимизации пропускной способности трубопроводных систем нефтесбора и ППД под перспективные объемы добычи жидкости для ОАО «Самаранефтегаз»

3 «Разработка «Методических указаний по организации и исполнению «Качество трубной продукции, проектирование и строительство промысловых трубопроводов ОАО «Газпром нефть» в целях обеспечения их целостности» для ОАО «Газпром нефть»

4,5,6,7 Разработка нормативной и технической документации для трубопрокатного производства: ОАО «СинТЗ», АО «ГАЗПРОМТРУБИНВЕСТ» , ОАО «ЧТПЗ», АО «ВМЗ».

8 Разработка Инструкции по подбору, расчету и эксплуатации насосно-компрессорных труб в добывающих и в нагнетательных скважинах на месторождениях ООО «Сладковско-Заречное» в осложненных условиях негативного влияния коррозионно-агрессивных сред.

9,10 «Разработка методических указаний «Единые технические требования к трубной продукции, соединительным деталям, антикоррозионному покрытию (наружному, внутреннему), тепло, гидроизоляционным материалам» и «Единые технические требования к неметаллическим трубам и соединительным деталям» для объектов трубопроводного транспорта и сооружений группы компаний «ИНК»

Спасибо за внимание!



РОСНЕФТЬ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ СРЕДАХ

В.Э. Ткачева, В.И. Валекжанин, А.Н. Маркин
ООО «РН-БашНИПИнефть», ФГБОУ ВО ТИУ

V Научно-техническая конференция
«КОРРОЗИЯ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»
7-8 сентября, 2021 г., г. Самара

Процессы и объекты исследования в процессах «Upstream»

Решение проблем коррозионных и других видов осложнений в процессах нефтедобычи входит в компетенции созданного на базе Департамента инжиниринга добычи в 2015 г., спец. института химизации производственных процессов.

ТРАНСПОРТИРОВКА ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
– обеспечение целостности трубопроводов;
– увеличение пропускной способности

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА
– сохранение добычного потенциала скважин;
– восстановление / повышение продуктивности пласта



Цель борьбы с осложнениями – максимальная эффективная и безопасная эксплуатация нефтепромыслового оборудования на ключевых этапах процесса нефтегазодобычи

Специализированный Институт по химизации производственных процессов РН–БашНИПИнефть (СИ ХПП)

ПОДГОТОВКА ТОВАРНОЙ НЕФТИ И ГАЗА
– обеспечение стабильности процессов подготовки товарной нефти и газа

2

КЛАССИФИКАЦИЯ КОРРОЗИОННЫХ ОТКАЗОВ



ПК «Требования по классификации причин отказов и порядок расследования отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин» № П1-01.05 Р-0411

Коррозионные отказы подразделяются по типу влияния на них коррозионно-агрессивных газов:

- «Углекислотная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС углекислого газа (CO2).
- «Сероводородная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС сероводорода (H2S).
- «Кислородная коррозия» одной из основных причин коррозии является содержание в ГЖС кислорода (O2).

Исследование причины отказа муфты НКТ



Аварийная муфта («полет») насосно-компрессорной трубы Ø73х5,5 (73 К А 224 2076)



Дебит жидкости 31 м^3/сут., обводненность 45%
P_{H_2S} = 0,023 МПа; P_{CO_2} = 0,112 МПа
Наработка ремонтной муфты 78 дней

Состав попутно добываемой воды

Показатель	Значение	Единицы измерения
Ca^{2+}	2669,2	мг/дм^3
Mg^{2+}	129,7	
$K^+ + Na^+$	73349,46	
Cl^-	115588,0	
HCO_3^-	171,6	
SO_4^{2-}	1564,5	
Fe^{2+}	0,24	
Минерализация	194640	
КВЧ	132	
pH	7,1	



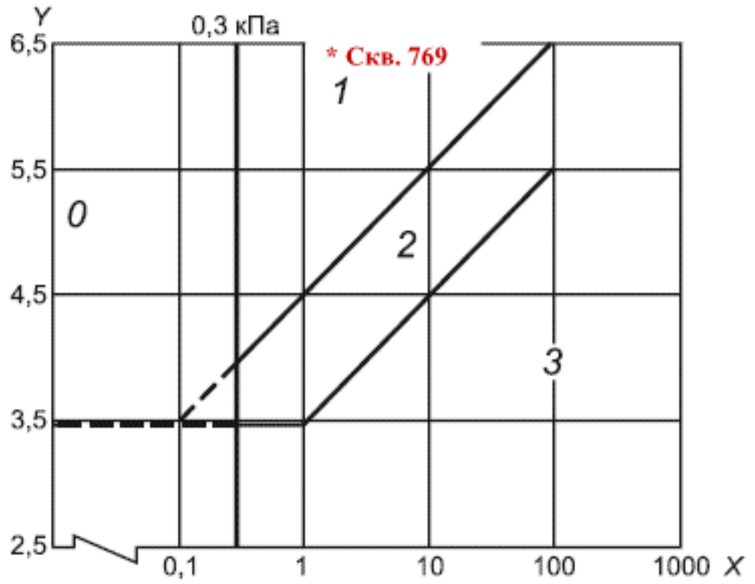
Механическое смятие торца муфты 1-21 в области сквозного излома

1. Визуальное обследование муфты

- Продольный сквозной излом длиной 130 мм (по всей длине муфты). Максимальное раскрытие – 3,84 мм. Других видимых трещин, характерных для СКРН не обнаружено.
- На внешней поверхности отмечены задиры на теле муфты от плашек гидроключа и следы механических повреждений после операции свинчивания-развинчивания. В области излома с наружной части этот тип повреждений отсутствует.
- Внутренняя поверхность муфты покрыта более чем на 50% отложениями (1,5 мм), что свидетельствует о негерметичности муфты.
- Резьбоуплотнительная смазка («Русма-1») сохранилась на отдельной части муфты и НКТ, что не соответствует установленному гарантийному сроку - 6 мес. Нарушение может быть связано с качеством смазки или технологией ее нанесения.
- Очищение ниппельной части горячим мыльным раствором и ветошью от резьбоуплотнительной смазки показывает незащищенные от коррозии области, где сохранились продукты коррозии, смываемые травильным раствором
- Механическое повреждение муфты - смятие торца со стороны излома, которое послужило концентратором напряжения при эксплуатации (рис. слева). Возможная причина - удары при посадке трубы в муфту.
- Линейные размеры муфты и НКТ соответствуют ГОСТ 31446-2017. Тип резьбы муфты – треугольная

Классификация коррозии по условиям протекания в зависимости от парциальных давлений коррозивных газов*

Вид коррозии по условиям протекания	Парциальное давление сероводорода $P_{(H_2S)}$	Парциальное давление углекислого газа $P_{(CO_2)}$
Углекислотная	< 0,3 кПа	> 50 кПа
Сероводородная	> 0,3 кПа	< 50 кПа
Смешанная	> 0,3 кПа	> 50 кПа



X - парциальное давление H_2S, кПа; Y - уровень pH; 0 - зона 0; 1 - SSC зона 1; 2 - SSC зона 2; 3 - SSC зона 3

Рис. Определение коррозивности сред, содержащих сероводород в соответствии с ГОСТ Р 53678 (ИСО 15156-1)

*Классификация применяется при подборе материала НКТ для добывающих скважин на предприятии по изготовлению продукции для нефтедобывающей отрасли «Трубная металлургическая компания» (ТМК).

2. Физико-химическая характеристика коррозивной среды

- Значения парциальных давлений коррозивных газов позволяет ***классифицировать коррозию по условиям протекания***, ***как смешанную***, что подтверждают результаты рентгеноспектрального анализа
- Индекс Ларсена-Скольда (ИЛС), характеризующий коррозивность воды по отношению к низкоуглеродистой стали металла ВСО, представляющий собой отношение $(rCl^- + rSO_4^{2-})/(rHCO_3^- + rCO_3^{2-})$, составляет 861,62, ***Значение ИЛС свидетельствует о повышенной коррозивности среды.***
- ГОСТ 53678-2009 позволяет потребителю проводить оценку и выбор материалов, стойких к СКРН (SSC), на основе данных об агрессивности эксплуатационной среды. Применение такого подхода требует знания pH эксплуатационной среды и парциального давления, а также их изменений во времени (рис. слева). ***По коррозивности среда относится к зоне 1 – СКРН (SSC) в соответствии с ГОСТ 53678-2009***. Эксплуатация ВСО при данных условиях требует подбора материала сплава в соответствии с Приложением А.2 (пп. А.2.1.2-2.1.9) ГОСТ 53678-2009.

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 53678— 2009 (ИСО 15156-2:2003)

Нефтяная и газовая промышленность

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В СРЕДАХ, СОДЕРЖАЩИХ СЕРОВОДОРОД, ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

Часть 2

Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов

ISO 15156-2:2009

Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H_2S-containing environments in oil and gas production — Part 2: Cracking-resistant Carbon and low-alloy steels, and the use of cast irons (MOD)

Издание официальное

Москва Стандартинформ 2011

Требования к сталям ГОСТ 53678

Среди требований к металлопродукции:

Изделия из углеродистых и низколегированных сталей используют при максимальном значении твердости 22 HRC при условии, что они содержат менее 1% никеля, не изготовлены из автоматной стали и их поставляют в одном из следующих состояний:

a) горячекатаном (только для углеродистых сталей);b) отожженном;

c) нормализованном;

d) нормализованном и отпущенном;

e) нормализованном, закаленном и отпущенном;

f) закаленном и отпущенном.

.....

A.2.2.3 Обсадные и насосно-компрессорные трубы и детали к ним

A.2.2.3.1 Обсадные и насосно-компрессорные трубы по ГОСТ Р 53366 допускаются к применению в температурных пределах, указанных в таблице A.3, и при наличии положительных результатов испытаний на стойкость к SSC...

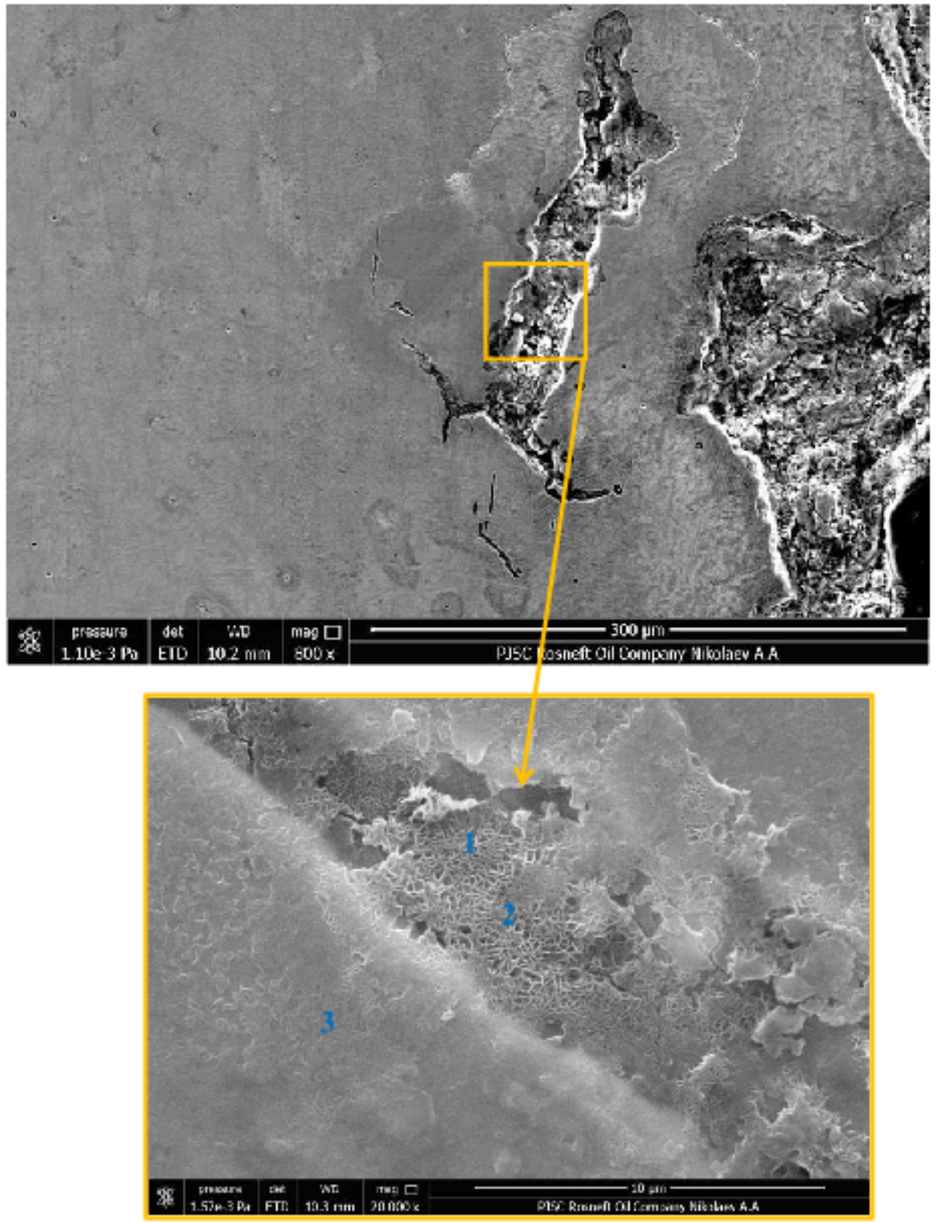
Углеродистые и низколегированные стали, металлургические полуфабрикаты, соответствующие требованиям A.2, с имеющимися исключениями сертифицированы на соответствие требованиям настоящего стандарта без последующих испытаний на SSC. Тем не менее, ***испытания на SSC, которые предусмотрены в нормативной документации на изделие, должны быть проведены в полном объеме с положительным результатом***.»

ГОСТ 53678: Углеродистые и низколегированные стали, металлургические полуфабрикаты, соответствующие требованиям А.2, с имеющимися исключениями сертифицированы на соответствие требованиям настоящего стандарта без последующих испытаний на SSC. Тем не менее, ***испытания на SSC, которые предусмотрены в нормативной документации на изделие, должны быть проведены в полном объеме с положительным результатом***.»

3. Определение элементного химического состава стали муфты

Химический анализ материала муфт проводился методом рентгеноспектрального флуоресцентного анализа (РФА)

Измерения	Массовая доля элементов, %													
	Fe	C	Mn	Cr	Si	Ni	Cu	Mo	Co	Al	S	P	Sn	V
1-21	Осн..	-	1,703	0,377	0,35	0,295	0,228	0,056	0,035	0,032	0,029	0,016	0,009	0,006
Погрешность измерения	±0,015	-	±0,0005	±0,0016	±0,013	±0,011	±0,0014	±0,0018	±0,0078	±0,0018	±0,015	**±0,06**	±0,0005	±0,0016
	Требование ГОСТ 31446 для группы прочности «К»													
											не более 0,03%	не более 0,03%		



Вторичная микротрещина на теле муфты НКТ 73 х 5,3 К в области сквозного растрескивания (сверху) и микроструктура металла в очаге трещины (поперечный шлиф)

4. Металлографические исследования муфты (растровая электронная микроскопия). Характерные для СКРН (SSC) вторичная микротрещина (слева) и элементный спектр

Точка 1	Элемент	Вес,%	Атом.%
	C	0.10	0.43
	Si	0.14	0.25
	S	4.63	7.45
	Cl	7.34	10.68
	Cr	1.07	1.07
	Mn	1.54	1.44
	Fe	85.18	78.67

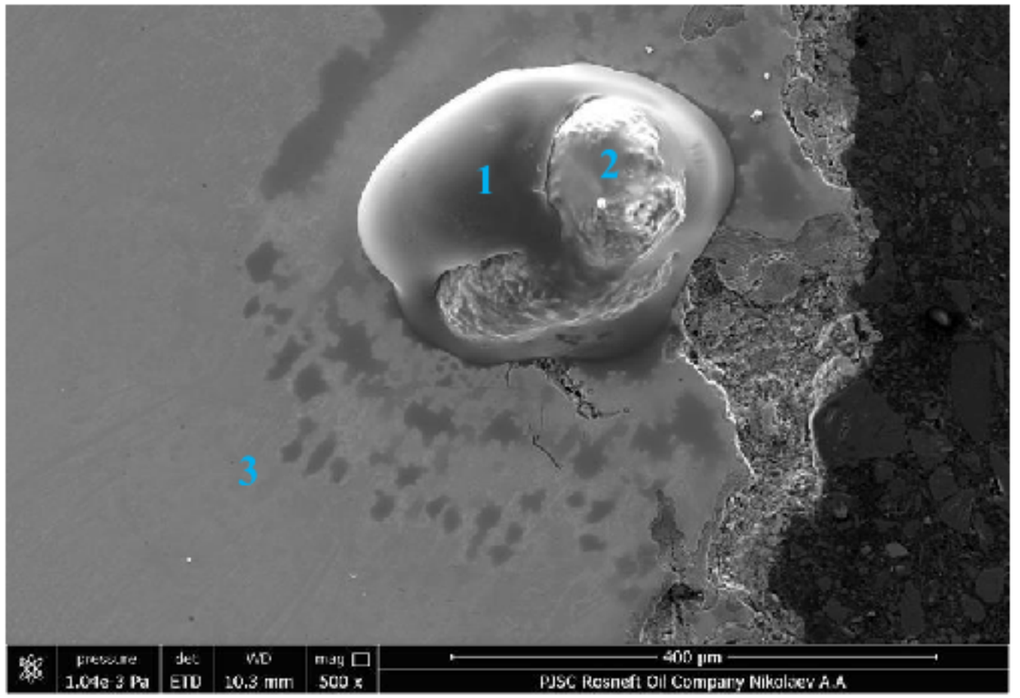
Точка 2	Элемент	Вес,%	Атом.%
	C	0.17	0.69
	S	15.56	23.34
	Cl	6.61	8.97
	Cr	1.17	1.09
	Mn	1.19	1.04
	Fe	75.29	64.87

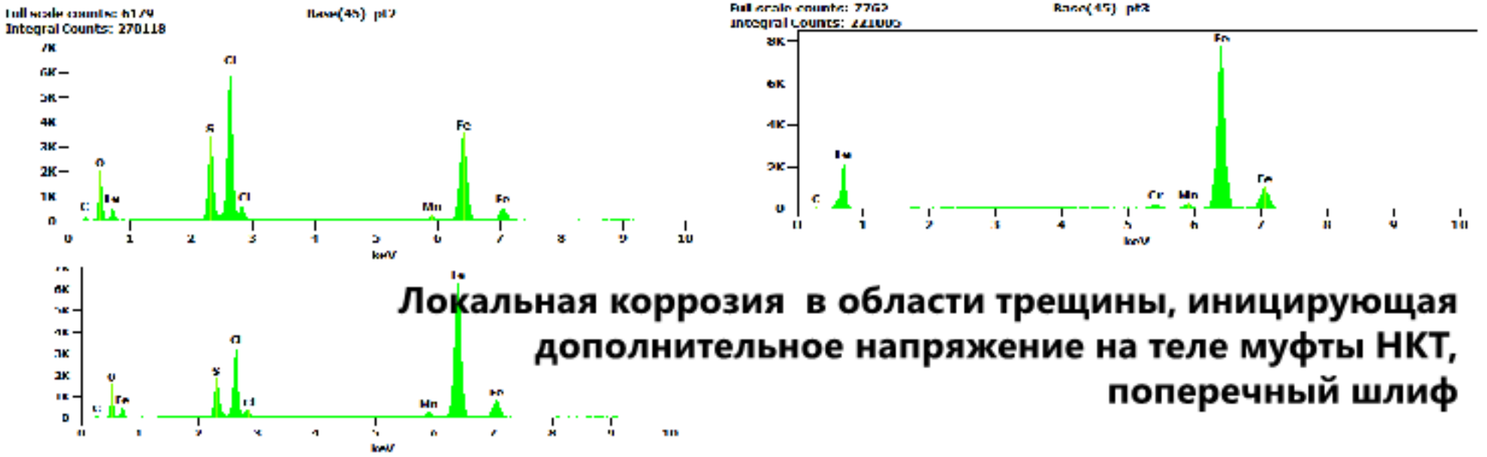
Точка 3	Элемент	Вес,%	Атом.%
	C	0.36	1.65
	Cr	0.16	0.31
	Mn	0.10	0.16
	Fe	1.04	1.10

3. Металлографические исследования муфты (растровая электронная микроскопия).



Водородное растрескивание (HIC), продольный шлиф





Локальная коррозия в области трещины, инициирующая дополнительное напряжение на теле муфты НКТ, поперечный шлиф

LV. Требования к применению технических устройств и инструмента для работы в средах с содержанием сернистого водорода

1460. Оборудование, аппаратура, трубопроводы, а также внутрискважинное оборудование, бурильные, обсадные и лифтовые трубы, подверженные воздействию сернистого водорода, должны выбираться с учетом параметров технологических процессов и характеристики коррозионно-агрессивной среды. Области использования оборудования в стандартном и устойчивом к СКР исполнениям указаны в таблицах № 1 и № 2 приложения № 4 к настоящим Правилам.

При эксплуатации оборудования должна обеспечиваться ингибиторная защита.

1461. При отклонениях от установленных критериев выбора оборудования, по согласованию с организацией, эксплуатирующей ОПО, разрешается использование стандартного оборудования в коррозионно-агрессивной среде с обязательной подачей ингибитора коррозии и сокращение сроков проведения контрольных испытаний (проверок).

1463. Для защиты от коррозии технологического оборудования и трубопроводов систем добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и конденсата, эксплуатационной и лифтовой колонн, внутрискважинного и другого оборудования, эксплуатируемого в условиях воздействия сернистого водорода, должны применяться ингибиторы коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.

РОСНЕФТЬ

5. Эксплуатационные ограничения по коррозивности среды

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных от 15.12.2020, установлены «Требования к применению технических устройств и инструмента для работы в средах с содержанием сернистого водорода», согласно которым:

Скважина № «X» месторождения «Y» в процессе эксплуатации подлежит ингибиторной защите. В связи с отсутствием на текущий момент таблицы взаимозаменяемости химических реагентов для данного ОГ необходимо инициировать работу по ее созданию.

№ п/п	Объект	№ п/п	Промышленное наименование ингибитора коррозии
1	ЦДНГ-Х (скважины)	1	Ингибитор коррозии-бактерицид Сонкор-9920 марка Д
		2	Ингибитор коррозии ИТПС-604 марка А
		3	Ингибитор коррозии Химтехно 6017 марки А серии 2
		4	Ингибитор коррозии ВИТЕРАСОЮЗ-2000 марка ВР-3
2	ЦДНГ-У (скважины)	5	Ингибитор коррозии-бактерицид Сонкор-9920 марка Д
		6	Ингибитор коррозии ИТПС-604 марка А
		7	Ингибитор коррозии Химтехно-6017 марки А серии 2
		8	Ингибитор коррозии ВИТЕРАСОЮЗ-2000 марка ВР-3

Промышленные ингибиторы сероводородной и биологической коррозии, применяемые на скважинах с сероводородсодержащими средами, на примере ОАО «Удмуртнефть»

По результатам металлографической экспертизы отказавших узлов погружного оборудования эксплуатации преимущественно находится ВСО из углеродистых и низколегированных сталей.
Для рассмотрения возможных ингибиторов коррозии по их активной основе (действующему веществу), применяемые в настоящее время на месторождениях с сероводородсодержащими средами (эксплуатируемые в ПАО «НК «Роснефть»), в качестве примера рассмотрен опыт одного ОГ (со схожими средами). Утвержденный на 2022-2023 гг. перечень применяемых ингибиторов коррозии (ТВХР) на месторождениях с сероводородсодержащими средами, представлен в таблице.

Базовый ингибитор коррозии

№ п/п	Промышленное наименование ингибитора коррозии	Наименование активных основ ИК и других компонентов	Концентрация, % масс.	Рекомендации по применению
1	Ингибитор коррозии бактерицид «Сонкор-9920 марка Д»	**Алкилимидазолин (активная основа)**	22-27	Предназначен одновременно для подавления роста СВБ, защиты от коррозии и наводораживания металла в процессах добычи и транспорта нефти, добычи газа и утилизации сточных вод, содержащих сероводород и углекислоту [Паспорт безопасности химпродукции РПБ № 00151816 24 43879, ТУ 2458-030-00151816-2004 с изм. № 1-4. Ингибитор коррозии-бактерицид Сонкор-9920]
		Неонол	3-5	
		Толуол	3-5	
		Вода	15-20	
		Метанол	Остальное	

Активные основы промышленных ингибиторов сероводородной и биологической коррозии, проявившие наибольшую эффективность по результатам лабораторных и опытно-промысловых испытаний, рекомендованные к применению на скважинах ОАО «Удмуртнефть»

№ п/п	Промышленное наименование ингибитора коррозии	Наименование активных основ ИК и других компонентов	Концентрация, % масс.	Рекомендации по применению
	Ингибитор коррозии ИТПС-604 марка А	Метанол	39-46	Рекомендуется для защиты трубопроводов системы сбора нефти и поддержания пластового давления (ППД), в нефтепромысловых средах, содержащих сероводород, углекислоту и СВБ, при наличии кислорода не более 1,0 мг/дм^3. Самодиспергируемый тип ИК [Паспорт безопасности химпродукции РПБ № 27913102 24 40272, Инструкция по применению химпродукта – Ингибитор коррозии ИТПС-604 (2016 г.), ТУ 2458-027-27913102-2015. Ингибитор коррозии ИТПС-604]
		Имидазолины (основная активная основа)	8,8-15,5	
		Алкилдиметилбензиламмоний хлорид	0-4,4	
		Димителфосфонат (вторая активная основа)	1,4-6,5	
		Неонол	2-9,2	
		Вода	30-39	
	Ингибитор коррозии Химтехно-6017 марки А серии 2 (бактерицид) Зарегистрирован с названием «Реком-6017А2»	**Жирные кислоты таллового масла (активная основа)**	26-49	Рекомендуется для защиты водоводов системы ППД, в т.ч. зараженных СВБ, и для защиты нефтпроводов, транспортирующих высокообводненную нефть. [Паспорт безопасности химпродукции РПБ № 48680808 24 44965, Инструкция по применению ингибитора коррозии-бактерицида Реком-6017 для защиты нефтепромыслового оборудования и коммуникаций в системе
		Неонол АФ	6-11	
		Реком-17, в том числе триэтаноламин (вторая активная основа)	3-6	
		Нефрас А 130/150	31-57	

Активные основы промышленных ингибиторов сероводородной и биологической коррозии, проявившие наибольшую эффективность по результатам лабораторных и опытно-промысловых испытаний, рекомендованные к применению на скважинах ОАО «Удмуртнефть»

Описание состава и условий применения ингибиторов сероводородной коррозии выполнено исключительно на основе нормативной документации от производителя: паспорта безопасности химической продукции, технических условий, инструкции по применению реагента



Отложения с внутренней поверхности муфты

Классификация коррозии:

- ***По условиям протекания коррозия – смешанная (H2S + CO2)***
- ***По механизму разрушения – СКРН (SSC), ВР (HIC)***
- ***По механизму протекания - электрохимическая***

6. Исследование состава отложений с внутренней поверхности муфты

Название соединения	Химическая формула	Содержание, %
Сидерит	$FeCO_3$	23,08
Макинавит	FeS	8,27
Кварц	SiO_2	7,65
Акаганеит	$Fe_8O_8(OH)_8$	11,98
Гематит	Fe_2O_3	5,53
Магнетит	$Fe_{2,946}O_4$	3,75
Галит	NaCl	0,25
Кальцит	$Ca(CO_3)$	14,36
Грейгит	Fe_3S_4	4,42
Марказит	FeS_2	4,69
Ромбоклаз	$FeH_9O_{12}S_2$	1,44
Кварц (low)	SiO_2	14,58

Методом рентгеноспектрального анализа установлен минеральный состав отложений с внутренней поверхности муфты. На 23% продукты коррозии представлены сидеритом. Сульфид железа обнаружен в трех полиморфных формах – макинавит, грейгит, марказит. На 15% отложения представляют кварц.

№ П/П	ОТКАЗАВШИЙ УЗЕЛ	ОТКАЗАВШИЙ ЭЛЕМЕНТ	ХАРАКТЕР НЕИСПРАВНОСТИ	ПОЛНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ
1	2	3	4	5
162	НКТ	муфта	негерметичность - коррозия	НКТ - муфта - негерметичность - коррозия

Перечень обязательных лабораторных исследований по ОФ «Коррозионная агрессивность» в соответствии с ПК № П1-01.05 Р-0411

№ П/П	ВИД ОСЛОЖНЯЮЩЕГО ФАКТОРА	ВИД ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
1	2	3
2.	Коррозионная агрессивность	▪ 10-ти компонентный анализ попутно добываемых пластовых вод. ▪ Качественный и количественный состав коррозионного отложения. ▪ Определение количественного и качественного состава агрессивных газов. ▪ Определение бактериологической заражённости. ▪ Замер скорости коррозии среды.

6. Классификация отказа согласно Положению КомпанииN° П1-01.05 Р-0411

Классификация отказа проведена в соответствии с ПК № П1-01.05 Р-0411 «Требования по классификации причин отказов и порядок расследования отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин». В соответствии с обязательным к применению «Классификатором отказавших узлов, отказавших элементов, характеров неисправностей/повреждений» (табл. 2) данный отказ классифицирован «НКТ - муфта - негерметичность – коррозия».
Лабораторные исследования по осложняющему фактору коррозионной агрессивности были проведены в соответствии с ПК № П1-01.05 Р-0411 (Приложение № 5)

Остаточные механические свойства	Предел прочности, $\sigma_в$, МПа	Предел текучести, $\sigma_т$, МПа	Относительное удлинение, δ_5, %	Твердость HRC, ед.	Поглощенная энергия удара, Дж
Значение	1000	**820**	**11,5**	31,2	**2,0**
Требования ГОСТ 31446-2017	Не менее 655	379-552	Не менее 12	Не регламентирует	Не менее 14,85

6. Остаточные механические свойства материала муфты (ремонтной)

- Значения механических свойств, полученные при испытаниях на одноосное растяжение, составляют: предел прочности 1000 МПа, относительное удлинение 13,2 %, что соответствует требованиям ГОСТ 31446-2017; предел текучести 830 МПа, что не соответствует требованиям ГОСТ 31446-2017.
- Твердость металла муфты составляет 31,2 HRC. ГОСТ 31446-2017 не регламентирует значение твердости для группы прочности К. Полученное значение твердости 31,2 HRC превышает значение, определяемое ГОСТ 53678: «Изделия из углеродистых и низколегированных сталей используют при максимальном значении твердости 22 HRC… Регулирование твердости может быть достаточным средством достижения стойкости к СКРН».
- Значения поглощенной энергии удара металла муфты с V-образным концентратором при температуре испытаний 0 °С составляют – 2,0 Дж, что не соответствует требованиям ГОСТ 31446-2017 для муфт группы прочности К.

Воздействие сероводорода проявляется тем сильнее, чем выше прочностные характеристики металла – твердость, пределы текучести и прочности.

Выводы по результатам лабораторных исследований

1. Отказ классифицирован, как «НКТ - муфта - негерметичность – коррозия» в соответствии с ПК № П1-01.05 Р-0411.
2. Показана негерметичность резьбового соединения муфты, вызванная неравномерностью покрытия резьбоуплотнительной смазкой. Максимальная толщина слоя отложений на внутренней поверхности муфты составила 1,5 мм.
3. Резьбоуплотнительная смазка («Русма-1») сохранилась на отдельной части муфты и НКТ, что не соответствует установленному гарантийному сроку - 6 мес.
4. Для работы в коррозивных средах, содержащих диоксид углерода и сероводород, рекомендована резьбоуплотнительная смазка «Русма-1и» (ТТР № П1-01.05 ТТР-0002 (версия 2.0)) .
5. Выявлено механическое повреждение муфты - смятие торца со стороны излома, которое послужило первичным концентратором напряжения при эксплуатации. Возможная причина - удары при посадке трубы в муфту.
6. Показано влияние коррозивного газа – сероводорода (H2S) на растрескивание муфты - эксплуатационная среда характеризуется средним содержанием сероводорода в соответствии с классификацией, используемой в Компании.
7. Скважина месторождения относится к зоне 1 – СКРН (SSC) в соответствии с ГОСТ 53678-2009, что говорит о риске возникновения СКРН.
8. Значение индекса Ларсена-Скольда свидетельствует о повышенной коррозивности среды.
9. Для заключения о применимости материала муфты в данной среде необходим сертификат качества на изделие. На ремонтные муфты не сохраняется.
10. Коррозия по условиям протекания является смешанной, что подтверждают результаты рентгеноспектрального анализа и соотнесение расчетных значений парциальных давлений коррозивных газов с принятым вариантом классификации.
11. В области излома выявлено множество вторичных трещин, характерные для СКРН, на фоне которых отмечены очаги локальной коррозии, что свидетельствует о длительности протекания коррозионного процесса. Выявлено водородное растрескивание материала (HIC).
12. Скважина Y месторождения в процессе эксплуатации подлежит обязательной ингибиторной защите в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ от 15.12.2020). В связи с отсутствием на текущий момент таблицы взаимозаменяемости химических реагентов для ОГ необходимо инициировать работу по ее созданию.
14. Значения механических свойств, полученные при испытаниях на одноосное растяжение, составляют: предел прочности 1000 МПа, относительное удлинение 13,2 %, что соответствует требованиям ГОСТ 31446-2017; предел текучести 830 МПа, что не соответствует требованиям ГОСТ 31446-2017.
15. Твердость металла муфты составила 31,2 HRC. ГОСТ 31446-2017 не регламентирует значение твердости для группы прочности «К». Однако полученное значение твердости 31,2 HRC превышает значение, определяемое ГОСТ 53678: «Изделия из углеродистых и низколегированных сталей используют при максимальном значении твердости 22 HRC. Регулирование твердости может быть достаточным средством достижения стойкости к СКРН».
16. Значение поглощенной энергии удара металла муфты с V-образным концентратором при температуре испытаний 0 °С составляет – 2,0 Дж, что не соответствует требованиям ГОСТ 31446-2017 для муфт группы прочности «К».
17. Совместное воздействие сероводородсодержащей среды, подтвержденное снимками растровой электронной микроскопии, и повышенное напряжение в резьбовом соединении при нарушении герметичности соединения, механическом повреждении муфты и снижении механических свойств металла стало причиной отказа муфты скважины № 769 Покровского месторождения.

Заключение

Разрушение муфты произошло по механизму сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН). Очаги первичной трещины расположены у торца муфты в области механического повреждения в результате возможного удара при посадке трубы в муфту. Характер коррозионных повреждений ремонтной муфты: сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (SSC), водородное растрескивание (HIC), локальная коррозия. Условия эксплуатации были осложнены негерметичностью резьбового соединения и склонностью металла к СКРН в зоне 1 (ГОСТ Р 53678) при превышенном значении твердости 31,2 HRC (ГОСТ Р 53678), усиливающим процесс СКРН, снижении значения поглощенной энергии удара до 2 Дж (по ГОСТ 314446 не менее 14,85 Дж) и превышения предела текучести до 830 МПа (по ГОСТ 31446 не более 552 МПа). Совокупное воздействие перечисленных факторов привело к отказу.

Наличие различного типа коррозионных повреждений (SSC, HIC, локальная коррозия) и снижение механических свойств ремонтной муфты позволяет утверждать о влиянии предыдущих условий эксплуатации и развитии микротрещин в этих условиях, не обнаруживаемых при дефектоскопии, проведенной во время ремонта подвески при оценке пригодности к дальнейшему применению.

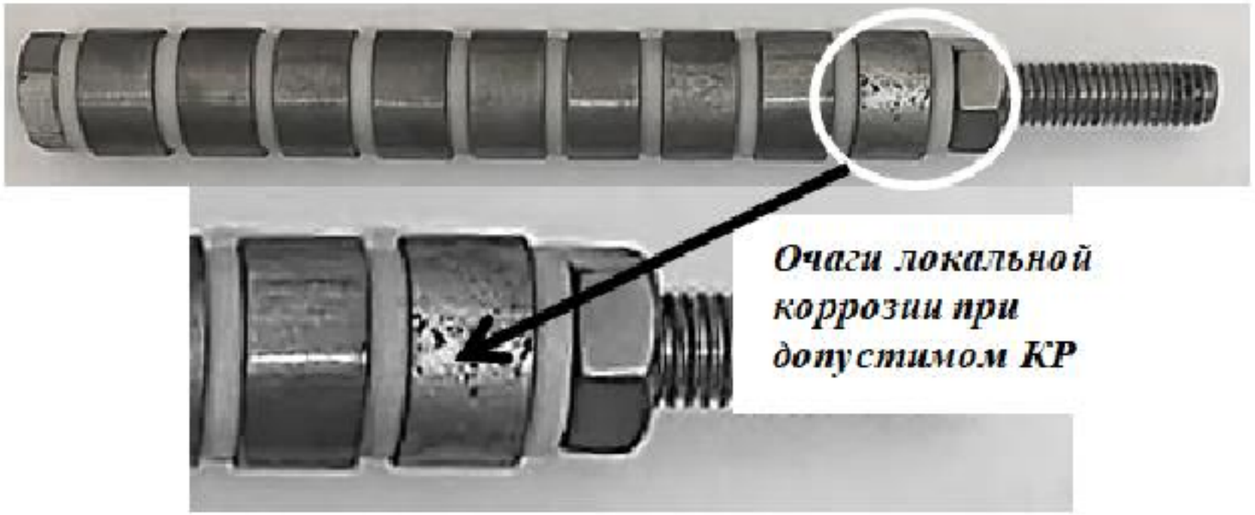
АКТУАЛЬНОСТЬ И ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИК НА ЛОКАЛЬНУЮ КОРРОЗИЮ

Значения коррозионного расхода (КР) образцов контроля коррозии (ОКК) весовым методом при дозировке ИК 25 мг/дм^3 Ванкорского месторождения

Направление	Время экспозиции, сутки	Коррозионный расход* (в усл. пересчете на скор. корр.), мм/год	Локальная коррозия
1-я линия: выход воды сепаратора 2-ой ступени	30	0,0684	Обнаружена, > 1,2 мм/год

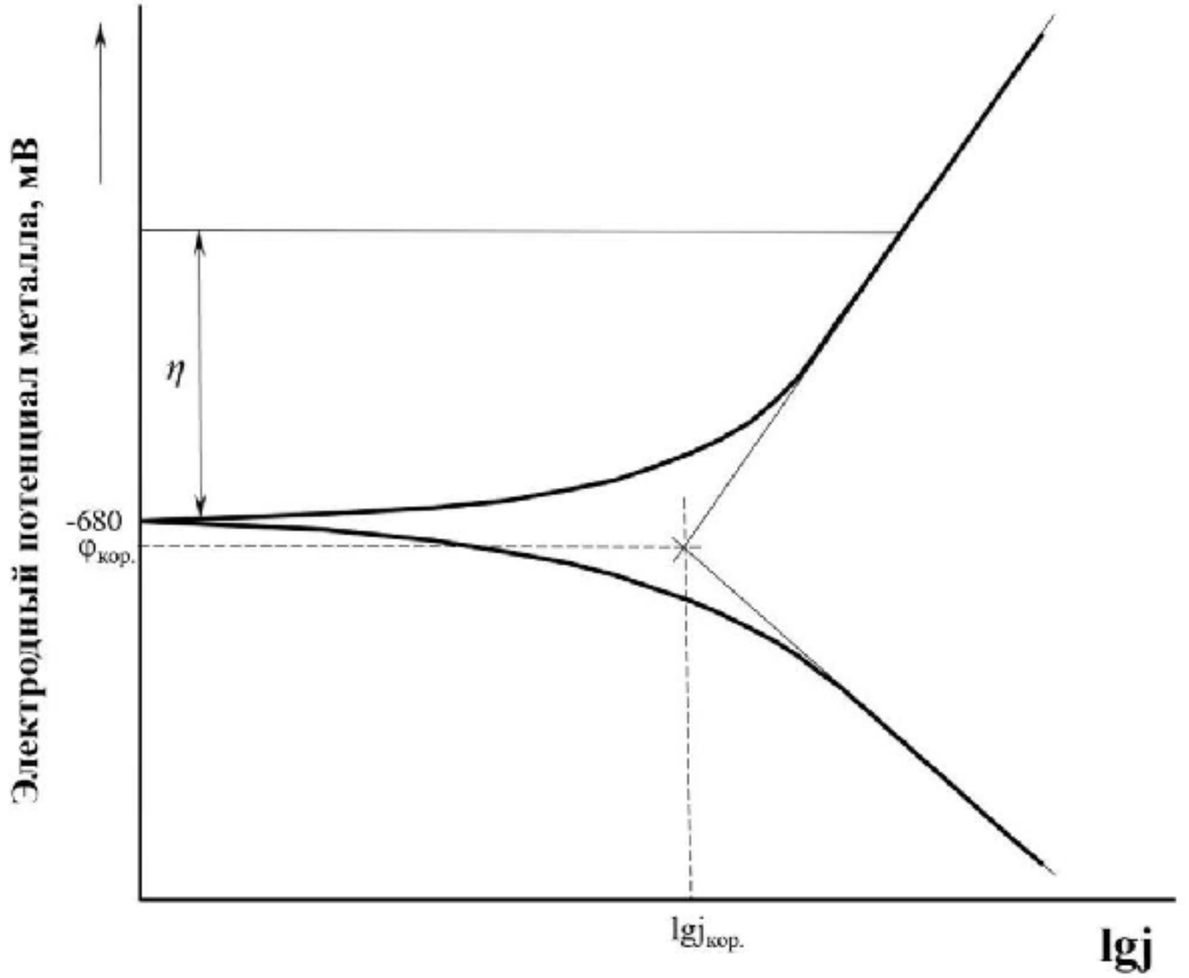
*Коррозионный расход (КР) – отнесенная к площади коррозионного контакта производная массы металла, перешедшей в соединения, по времени (Ед. изм. г/(м^2·ч). КР является массовым показателем коррозии.

Локальная коррозия ОКК в трубопроводе Ø159 мм на объекте подготовки нефти Ванкорского месторождения, 2020 г. Продолжительность экспозиции 30 сут. КР (в условном пересчете на скорость коррозии) – 0,0684 мм/год; скорость локальной коррозии > 1,2 мм/год. Ингибитор коррозии, дозировка 25 мг/дм^3 . Дебит жидкости 3000 м3/сут., обводненность 77 %



*В. Э. Ткачева, А. Н. Маркин, А. Ю. Пресняков, А. И. Волошин, А. Ф. Дресвянников Локальная углекислотная коррозия углеродистых и низколегированных сталей в нефтепромысловых системах // Вестник технологического университета, 2020

Определение защитной способности ингибиторов коррозии. ГОСТ 9.506 – Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах



Поляризационные кривые стали 40 в воде Самотлорского месторождения (хлоридсеребряный электрод сравнения)

Для качественной предварительной и сравнительной оценки защитной способности ИК

$$КР = 1{,}041 \cdot j_{кор.}$$

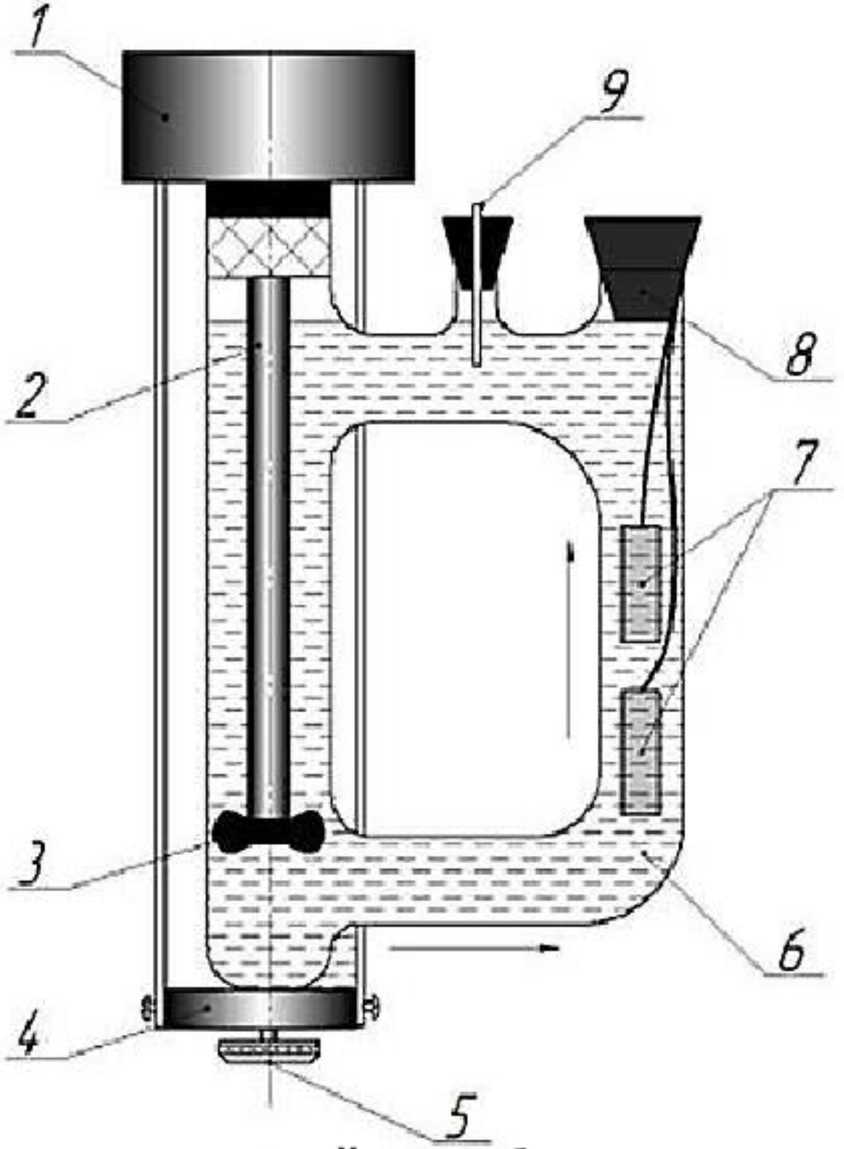
Метод не позволяет определить скорость локальной коррозии

где КР выражен в г/(м^2×ч), $j_{кор.}$ – в А/м^2; 1,041 – электрохимический эквивалент для железа, г/(А·час).

21

Определение защитной способности ингибиторов коррозии. ГОСТ 9.506 – Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах

1	электродвигатель мешалки
2	плексигласовый вал мешалки
3	мешалка
4	подпятник
5	крепежный винт
6	стеклянная U–образная ячейка с коррозионной средой
7	испытуемые образцы
8	резиновая пробка
9	патрубок для подвода газа



Ячейка U-образная
ТУ 4215-005-77850157-2010
для определения защитной способности ИК по ГОСТ 9.506-87

Продолжительность испытаний ~ 6 часов

Метод не позволяет определить скорость локальной коррозии при «традиционных» 6 часах испытаний

22

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ЛАБОРАТОРНЫМ ИСПЫТАНИЯМ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ НА ЛОКАЛЬНУЮ КОРРОЗИЮ *

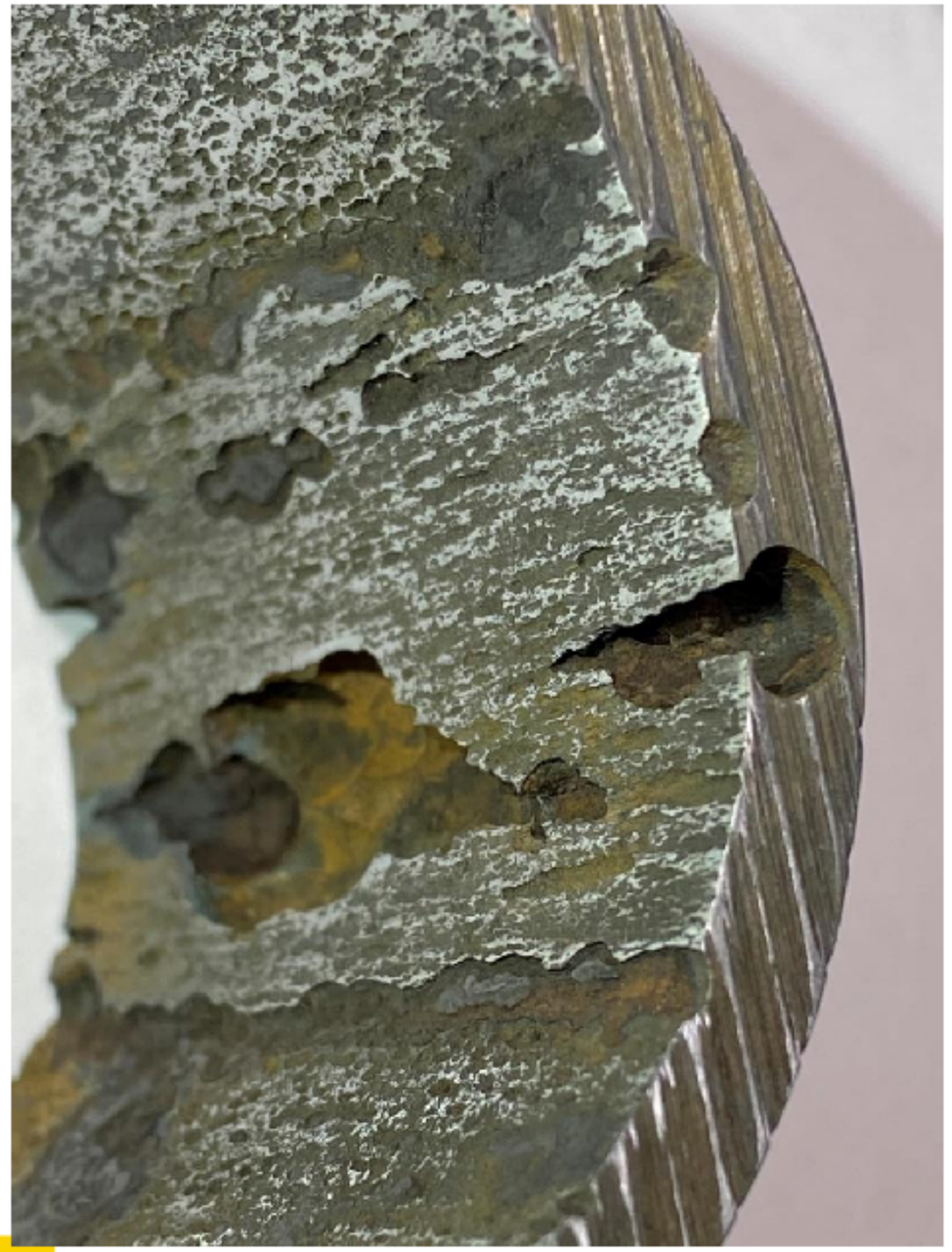


*Соснин, Е.А. Методические подходы к лабораторным испытаниям ингибиторов коррозии при выборе их к промышленному использованию / Е.А. Соснин, Т.А. Сюр // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 8. – С. 58–60. «Лукойл-Инжиниринг»

Результаты реализации методики на примере оценки эффективности ингибитора коррозии «А» (активная основа – смесь аминов) по отношению к локальной коррозии НКТ из добывающей скважины Пронькинского месторождения

ЭТАП 1

24



Физико-химический состав и параметры транспортируемой воды		
Показатель	Значение	Единицы измерения
Ca^{2+}	8864,0	мг/дм^3
Mg^{2+}	1940,7	
$K^+ + Na^+$	2662,6	
Cl-	115095,0	
HCO_3^-	141,9	
SO_4^{2-}	746,1	
Fe^{2+}	0,29	
CO_2	21,0	
H_2S	52,0	
Минерализация	190690	
КВЧ	148	
pH	6,9	
Температура	46,8	^{0}C

25

Локальная (язвенная) коррозия внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы 73,02×5,51 NQ под отложениями сульфида железа. Противокоррозионная защита отсутствовала (без ингибирования и покрытия). Коррозионный расход (в условном пересчете на скорость коррозии) > 0,1 мм/год; **скорость локальной коррозии 6,7 мм/год.** Дебит жидкости 19 м^3/сут., обводненность 55%. Пронькинское месторождение, 2020 г.

По отказам или данным коррозионного мониторинга определяют фактическую скорость локальной коррозии:

$$V_{cor} = \frac{h}{\tau};\ V_{cor} = \frac{3{,}73}{0{,}56} = 6{,}7 \text{ мм/год},$$

где Vcor – скорость локальной коррозии, мм/год; h – максимальная глубина локального коррозионного повреждения (при отказе – толщина стенки), мм; τ – время наблюдения (или время отказа), в годах.

26

ЭТАП 2

27

V_{cor} пересчитывают в плотность тока j (А/м^2)

$$i = V_{cor}\frac{d_{М}*10^3}{8760 * q_{М}}; \quad i = 6{,}7\frac{7{,}87\ 10^3}{8760 * 1{,}04} = 5{,}79\frac{А}{м^2}$$

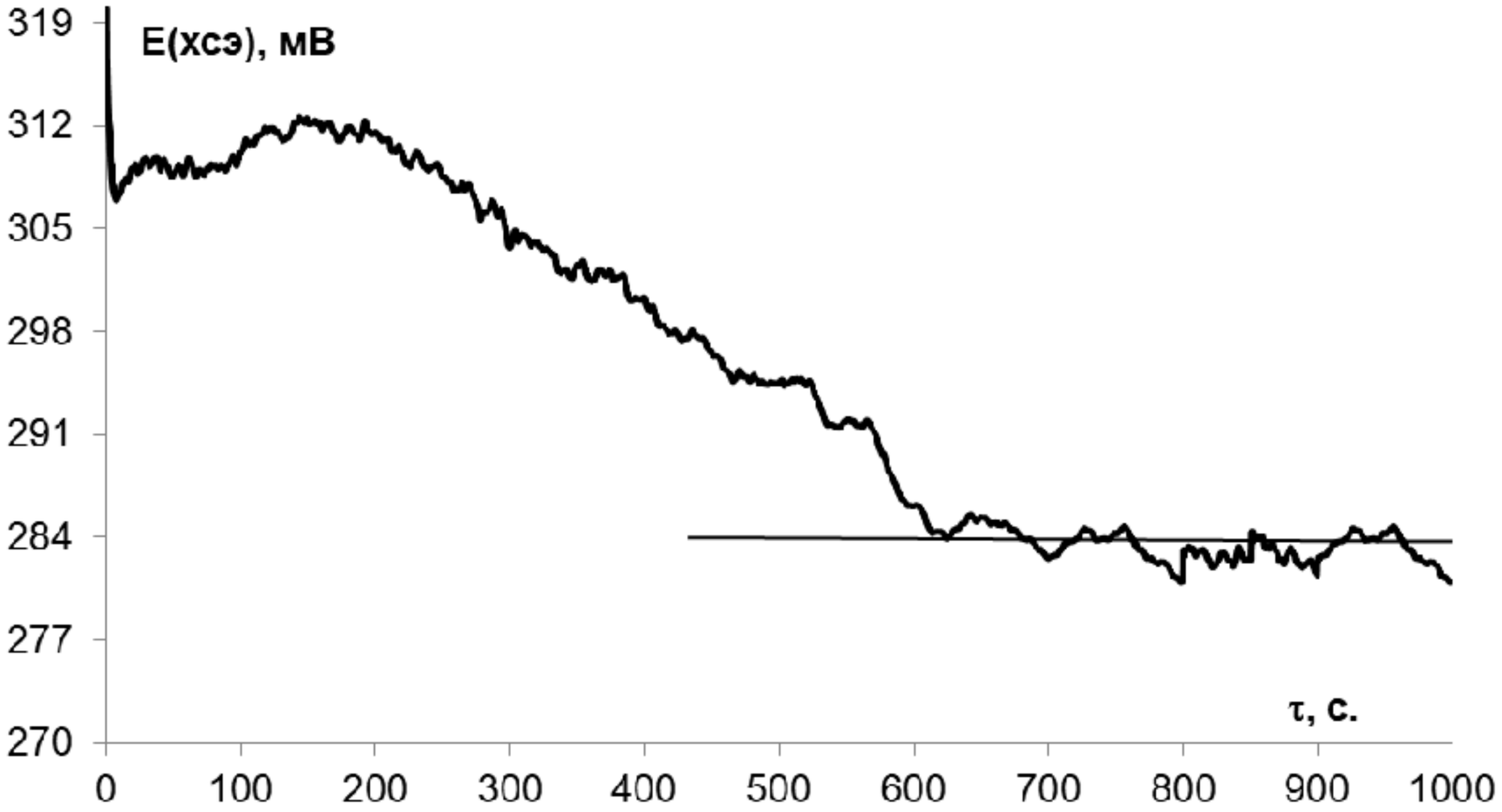
где $d_М$ – плотность металла (железа), 7,87 г/см^3; $q_М$ – электрохимический эквивалент железа 1,04 г/А·ч – справочная величина или определяют $q_М = M/n \cdot F$, где M=56 – молекулярная масса железа, n=2 – число электронов полуреакции с железным электродом, F=26,8 г/А·ч – число Фарадея; 8760 – количество часов в году.
С учетом площади рабочего электрода, определяют силу тока для гальваностатической поляризации:

$$I = j \cdot S; \quad I = 5{,}79 \cdot 0{,}0004 = 0{,}0023\ А$$

где S – площадь рабочего электрода, м^2 (0,0004 м^2)

28

Хронопотенциограмма гальваностатической поляризации стали 09Г2С в попутно добываемой воде Пронькинского месторождения при j = 5,79 А/м²

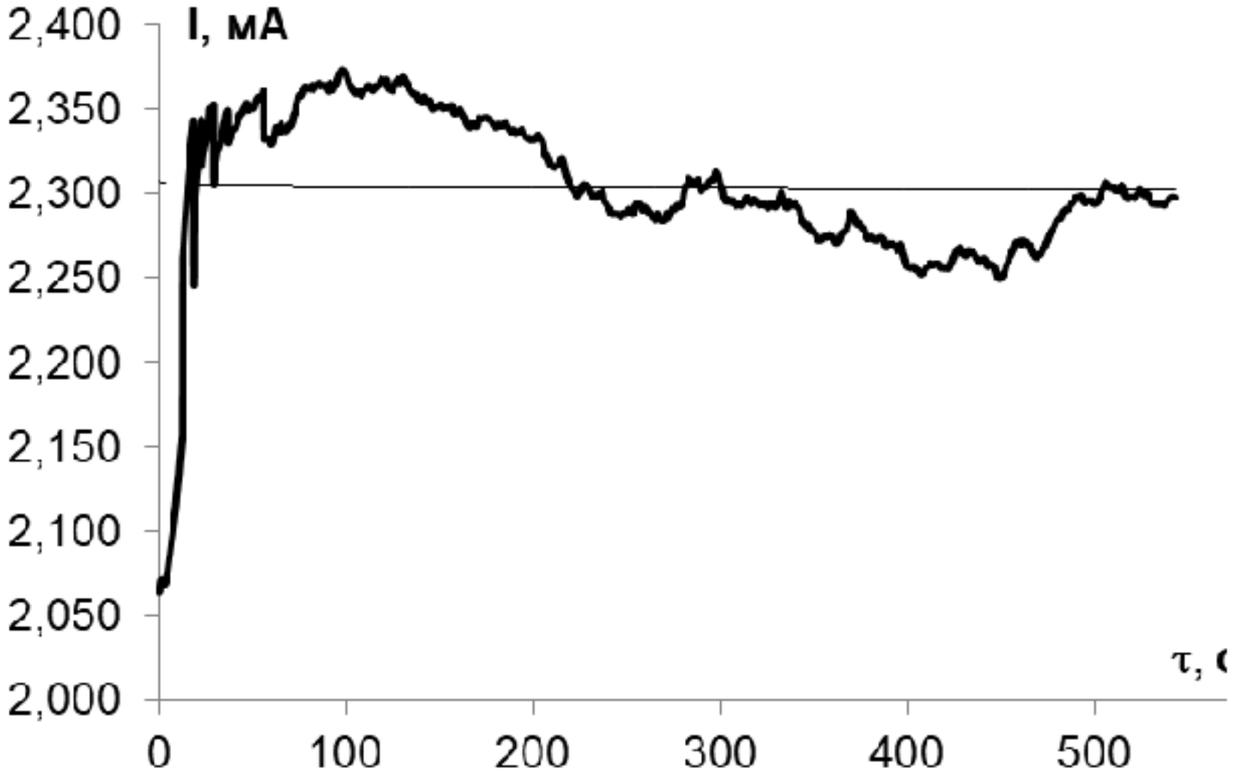


При найденном значении силы тока (I = 2,3 мА) проводят гальваностатическую поляризацию рабочего электрода, изготовленного из марки стали оборудования (в данном случае 09Г2С) и определяют установившееся во времени значение потенциала Е = 284 мВ,

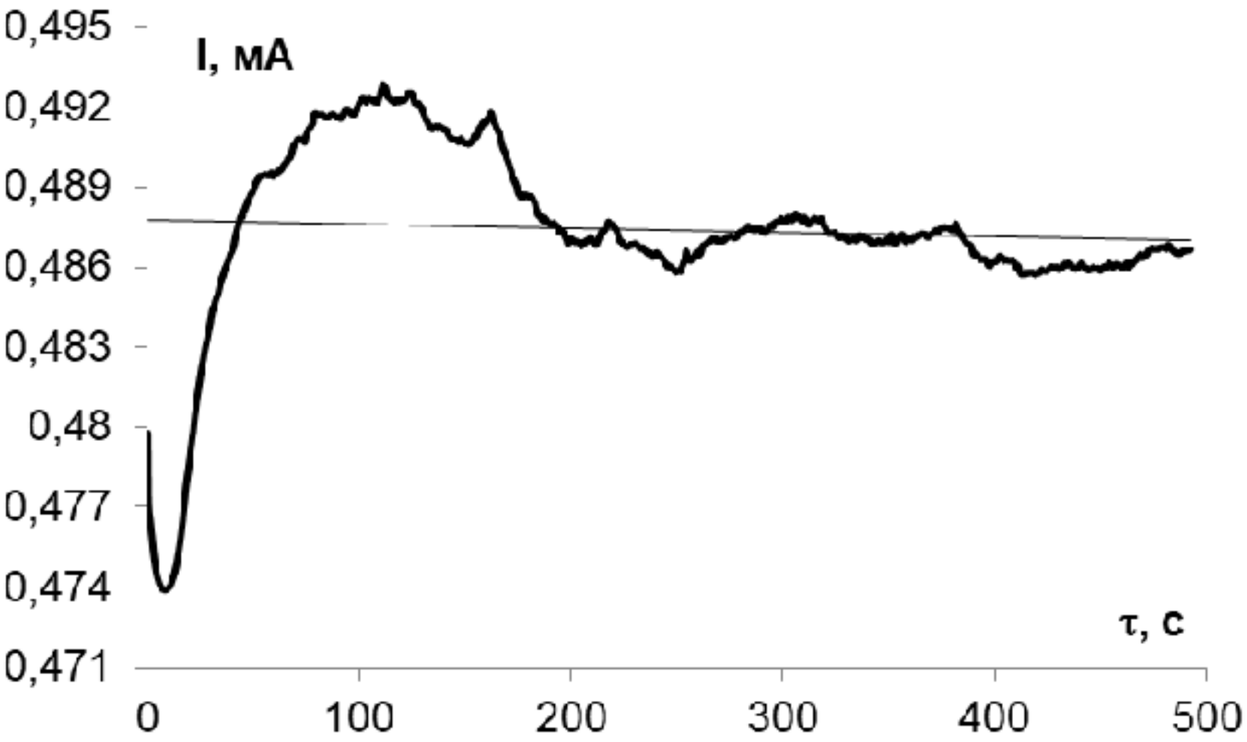
29

ЭТАП 3

30



При найденном в п. 2 значении потенциала Е = 284 мВ проводят потенциостатическую поляризацию рабочего электрода до и после введения ингибитора коррозии.



С помощью полученных хроноамперограмм определяют анодный ток до и после введения ингибитора – 2,31 и 0,488 мА для рассматриваемого случая соответственно.

По полученным значениям силы тока рассчитывают защитный эффект ингибитора (Z, %) по отношению к локальной коррозии:

$$Z = \frac{I_0 - I_{inh}}{I_0} \cdot 100, (\%); \quad Z = \frac{2,310 - 0,488}{2,310} \cdot 100 = 79\ \%$$

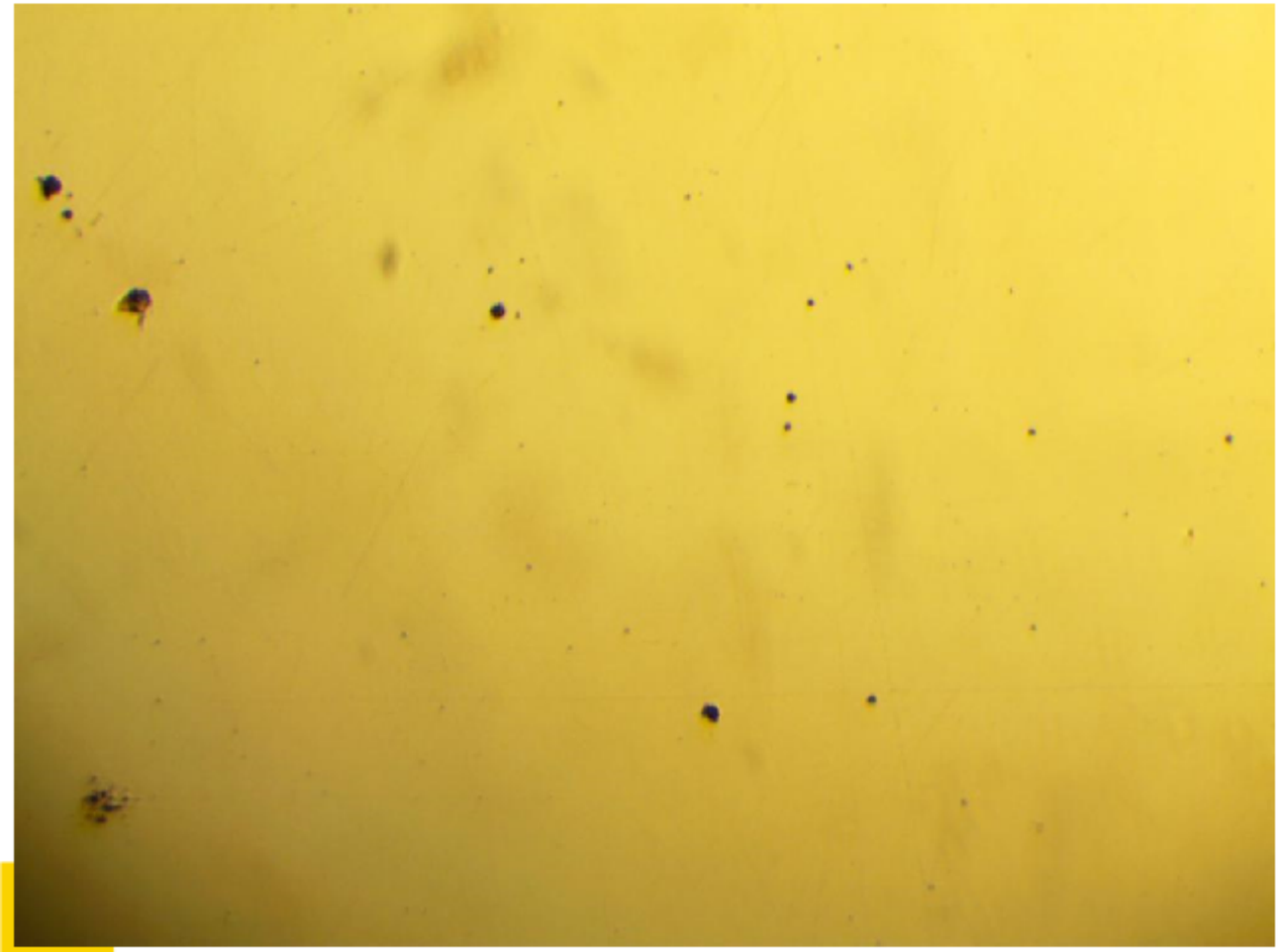
где I_{inh} и I_0 – значения силы анодного тока, соответствующие скорости локальной коррозии в ингибированной среде и без ингибитора соответственно, мА, определяемые по хроноамперограммам (рис. 4).

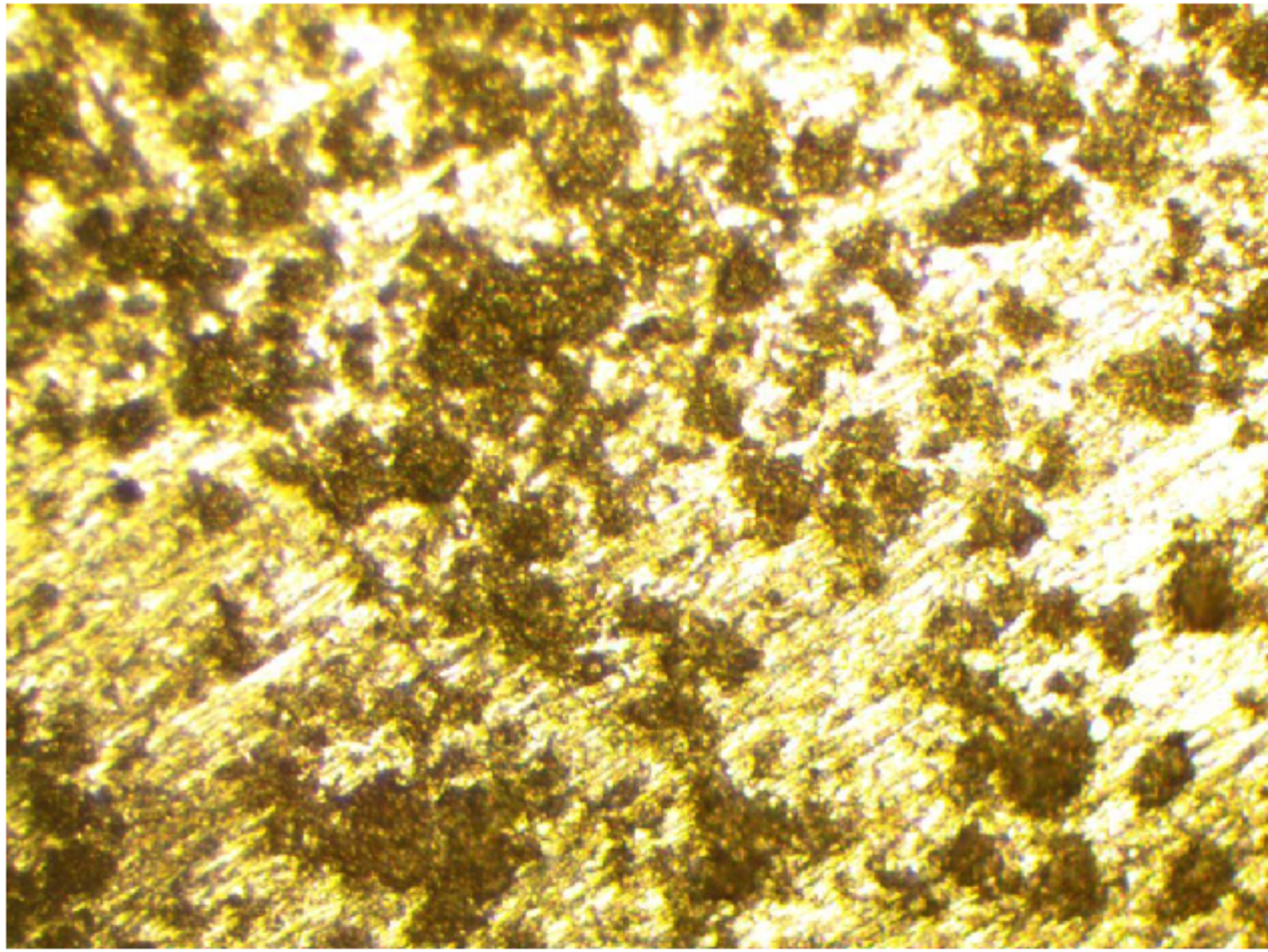
Полученное значение защитного эффекта (79%) говорит о невозможности применения промышленно-выпускаемого реагента «А» при дозировке 30 мг/дм^3 для защиты НКТ от локальной коррозии.

32

Корректность подбора параметров при реализации методики подтверждают микроснимки, выполненные с помощью металлографического микроскопа, позволяющие оценить результаты моделирования развития локальной коррозии

Поверхность рабочего электрода, изготовленного из стали марки 09Г2С, до (слева) и после (справа) электрохимических испытаний (увеличение х20)





Приборное оформление для реализации эксперимента



Потенциостат – гальваностат



Трехэлектродная электрохимическая ячейка



34

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МЕТАЛЛОГРАФИЧЕСКИХ ЭКСПЕРТИЗ

1 Подбор и эксплуатацию материалов ВСО для эксплуатации в сероводородсодержащих средах, стойких к СКРН, проводить в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил безопасности в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ от 15.12.2020).

2 Сопроводить эксплуатацию ВСО из углеродистых и низколегированных сталей ингибиторной защитой с рассмотрением технологии постоянного дозирования реагента в затрубное пространство.

3 Подбор ингибиторов коррозии осуществлять на основе данных по активной основе (действующему веществу) ингибиторов сероводородной и биологической коррозии, составленные на основе нормативной документации по каждому реагенту, включенному в таблицу взаимозаменяемости химических реагентов, разработанной для сероводородсодержащих месторождений, осложненных сероводородной и смешанной коррозией.

4 Для защиты ВСО с помощью ИК общей рекомендацией является применение нефтерастворимых или вододиспергируемых, но не водорастворимых, реагентов. Это связано с тем, что в добывающих скважинах чаще всего необходимо защитить внутреннюю поверхность НКТ. Скорости движения газожидкостной смеси в НКТ добывающих скважин, как правило, превышают 2 м/с, а в продукции содержится значительное количество механических примесей. Использование здесь водорастворимых ИК может приводить к возникновению локальной коррозии.

5 Применить методику тестирования ингибиторов коррозии по отношению к локальной коррозии, ставшей причиной отказов целого ряда случаев по результатам металлографической экспертизы По результатам опыта применения ИК, доказано, что снижая коррозионный расход, ИК способны стимулировать развитие локальной коррозии.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МЕТАЛЛОГРАФИЧЕСКИХ ЭКСПЕРТИЗ

6. При подборе НКТ особое внимание уделять выбору материала по твердости с контролируемым ГОСТ 53678 значением.
7. При оценке пригодности ремонтных узлов погружного оборудования к дальнейшему применению измерять значение твердости металла с помощью твердомера с оценкой влияния полученного значения на СКРН в соответствии с ГОСТ 53678.
8. При дефектоскопии ремонтных узлов погружного оборудования после эксплуатации в сероводородсодежащих средах с целью оценки его пригодности и идентификации возможных микродефектов применять методы с высокой чувствительностью обнаружения микротрещин номинального размера 10 мкм.
9. Выбирать сертифицированную в соответствии с ГОСТ 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003) продукцию для эксплуатации в сероводородсодержащих средах.
10. Основные технические требования к продукции (НКТ) на стадии проектирования, закупки и эксплуатации установить в соответствии со стандартами:

✓ API Spec 5CT «Обсадные и насосно-компрессорные трубы. Технические условия»
✓ ANSI/NACE MR0175/ISO 15156 «Промышленность нефтяная и газовая — Материалы для использования в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче».

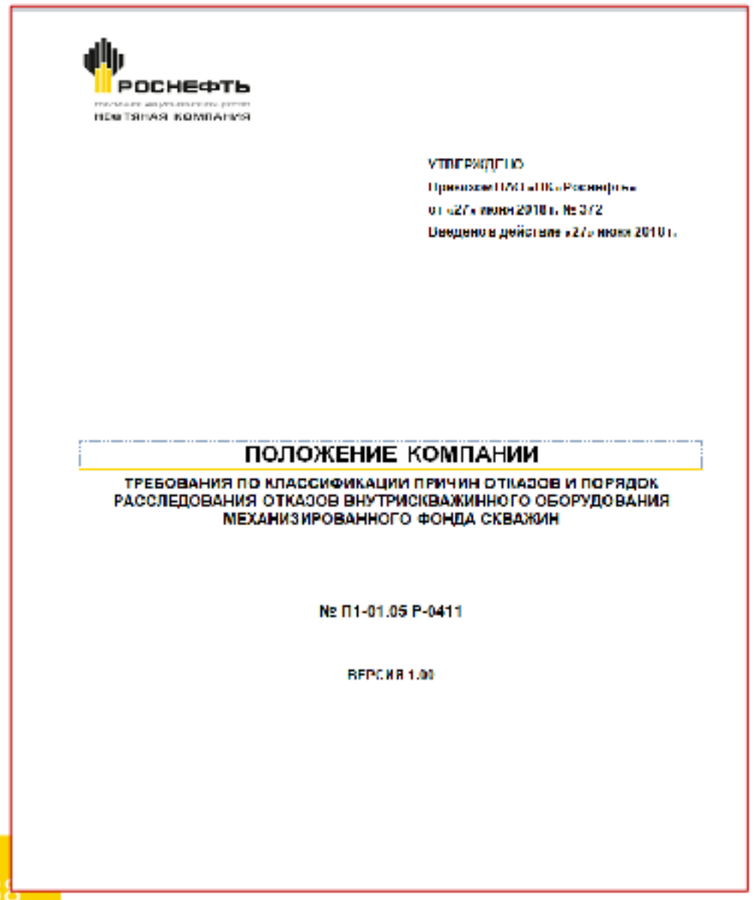
11. **Контролировать наличие в сертификате производства и испытаний завода-изготовителя заключение завода-изготовителя по результатам испытания на следующие параметры и в соответствии с требованиями:**

– **стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН), стандарт NACE TM 01-77-90 «Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H2S Environents» (SSC);**
– **стойкость к водородному растрескиванию в соответствии с требованиями NACE TM 02-84 «Evaluation of Pipeline Steels for Resistance to Stepwise Cracking» (HIC);**
– **определение состава и механических свойств металла на соответствие требованиям стандарта API Spec 5CT «Обсадные и насосно-компрессорные трубы. Технические условия».**

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МЕТАЛЛОГРАФИЧЕСКИХ ЭКСПЕРТИЗ

12. При подборе материала НКТ применять результаты оценки коррозивности среды по значениям $P(H_2S)$ и pH с определением зоны агрессивности по ГОСТ Р 53678-2009.
13. В качестве материала НКТ рассмотреть возможность применения НКТ из Cr-Mo низколегированных сталей в закаленном и отпущенном состоянии, ГОСТ Р 53678-2009.
14. Материалы НКТ и обсадных труб эксплуатировать при рабочих температурах, установленных ГОСТ Р 53678-2009 в зависимости от группы прочности (Приложение А3).
15. При подборе материалов муфт и НКТ исключить группы прочности, коррозионно-механические свойства которых не регламентирует ГОСТ 31446-2017 или API Spec 5CT, в соответствии с которыми предусмотрен контроль качества муфт и НКТ согласно требованиям Компании № П1-01.05 ТТР-0002.
16. В скважинах, продукция которых содержит сероводород или окись углерода, даже в незначительных количествах не применять трубы неустановленной марки стали. В виде требования данная рекомендация установлена РД 39-1-1151-84.
17. Повторное использование НКТ производить с учетом установленной нормы амортизации. В виде требования данная рекомендация установлена в РД 39-1-1151-84.
18. Среди основных факторов, снижающих сопротивление металла СКРН, являются концентраторы напряжений. Пересмотреть требования к допустимым величинам глубины раковин, рисок на муфтах, являющиеся в ряде случаев проведенной металлографической экспертизы первичным концентратором напряжений в металле, в сравнении с обозначенными в РД 39-1-1151-84 значениями и используемые в № П1-01.05 ТТР-0002 (Приложение 16). Вариантом допустимых норм линейных дефектов может стать подход стандарта API Spec 5 CT с учетом группы прочности металла и максимальной глубины дефекта в % от заданной толщины стенки.
19. Исключить (при наличии) применение НКТ и муфт, изготовленных по точности и качеству по ГОСТ 633-80, который не предусмотрен к применению ТТР Компании (ТТР № П1-01.05 ТТР-0002) и не ограничивает верхний предел твердости и необходимость термообработки материала НКТ.

ОСНОВНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ КОМПАНИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ЭКСПЕРТИЗЕ ОТКАЗОВ ВСО


РОСНЕФТЬ

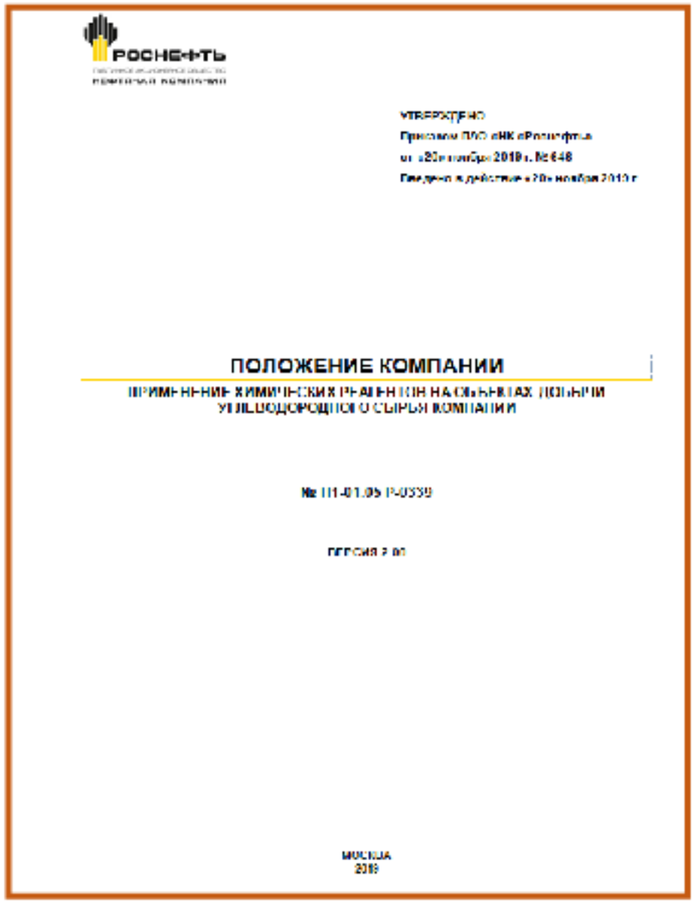
УТВЕРЖДЕНО

ПОЛОЖЕНИЕ КОМПАНИИ

ТРЕБОВАНИЯ ПО КЛАССИФИКАЦИИ ПРИЧИН ОТКАЗОВ И ПОРЯДОК РАССЛЕДОВАНИЯ ОТКАЗОВ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН

№ П1-01.05 Р-0411

ВЕРСИЯ 1.00


РОСНЕФТЬ

УТВЕРЖДЕНО

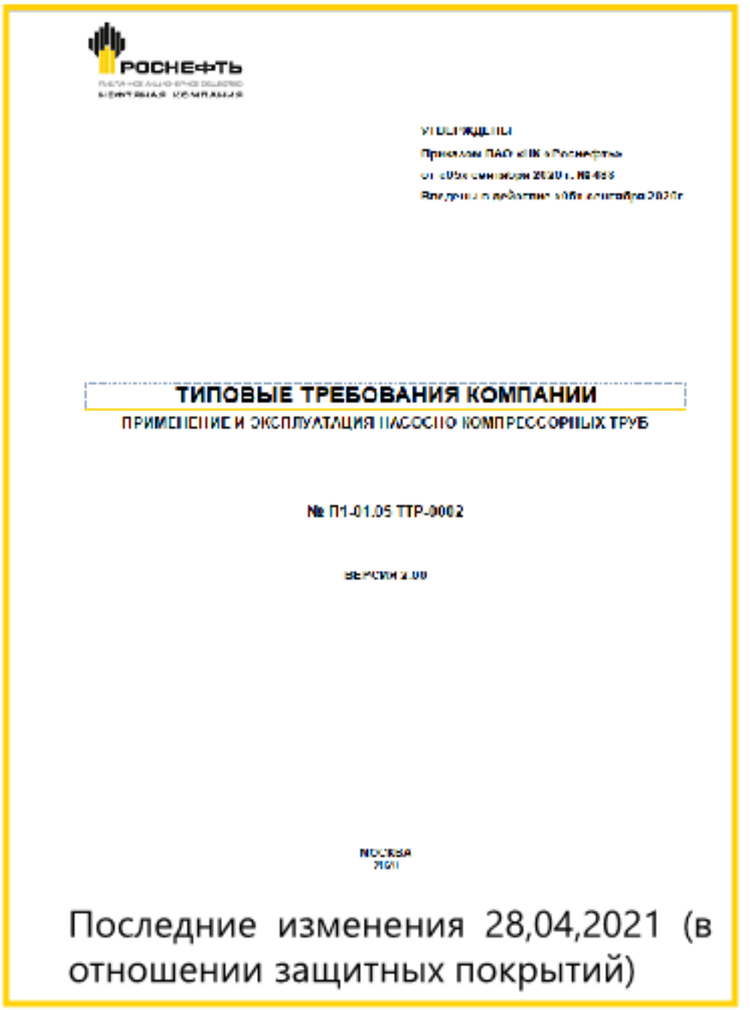
ПОЛОЖЕНИЕ КОМПАНИИ

ПРИМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ КОМПАНИИ

№ П1-01.05 Р-0359

ВЕРСИЯ 2.00

МОСКВА
2019


РОСНЕФТЬ

УТВЕРЖДЕНЫ

ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ КОМПАНИИ

ПРИМЕНЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

№ П1-01.05 ТТР-0002

ВЕРСИЯ 2.00

МОСКВА
2021

Последние изменения 28,04,2021 (в отношении защитных покрытий)

Динамическая матрица методов и технологий защиты от коррозии, применяемая в НК «Роснефть

39

Динамическая матрица применимости методов и технологий защиты от H_2S-коррозии и смешанной коррозии*

РОСНЕФТЬ

Метод защиты / Protection method	Оборудование / Downhole equipment	Технологии защиты / Protection technologies	H_2S-коррозия / H_2S corrosion	Смешанная коррозия = $CO_2 + H_2S$ / Mixed corrosion = $CO_2 + H_2S$
1	2	3	4	5
Снижение коррозивности среды при применении химических реагентов - ингибиторов коррозии	НКТ, УЭЦН	Постоянное дозирование: - в различных растворителях (водных, водно-метанольных и др.) в затруб скважины через СУДР	Да	Да
		- в товарной форме в затруб скважины через СУД	Да	Да
		- в товарной форме в затруб скважины	Да	Да
	НКТ, УЭЦН	Периодическое дозирование в затруб скважины: - в различных растворителях (водных, водно-метанольных и др.)	Да	Да
		- в товарной форме	Да	Да
	НКТ, УЭЦН, ПЭД	Задавка ингибитора в пласт под давлением (технология SQUEEZE-коррозия)	Да	Да
		Капсулированный ингибитор, размещённый в зумф скважины	Да	Да
		Внутрискважинный контейнер с ингибитором: - неуправляемый	Да	Да
		- управляемый	Да	Да
Пассивный метод при применении изоляционных внутренних покрытий	НКТ	Нанесение покрытия: - полиуретанового (тип 1)	Нет	Нет
		- эпоксидного (тип 2)	Нет	Нет
		- эпоксидно-фенольного (тип 3)	Да	Да
		- биметаллического (труба в трубе с хромом, тип 5)	Нет	Нет
	ПЭД	ПЭД с защитным покрытием (высокоскоростное газопламенное напыление)	Да	Да

1	2	3	4	5
Рациональное конструирование при применении коррозионностойких и неметаллических материалов	НКТ	Изготовление из стали, содержащей 13 % хрома (вся подвеска)	Нет	Нет
		Изготовление из стеклопластика (вся подвеска)	Да	Да
	ПЭД	Изготовление из стали, содержащей 9 % хрома	Нет	Нет
		Изготовление корпуса из нержавеющей стали	Да	Да
	УЭЦН	Изготовление из: - легированного чугуна (нирезиста)	Нет	Нет
		- нержавеющей стали	Да	Да
		- низкоадгезионных материалов (направляющий аппарат - нирезист, рабочее колесо - полимерный композитный материал)	Нет	Нет
		Штанга стеклопластиковая	Да	Да
		Металлокерамические (фарфоровые) клапанные пары	Да	Да
Активный метод при применении протекторной защиты	ПЭД	Внутрискважинные протекторы	Нет	Нет
Электротехнологические установки	НКТ, УЭЦН, ПЭД	Устройство защиты погружного насосного оборудования с диодным модулем, подключаемым к ПЭД	Да	Да

*Практика противокоррозионной защиты, 2021, Т. 26, № 2

Технологии защиты	Тип скважины		Защищаемый узел								Пласт				
			ЭК (Справочно)		ГНО						Тип коллектора				
					ПЭД	Насос	Штанги	НКТ							
	Верт, БС	ГОР, БГС, МЗС	ИП / Прием насоса	Прием насоса / Нд				НКТ внут.	НКТ ниппельная часть	НКТ внеш. (выше НД) справочно	НКТ внеш. (ниже Нд) справочно	Тер.	Кар.-доп.	Кар.-изв.	Кар.-тер.
	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет		Да/Нет		Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Постоянное дозирование ингибитора коррозии в различных растворителях (водных, водно-метанольных и других) в затруб скважины через СУДР	Да	Да	Нет	Да	Нет	Да	Да	Да	Да	Нет	Да	Да	Да	Да	Да

Наличие ОРД с пакером	Применимость технологии защиты ГНО с наличием пакера для эксплуатации ГНО с негермет ЭК	Применимость технологии при Кольц. Зазоре между ЭК и ГНО	Применимость технологии защиты при следующих Способах Эксплуатац	Минимальное допустимое погружение насоса под Нд	Минимальный допустимый перепад давления (Рзат-Рлин) или условия постоянного фонтанирования по затрубу (газом или жидкостью)	Ограничения по Q жидкости		Ограничения по Обводненность, Wc		Ограничения по (КВЧ)		Ограничение по Т пласта	Ограничения по величине Зумпфа	Тип Коррозии		
			ЭЦН											Углекислотная	Сероводородная	Смешаная Углекислотная + Сероводородная
Применимость технологии защиты	Применимость технологии защиты	Менее 20 мм		м	атм	м3/сут		%		мг/л			м			
Да / Нет	Да / Нет	Да / Нет	Да / Нет	Мин		Мин	Макс	Мин	Макс	Мин	Макс	Макс	Мин	Да / Нет	Да / Нет	Да / Нет
Нет	Нет	Да	Да	50	3	5	400		100		1000	90		Да	Да	Да
Нет	Нет	Да	Да	50	3	25	400		100		1000	90		Да	Да	Да
Да	Да	Нет	Да				400		100		1000	90		Да	Да	Да
Нет	Нет	Да	Да	100	3		250		100		1000	90		Да	Да	Да
Да	Да	Да	Да	50	3	5	400		100		1000	90		Да	Да	Да
Нет	Нет	Да	Да	50	3	25	400		100		1000	90		Да	Да	Да
Да	Да	Нет	Да				400		100		1000	90		Да	Да	Да
Нет	Нет	Да	Да	100	3		250		100		1000	90		Да	Да	Да
Да	Да	Да	Да	50	3	5	400		100		1000	90		Да	Да	Да
Нет	Нет	Да	Да	50	3	25	400		100		1000	90		Да	Да	Да
Да	Да	Нет	Да				400		100		1000	90		Да	Да	Да
Нет	Нет	Да	Да	100	3		250		100		1000	90		Да	Да	Да

Матрица применения технологий оценивает применимость технологии защиты для каждого осложнения к скважине более, чем для 40 параметров эксплуатации

41

Критерии отнесения скважин к осложненному фонду

Скважины осложненного фонда

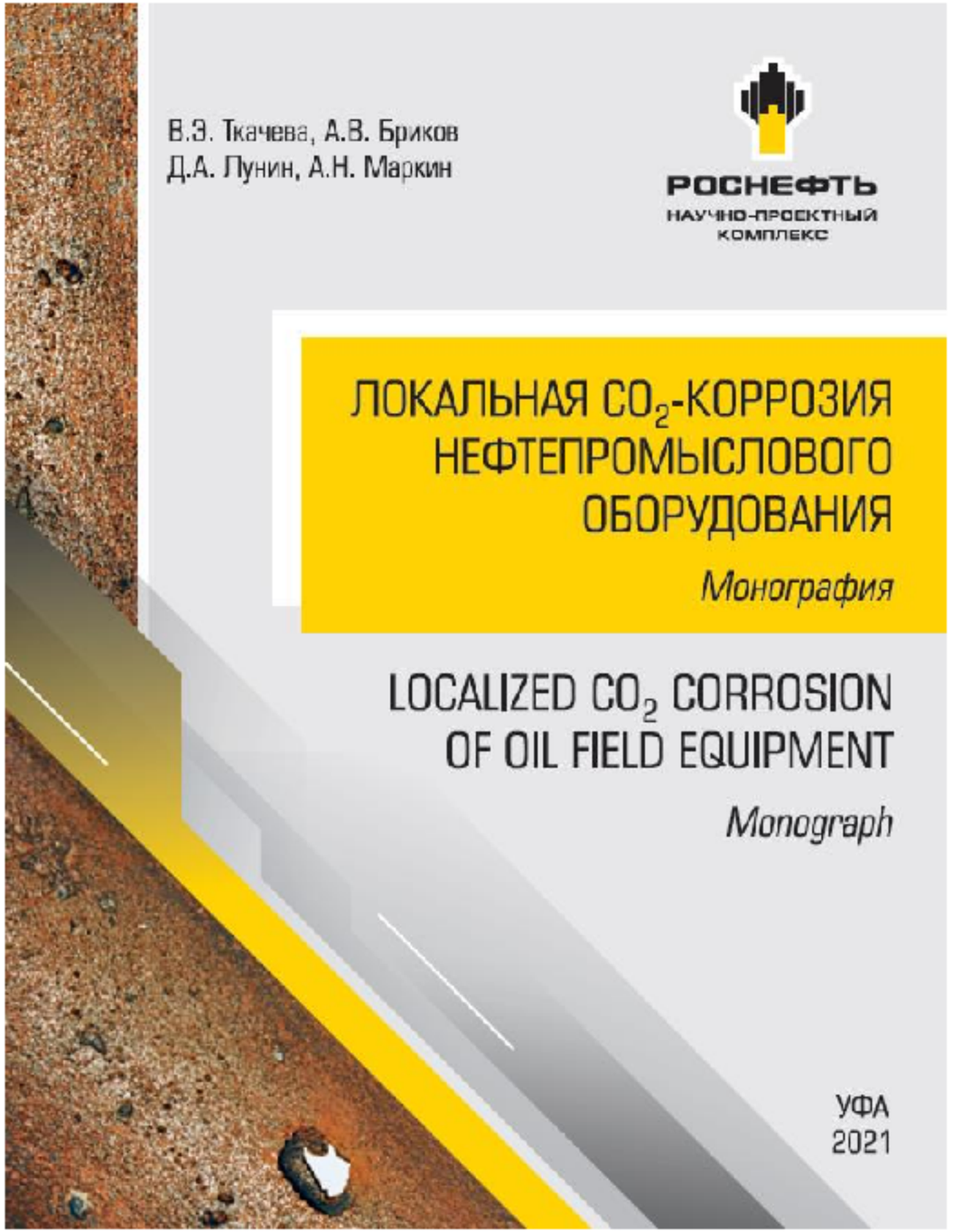
Категория 1

- ✓ отказ ВСО по фактору «коррозионная агрессивность» независимо от наработки и типа оборудования
- ✓ при демонтаже или разборе ВСО обнаружен факт потери металла, связанный с коррозией (не приведший к отказу)

Категория 1

- ✓ превышение значения скорости коррозии – 0,1 мм/год;
- ✓ превышение установленных концентраций коррозийных газов в газожидкостной смеси:
  - свыше 50 мг/дм3 для сероводорода (H2S) и диоксида углерода (CO2);
  - свыше 1 мг/дм3 – для кислорода (O2);
  - при установлении биогенной природы H2S с содержанием СВБ – более 10 клеток/см3.
- ✓ Снижение pH до значения < 5.
- ✓ Скважины, где по результатам прогнозного моделирования с использованием физико-химических параметров попутно добываемой воды определена высокая коррозивность среды.
- ✓ на объекте разработки (месторождение, пласт, ячейка разработки) эксплуатируется > 50% скважин первой категории со схожим способом эксплуатации.

42



РОСНЕФТЬ

ВЫХОДНЫЕ ДАННЫЕ МОНОГРАФИИ. Информация о рецензентах

Научное издание

Рецензенты:
доктор химических наук, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть»
ПАО «НК «Роснефть» ***А.И. Волошин***

доктор химических наук, профессор, заведующий кафедрой «Технология электрохимических производств», начальник научно-исследовательского управления федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Казанский национальный исследовательский университет»
А.Ф. Дресвянников

доктор химических наук, профессор РАН, заведующий лабораторией металлоорганических и координационных соединений Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова - обособленного структурного подразделения ФГБУН «Федеральный исследовательский центр «Казанский научный центр РАН»; главный научный сотрудник химического института им. А.М. Бутлерова Казанского федерального университета ***Д.Г. Яхваров***


РОСНЕФТЬ
СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Полимерно-армированные трубопроводы. Деградация свойств полимерных материалов в процессе эксплуатации и ее учет.

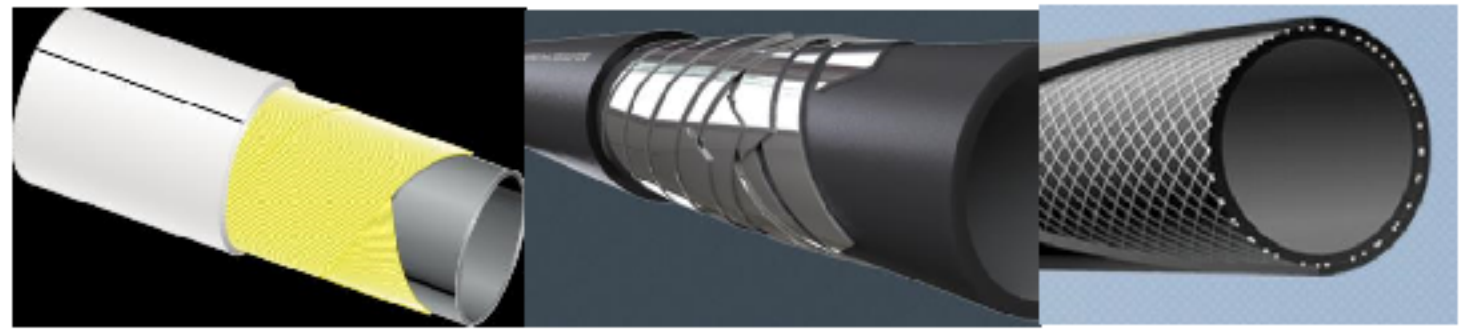
Червов Антон Анатольевич
Ведущий инженер УЭТ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

Красноярск, 08.09.2021

Конструкция полимерно-армированных трубопроводов



Общий вид гибких полимерно-армированных трубопроводов



Варианты армирования полимерно-армированных трубопроводов (ПАТ).

Основными преимуществами использования трубопроводов являются:

- ***Отсутствие коррозии трубопроводов*** (исключение затрат на мониторинг коррозии и ингибиторную защиту OPEX+CAPEX).

- ***Меньшая совокупная стоимость строительства и эксплуатации*** трубопроводов в сравнении с металлическими аналогами, за счет высокой скорости монтажа и снижения технологических операций в ходе строительства (совокупная стоимость зарубежного опыта применения, основанного на промышленном производстве ПАТ (в РФ штучное производство)).

Основным сдерживающим фактором масштабного применения служит ***отсутствие нормативной документации на производство и проектирование,*** а также ***методик оценки технического состояния*** данных трубопроводов.

Применение носит ограниченный характер и, как правило, реализуется при разработке проектных решений ***на основании Специальных технических условий***, которые выдаются на ***срок от*** 3 ***лет***.

Стандарты на применение полимерно-армированных трубопроводов

К основным стандартам, регламентирующим применение ПАТ относятся:

Стандарты Американского института нефти – API 15, API 17

Стандарт Американского общества по испытанию материалов – ASTM F2805

Стандарт Международной организации по стандартизации – ISO 13628

Стандарты института пластиковых трубопроводов – ТР 2,3,4…

План стандартизации 2021-2023

Утверждаю
Заместитель Министра энергетики
Российской Федерации

П.Ю. Сорокин

Утверждаю
Заместитель Министра промышленности
и торговли Российской Федерации

М.И. Шишов

Программа по внесению изменений в нормативные правовые акты и документы по стандартизации для исключения из них положений, препятствующих применению неметаллических труб (полимерных, стеклопластиковых, полимерно-армированных) в нефтегазовой отрасли, и разработке новых нормативных правовых актов и документы по стандартизации с целью использования неметаллических труб (полимерных, стеклопластиковых, полимерно-армированных) при проектировании и обустройстве нефтегазовых месторождений

№	Наименование документа	Исполнитель	Срок исполнения	Примечание
1	2	3	4	5
Документы по стандартизации				
Разработка				
Трубопроводы стеклопластиковые				
1	ГОСТ Р «Трубопроводы промысловые из стеклопластиковых труб. Правила проектирования и эксплуатации»	Росстандарт ТК 023 ООО Татнефть-Грехованлонг, АО ВНИИСТ	2021 год	Разработка ТК 023 Заключение ТК 023 от 13.12.2021. Стандарт находится на надлежащем разработании.
2	ГОСТ Р ИСО 14692-1 «Промышленность нефтяная и газовая. Системы трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 1. Словарь, обозначения, применение и материалы» (IDT ISO 14692-1:2017)	Росстандарт ТК 023 ТПП ВНИИ АДО «НЕФТЕ»	2021 год	На основе ISO 14692-1:2017 Промышленность нефтяная и газовая. Системы трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 1. Словарь, обозначения, применение и материалы (IDT)
3	ГОСТ Р ИСО 14692-2 «Промышленность нефтяная и газовая. Системы трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 2. Характеристики и изготовление» (IDT ISO 14692-2:2017)	Росстандарт ТК 23 АДО «НЕФТЕ»	2022 год	На основе ISO 14692-2:2017 Промышленность нефтяная и газовая. Системы трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 2. Характеристики и изготовление (IDT)
4	ГОСТ ИСО 14692-3 «Промышленность нефтяная и газовая. Системы трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 3. Проектирование системы» (IDT ISO 14692-3:2017)	Росстандарт ТК 23 АНО «НЕПТЕ»	2022 год	На основе ISO 14692-3:2017 Промышленность нефтяная и газовая. Системы трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 3. Проектирование системы (IDT)
Испытания и контроль				
5	ГОСТ Р «Промышленные трубопроводы. Трубопроводы стеклопластиковые. Методы испытаний и контроль»	Росстандарт ТК 023 ТПП ВНИ	2022 год	
Трубы гибкие полимерные армированные				
6	ГОСТ Р «Промышленные трубопроводы. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия»	Росстандарт ТК 023 ТК 241	2021 год	На основе ISO/TS 18226:2006 Пластиковые трубы и фитинги. Системы трубопроводов из упрочненного стекловолокна для подачи газообразного топлива под давлением до 4 МПа (40 бар) Согласование с API 15S — 2016 (с дополнением A1:2019 и текущими дополнениями) Армированные пластиковые трубы для напорных трубопроводов, изготавливаемые на основе: API 17J — 2021 Спецификация для гибкой трубы с эластичной полимерной основой Согласование API 15S — 2016 (с дополнением A1:2019 и текущими дополнениями) Армированные пластиковые трубы для напорных трубопроводов
7	ГОСТ Р «Промышленные трубопроводы. Трубопроводы из гибких армированных полимерных труб. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации»	Росстандарт ТК 023, ТК 241	2022 год	

Испытания и контроль

8	ГОСТ Р «Промышленные трубопроводы. Трубопроводы композитные напорные. Методы испытаний и контроля»	Росстандарт ТК 023 ТК 241	2023 год	
9	ГОСТ Р ИСО «Трубы и фитинги пластиковые. Процедуры соединения сварной встык системы полиэтиленовых трубопроводов» (MOD ISO 21307:2017)	Росстандарт ТК 241 Ассоциация сварщиков полимерных материалов (НО АСПМ)	2022 год	На основе ISO 21307:2017 «Трубы и фитинги пластиковые. Процедуры соединения сварной встык системы полиэтиленовых трубопроводов» Взамен ГОСТ Р 55273-2012 (ИСО 21307:2011) с расширением области применения
10	ГОСТ Р «Дефекты сварных соединений термопластов. Описание и оценка»	Росстандарт ТК 241 Ассоциация сварщиков полимерных материалов (НО АСПМ)	2022 год	С использованием DVS 2202 Оценка дефектов в сварных швах термопластов на трубных деталях и панелях - сварка горячим воздухом Взамен ГОСТ Р 54792-2011
11	ГОСТ Р ИСО 11413 «Трубы и фитинги пластмассовые. Подготовка контрольного образца сварного соединения полиэтиленовой трубы и фитинга с закладным нагревателем»	Росстандарт ТК 241 Ассоциация сварщиков полимерных материалов (НО АСПМ)	2022 год	На основе ISO 11413:2013 Трубы и фитинги пластмассовые. Подготовка контрольного образца сварного соединения полиэтиленовой трубы и фитинга с закладным нагревателем Взамен ГОСТ Р ИСО 11413-2014
12	ГОСТ Р «Испытания сварных соединений листов и труб из термопластов. Методы испытаний»	Росстандарт ТК 241 Ассоциация сварщиков полимерных материалов (НО АСПМ)	2022 год	С использованием DVS 2203-4 (2018) Испытания термопластов. Инструментальная сварка труб, трубных деталей и панелей. Процесс и требования Взамен ГОСТ Р 55143-2012

Испытания и контроль

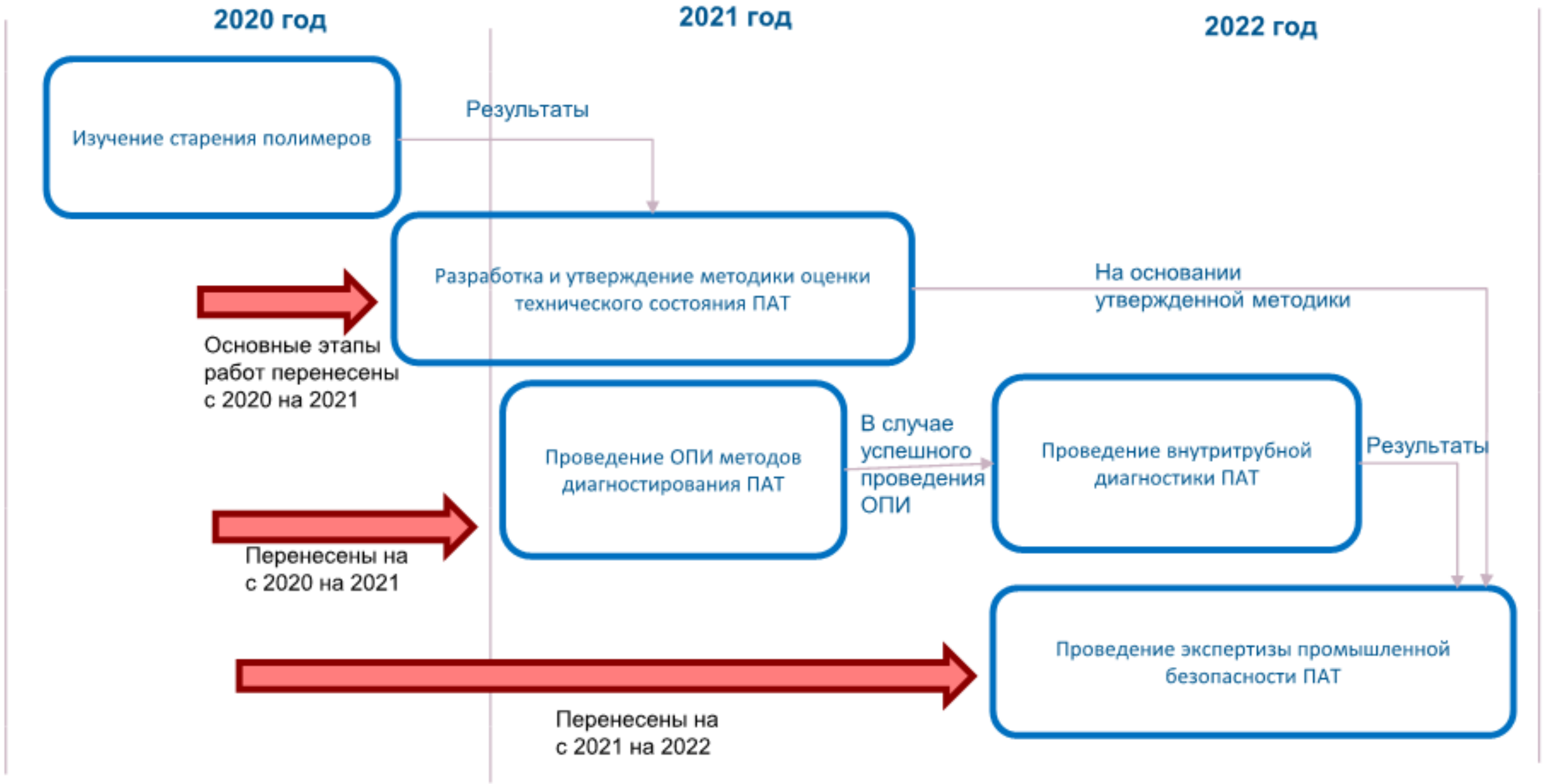
8	ГОСТ Р «Промышленные трубопроводы. Трубопроводы композитные напорные. Методы испытаний и контроля»	Росстандарт ТК 023 ТК 241	2023 год	
9	ГОСТ Р ИСО «Трубы и фитинги пластиковые. Процедуры соединения сварной встык системы полиэтиленовых трубопроводов» (MOD ISO 21307:2017)	Росстандарт ТК 241 Ассоциация сварщиков полимерных материалов (НО АСПМ)	2022 год	На основе ISO 21307:2017 «Трубы и фитинги пластиковые. Процедуры соединения сварной встык системы полиэтиленовых трубопроводов» Взамен ГОСТ Р 55273-2012 (ИСО 21307:2011) с расширением области применения
10	ГОСТ Р «Дефекты сварных соединений термопластов. Описание и оценка»	Росстандарт ТК 241 Ассоциация сварщиков полимерных материалов (НО АСПМ)	2022 год	С использованием DVS 2202 Оценка дефектов в сварных швах термопластов на трубных деталях и панелях - сварка горячим воздухом Взамен ГОСТ Р 54792-2011
11	ГОСТ Р ИСО 11413 «Трубы и фитинги пластмассовые. Подготовка контрольного образца сварного соединения полиэтиленовой трубы и фитинга с закладным нагревателем»	Росстандарт ТК 241 Ассоциация сварщиков полимерных материалов (НО АСПМ)	2022 год	На основе ISO 11413:2013 Трубы и фитинги пластмассовые. Подготовка контрольного образца сварного соединения полиэтиленовой трубы и фитинга с закладным нагревателем Взамен ГОСТ Р ИСО 11413-2014
12	ГОСТ Р «Испытания сварных соединений листов и труб из термопластов. Методы испытаний»	Росстандарт ТК 241 Ассоциация сварщиков полимерных материалов (НО АСПМ)	2022 год	С использованием DVS 2203-4 (2018) Испытания термопластов. Инструментальная сварка труб, трубных деталей и панелей. Процесс и требования Взамен ГОСТ Р 55143-2012

План стандартизации 2021-2023

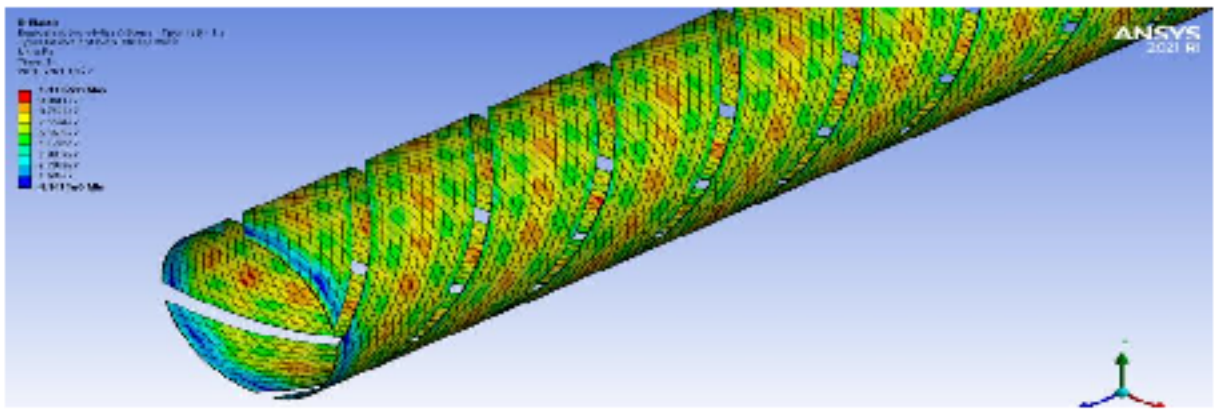
Трубы полимерные, армированные металлическим каркасом				
13	ГОСТ Р «Промышленные трубопроводы. Трубы полимерные, армированные металлическим каркасом и соединительные детали к ним. Общие технические условия»	Росстандарт ТК 023 ТК 241	2021 год	С наименованием ISO/TS 18226:2006 Пластмассовые трубы и фитинги. Системы трубопроводов из упрочненного термопластика для подачи сжиженного топлива под давлением до 4 МПа (40 бар) (MOP) API 15S-2016 (с дополнениями A1:2019 и текущими приложениями) Армированные пластмассовые трубы для многотрубных трубопроводов, линий сбора и выкидов API 17F-2014 Спецификация для гибкой трубы с многослойной несвязанной изоляцией
14	ГОСТ Р «Промышленные трубопроводы. Трубы полимерные, армированные металлическим каркасом и соединительные детали к ним. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации»	Росстандарт ТК 023	2022 год	
Объекты капитального строительства (трубопроводы)				
15	Документ по стандартизации «Промышленность нефтяная и газовая. Системы трубопроводов полимерных армированных. Проектирование, монтаж и эксплуатация»	АПО «НИПИ»	2023 год	
16	СП Минстроя России «Трубопроводы промысловые из неметаллических труб. Правила проектирования»	Минстрой России ТК 465 ТК 023 АПО «НИПИ»	2023 год	
Актуализация				
17	ГОСТ Р 56273-2014 «Трубы и фитинги полимерные для внутрипромысловых трубопроводов. Технические условия»	Росстандарт ТК 497 ТК 023	2022 год	Внесение изменений в части дополнения положениями по правилам наземной прокладки из неметаллических труб с учетом п. 4.1 ГОСТ Р «Трубопроводы промышленные из неметаллических труб. Правила проектирования и эксплуатации»
18	ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и нефтегазовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»	Росстандарт ТК 023 ТК 465	2021 год	Внесение изменений в части дополнения положениями по применению неметаллических труб.
19	СП 284.1325800.2 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»	Росстандарт ТК 023 ТК 465	2022 год	Внесение изменений в части дополнения положениями по применению неметаллических труб.
20	ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»	Росстандарт МТК 155 ТК 465 ТК 023	2023 год	Актуализация стандарта с учетом п.п. 9-12 Программы с внесением изменений в стандарт в части дополнения нормами и методами расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия неметаллических трубопроводов.
21	ГОСТ Р 54201-2010 «Трубы стеклопластиковые и фитинги. Общие технические условия»	Росстандарт ТК 497 ТК 023	2022 год	Актуализация национального стандарта с учетом п.п. 1-12 Программы с применением в России стеклопластиковых труб (пересмотр ограничений по диаметрам до Ду 200, ограничений по типам резьбы)
22	ГОСТ Р 58367-2019 «Оборудование месторождений нефти и газа. Технологическое проектирование»	Росстандарт ТК 023	2022 год	Внесение изменений в национальный стандарт в части снятия ограничений по применению неметаллических труб и добавления необходимых ссылок, по результатам утверждения и ввода в действие стандартов по проектированию и эксплуатации неметаллических труб
23	ГОСТ Р 55068-2012 «Трубы и детали трубопроводов из волокнистых материалов на основе эпоксидных связующих, армированных стекло- и базальтопластиками. Общие технические условия»	Росстандарт ТК 065 ТК 497	2022 год	Внесение изменений в национальный стандарт в части снятия ограничений по применению неметаллических труб и добавления необходимых ссылок, по результатам утверждения и ввода в действие стандартов по проектированию и эксплуатации промысловых трубопроводов.
24	СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»	ПАО «Транснефть» МЧС России	2022 год	Внесение изменений в части дополнения положениями по применению водяной пробки из неметаллических труб.

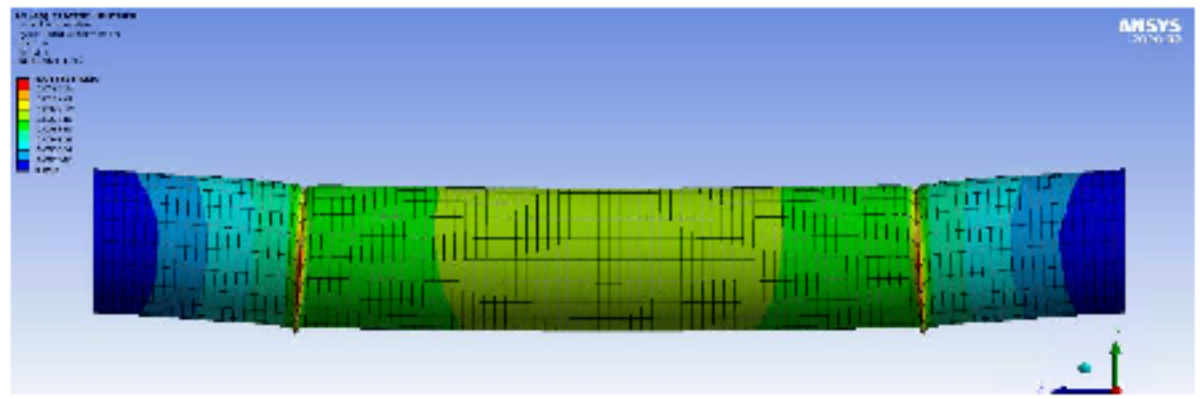
Нормативные правовых акта				
25	Приказ Ростехрегулирования от 03.10.2008 № 887 «Об утверждении Правил получения и использования стандартизации в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»	Ростехрегулирование Минстроя России ФАУ «ФЦС»	2021 - 2023 год	Изменение положений в перечень с целью актуализации ранее утвержденных документов по стандартизации на металлические трубы.

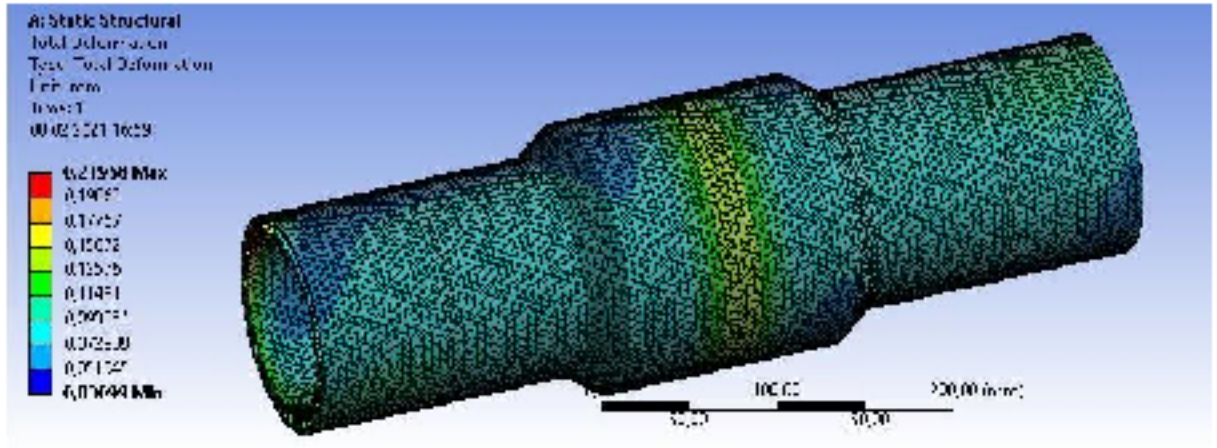
Оценка технического состояния ПАТ

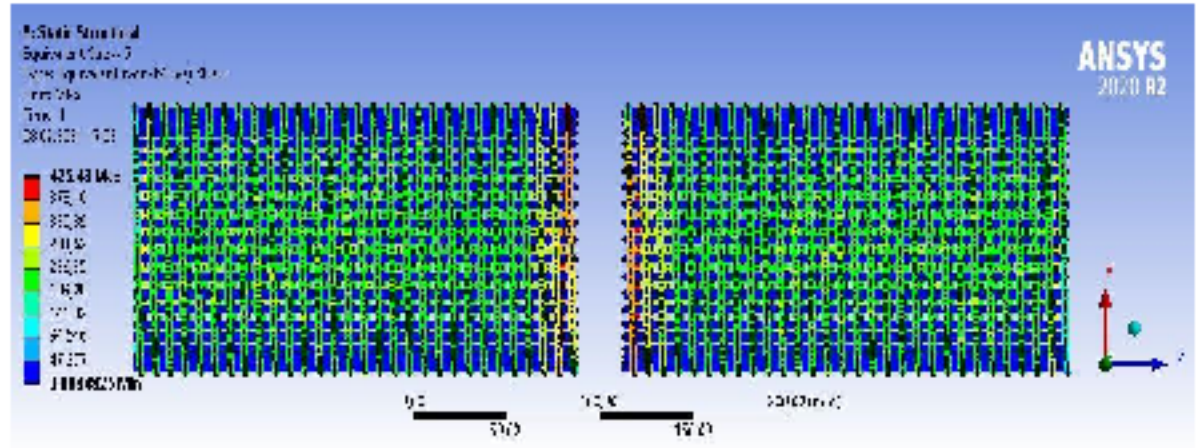


Проведено моделирование отбраковочных характеристик ПАТ.









Проведена адаптация данных моделирования к разрывным испытаниям.







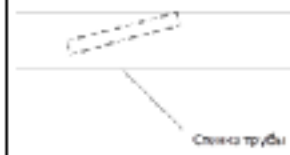








Проведение опытных испытании по методам диагностирования.

Тип дефекта	Габариты, мм	Глубина залегания дефекта	Пространственное положение	Примечание	Количество нанесенных дефектов
Общее утонение внутренней оболочки	50*50	поверхностный дефект с глубиной более 2 мм	0°, 45°		3
Задир продольный	2*30	поверхностный дефект глубиной 1,5мм			3
Язва	3*2	поверхностный дефект глубиной 1,5мм		отверстие под углом 90°С	3
Внутренняя полость	Внутренним диаметром 2мм	на глубину до 1мм		имитация дефекта путем отверстия под углом 30 °С	3



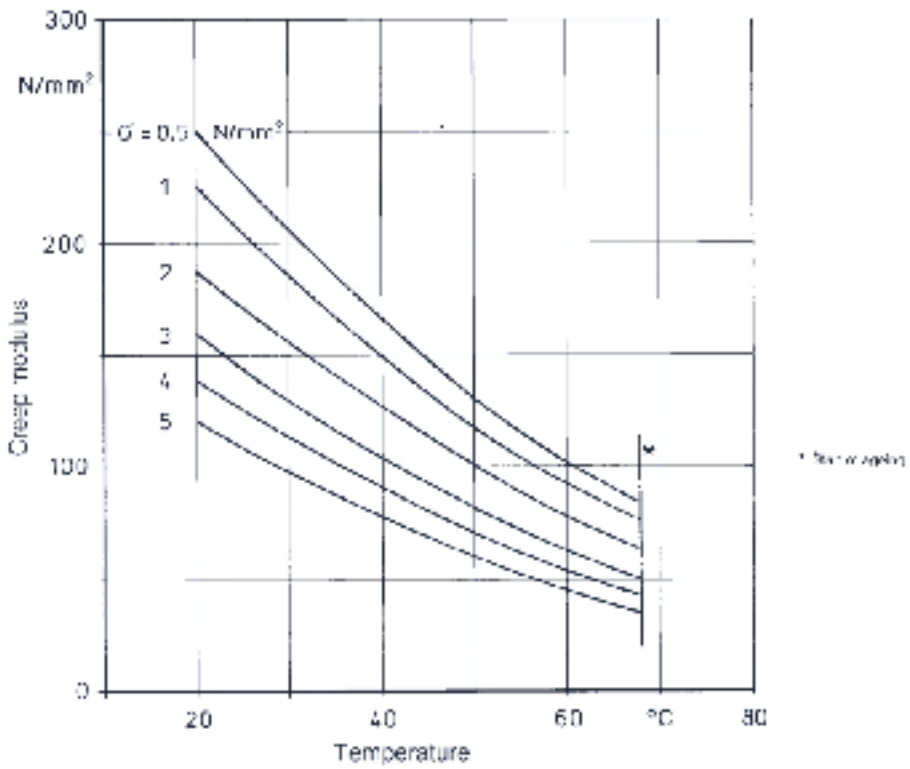




Деградация полимерных материалов.

В стандартах API 17, ISO 13628 указывается о необходимость учета деградации полимерных материалов в процессе эксплуатации.

Стандарты DVS дают прогнозы по значению модуля ползучести полимеров в зависимости от приложенного напряжения, температуры и времени эксплуатации.



Стандарт PPI TR 19 подразделяет 4 степени воздействия различных химических веществ на полимеры

Resistance Codes

The following code is used in the data table:

Code	Meaning	Typical Result
140	Plastic type is generally resistant to temperature (°F) indicated by code.	Swelling < 3% or weight loss < 0.5% and elongation at break not significantly changed.
R to 73	Plastic type is generally resistant to temperature (°F) indicated by code and may have limited resistance at higher temperatures.	Swelling < 3% or weight loss < 0.5% and elongation at break not significantly changed.
C to 73	Plastic type has limited resistance to temperature (°F) indicated by code and may be suitable for some conditions.	Swelling 3-8% or weight loss 0.5-5% and/or elongation at break decreased by < 50%.
N	Plastic type is not resistant.	Swelling > 8% or weight loss > 5% and/or elongation at break decreased by > 50%.
—	Data not available.	

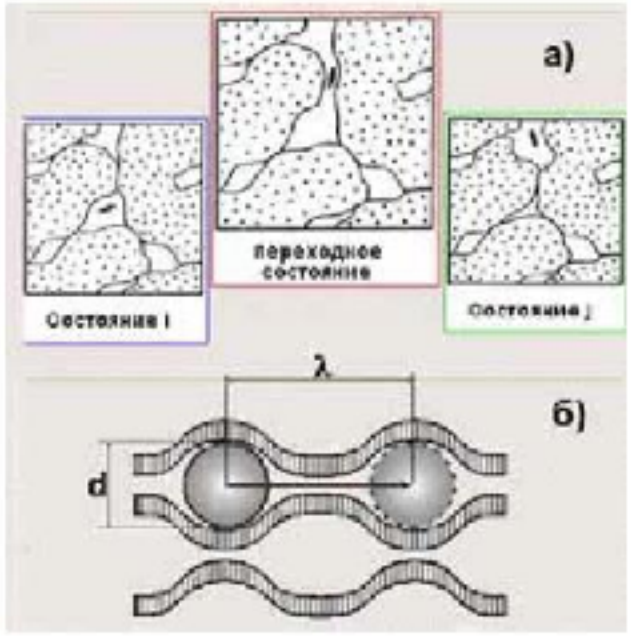
Включение в разрабатываемые ПД эксплуатацию временных ПАТ на время строительства стальных трубопроводов.

Для прогнозирования свойств полимерных материалов с учетом влияния химических реагентов, циклического нагружения и синергетического их действия была использована кинетическая концепция разрушения твердых тел Журкова:

$$\tau_f = \tau_{0f} \exp \frac{U_{0f} - \gamma_f \sigma}{kT}$$

Согласно которой, было изучено влияние вышеперечисленных факторов на прочностные свойства и сформированы коэффициенты учитывающие различные условия эксплуатации.

Учет изменения коэффициента диффузии в процессе эксплуатации (Теория свободного Обьема)



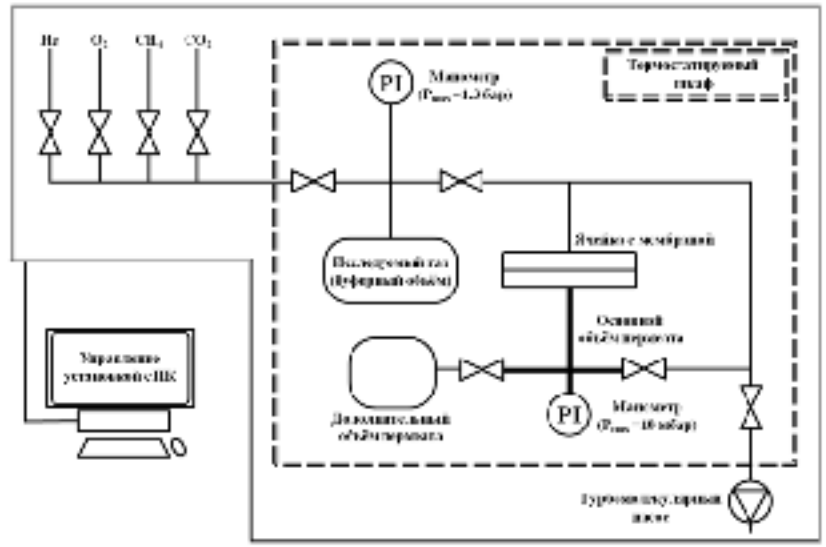


Рис. 3.1. Принципиальная схема установки «IIZG Gas & Vapour Permeability Test Unit», используемой для определения газотранспортных свойств плоских мембран.



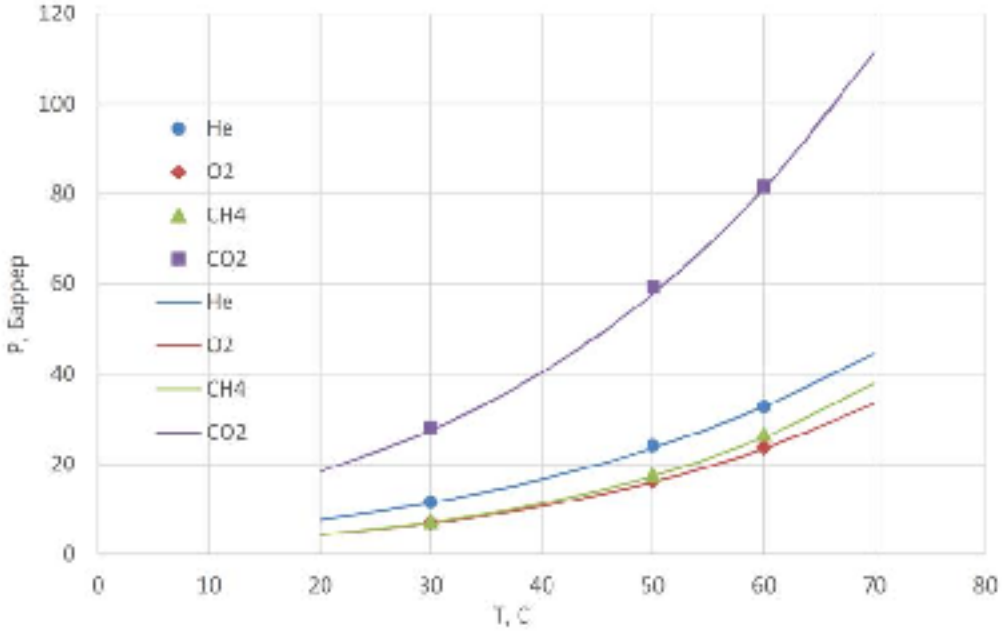


Рис. 4.17. Сравнение величин, рассчитанных на основе полученных параметров (сплошные линии), с экспериментальными данными (точки) для ПЭ, подвергнутого УФ-облучению в течение 60 сут.

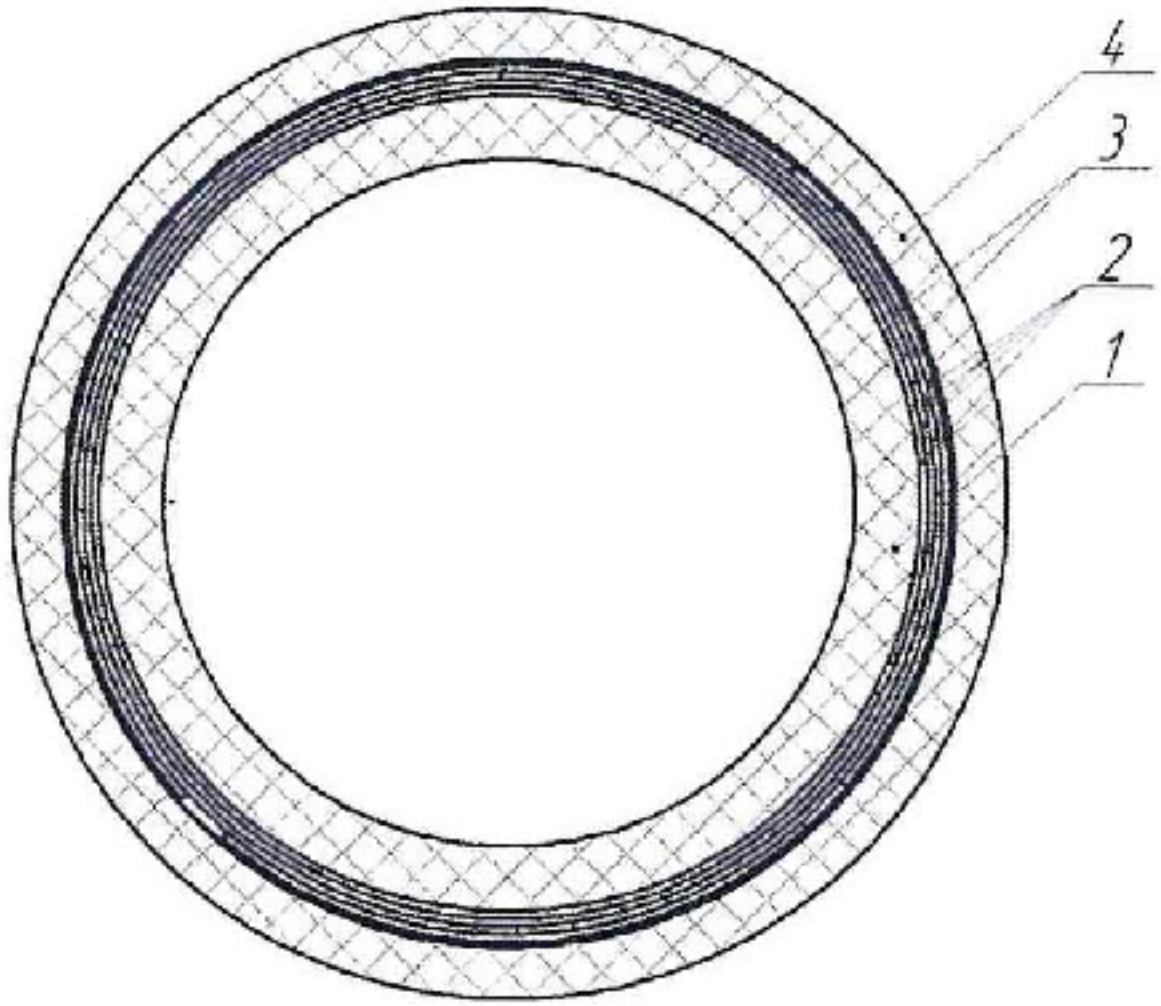
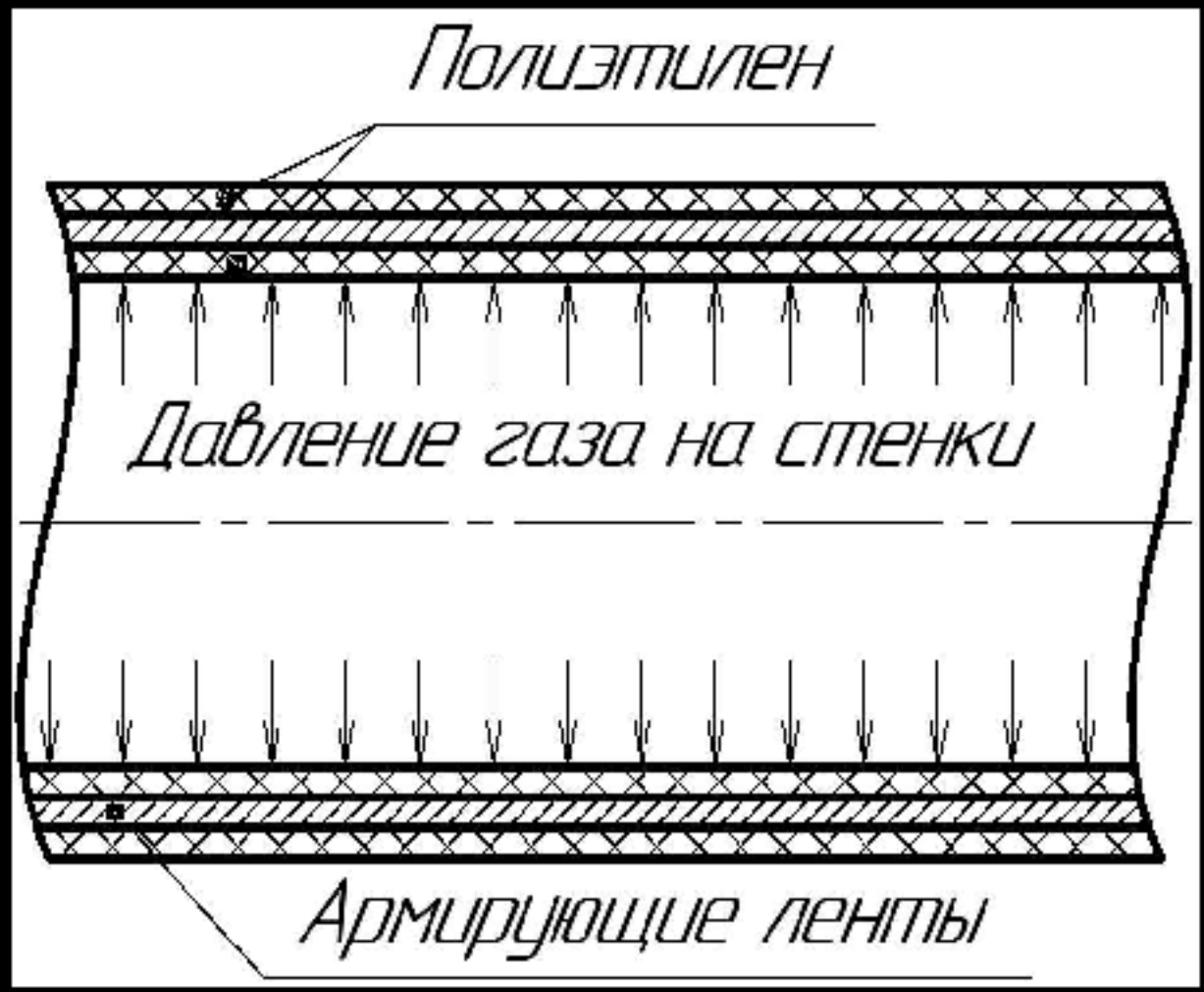
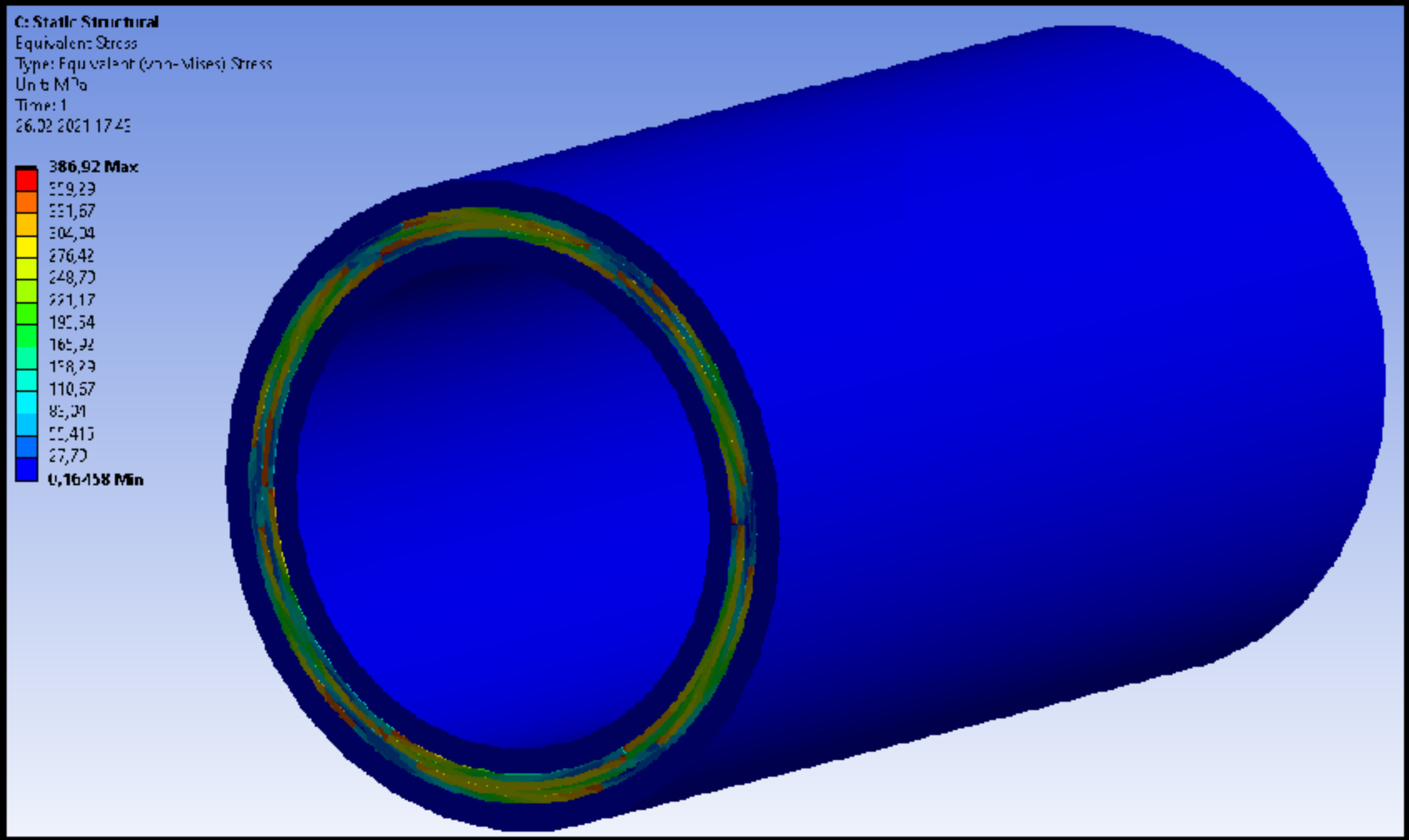


Рисунок 4 – Конструкция гибкой трубы

1 – внутренняя оболочка; 2 – армирующий слой (4 слоя высокопрочной металлической ленты); 3 – противоизносный слой (2 слоя ленты ПЭТ); 4 – внешняя оболочка

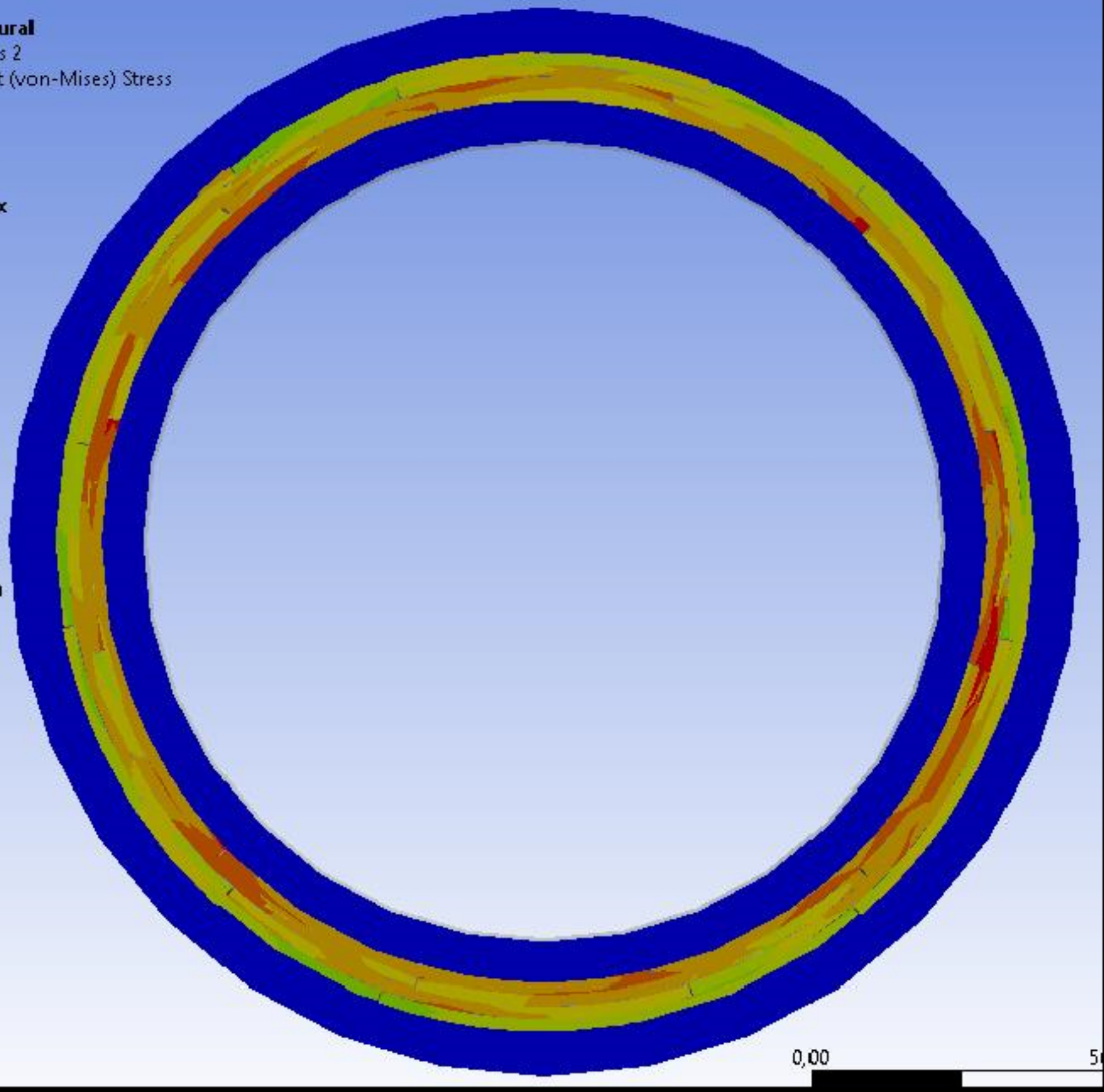
Показатель	Торговое наименование	Рабочее давление, МПа	Наружный ø, мм	Условный диаметр DN, мм	Тип конструкции	Материал армировки	Давление гидравлич испытания на прочность, Мпа	Разрушающее внутреннее давление, не менее МПа
НордВест, **Великие Луки**	СТВ – система трубопроводная высоконапорная	10,0	175	125	Трехслойная	Стальная лента + лента ПЭТ	1,3 от max рабочего давления/ 2 часа	23,0


Полиэтилен
Давление газа на стенки
Армирующие ленты


C: Static Structural
Equivalent Stress
Type: Equivalent (von-Mises) Stress
Unit: MPa
Time: 1
26.02.2021 17:45
386,92 Max
359,29
331,67
304,04
276,42
248,79
221,17
193,54
165,92
138,29
110,67
83,04
55,415
27,79
0,16458 Min

C: Static Structural
Equivalent Stress 2
Type: Equivalent (von-Mises) Stress
Unit: MPa
Time: 1
26.02.2021 17:45

237,38 Max
220,64
203,9
187,16
170,42
153,69
136,95
120,21
103,47
86,732
69,994
53,256
36,517
19,779
3,0403 Min



0,00

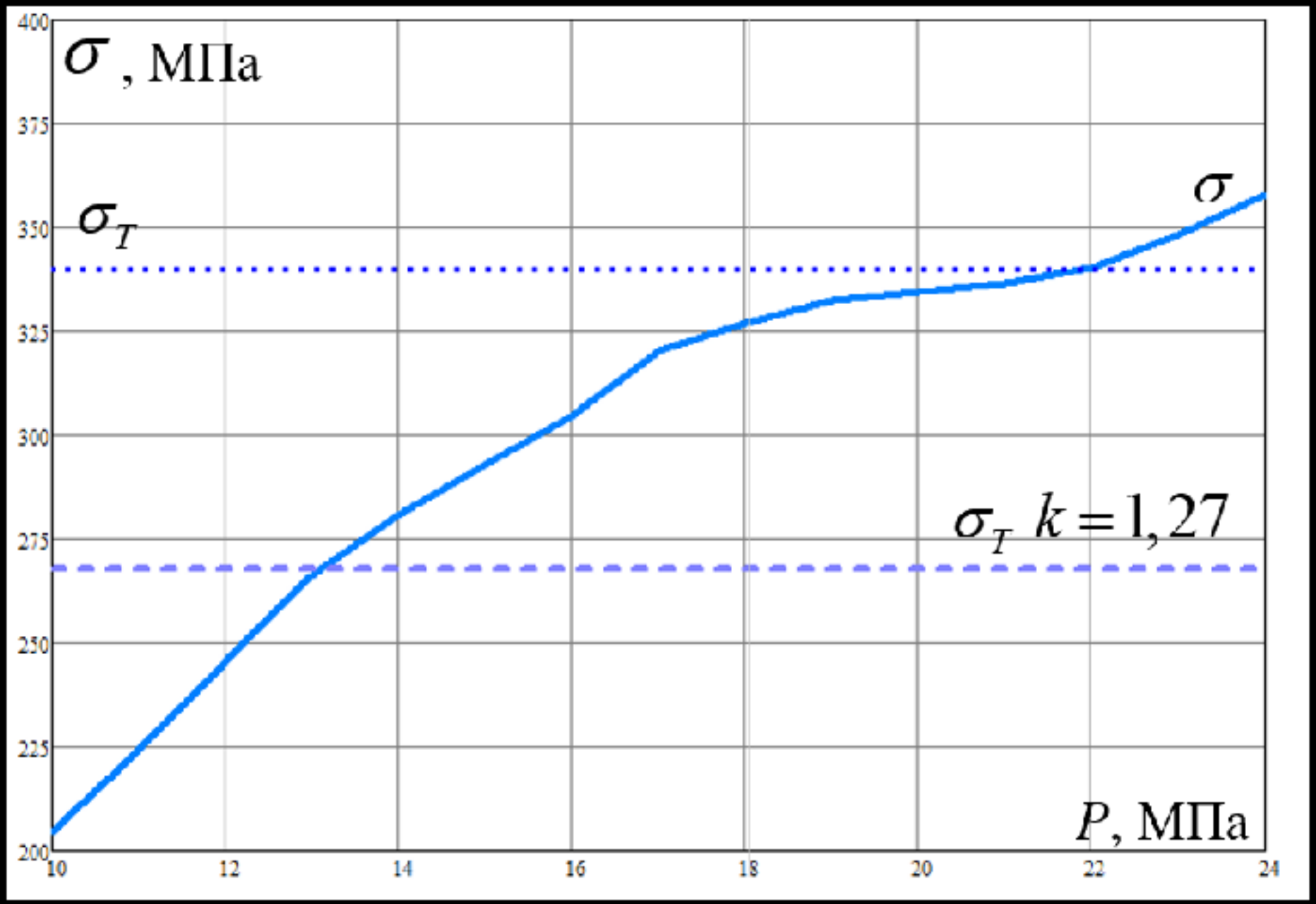
C: Static Structural
Equivalent Stress
Type: Equivalent (von-Mises) Stress
Unit: MPa
Time: 1
26.02.2021 17:46

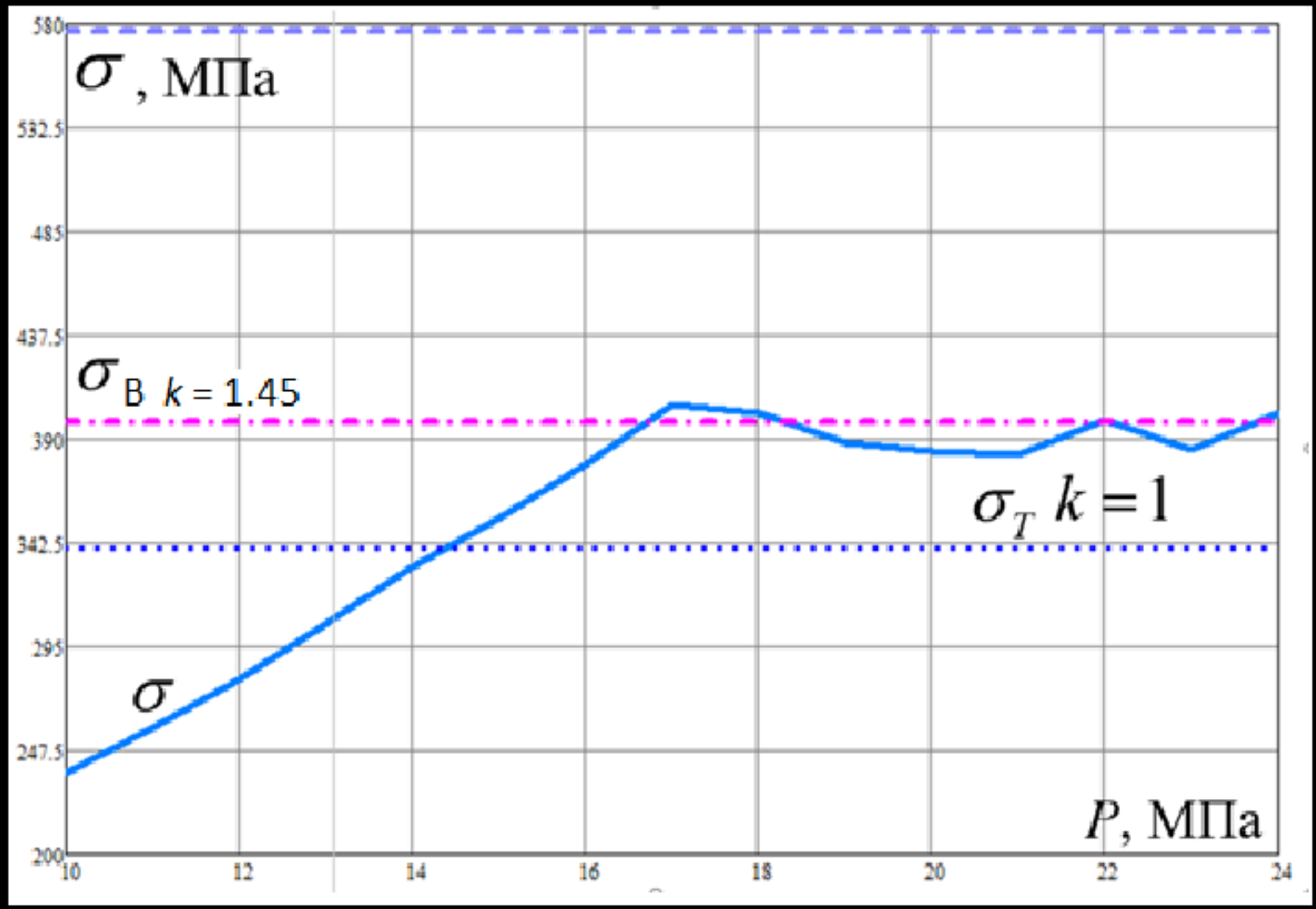
386,92 Max
350,20
331,67
301,04
275,42
248,79
221,17
193,54
165,92
138,29
110,67
83,04
55,415
27,79
0,16458 Min

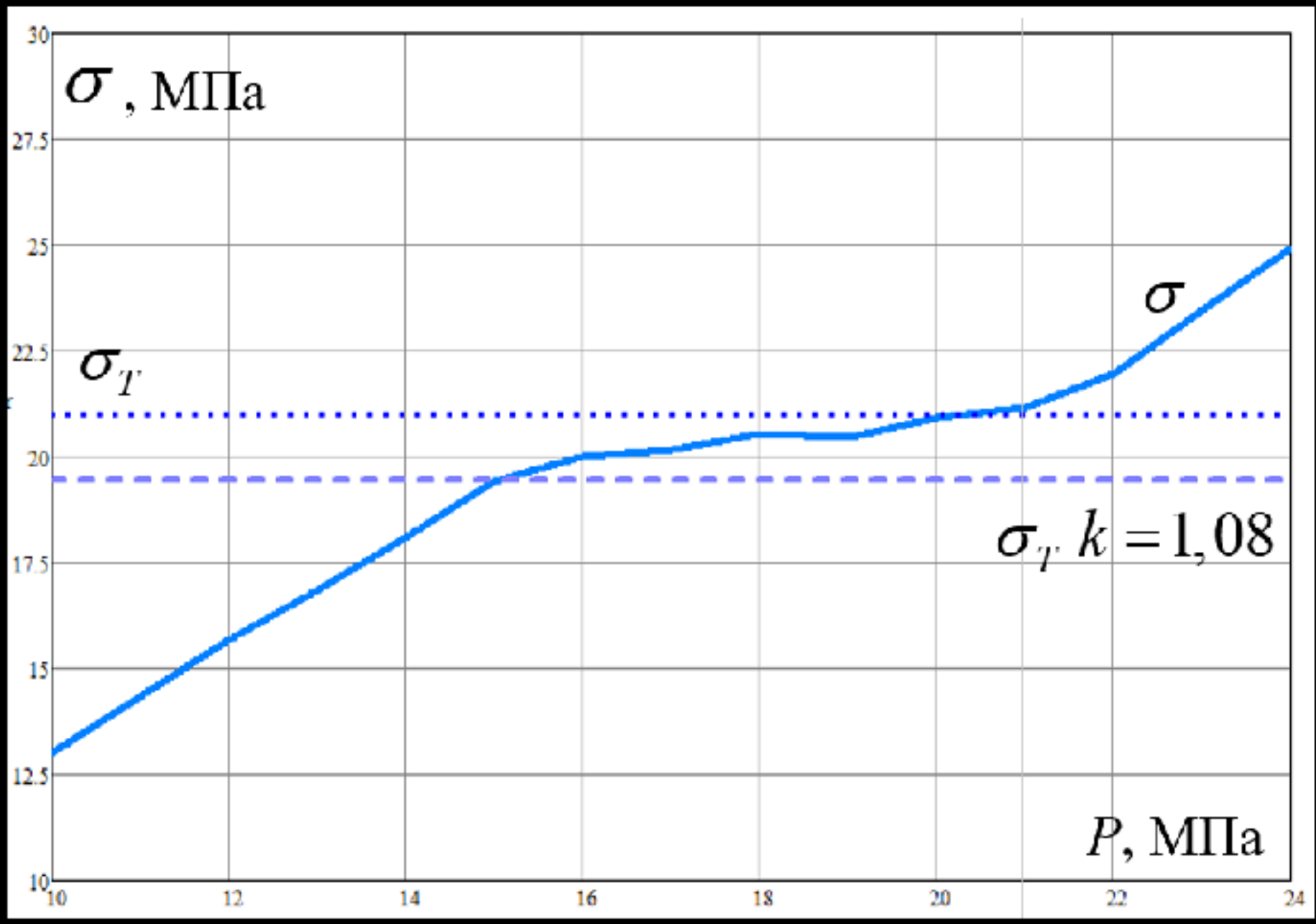
207,03
225,9
207,00
179

2,00 50,00 100,00 (mm)

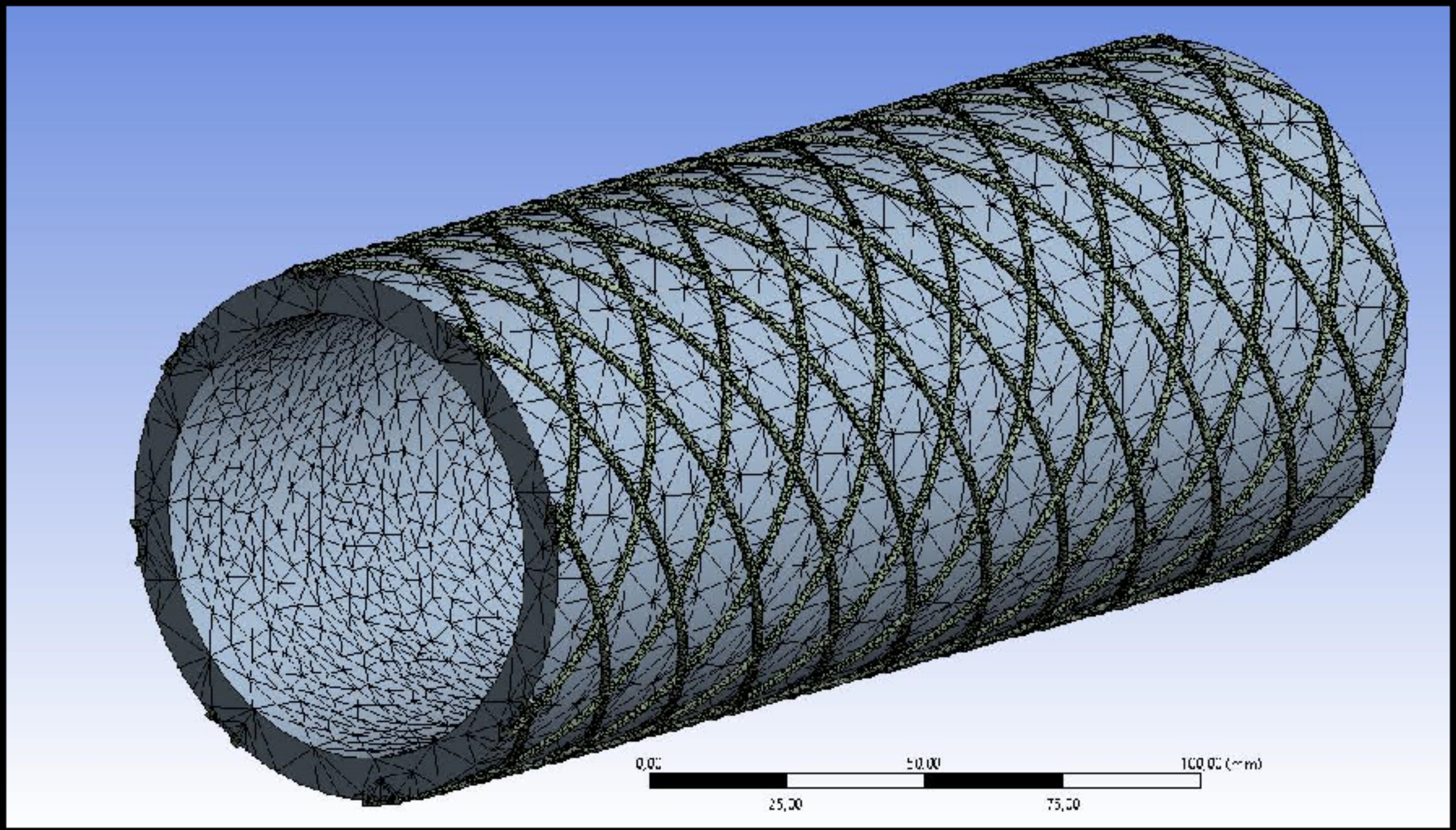
В армирующей ленте		На кромке армирующей ленты		Внутреннее кольцо (полиэтилен)		Коэффициент запаса
σ, МПа	P, МПа	σ, МПа	P, МПа	σ, МПа	P, МПа	
309,1	16,3	309,1	13,1	19,1	14,8	1,1
283,3	14,2	283,3	12,1	17,5	13,5	1,2
261,5	12,8	261,5	11,2	16,2	12,4	1,3
242,9	11,9	242,9	10,3	15,0	11,5	1,4
226,7	11,1	226,9	>10	14,0	10,7	1,5
204,5	10,0	237,4	10,0	13,0	10,0	Рабочее давление

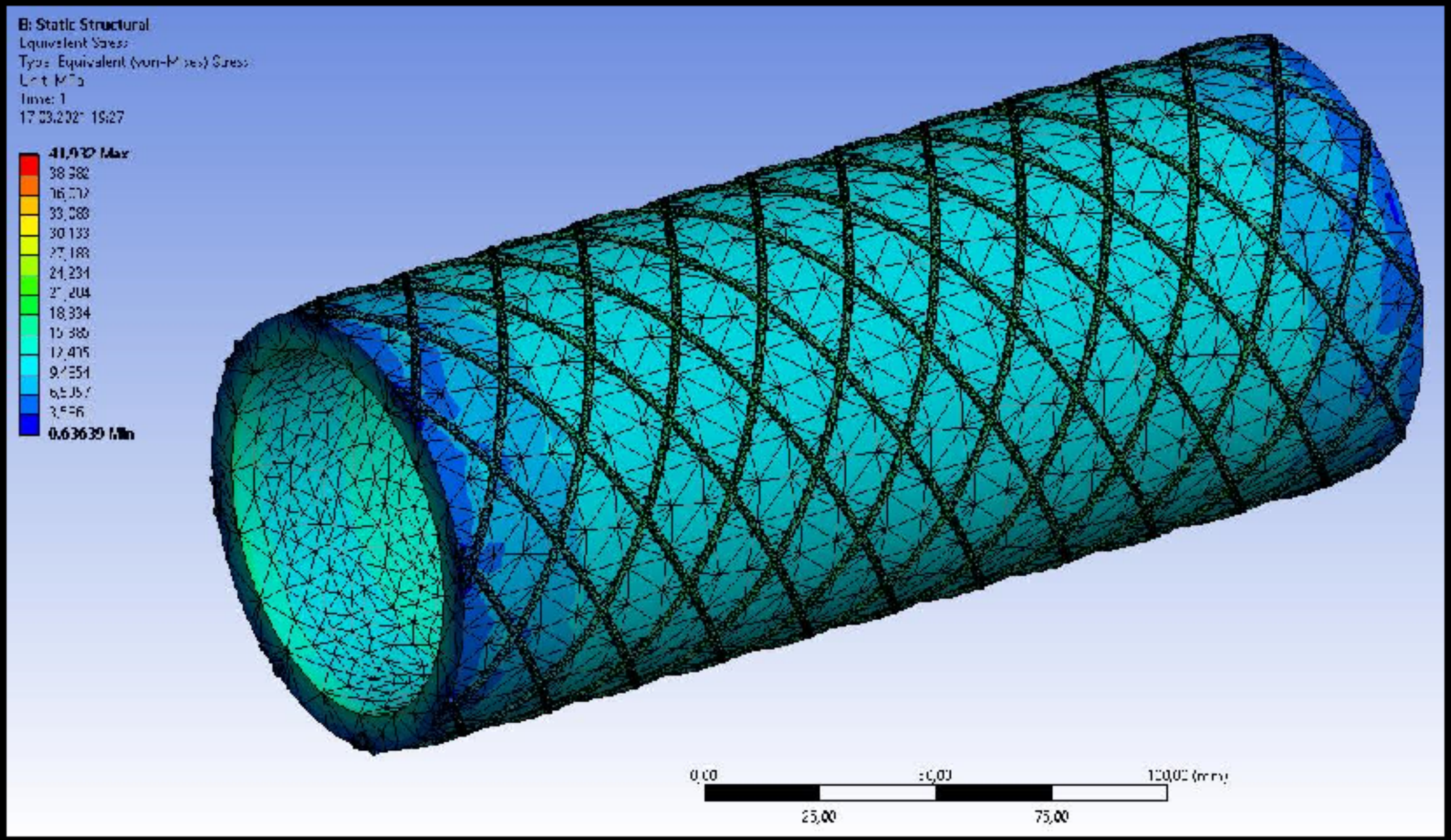

σ , МПа
σ
σ_T
σ_T k = 1,27
P, МПа
400
375
350
325
300
275
250
225
200
10
12
14
16
18
20
22
24

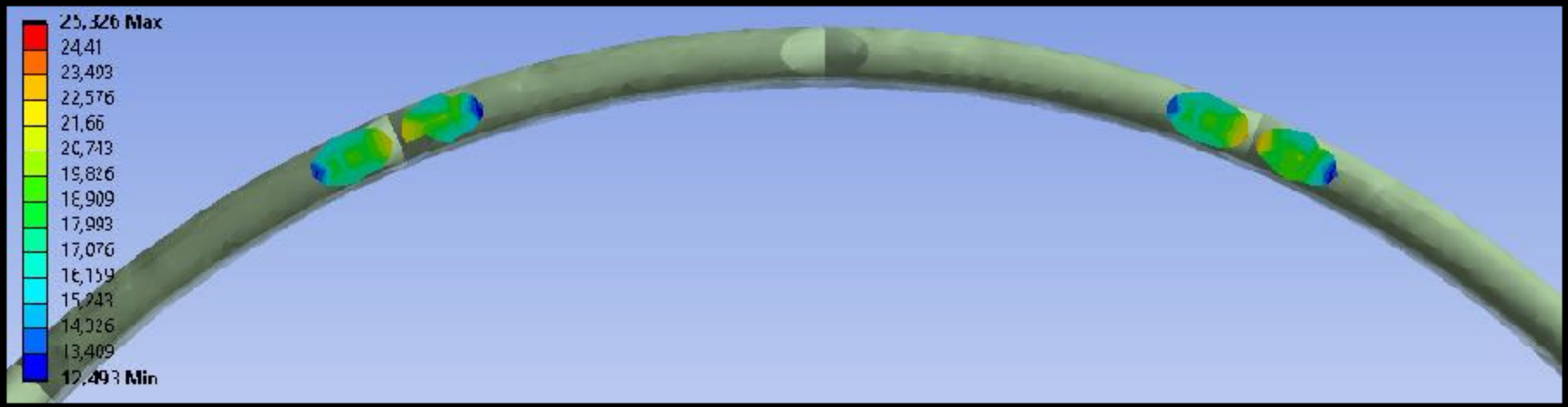

σ , МПа
σ В k = 1.45
σ
σ_T k = 1
P, МПа
580
532.5
485
437.5
390
342.5
295
247.5
200
10
12
14
16
18
20
22
24

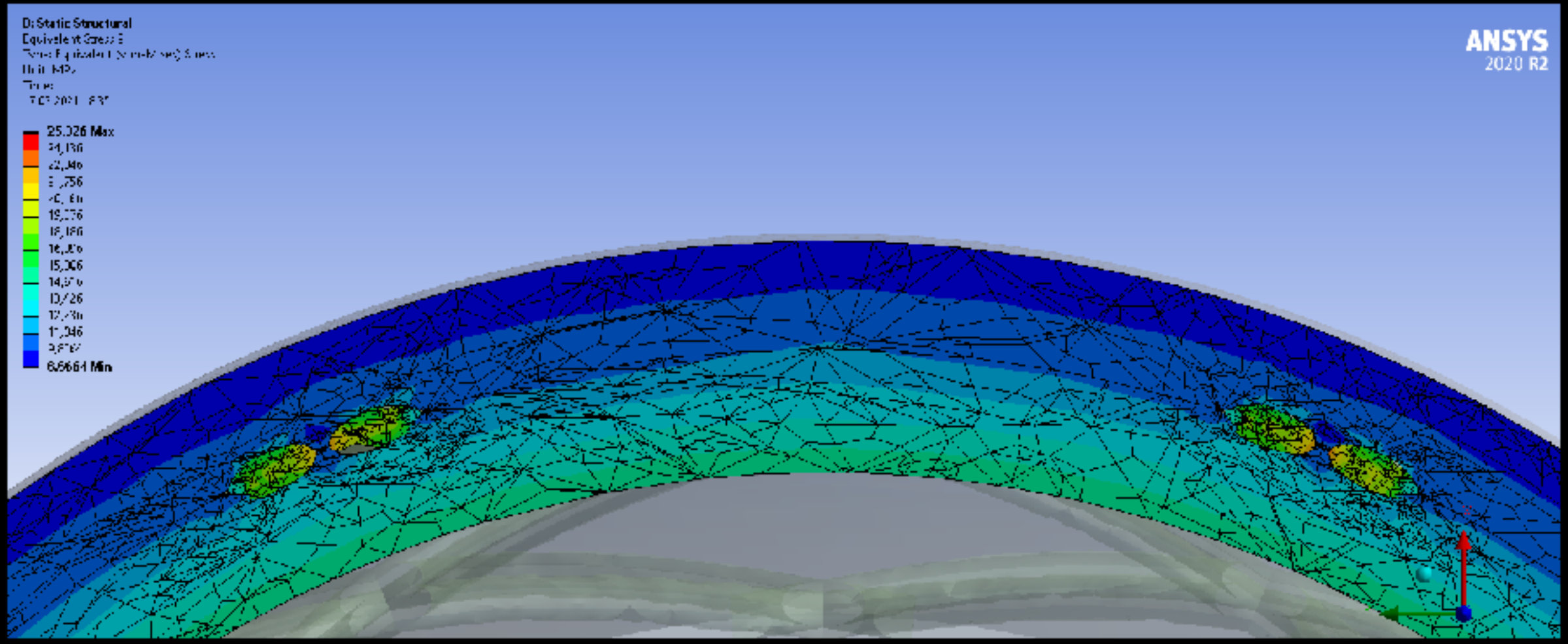

σ , МПа
σ
σ_T
σ_T, k = 1,08
P, МПа
30
27.5
25
22.5
20
17.5
15
12.5
10
10
12
14
16
18
20
22
24

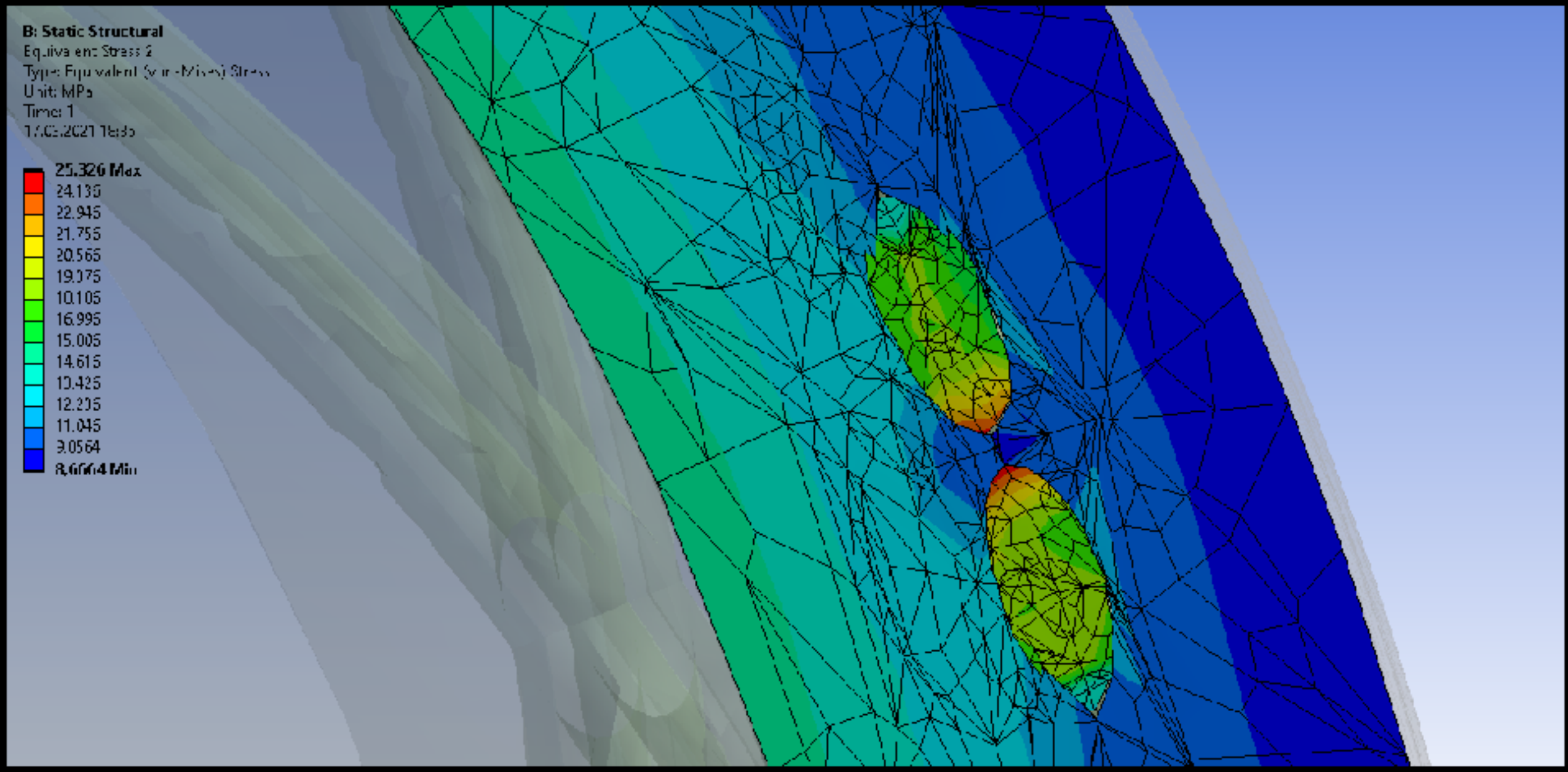


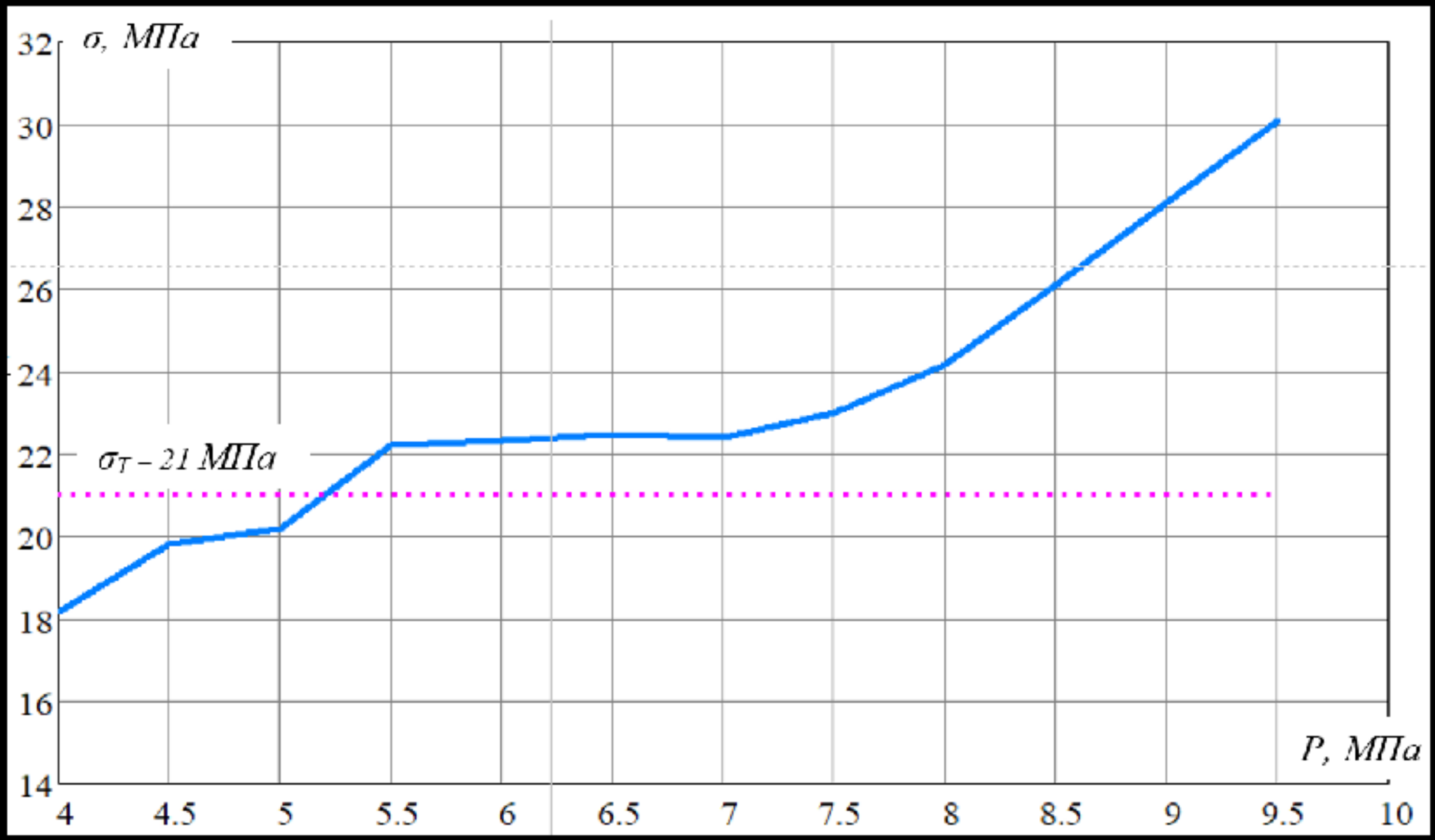

0,00
50,00
100,00 (mm)
25,00
75,00

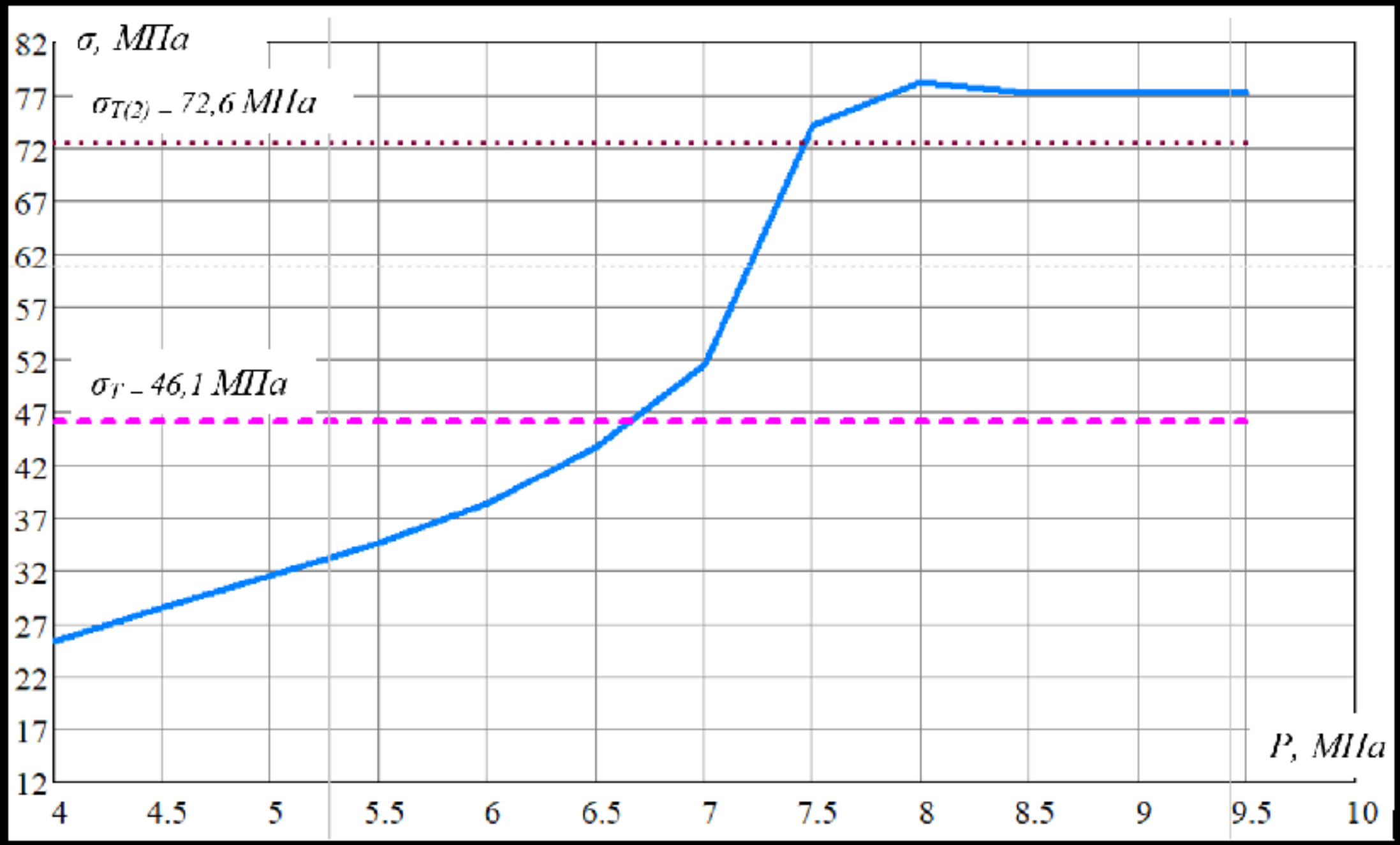

B: Static Structural
Equivalent Stress
Time: 1
17.03.2021 19:27
41,932 Max
38,482
35,032
31,583
28,133
24,684
21,234
17,784
14,334
10,885
7,4351
3,986
0,63639 Min
0,00
50,00
100,00 (mm)
25,00
75,00

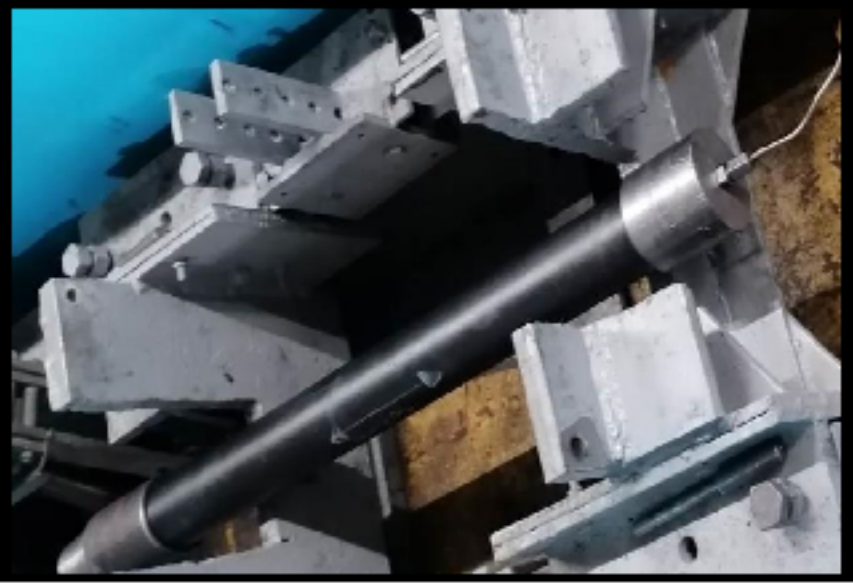

25,326 Max
24,41
23,493
22,576
21,66
20,743
19,826
18,909
17,993
17,076
16,159
15,243
14,326
13,409
12,493 Min

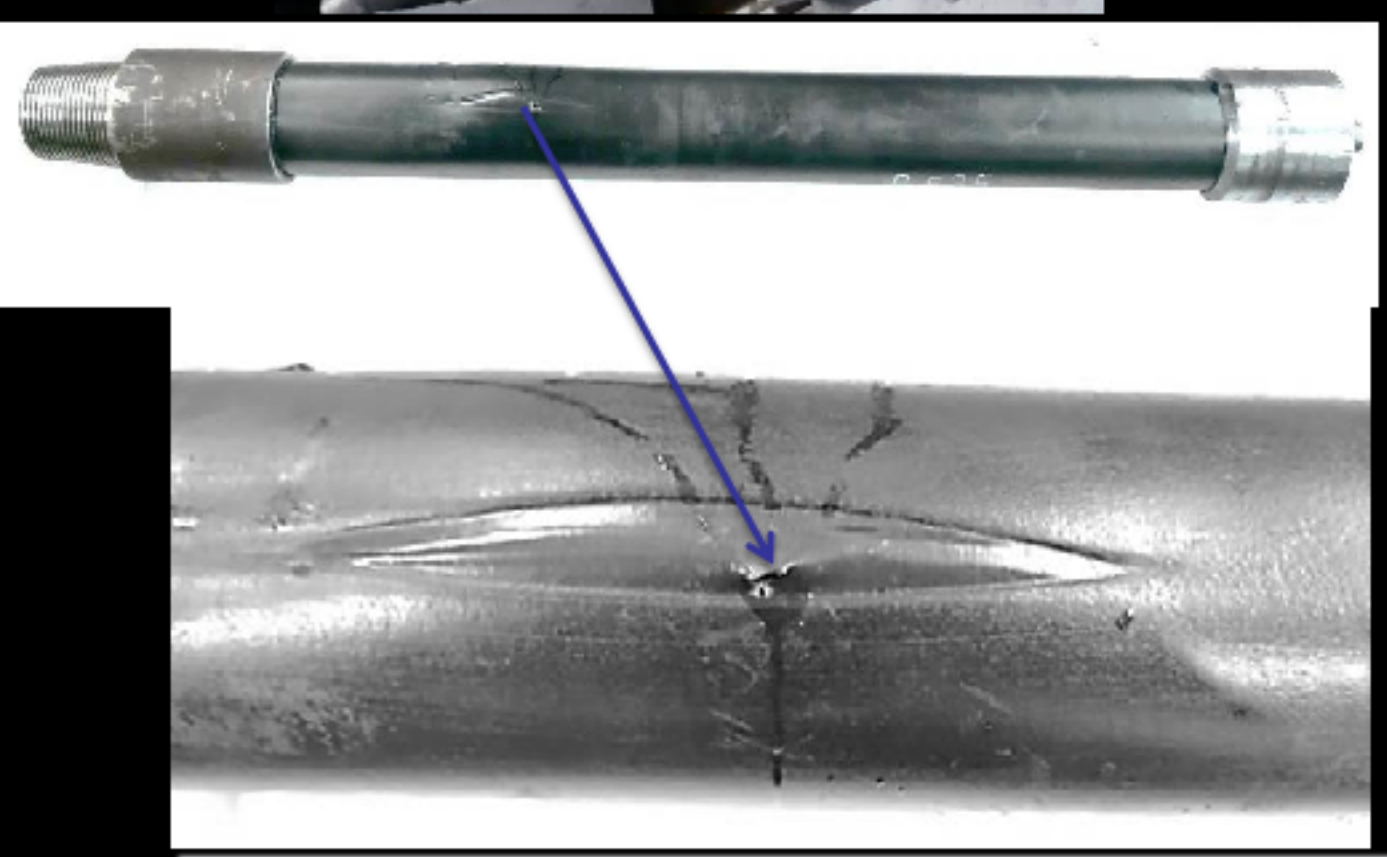

D: Static Structural
Equivalent Stress
Unit: MPa
25,326 Max
6,6664 Min
ANSYS
2020 R2


B: Static Structural
Equivalent Stress 2
Type: Equivalent (von-Mises) Stress
Unit: MPa
Time: 1
17.03.2021 18:36
25.326 Max
24.135
22.945
21.755
20.565
19.375
10.105
16.995
15.005
14.615
13.425
12.235
11.045
9.0564
8.6664 Min


σ, МПа
32
30
28
26
24
22
20
18
16
14
σT – 21 МПа
P, МПа
4
4.5
5
5.5
6
6.5
7
7.5
8
8.5
9
9.5
10


σ, МПа
σT(2) – 72,6 МПа
σT – 46,1 МПа
P, МПа
82
77
72
67
62
57
52
47
42
37
32
27
22
17
12
4
4.5
5
5.5
6
6.5
7
7.5
8
8.5
9
9.5
10





Образец до начала испытаний и после разрушения.

Рабочее давление, МПа	4,0
Давление гидравлического испытания на прочность, МПа	6,0
время выдержки, требования НТД	12 ч
Примечания по ходу испытаний	фактическая выдержка составила 2,5 мин. потом наблюдалось падения давления до 2МПа вследствие расширения трубы (при этом трещали армирующие нити)
РЕЗУЛЬТАТ ИСПЫТАНИЙ Нормативное разрушающее внутреннее давление, не менее МПа	Образец герметичен 9,5
РЕЗУЛЬТАТ ИСПЫТАНИЙ	Разгерметизация образца при 8МПа (разрушение по телу трубы)
Заключение	Не соответствует

Результаты лабораторных исследований стойкости полимерных армированных труб в модельных средах, имитирующих условия эксплуатации.

ИТ-СЕРВИС

Типовые конструкции гибких полимерных армированных труб (ГПАТ). Возможные области применения для обустройства нефтяных и газовых месторождений

Конструкции ГПАТ, испытанные в ООО «ИТ-Сервис»



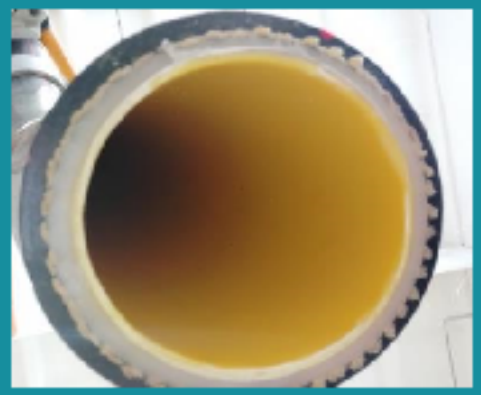
Тип 1. - Труба армированная высокопрочной металлической лентой.



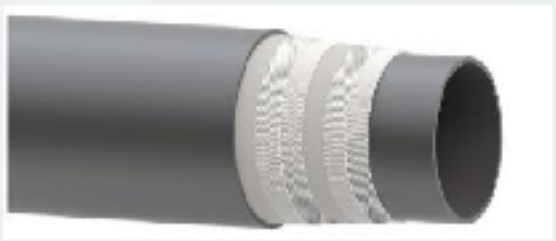
Тип 2. - Труба армированная высокопрочным синтетическим волокном.



Тип 3. Труба армированная полиэфирными малоусадочными нитями с повышенной адгезией.



Тип 4. Труба армированная арамидным волокном.



Тип 5. - Труба армированная армированная высокопрочным импрегнированным стеклоровингом.



Тип 6. - Труба армированная высокопрочными нитями стекловолокна, внедренными в эпоксидную матрицу.

Таблица 1 - Возможные области применения ГПАТ, исходя из деклараций Производителей .

№ п/п	Условное обозначение	Назначение трубопроводов[1]	Максимальное проектное давление, МПа	Сорта-мент, мм
1	ННП	Напорные нефтепроводы[2]	10	150-200
2	НС	Нефтесборные трубопроводы[3]	4,0	50-200
3	ГП	Метанолопроводы	25,0	50
4		Газопроводы низкого давления	2,5	50-200
5		Газопроводы высокого давления	25,0	50-200
6	КП	Конденсатопроводы	4,0	50-200
7	ВНД	Водоводы низкого давления	4,0	50-200
8	ВВД	Водоводы высокого давления	25,0	50-200

[1] Возможно наличие коррозионноактивных компонентов pH_2S ≥0,3 кПа, и/или pCO_2 ≥5 кПа.

[2]Обводненность транспортируемой продукции может составлять до 1%

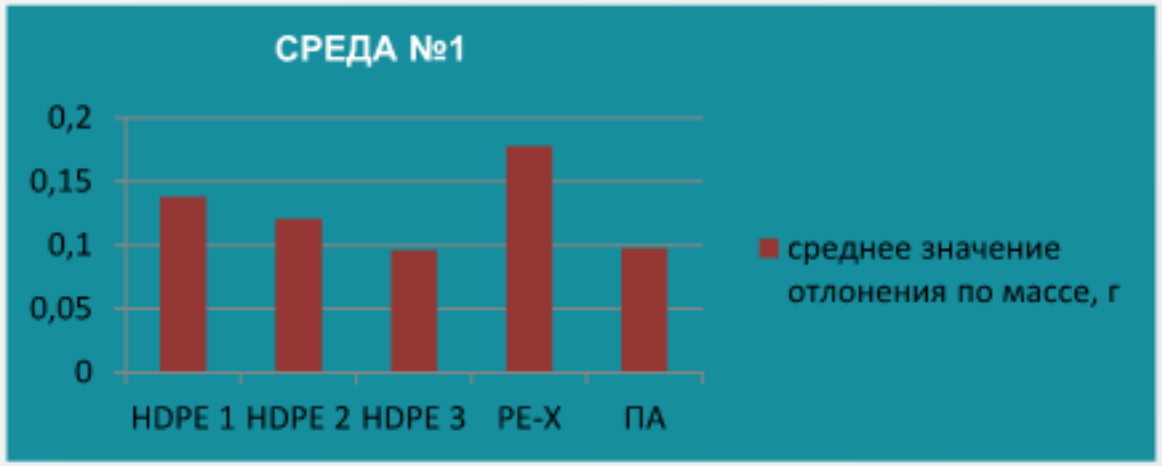
[3]Обводненность транспортируемой продукции может составлять до 95%.

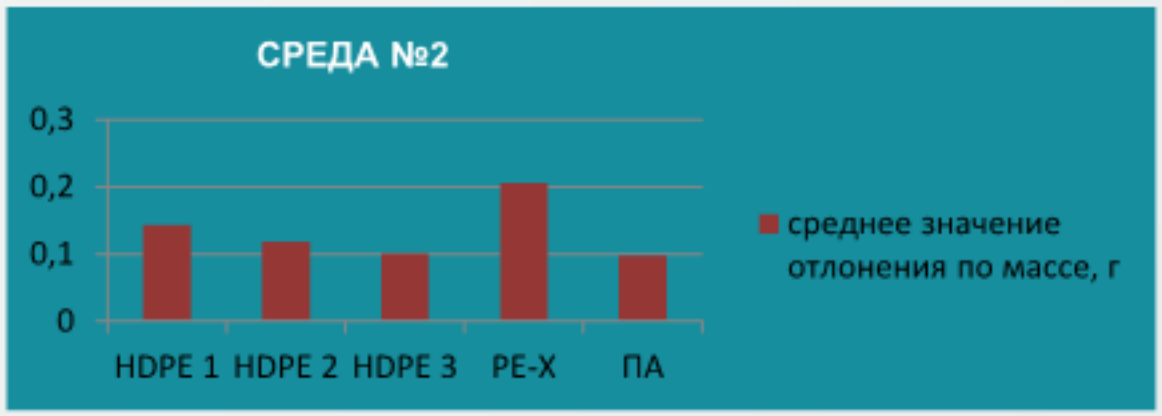
Таблица 2 - Существующий объем квалификационных испытаний прописанный в ТУ Производителей

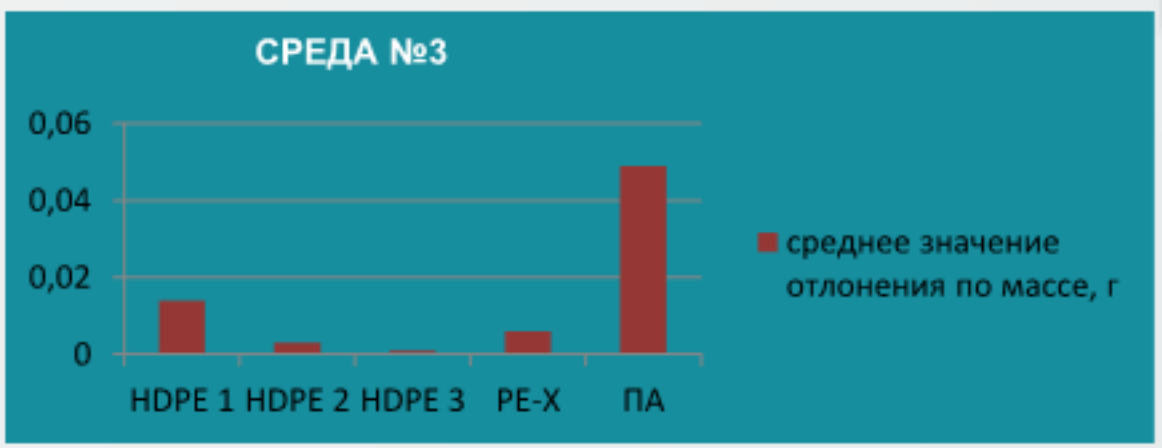
1	Внешний вид.
2	Геометрические параметры, метраж.
3	Гидростатические испытания (герметичность) с выдержкой при 20 оС испытательная жидкость «ВОДА».
4	Разрушающее внутреннее давление при 20 оС испытательная жидкость «ВОДА».
5	Минимальный радиус изгиба.
6	Прочность осевым растяжением.

Исследования стойкости ГПАТ к воздействию агрессивных компонентов транспортируемой среды. Оценка изменения массы по ГОСТ 12020

Результаты выдержки образцов полимерных материалов в модельной среде в течение 150 часов







Состав модельных сред:

СРЕДА №1 Толуол+орто-ксилол 50/50 100мл

СРЕДА №2 Толуол+орто-ксилол 50/50 100мл + газовая фаза: концентрация CO2 в модельной среде не менее 89 мг/л и концентрация H_2S в модельной среде не менее 11 мг/л.

СРЕДА №3 Вода дистиллированная 100мл + газовая фаза: концентрация CO_2 в модельной среде не менее 89 мг/л и концентрация H_2S в модельной среде не менее 11 мг/л.

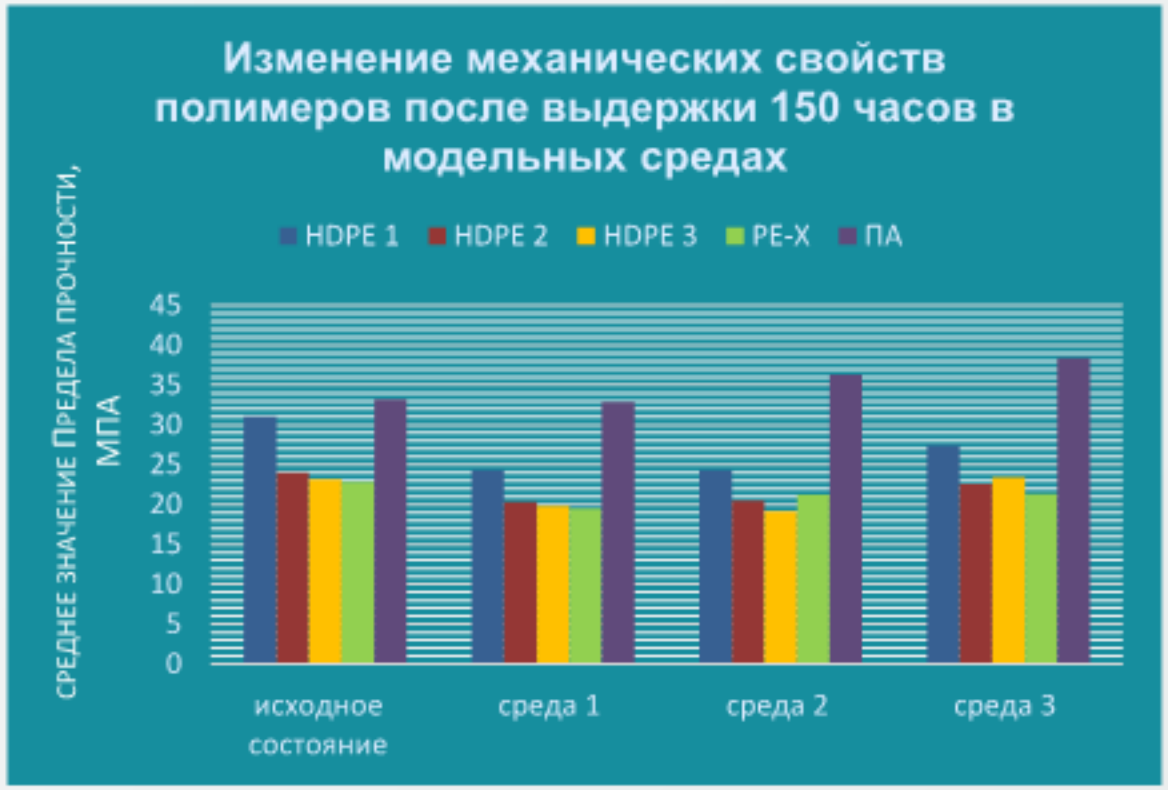


Внешний вид образцов для испытаний на растяжение до выдержки в модельных средах.



Внешний вид образцов в процессе выдержки в модельных средах.

Исследования стойкости ГПАТ к воздействию агрессивных компонентов транспортируемой среды. Оценка изменения механических свойств образцов после выдержки в модельных средах. Испытание на растяжение по ГОСТ 11262 .





При действии на полимеры физически активных сред (растворителей) протекают процессы адсорбции и сорбции агрессивной среды. В результате протекания этих процессов могут происходить изменение следующий свойств полимеров: механических и реологических, диэлектрических и электрических, цвета, адгезионных, растворимости полимера.

Нормы оценки стойкости по ГОСТ 12020 ТАБЛИЦА 2

Тип пластмассы	*Оценка стойкости*	*Изменение показателя*
Термопласты	*Хорошая* *Удовлетворительная* *Плохая*	*От 0 до 10* *Св. 10 до 15* *Св. 15*
Реактопласты	*Хорошая* *Удовлетворительная* *Плохая*	*От 0 до 15* *Св. 15 до 25* *Св. 25*

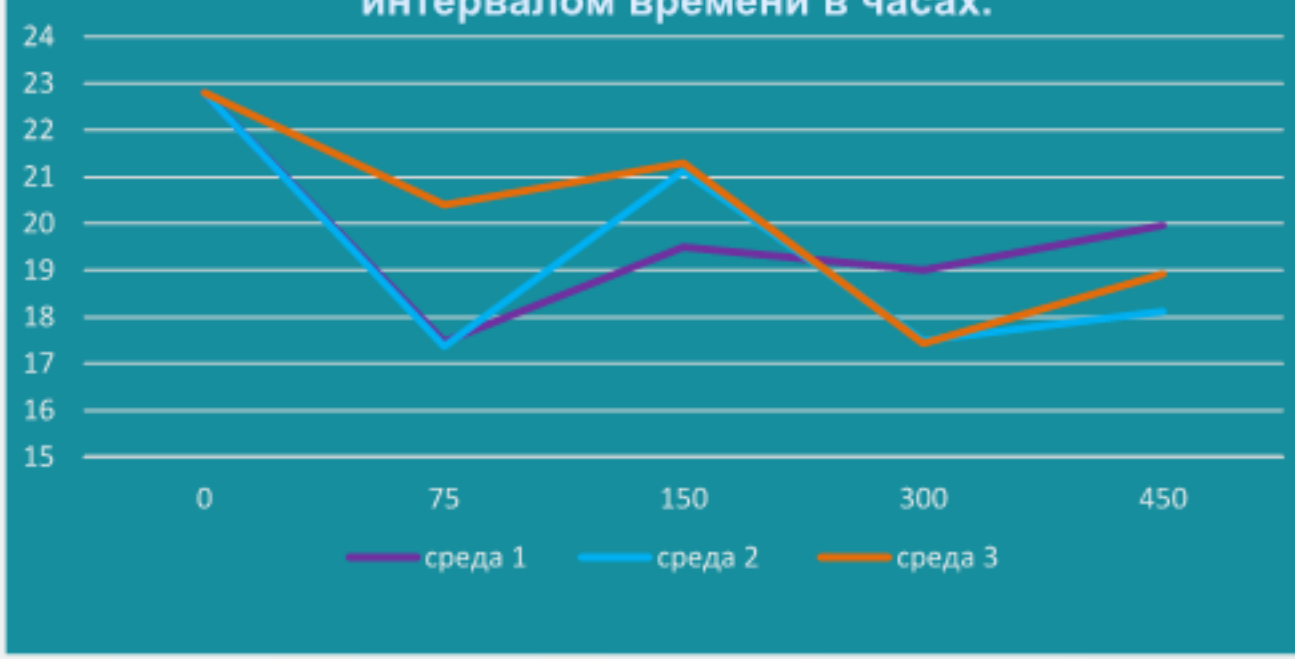
Исследования стойкости ГПАТ к воздействию агрессивных компонентов транспортируемой среды. Оценка изменения механических свойств образцов после выдержки в модельных средах.

При набухании уменьшается прочность полимера, но повышается эластичность. Изменение прочности полимера вызвано двумя причинами.

1. Возникновение местных напряжений в следствии неравномерности набухания, что приводит к образованию внутренних дефектов, микротрещин и трещин.

2. Изменения межмолекулярного взаимодействия происходящего в процессе набухания может приводить к увеличению гибкости полимерной цепи, оказать пластифицирующее действие, снизить температуру стеклования и хрупкости, что приводит к повышению прочности образца в момент разрыва (прочность выше чем до набухания)

Среднее значение Предела прочности, МПа при испытаниях PE-X после выдержки с разным интервалом времени в часах.



% отклонения от исходного состояния значения прочности PE-X после выдержки в различных средах в течении 450 час.



Таким образом при эксплуатации трубопроводов из полимерных материалов в агрессивных физических средах, необходимо учитывать влияние транспортируемой среды на материал из которого изготовлена труба.

Предлагаемый перечень квалификационных (типовых) испытаний ГПАТ для оценки возможности их эксплуатации в различных условиях.

На основании комплекса исследований выполненных в лаборатории ООО «ИТ-Сервис» считаем не достаточным существующий объем испытаний заложенный в ТУ Производителей. Для оценки возможности эксплуатации ГПАТ в различных условиях нефтяных и газовых месторождений, специалистами ООО «ИТ-Сервис» предложен комплекс типовых испытаний включающих в себя оценку стойкости элементов ГПАТ к модельным средам, а также гидравлические и циклические испытание полноразмерных образцов. Предлагаемый перечень испытаний представлен в Таблице 3.

п/н	Объект испытаний	Вид испытаний	Цель испытания	НТД	Показатель
1	Внутренний слой	Испытания на растяжение образцов внутреннего полимерного слоя в исходном состоянии при комнатной температуре.	Установление базового значения прочности материала в исходном состоянии.	ГОСТ 11262-2017	Не менее значения указанного по сертификату на исходный материал.
2		Испытание материала внутреннего полимерного слоя на стойкость к воздействию модели транспортируемой среды (изменение массы – набухание/растворение) при максимальной температуре эксплуатации.	Определение стойкости полимера к воздействию транспортируемой среды.	ГОСТ 12020-2018	Показатель стойкости «Хорошая» по Таблице 2 ГОСТ 12020-2018
3		Испытания на растяжение образцов внутреннего полимерного слоя после выдержки образцов в модели транспортируемой среды.	Определение процента изменения механических свойств по отношению к исходному состоянию.	ГОСТ 11262-2017 и ГОСТ 12020-2018	Изменение не более 10% от исходного.
4		Испытание на газопроницаемость CO_2 внутреннего полимерного слоя.	Определение стойкости внутреннего слоя к проникновению CO_2	ISO 2556-2001 (ГОСТ 23553-79)	
5		Износостойкость внутреннего полимерного слоя	Определение степени стойкости внутреннего слоя к абразивному износу.	ГОСТ 11012 - 2017	Не менее 0,7 мм3/м, либо по сертификату на исходный мате-риал

Предлагаемый перечень квалификационных (типовых) испытаний ГПАТ для оценки возможности их эксплуатации в различных условиях.

п/н	Объект испытаний	Вид испытаний	Цель испытания	НТД	Показатель
6	Армирующий слой	Испытание на растяжение армирующего слоя из полимерных нитей в исходном состоянии.	Установление базового значения прочности материала в исходном состоянии.	ГОСТ 11262-2017	Не менее значения указанного в сертификате на исходный материал.
7		Испытание на стойкость армирующего металлического слоя к воздействию модели транспортируемой при максимальной температуре эксплуатации.	Определение стойкости к воздействию транспортируемой среды.	NACE TM0177	Продолжительность испытания должна составлять не менее 720 часов без разрушения образца; образцы должны быть нагружены, до 90 % SMYS
			(при отсутствии дополнительного газонепроницаемого слоя)	NACE TM0284	a) CLR < 15 %; b) CTR < 3 %; c) CSR < 1,5 %
8		Испытание на стойкость армирующего полимерного слоя к воздействию модели транспортируемой среды (изменение массы) при максимальной температуре эксплуатации.	Определение стойкости полимера к воздействию транспортируемой среды.	ГОСТ 12020-2018	Показатель стойкости «Хорошая» по Таблице 2 ГОСТ 12020-2018
9		Испытание на растяжение армирующих полимерных нитей после выдержки образцов в модели транспортируемой среды	Определение процента изменения механических свойств по отношению к исходному состоянию.	ГОСТ 11262-2017 и ГОСТ 12020-2018	Изменение не более 10% от исходного.
10	Наружный слой	Атмосферостойкость наружного полимерного слоя	Определение стойкости наружной оболочки к атмосферным воздействиям.	ГОСТ 9.708 (метод 2)	ГОСТ 9.708
11		Испытание наружного полимерного слоя на удар при пониженной температуре.	Определение характера излома на образце	ГОСТ 4647-2015 или ГОСТ 19109-2017	Вязкий излом на образцах с надрезом, изгиб без разрушения на образцах, без надреза.

Предлагаемый перечень квалификационных (типовых) испытаний ГПАТ для оценки возможности их эксплуатации в различных условиях.

п/н	Объект испытаний	Вид испытаний	Цель испытания	НТД	Показатель
12	Полноразмерный образец	Испытания внутренним давлением на герметичность при нормальных условиях	Определение герметичности и прочности конструкции при воздействии испытательного давления равного 1,3 Рраб		В процессе выдержки - герметичность узла, отсутствие падения давления по манометру.
13		Испытания внутренним давлением до разрушения при нормальных условиях	Определение предельного давления, при котором происходит разрушение трубы.		Не менее расчетного значения, указанного в НТД, определенного при разработке конструкции.
14		Испытания внутренним давлением до разрушения после выдержки образца в модели транспортируемой среды в течение не менее 480 часов при максимальной температуре эксплуатации.	Определение изменения механических свойств по отношению к исходному состоянию.		Изменение не более 10%
15		Циклические испытания на изгиб.	Подтверждение возможности повторного сматывания/разматывания ГПАТ при соблюдении минимального радиуса изгиба.		10 циклов изгиба при 1000 ч без разрушения при испытательном давлении равном 1,3 Рраб.
16		Стойкость к декомпрессии (Только для газопроводов)	Определение способности конструкции противостоять быстрому сбросу давления при эксплуатации.		После испытаний не должно быть потери формы трубы, расслоений, вздутий и/или разрушения наружного слоя.

Спасибо за внимание!

V Научно-техническая конференция
«КОРРОЗИЯ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»
6-8 сентября 2021 г.

СЛОИСТЫЕ МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ С ВНУТРЕННИМ ПРОТЕКТОРОМ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТРУБ И ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Д.т.н., проф.
Розен Андрей Евгеньевич
E-mail: aerozen@bk.ru

Актуальность



Низкая коррозионная стойкость металлоконструкций из оцинкованных и нержавеющих сталей в тропическом и субтропическом морском климате, где солёность воды достигает 36 промилле (область Красного моря, Персидского залива, а также южного тропического пояса) ограничивает ресурс их работы до 3-х лет.

Цель проекта: создание нового коррозионностойкого металлического материала способного долговременное функционирование объектов инфраструктуры для длительного хранения ВВСТ в сложных условиях тропического и субтропического морском климата.



Оборудование для нефтегазо-добывающей промышленности



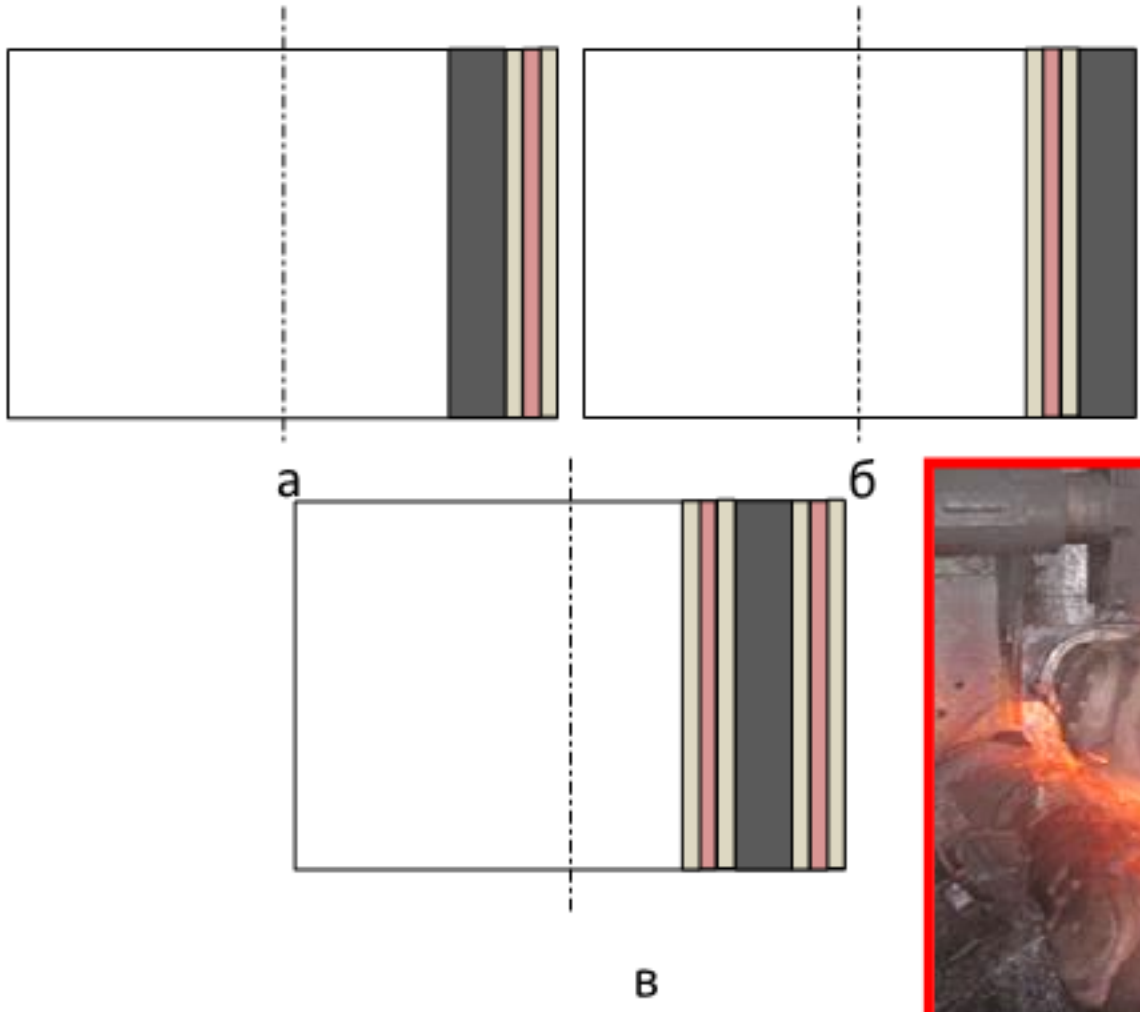


На металл воздействуют:

- *водород и сероводород,*
- *свободная сера,*
- *тиолы,*
- *хлориды и хлороводород,*
- *хлориды и сульфиды аммония,*
- *карбоновая и политионовая кислоты.*

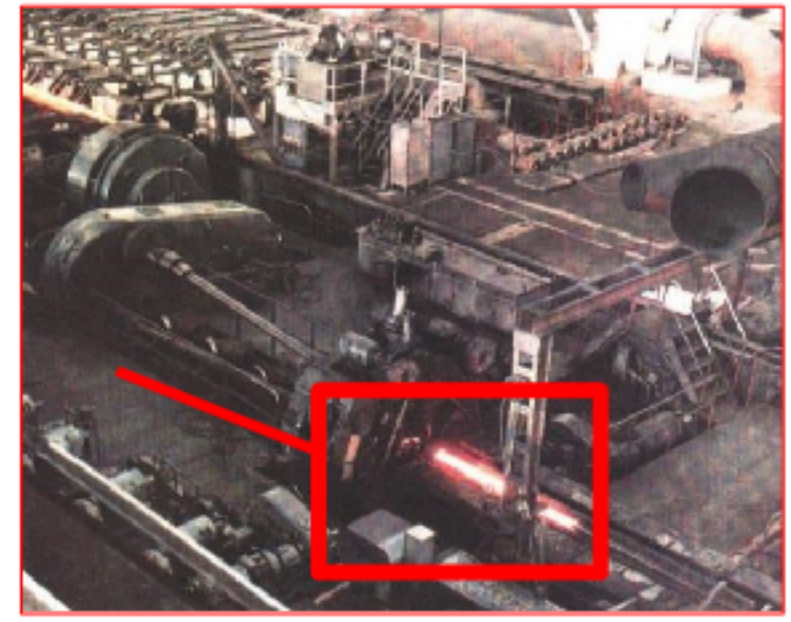
В связи с разработкой новых месторождений и добыча газо- и неф-тепродуктов с больших глубин увеличилась степень коррозионной активности добываемых промысловых сред, что привело к существенному снижению средней наработки лифтовых колонн, собранных из насосно-компрессорных труб.

Схемы коррозионной защиты трубопроводов



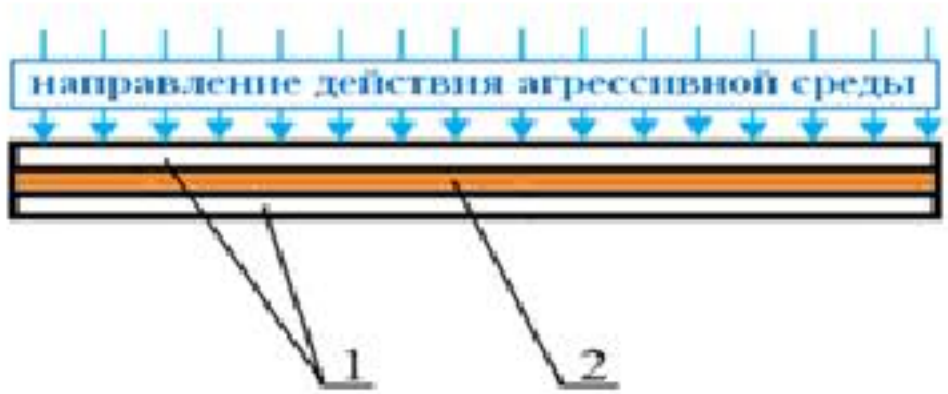
Показана технологическая возможность получения прокаткой бесшовных труб



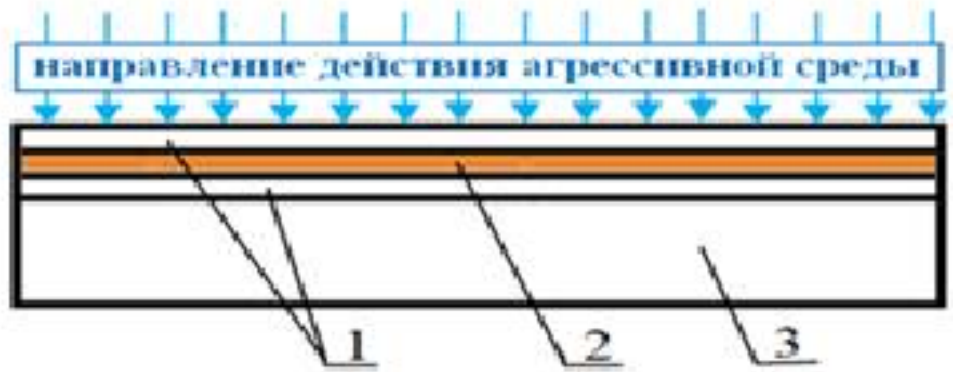


Защита а) наружной б) внутренней поверхности, в) одновременно двух поверхностей. Для труб с толщиной стенок а), б) до 8 мм, в) от 10 мм и более.

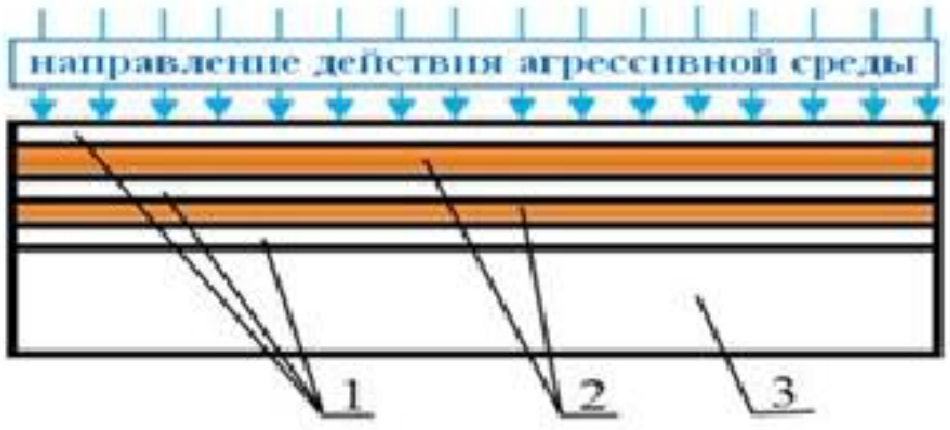
Образцы слоистых металлических материалов различной архитектуры













1 – слои с высоким электрохимическим потенциалом; 2 – внутренние протекторы; 3 - слой, по которому рассчитывают прочность всей металлоконструкции.

Единый отраслевой тематический план ГК «Росатом» ЕОТП-МТ-85

«Создание и разработка нормативных требований к новым коррозионностойким многослойным металлическим материа-лам с внутренним протектором для объектов хранения РАО»

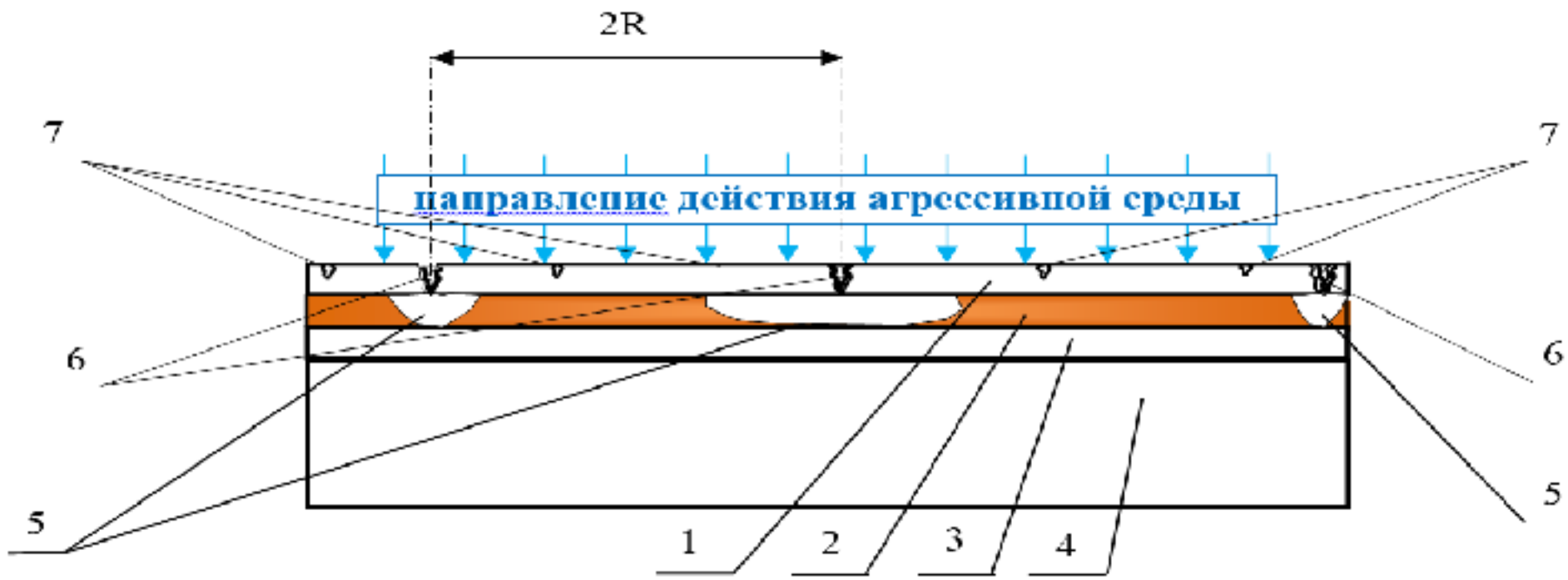
Цель: создание и разработка нормативных требований к новым коррозионностойким многослойным металлическим материалам с внутренним протектором, в 10 раз и более превышающих коррозионную стойкость нержавеющих сталей аустенитного класса, при условии обеспечения высоких механических и технологических свойств и сохранении указанных качеств в сварных соединениях при изготовлении объектов для хранения РАО.

Уровень технологи-ческой готовности («Technology Readiness Level») **TRL 6**

Исполнители проекта:

Конечный бенефициар результатов проекта - Департамент по государственной политике в области радиоактивных отходов, отработавшего ядерного топлива и вывода из эксплуатации ядерно- и радиационноопасных объектов ГК «Росатом».

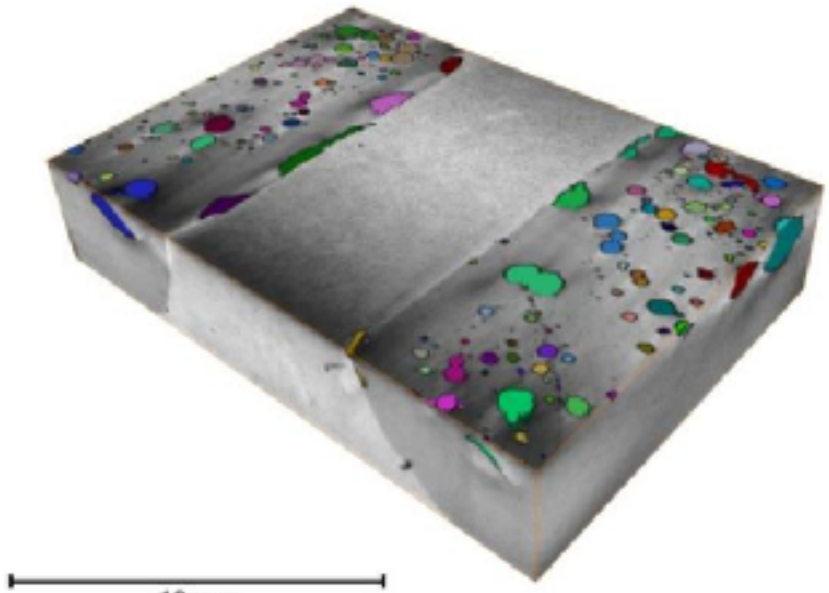
Архитектура слоистого металлического материала с внутренним протектором

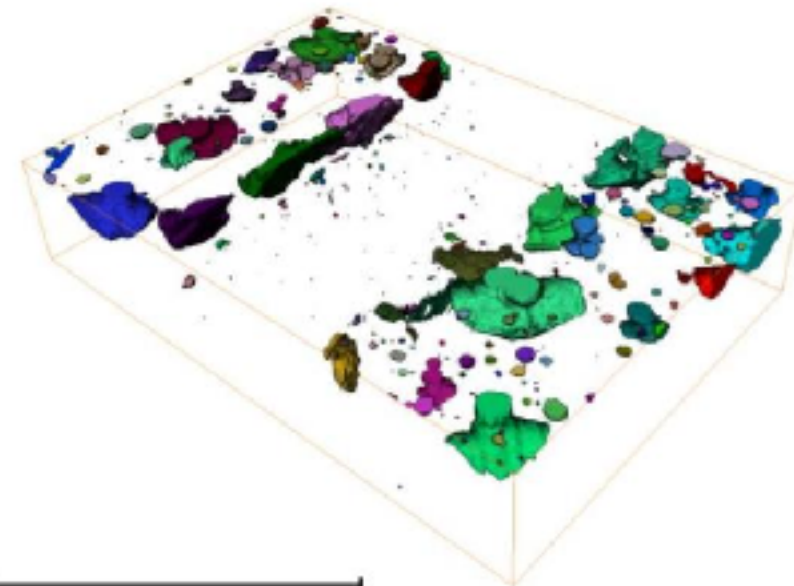


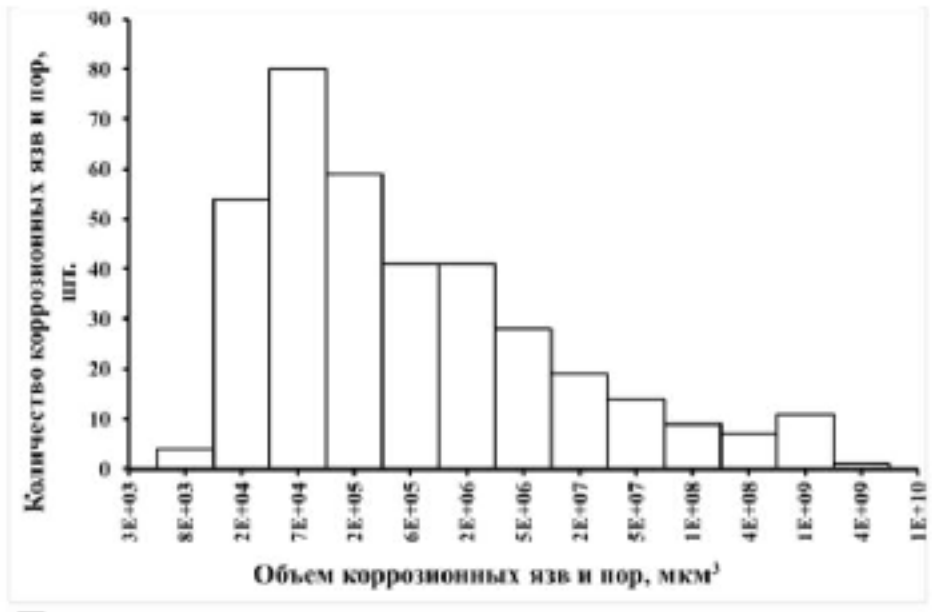
1 – наружный слой; 2 – внутренний протектор; 3 – третий слой; 4 – базовый слой; 5 – линзы в протекторе из продуктов коррозии; 6 – сквозные питтинги первого слоя; 7 – питтинги, у которых прекратился рост ввиду электрохимического воздействия внутреннего протектора; R – радиус действия внутреннего протектора

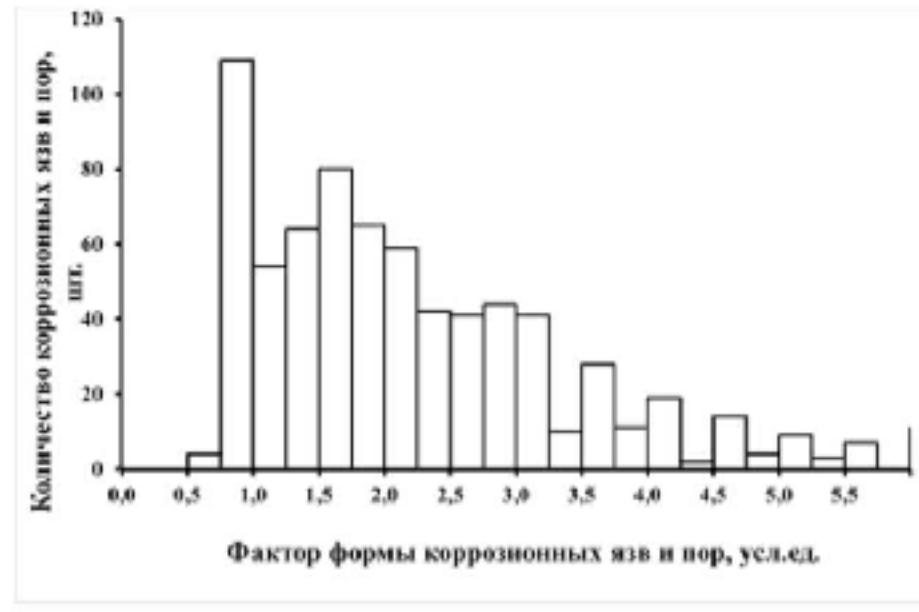
Повышение коррозионной стойкости в 10 раз и более!

3D-визуализация томографических данных области сварного шва









Гистограммы распределения пор и коррозионных язв по объему (слева) и форме (справа)

Интеллектуальная собственность

Техническое решение запатентовано в **11** странах.





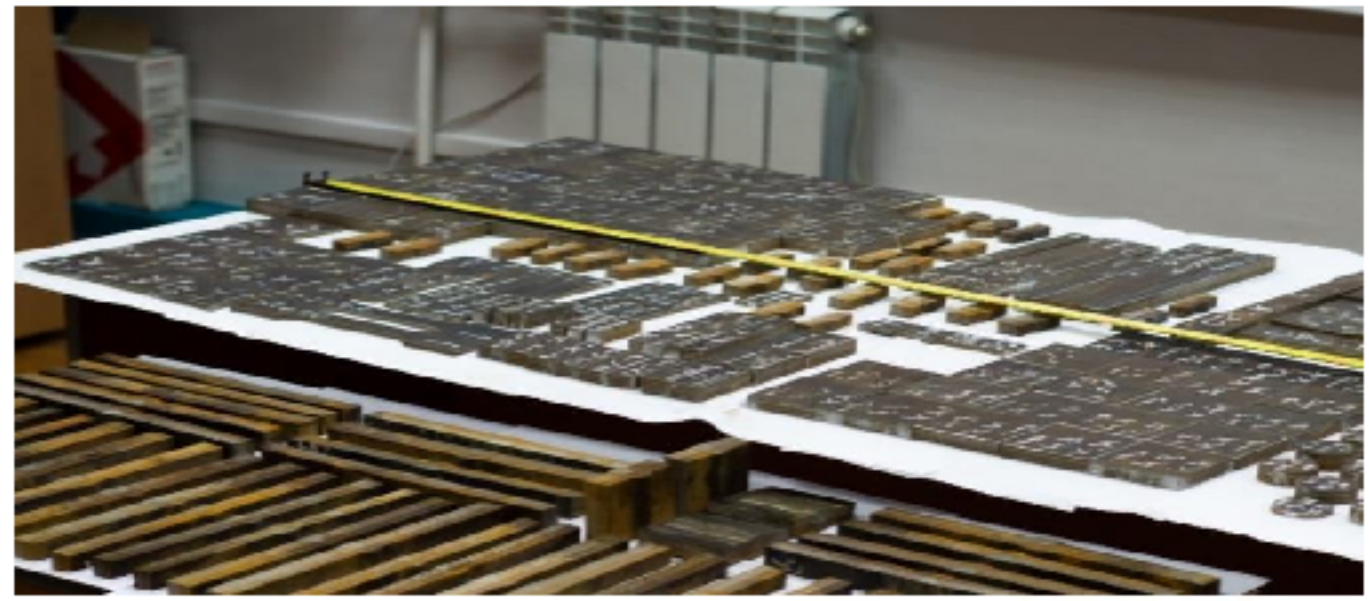


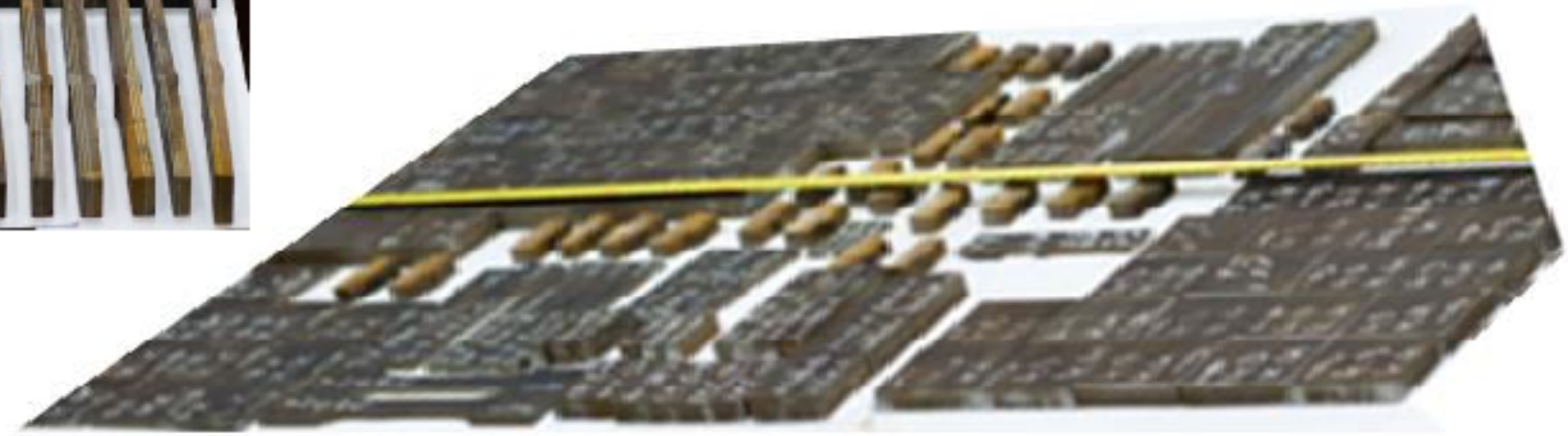
Данный материал по ценовой категории находится в одном ряду с широко распространёнными коррозионностойкими нержавеющими сталями, а по коррозионной стойкости сопоставим с палладием, молибденом, никелем и хастеллоем.

Подготовка образцов к коррозионным и механическим испытаниям











10

Благодарю за внимание!



Розен Андрей Евгеньевич

д.т.н., проф., зав. каф. «Сварочное, литейное производство и материаловедение», ФГБОУ ВО «Пензенский государственный университет»

моб. т. +7 927 380 93 81

e-mail: aerozen@bk.ru

Разработка технологии специальной маркировки труб, обеспечивающей прослеживаемость на всем жизненном цикле продукции

ОП ПАО «ТМК» в г.Первоуральске, 2021 г.

ПРОГРАММА ИСПЫТАНИЙ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ МАРКИРОВКИ НКТ

Проблема:
существующие методы маркировки не обеспечивают сохранность информации в течение всего жизненного цикла НКТ

Основание работы:

- пункт 1.1 Программы научно-технического сотрудничества группы компаний ПАО «ЧТПЗ» и ПАО «Газпром нефть» на 2018-2023гг.;
- протокол технического совещания ПАО «Газпромнефть», ПАО «ЧТПЗ»/ АО «ПНТЗ», ФГАОУ ВО «СПбПУ» №1 от 23.01.2019.
- протокол №10-01-961ВЛ технического совещания ПАО «ЛУКОЙЛ» от 03-05.09.2019



Цель испытаний:

- исследовать влияние агрессивных сред на маркировку НКТ, нанесенную различными способами;
- исследовать влияние способа нанесения маркировки на коррозионную стойкость НКТ

ПРОГРАММА ИСПЫТАНИЙ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ МАРКИРОВКИ НКТ

Требования нефтяных компаний к маркировке

Складские операции

- Возможность дистанционной идентификации трубы
- Обеспечение 100%-ного контроля подлинности продукции

СПО

- Сохранность маркировки на всем жизненном цикле НКТ;
- Возможность восстановления маркировки в условиях ремонтной базы;
- Возможность дистанционной идентификации трубы (желательно)

Возможные варианты реализации маркировки с целью обеспечения прослеживаемости при складских операциях и на всем жизненном цикле НКТ:

Одновременное размещение двух типов маркировки на трубе:

✓основной способ идентификации, позволяющий дистанционно осуществить идентификацию трубы - RFID-метки (идентификация «до склада»);

✓дополнительная маркировка для идентификации, позволяющая при необходимости восстановить RFID, символьная маркировка, нанесенная одним из механических методов (флуоресцентная иглоударная маркировка или лазерная гравировка)

Основные этапы реализации Программы испытаний

Этап 1. Исследование эксплуатационных свойств систем идентификации НКТ

- Уточнение требований к маркировке
- Идентификация факторов, действующих на НКТ с маркировкой
- Анализ технологий нанесения маркировки

Этап 2. Уточнение параметров методик испытаний различных типов маркировки

Этап 3. Изготовление образцов

Этап 4. Проведение исследований по Программе испытаний различных типов маркировок

- Испытание на воздействие атмосферных условий
- Испытание на воздействие агрессивных сред в автоклаве
- Испытание на стойкость к СКРН в соответствии с требованиями NACE TM 0177
- Испытание на коррозионно-эрозионный износ
- Трибологические испытания

Этап 5. Проведение опытно-промысловых испытаний НКТ с новыми вариантами маркировки

- В 2021г ОПИ в ПАО «Газпромнефть» (5 скважин по 30 НКТ)
- В 2021г ОПИ в ПАО «ЛУКОЙЛ» (3 скважины по 250 НКТ)

Анализ технологий нанесения маркировки

На 1 Этапе работы было проанализировано 9 типов существующих методов маркировки:

- Ударно-точечный метод
- Клеймение
- Лазерная гравировка
- Лазерная наплавка
- Каплеструйная маркировка
- Флуоресцентная иглоударная маркировка
- RFID, NFC датчик
- Оптический образ
- Магнитная маркировка

По результатам анализа для исследований выбраны следующие методы:

- Клеймение
- Лазерная гравировка
- Флуоресцентная иглоударная маркировка
- RFID, NFC датчик

Анализ технологий нанесения маркировки

Способ нанесения метки	Температура эксплуатации (-60 - +150 °С)	Температура сервисных операций (-60 - +300 °С)	Нанесение метки на тело трубы	Доступность и возможность нанесения на заводе производителе	Дистанционное считывание до и после эксплуатации	Высокая скорость считывания	Возможность восстановления метки	Воздействие коррозионно-активной среды	Устойчивость к механическим воздействиям	Актуальность данной технологии для решения поставленной задачи
Ударно-точечный	🟩	🟩	🟩	🟩	🟨	🟨	🟩	🟨	🟨	🟨
Лазерная гравировка	🟩	🟩	🟩	🟩	🟨	🟨	🟩	🟨	🟨	🟩
Лазерная наплавка	🟩	🟩	🟩	🟩	🟨	🟨	🟨	🟨	🟨	🟨
Каплеструйный	🟩	🟨	🟩	🟩	🟨	🟨	🟩	🟥	🟥	🟨
Флуоресцентный	🟩	🟩	🟩	🟩	🟩	🟨	🟨	🟨	🟨	🟩
RFID	🟩	🟨	🟨	🟨	🟩	🟩	🟨	🟩	🟨	🟩
Оптический образ трубы	🟩	🟩	🟨	🟥	🟥	🟥	🟥	🟨	🟥	🟥
Магнитный	🟩	🟥	🟨	🟥	🟥	🟥	🟥	🟨	🟨	🟥
Клеймение	🟩	🟩	🟩	🟩	🟨	🟨	🟩	🟨	🟨	🟨

🟥 - неприменимо, 🟨 - применимо с ограничениями, 🟩 - применимо

Варианты маркировки, выбранные для расширенных лабораторных испытаний



Ударно-точечная. Вариант сравнения



Лазерная



Флуоресцент-ная иглоударная три варианта заливки



RFID - метки, вариант крепления: с дополнительным защитным эпоксидным покрытием и приварной рамкой



RFID – метки, вариант крепления: защита полимерным и материалами



NFC – метки, вариант крепления: защита полимерами

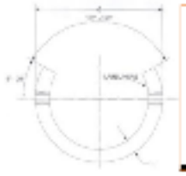
Методы испытаний и оборудование



Испытания на воздействие атмосферных условий (Циклические климатические испытания по ГОСТ 9.509



Испытание на воздействие агрессивных сред в автоклаве при насыщении CO_2, H_2S, повышенных температурах и давлении



Испытание на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод С



Испытание на коррозионно-эрозионный износ (методика и стенд СПбПУ)



Трибологические испытания (методика и стенд СПбПУ)

Циклические климатические испытания





Циклические климатические испытания по ГОСТ 9.509, метод 3: соляной туман, повышенная температура, повышенная влажность при повышенной температуре без конденсации, с конденсацией, холод и нормальная атмосфера.

Оценка результатов:

- потеря массы на единицу площади поверхности;
- Считывание маркировки до и после очистки от продуктов коррозии

Результаты испытаний.

1) Все образцы имеют близкие значения по потере массы
2) Минимальная стойкость к атмосферным воздействиям показала маркировка клеймением (утрата части символов)
3) Образцы с флуоресцентной маркировкой первого типа (ФК/ФЛ11-13), в силу цвета заливки, сразу после испытаний (приложение А, рисунок А.2) не возможно было считать визуально. После очистки от продуктов коррозии все образцы было возможно считать визуально.
4) Маркировка, выполненная при помощи лазера, не утратила считываемости как сразу после испытаний, так и после очистки от продуктов коррозии

Автоклавные испытания



Испытательная среда:

NaCl – 5%;
CH_3COOH – 0,5%;
pH = 3,5;
pCO_2 – 0,2 МПа;
pH_2S – 0,4 МПа;
$P_{общ}$ –3,0 МПа;
температура – 60 ºС.

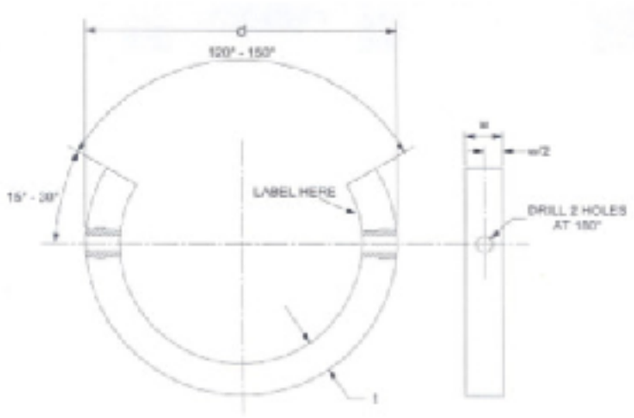
Оценка результатов:

- потеря массы на единицу площади поверхности;
- Считывание маркировки до и после очистки от продуктов коррозии

Результаты испытаний.

1) Образцы, выполненные флуоресцентным иглоударным методом, показали худшие показатели по потери массы, что вязано с потерей адгезии люминофорной композиции к материалу образцов вследствие коррозионного воздействия испытательной среды.
2) Маркировку, выполненную методом клеймения, было невозможно считать как до очистки от продуктов коррозии, так и после
3) Маркировка, выполненная с помощью лазера, считывалась визуально как до, так и после очистки от продуктов коррозии
4) Ни одна из флуоресцентных маркировок не показала 100%-ной считываемости после проведения испытаний.
5) Читаемость флуоресцентной маркировки зависит от флуоресцентной композиции и коррозионных свойств металла трубы.

Испытания на СКРН по NACE TM 0177, метод С



Условия испытаний:

NaCl – 5%;
CH_3COOH – 0,5%;
pH = 3,5;
продувка H_2S;
$P_{общ}$ – 1 атм;
температура – 22-25ºС (комнатная);
продолжительность испытаний - 720 часов

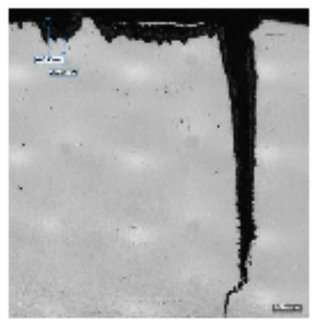
Оценка результатов:

Отсутствие трещин и разрушения образца после выдержки в среде NACE под нагрузкой:

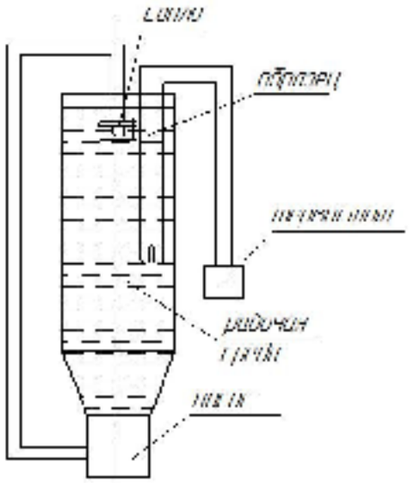
- … для группы прочности К
- … для группы прочности Л

Результаты испытаний.

1) По результатам проведенных испытаний, склонность к СКРН проявили только два типа образцов с маркировкой – лазерная, нанесенная на сталь класса прочности Л, и образцы с защитной рамкой, также на стали класса прочности Л.
2) По результатам дополнительно проведенных исследований причиной влияния лазерной маркировки на СКРН является глубина и форма углублений, формируемых при маркировке
3) Остальные типы маркировок не оказали влияния на стойкость материала к СКРН.



Коррозионно-эрозионный износ





Условия испытаний:

Температура среды 60°С;
pH среды – 8;
среда NaCl 3%;
скорость потока – 8,5 м^3/час;
абразив – кварцевый песок SiO2;
размер абразива от 0,2 до 0,8 мм;
длительность испытания – до 24 часов;
угол наклона образца относительно потока – 105°.

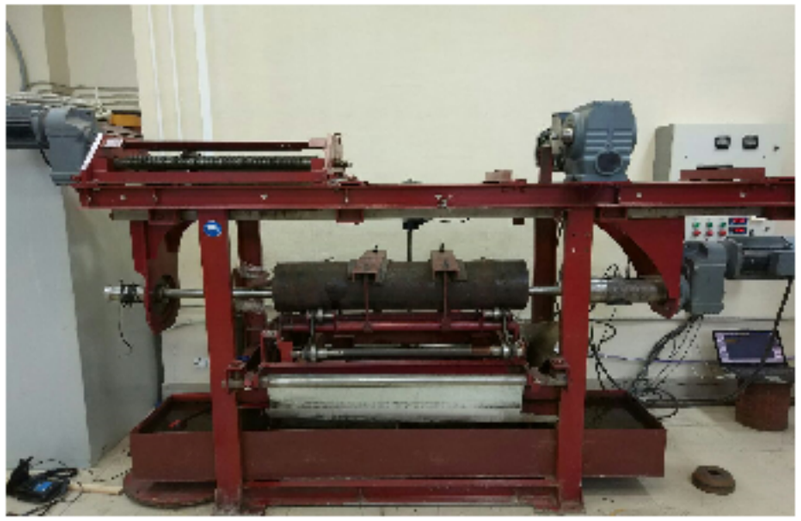
Оценка результатов:

- Считывание маркировки

Результаты испытаний.

1) маркировка клеймением частично или полностью удалялась с поверхности материала НКТ и была не пригодна к считыванию визуально;
2) лазерная маркировка сохранила визуальную считываемость
3) При испытании флуоресцентной маркировки наблюдалась частичная утрата символов, малая часть образцов считывалась спецсредствами

Трибологические испытания



Условия испытаний:

- продольное перемещение (8часов, скорость 4м/час)
- Вращение (1 час, скорость 120 об/мин)
- Усилие прижатия – 200кгс

Оценка результатов:

- потеря массы на единицу площади поверхности;
- Считывание маркировки

Результаты испытаний.

1) все маркировки кроме клеймения выдержали испытание без снижения читаемости маркировки
2) Образцы с клеймением стирались в ходе испытания на глубину, превышающую глубину маркировки

Результаты испытаний

№ п/п	Вариант маркировки	Вид испытания				
		атмосерная коррозия	автоклавные испытания	СКРН	эрозия	трибология
1	Ударно-точечный (сравнение)	не читаема, частичная утрата символов	не читаема, частичная утрата символов	не читаема, стойкость к СКРН	не читаема, частичная утрата символов	не читаема, частичная утрата символов
2	Лазерная	читаема под слоем продуктов коррозии и после очистки	читаема под слоем продуктов коррозии и после очистки	читаема под слоем продуктов коррозии, для групп прочности К, Е не вызывает СКРН склонность к СКРН высокопрочных сталей (группа прочности Л и выше)	читаема	читаема
3	Флуоресцентная*	визуально читаема до и после очистки от коррозии, читаема спец-оборудованием	частичная утрата символов, не полная считываемость спец-оборудованием	визуально не читаема под слоем продуктов коррозии, читаема спец-оборудованием, стойкость к СКРН	частичная утрата символов, малая часть образцов считывалась спец-оборудованием	визуально читаема, считывание не проводилось
4	RFID (рамка)	Разработка стойкой полимерной заливки, размеров и геометрии рамки, изготовление экспериментальной партии образцов, испытания в 2021г				
5	RFID (полимер)	испытания после получения защитной ленты (ТКТ) и изготовления образцов на ПАО "ЧТПЗ", испытания в 2021г				
6	NFC	Испытания в 2021г				

Слайд 14

ДНА1 необходимо дополнить результатами по NFC и другим маркировкам

Девятерикова Наталья Анатольевна; 10.08.2021

Обоснование выбора оптимального варианта маркировки для проведения ОПИ

Лазерная маркировка

Достоинства:

✓По результатам всех испытаний визуально считываема, в том числе и под слоем продуктов коррозии;

✓При буквенно-цифровой кодировке не требует дополнительного оборудования для считывания;

✓Высокая стойкость к абразивным и механическим воздействиям;

✓Не приводит к интенсификации коррозионных процессов.

Ограничения/недостатки:

XСклонность к СКРН высокопрочных сталей, необходимость разработки режимов нанесения для высоких групп прочности.

Флуоресцентная иглоударная маркировка

Достоинства:

✓Машинное считывание на расстоянии 1 и более метров.

✓Не вызывает склонности к СКРН даже на высокопрочных сталях.

Ограничения/недостатки:

XНизкая стойкость к абразивному и механическому воздействию;

XСнижение адгезии композиции при активной коррозии материала трубы НКТ;

XНеобходимость разработки специальных композиций для каждого типа сталей;

XИспользование флуоресцентных составов, видимых только при воздействии источника УФ излучения, необходимо дополнительное считывание маркировки с помощью оборудования компании производителя.

Состояние на сегодняшний день и перспективы реализации проекта

Состояние на сегодняшний момент:

- Разработаны и согласованы программы ОПИ с ПАО «Газпромнефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ»
- Идет подготовка к производству партий НКТ с дополнительной маркировкой
- Идет подготовка к лабораторным испытаниям радиочастоточных меток (RFID, NFC) на действие различных факторов эксплуатации
- Проводится доработка режимов нанесения лазерной маркировки на высокопрочных трубах
- Проводится доработка технологии флуоресцентной маркировки с целью повышения адгезии и повышения механической стойкости

Дальнейшие этапы:

- Продолжение лабораторных исследований по испытаниям радиочастоточных меток (RFID, NFC) на действие различных факторов эксплуатации
- Продолжение лабораторных исследований по подбору режимов нанесения лазерной маркировки на высокопрочные трубы
- Проведение ОПИ в ПАО «Газпромнефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ» (лазерная маркировка, флуоресцентная маркировка)

Спасибо за внимание!

Узнай больше
о компании ТМК

ТМК eTrade
Интернет-магазин труб

Премиальные резьбовые
соединения ТМК UP

Исследование эксплуатационной надежности перспективных типов соединений труб ТВЧ с внутренним антикоррозионным покрытием

Сварное соединение «раструб-раструб»
Механическое соединение «конус-раструб»

Докладчики:
Науменко Виталий Владимирович
АО «ВМЗ»
Федотова Анна Владимировна
ООО «ИТ-Сервис»

ОМК

Совершенство продуманных решений

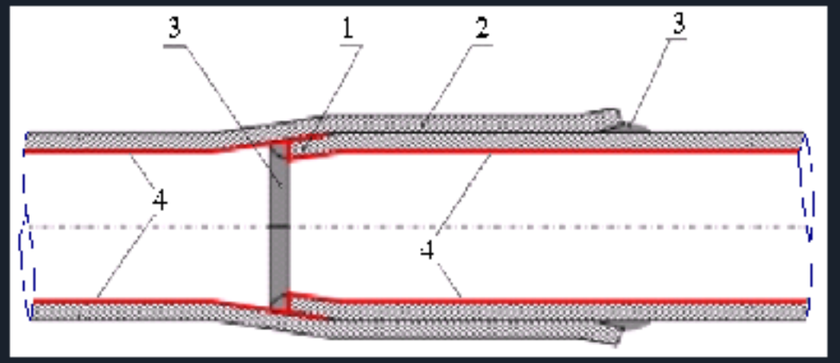
Цель исследований:

Получение сведений о надежности и возможности использования соединений труб ТВЧ с внутренним антикоррозионным покрытием: сварного соединения типа «раструб-раструб» (**Р-Р**), оснащенного внутренней втулкой, и механического соединения типа «конус-раструб» (**К-Р**), достаточных для проведения опытно-промышленных испытаний труб с данными типами соединений.

В рамках данного исследования оценивалась эксплуатационная надежность соединений типа «раструб-раструб» (**Р-Р**), оснащенного внутренней втулкой, и механического соединения типа «конус-раструб» (**К-Р**).

Соединение «конус-раструб» является достаточно известным способом монтажа труб с внутренним антикоррозионным покрытием и уже применяется для строительства трубопроводов.

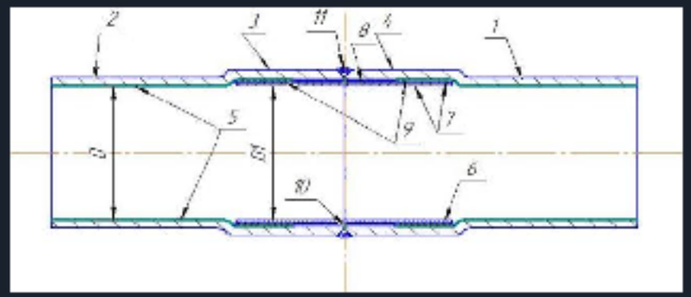
Соединение «раструб-раструб» является совместной разработкой ООО «ИТ-Сервис» и АО «ВМЗ», конструктивное исполнение защищено Патентом на полезную модель № 194501 от 11.09.2019. Основной целью разработки является решение проблемы уменьшения проходного сечения трубопровода с внутренним антикоррозионным покрытием, связанной с применением втулок для защиты кольцевых швов.




РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

№ 194501



Работы, выполненные в процессе исследований

Этап 1 — Разработка требований к исходной заготовке для изготовления раструбов и конусов на торцах труб ТВЧ. Патентный поиск. ✓

Этап 2 — Расчет напряженно-деформированного состояния для концов труб соответствующей геометрии. Расчет напряженно-деформированного состояния соединений труб «раструб-раструб» и «конус-раструб» с учетом эксплуатационных нагрузок. ✓

Этап 3 — Подготовка испытательных образцов.
Разработка программы испытаний. ✓

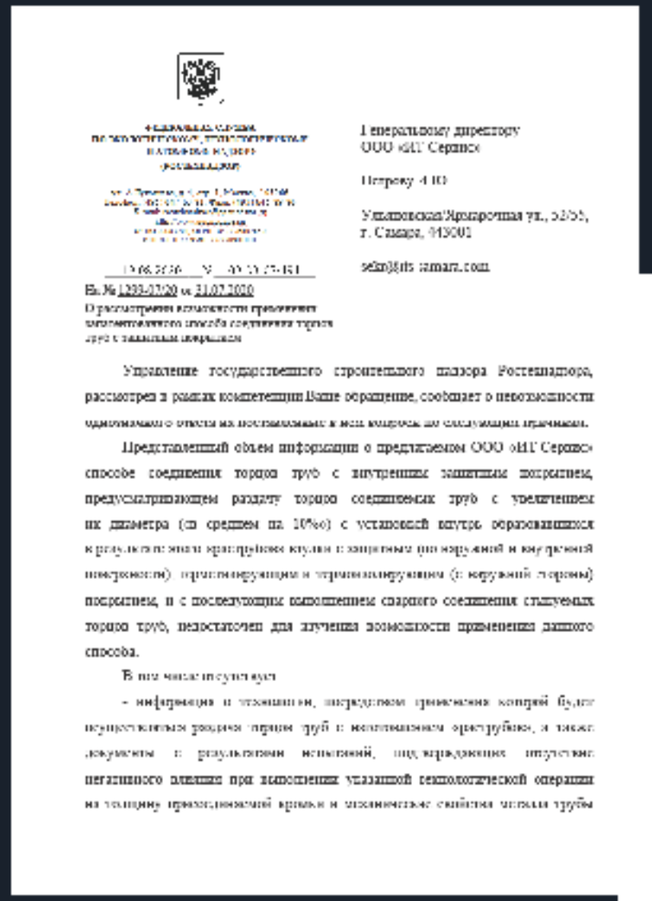
Этап 4 — Проведение стендовых испытаний соединений «раструб-раструб» и «конус-раструб». Проведение механических испытаний образцов, отобранных от сборок после завершения стендовых испытаний. Анализ полученных результатов. ✓

Этап 5 — Подготовка заключения о надежности соединений. Документальное подтверждение разрешения применения сварного соединения типа «раструб-раструб» для строительства промысловых нефтегазопроводов в РФ. ✓

Этап 6 — Подготовка и проведение опытно-промысловых испытаний образцов соединений «раструб-раструб» и «конус-раструб» из труб ТВЧ производства АО «ВМЗ».

Этап 1

1. Сформулированы предварительные требования по отклонениям геометрических параметров деформированных торцов труб. Рассчитаны значения коэффициентов обжима и раздачи, теоретическое утонение и утолщение стенки.
2. Разработан укрупненный технологический процесс производства раструбов и конусов на концах труб. Приведены Методики контроля и последовательность операций.
3. Выполнен анализ отраслевых стандартов, регламентирующих правила проектирования и строительства промысловых трубопроводов ГОСТ 55990 и СП 284.1325800.2016. Оформлены официальные запросы в Главгосэкспертизу и Ростехнадзор России. На основании полученных ответов, принято решение о необходимости предоставить в Ростехнадзор подробную информацию о соединении «Раструб-Раструб».
4. В результате патентного поиска, целью которого являлось определение патентной чистоты применения механического соединения «конус-раструб» на территории РФ, в том числе с точки зрения использования оборудования для подготовки концов труб и сборки соединения. Проведенный патентный поиск показал, что действующих патентов Российской Федерации, влияющих на патентную частоту объекта, не выявлено.



Генеральному директору
ООО «ИТ Сервис»

Петрову И.Ю.

Ульяновская/Ярмарочная ул., 52/53, г. Самара, 443001

sekr@its.samara.com

На № 1293-07/20 от 31.07.2020

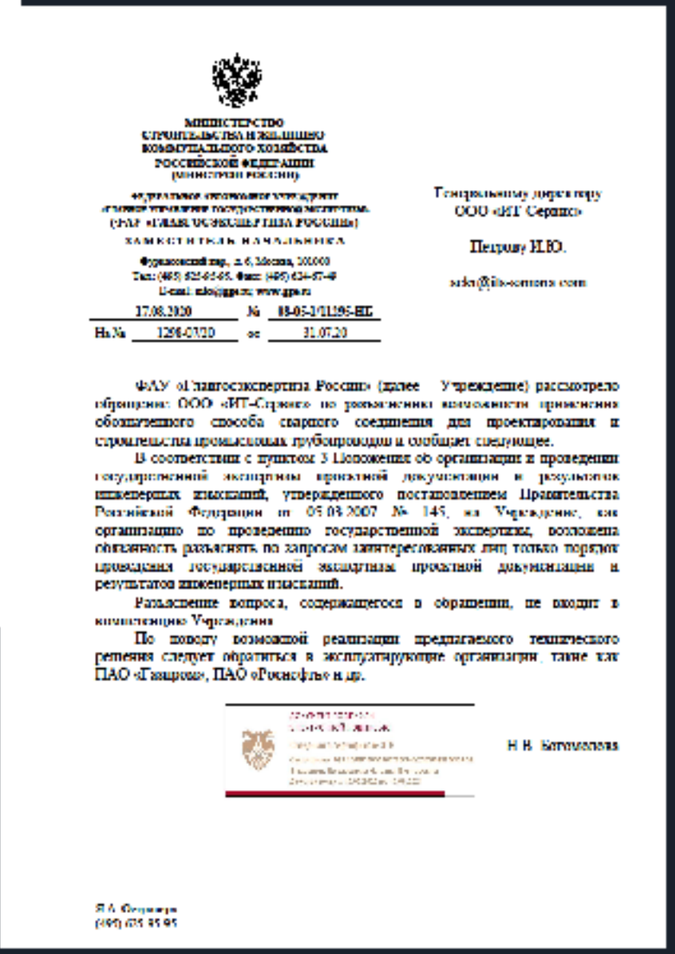
О рассмотрении возможности применения механического способа соединения торцов труб с защитным покрытием

Управление государственного строительного надзора Ростехнадзора, рассмотрев в рамках компетенции Ваше обращение, сообщает о невозможности однозначного ответа на поставленные в нем вопросы по следующим причинам.

Представленный объем информации о предлагаемом ООО «ИТ Сервис» способе соединения торцов труб с внутренним защитным покрытием, предусматривающем раздачу торцов соединяемых труб с увеличением их диаметра (в среднем на 10‰) с установкой внутрь образовавшихся в результате этого раструбов кольца с защитным по наружной и внутренней поверхности) герметизирующим и термоизолирующим (с наружной стороны) покрытием, и с последующим выполнением сварного соединения стыкуемых торцов труб, недостаточен для изучения возможности применения данного способа.

В том числе отсутствуют

- информация о технологии, посредством применения которой будет осуществляться раздача торцов труб с возможным раструбом, а также документы о результатах испытаний, подтверждающих отсутствие негативного влияния при выполнении указанной технологической операции на толщину примыкающей кромки и механические свойства металла трубы



МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (МИНСТРОЙ РОССИИ)

Федеральное автономное учреждение «Главное управление государственной экспертизы» (ФАУ «Главгосэкспертиза России»)

ЗАМЕСТИТЕЛЬ НАЧАЛЬНИКА

Фурманный пер., д. 6, Москва, 200000
Тел.: (495) 624-65-65, Факс: (495) 624-67-49
E-mail: info@gge.ru www.gge.ru

17.08.2020 № 08-05-1/11195-ВЕ

На № 1296-07/20 от 31.07.20

Генеральному директору
ООО «ИТ Сервис»

Петрову И.Ю.

sekr@its-samara.com

ФАУ «Главгосэкспертиза России» (далее – Учреждение) рассмотрело обращение ООО «ИТ-Сервис» по возможности применения обозначенного способа сварного соединения для проектирования и строительства промысловых трубопроводов и сообщает следующее.

В соответствии с пунктом 3 Положения об организации и проведении государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145, на Учреждение, как организацию по проведению государственной экспертизы, возложена обязанность разъяснять по запросам заинтересованных лиц только порядок проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий.

Разъяснение вопроса, содержащегося в обращении, не входит в компетенцию Учреждения.

По поводу возможной реализации предлагаемого технического решения следует обратиться в эксплуатирующие организации, такие как ПАО «Газпром», ПАО «Роснефть» и др.

Н.В. Багомолова

Я.А. Сергиенко
(495) 624-65-65

Этап 2 исходные данные

Таблица 1 - химический состав опытных образцов.

Типоразмер	C	Si	Mn	S	N	P	Al	Cr	Ni	Cu	Nb	V	Ti	Mo
114х5(К52)-09ГСФ	0,055	0,28	0,65	0,0012	0,0088	0,004	0,023	0,05	0,08	0,17	0,024	0,044	0,001	0,009
219х8(К50)-09Г2С	0,056	0,53	1,32	0,001	0,0095	0,0062	0,027	0,06	0,09	0,157	0,01	0,002	0,001	0,0097

Таблица 2 - Механические свойства основного металла труб и сварного соединения по результатам испытаний на АО «ВМЗ».

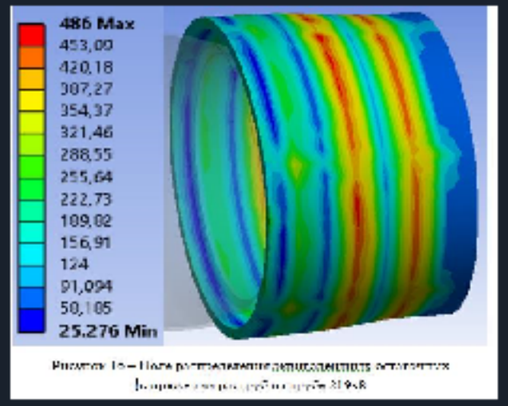
Типоразмер	Основной металл				Сварной шов труб
	Предел прочности, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, δ_5, %	Отношение $\sigma_в/\sigma_т$	Предел прочности, МПа
114х5(К52)-09ГСФ	585	515	27	0,88	570
Норма по ТУ, не менее	510	353	20	-	510
219х8(К50)-09Г2С	528	472	32	0,9	524
Норма по ГОСТ 10705, не менее	490	343	20	-	490

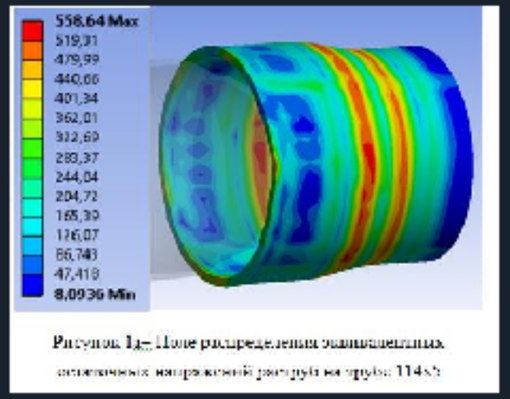
Объекты исследований: два типоразмера труб, сваренных ТВЧ Ø 114х5 и Ø 219х8

Таблица 3 - Геометрические параметры исходных заготовок.

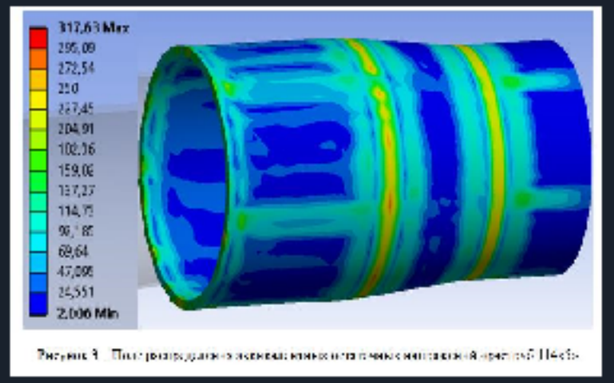
Типоразмер	Диаметр наружный, Dn, мм	Диаметр внутренний, Dv, мм	Стенка, S, мм	Длинна, L, мм
114х5(К52)-09ГСФ	114±0,8	102*	6±0,6	500±1
219х8(К50)-09Г2С	219±1,4	203*	8±0,6	500±1

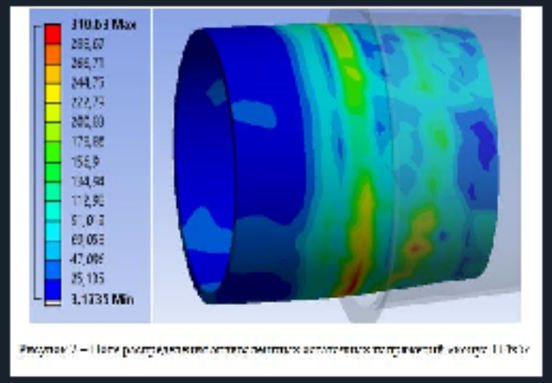
Этап 2 моделирование процессов деформации





Результат моделирования деформации
на торце под соединение Р-Р





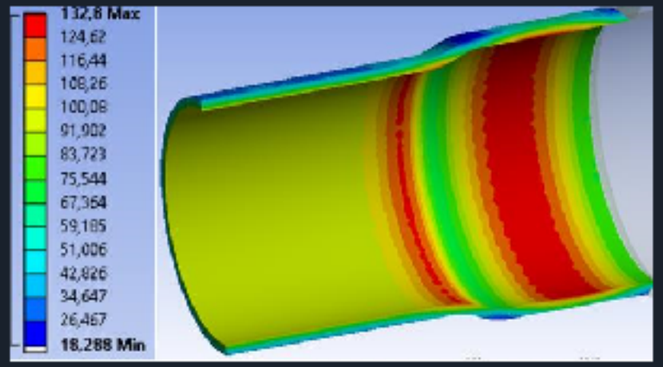
Результат моделирования деформации
на торце под соединение К-Р

Результаты моделирования в программном комплексе ANSYS:

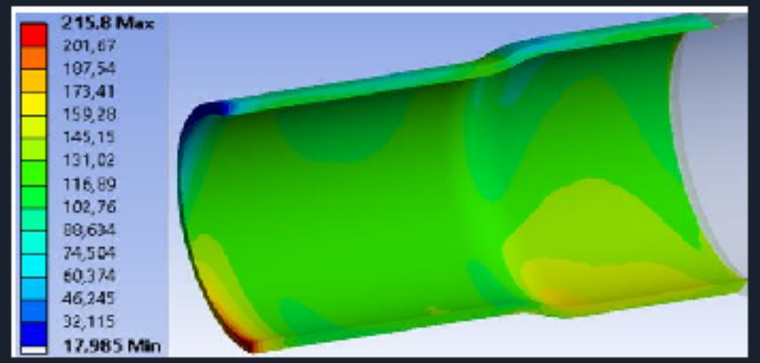
1. Обжатие труб (изготовление конусов) и раздача труб (изготовление раструбов) типоразмером 114×5 и 219×8 для соединения **К-Р** не приводит к созданию опасного остаточного напряжённо-деформированного состояния. Моделирование показывает, что процесс деформации протекает в рабочем режиме и не приводит к разрушениям металла заготовки или рабочего инструмента, максимальная деформация составляет 10% и 6%.
2. Раздача труб (изготовление раструбов) типоразмером 114×5 и 219×8 для соединения **Р-Р** показывает наличие зон критического остаточного напряжения, составляющего до 83% от предела прочности металла трубы. Полученные расчетом остаточные напряжения попадают в зону пластической деформации и, соответственно, могут привести к возникновению микротрещин поверхности заготовки, либо к возникновению участков упрочнения (наклепа). При этом моделирование показывает, что процесс деформации протекает в рабочем режиме и не приводит к разрушениям металла заготовки или рабочего инструмента, максимальная деформация составляет 12% и 6% соответственно.
3. Проведённые теоретические расчёты и моделирование не учитывают релаксационные процессы, протекающие в готовых изделиях после процессов деформации (образования конусов и раструбов). Таким образом, фактические значения остаточных напряжений могут быть на 20-30% ниже расчётных вследствие релаксации.

Этап 2 моделирование эксплуатационных нагрузок

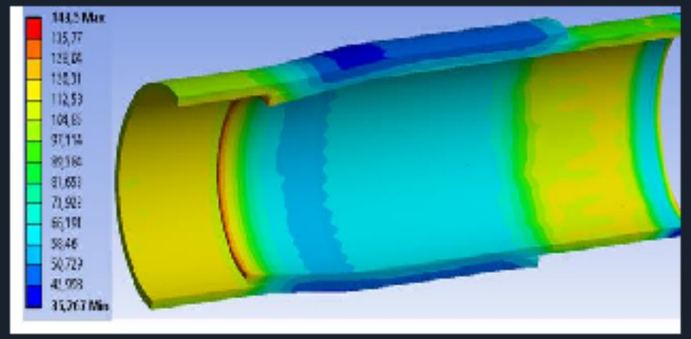
Распределение напряжений по сечению узлов Р-Р и К-Р

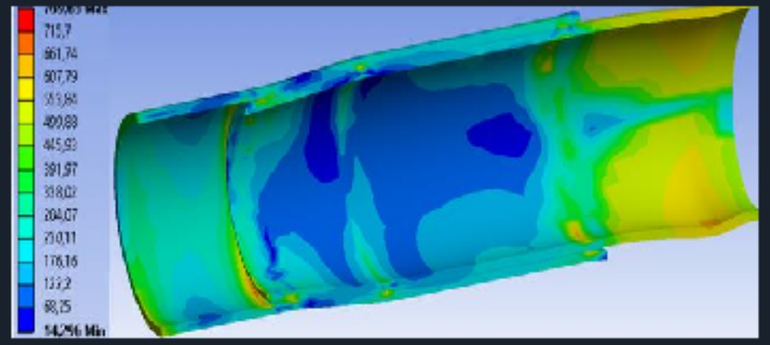


1. под действием рабочего давления



2. под действием рабочего давления и изгиба





Условия для расчетов и моделирования:

$P_{раб}$ = 8 МПа для труб Ø 219х8 мм;
$P_{раб}$ = 10 МПа для труб Ø 114х5 мм.

Нагрузки к построенным моделям соединений прикладывались последовательно до достижения критических напряжений, характеризующих потерю устойчивости. При этом учитывался коэффициент запаса прочности, равный 1,5. Расчет выполнялся в следующем порядке:

- воздействие заданного рабочего давления;
- растяжение;
- изгиб;
- кручение.

Этап 3 изготовление опытных образцов

Опытные образцы узлов Р-Р



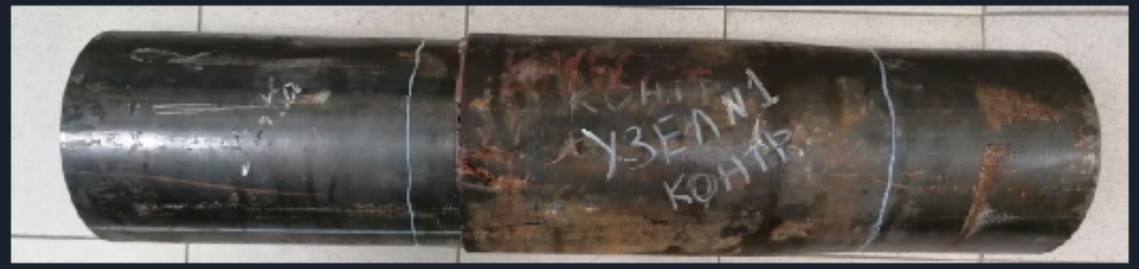




Опытные образцы узлов К-Р







Этап 3 программа испытаний



УСЛОВИЯ И ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ:

Для стендовых испытаний использовался 1 образец от каждого типоразмера, 2-й образец являлся контрольным.

Воздействие нагрузок осуществлялось на испытательный образец, находящийся под воздействием внутреннего давления (расчет рабочего давления произведен по ГОСТ Р 55990-2014):

Рабочее давление для образцов Р-Р и К-Р Ø 114х5 – 10МПа;

Рабочее давление для образцов Р-Р и К-Р Ø 219х8 – 8МПа.

Предельные нагрузки, при которых должна сохраниться герметичность данных соединений, представлены в **Таблице**

Предельная нагрузка/ Тип соединения	114х5 Р-Р	114х5 К-Р	219х8 Р-Р	219х8 К-Р
Растяжение	300 кН	200 кН	960 кН	860 кН
Изгиб	10 кН	11 кН	70 кН	63 кН
Кручение	17 кН	14 кН	87 кН	86 кН

Опытные образцы закреплялись в испытательных стендах при помощи резьбового соединения, на торцах опытных образцов выполнена резьба ОТТМ по ГОСТ 633-80. Жидкость для создания давления внутри образцов подается через переводники, имеющий в конструкции штуцеры.

Нагрузка подается на испытательный образец ступенчато до достижения максимального значения указанного в Таблице 4. Осуществлялся визуальный контроль за герметичностью соединения (внешний вид, показания манометра).

В процессе испытаний проводилась видеосъёмка всех этапов испытания от установки до съема испытательного образца, а также показания манометров.

Испытательное давление **для образцов Р-Р и К-Р Ø 114х5 – 20 МПа**

Испытательное давление **для образцов Р-Р и К-Р Ø 219х8 – 22,9 МПа.**

Время выдержки под давлением **20 секунд.**

Этап 4 стендовые испытания

РАСТЯЖЕНИЕ
при рабочем давлении



Рисунок 1 – Общий вид образца в стенде УС-600

ИЗГИБ
при рабочем давлении



Рисунок 2 – Общий вид образца в стенде СТК-8000

КРУЧЕНИЕ при рабочем давлении



Рисунок 3 – Общий вид образца в стенде СТС-2500

ГИДРОИСПЫТАНИЕ
1,5 от рабочего давления



Рисунок 4 – Общий вид образца в бронированной ванне стенда СТР-2000

Этап 4 результаты стендовых испытаний

Тип соединения		114х5 Р-Р	114х5 К-Р	219х8 Р-Р	219х8 К-Р
Испытание на растяжение	Предельная нагрузка	300 кН	200 кН	960 кН	860 кН
	рабочее давление	10 МПа	10 МПа	8 МПа	8 МПа
	время выдержки	20 секунд	20 секунд	20 секунд	20 секунд
Испытания на Изгиб	Предельная нагрузка	10 кН	11 кН	70 кН	63 кН
	рабочее давление	10 МПа	10 МПа	8 МПа	8 МПа
	время выдержки	20 секунд	20 секунд	20 секунд	20 секунд
Испытания на кручение	Предельная нагрузка	17 кН	14 кН	87 кН	86 кН
	рабочее давление	10 МПа	10 МПа	8 МПа	8 МПа
	время выдержки	20 секунд	20 секунд	20 секунд	20 секунд
Гидравлические испытания	давление испытаний	20 МПа	20 МПа	22,9Мпа	22,9Мпа
	время выдержки	20 секунд	20 секунд	20 секунд	20 секунд
заключение		Целостность соединения не нарушена, образец герметичен	Целостность соединения не нарушена, образец герметичен	Целостность соединения не нарушена, образец герметичен	Целостность соединения не нарушена, образец герметичен

Выводы:

1. Результаты коррелируют с расчетами, выполненными в программном комплексе ANSYS, проведенными на этапе 2.

2. Результаты испытаний подтверждают, что опытные образцы соединений К-Р и Р-Р, изготовленные из труб ТВЧ, обладают значительным запасом прочности и способны выдерживать заданные эксплуатационные нагрузки, аналогичные реальным условиям эксплуатации труб ТВЧ данных типоразмеров.

Этап 4 анализ металла образцов после стендовых испытаний



Рисунок 1 – образец узла Р-Р 219х8 в разрезе

Оценка механических свойств металла опытных образцов после стендовых испытаний проводилась по 3 показателям:

- Замер твердости;
- Испытание на одноосное растяжение;
- Испытание на ударную вязкость.

На испытание отбирались образцы из контрольного узла и узла, подвергшегося испытаниям на стендах.



Рисунок 2 – образец узла К-Р 219х8 в разрезе

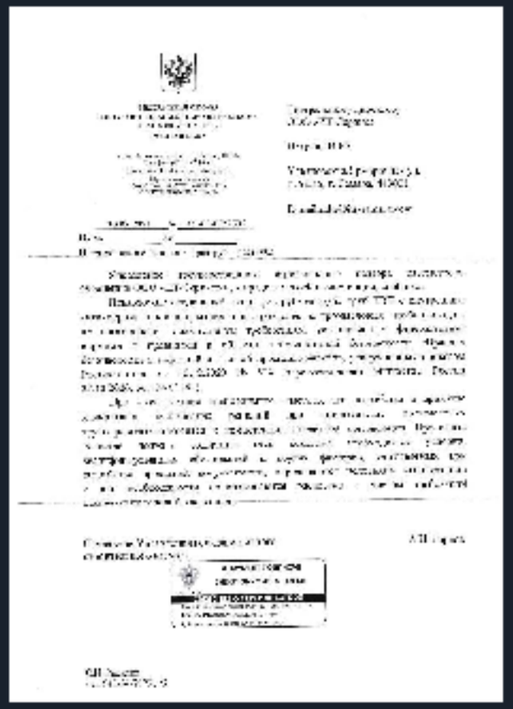


Этап 4 исследование образцов после стендовых испытаний

Объект испытания	Марка стали	Временное сопротивление разрыву, σв, МПа	Относит. удлинение δ5, %	Относит. Сужение ψ, %
контрольный узел Р-Р 219х8-раструб	09Г2С	590	23,5	75,5
контрольный узел Р-Р 219х8 - кольцевой сварной шов	09Г2С	565	26,5	82,5
испытательный узел Р-Р 219х8 - раструб	09Г2С	645	19,5	79
испытательный узел Р-Р 219х8 - кольцевой сварной шов	09Г2С	575	26,5	80,5
Исходная труба 219х8 - основной металл	09Г2С	525	30	79,5
Норма по ГОСТ 10705 [8], не менее	09Г2С	490	20	-

Объект испытания	Ударная вязкость KCV-20, кгс·м/см²	Доля вязкой составляющей в изломе, % (Методика опред. по ГОСТ 4543
испытательный узел Р-Р 219х8 - раструб	23,0	100,0
испытательный узел Р-Р 219х8 - кольцевой сварной шов.	12,0	47,7
контрольный узел Р-Р 219х8-раструб	19,5	100,0
контрольный узел Р-Р 219х8 - кольцевой сварной шов.	13,4	51,3
Исходная труба 219х8 - основной металл	23,5	100,0
Норма по ГОСТ 10705, не менее	4,0	-

Этап 5 заключение о надежности



СВАРНОЕ СОЕДИНЕНИЕ
Раструб-Раструб 114х5 и 219х8

1. Опытные образцы успешно выдержали стендовые испытания, подтверждена целостность и герметичность сварного соединения при создании комбинированных нагрузок, герметичность соединения подтверждена финальными гидравлическими испытаниями.

2. В результате механических испытаний, проведенных после стендовых испытаний образца, зафиксированы отклонения по значениям относительного удлинения при испытаниях на растяжение. При этом испытания на ударную вязкость образцов KCV_{-20} показывают удовлетворительные результаты.

Таким образом, сварные соединения типа «раструб-раструб» обладают значительным запасом прочности и способны выдерживать заданные эксплуатационные нагрузки, аналогичные реальным условиям эксплуатации труб ТВЧ данных типоразмеров. Однако результаты механических испытаний дают основания предполагать, что остаточные напряжения, вызванные деформационным упрочнением, возникшим при изготовлении раструбов, и приводящие к неоднородности структуры металла деформированной зоны, могут негативно повлиять на эксплуатационный ресурс данных соединений, особенно на трубах диаметром 114 мм.
В связи с этим, для минимизации возможных изменений механических свойств деформированного участка по отношению к исходному состоянию металла трубы рекомендована дополнительная технологическая операция - термическая обработка по режиму «отпуск» после изготовления раструбов.

МЕХАНИЧЕСКОЕ СОЕДИНЕНИЕ
Конус-Раструб 114х5 и 219х8

1. Опытные образцы успешно выдержали стендовые испытания, подтверждена целостность и герметичность сварного соединения при создании комбинированных нагрузок, герметичность соединение подтверждена финальными гидравлическими испытаниями.

2. В результате механических испытаний, проведенных после стендовых испытаний образца, получены удовлетворительные результаты. При этом испытания на ударную вязкость образцов KCV_{-20} показывают хорошие результаты и 100% вязкий излом.

Таким образом, механические соединения типа «конус-раструб» обладают значительным запасом прочности и способны выдерживать заданные эксплуатационные нагрузки, аналогичные реальным условиям эксплуатации труб ТВЧ данных типоразмеров. Технология изготовления соединения обеспечивает сохранение вязкопластических свойств металла трубы в деформированной зоне.

Этап 6

Область применения

Наиболее перспективным сегментом для применения нефтегазопроводных труб ТВЧ с деформированными торцами под соединение «Раструб-Раструб» или «Конус–Раструб» производства АО«ВМЗ», является строительство:

- Водоводов пластовой воды
- Нефтесборных трубопроводов
- Нефтепроводов внешнего транспорта
- Водоводов низкого давления
- Водоводов высокого давления

Ближайшие задачи

- Разработка ТУ на трубы ТВЧ для сварного соединения «раструб-раструб».
- Поиск партнеров среди нефтегазодобывающих компаний для организации строительства опытного трубопровода с подконтрольной эксплуатацией с использованием соединений типа «раструб-раструб».
- Изготовление опытной партии труб с раструбами на торцах.
- Строительство и подконтрольная эксплуатации опытного трубопровода с внутренним эпоксидным покрытием и защитной втулкой установленной в соединение «раструб-раструб».

Спасибо за внимание!

Совершенство продуманных решений

Телефон (495) 231-77-71
Почта press@omk.ru
Сайт www.omk.ru

Подписаться @Facebook.com/omk.ru
@instagram.com/oml.ru
@vk.com/omk_official
@twitter.com/omkru
youtube.com/user/OMKPipeCompany

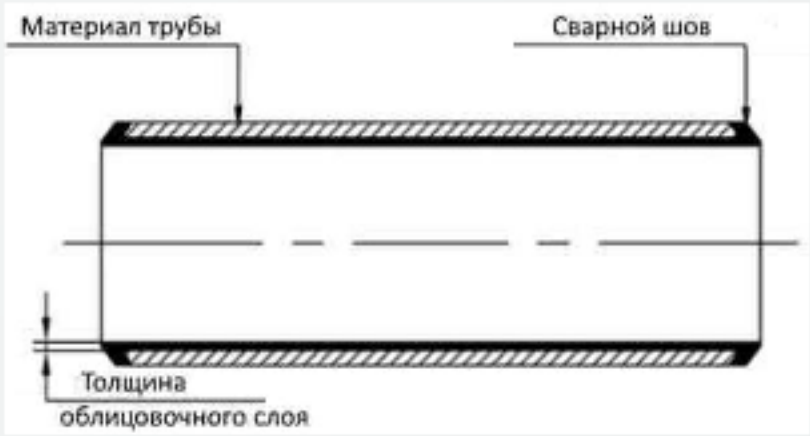
МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К БИМЕТАЛЛИЧЕСКИМ ТРУБАМ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ ВОЗМОЖНОГО ПРИМЕНЕНИЯ БИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ

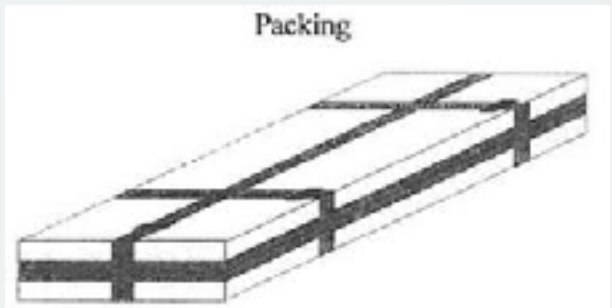


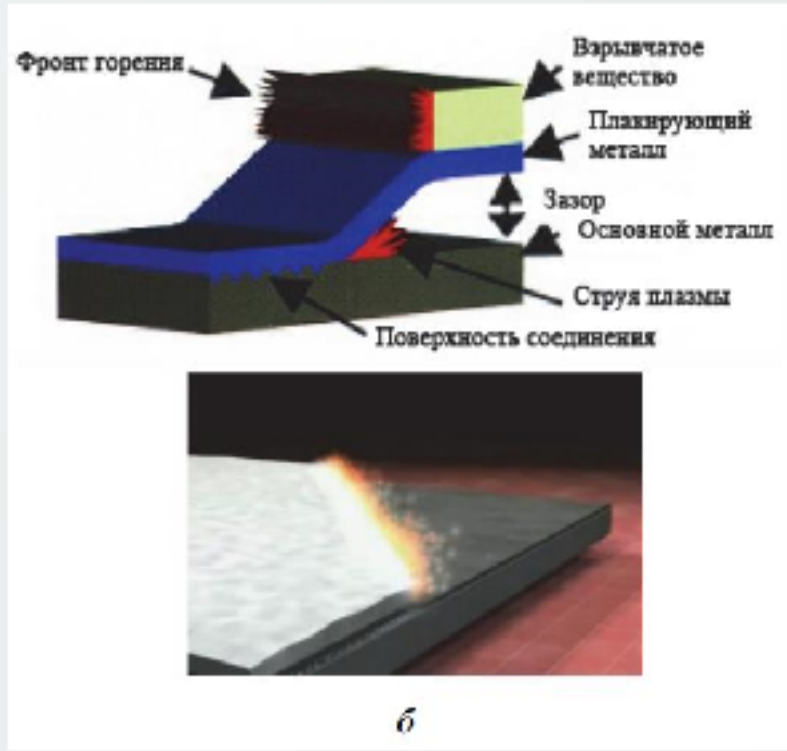
ДОКЛАДЧИК:
ВЕДУЩИЙ ИНЖЕНЕР
ООО «ИТ-СЕРВИС», К.Т.Н.
ЕРМОШКИН А.А.

ИТ-СЕРВИС

РАЗНОВИДНОСТЬ БИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ ПО СПОСОБУ ПРОИЗВОДСТВА







б

Биметаллическая труба

Металлургически плакированные трубы

Механически плакированные трубы

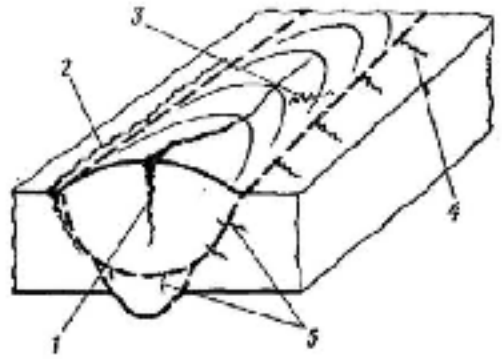
Тип биметаллической трубы

Сварная труба

Бесшовная труба

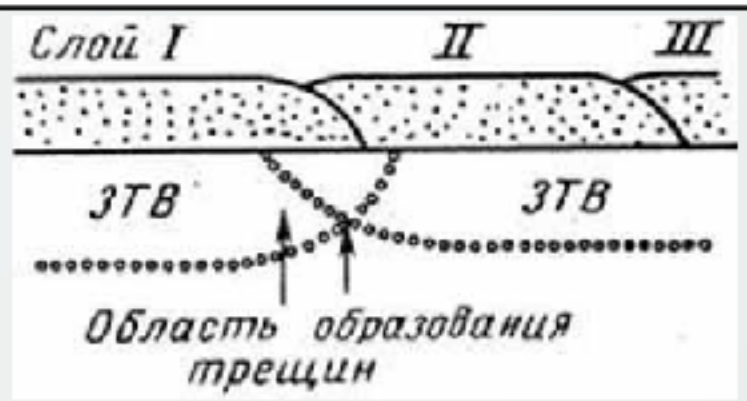
ДЕФЕКТЫ БИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ

Горячие трещины

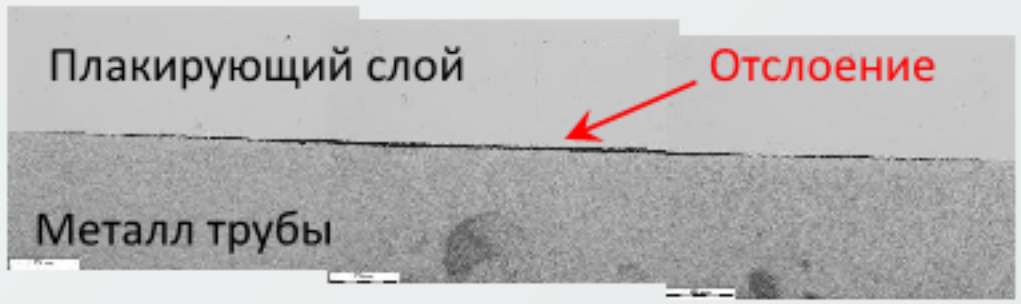


1) продольные трещины в шве;
2) продольные трещины в околошовной зоне;
3) поперечные трещины в шве;
4) поперечные трещины в околошовной зоне;
5) поперечные трещины по толщине свариваемого металла.

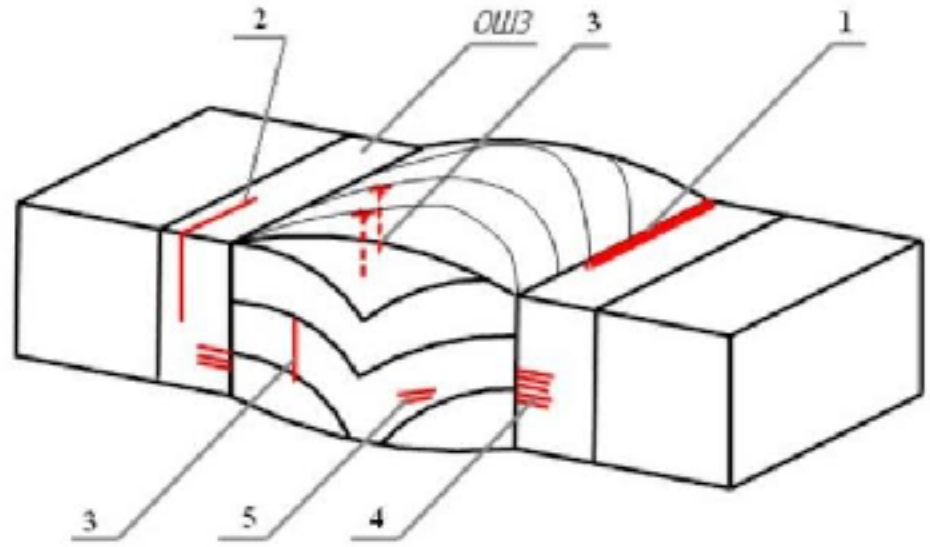
Трещины повторного нагрева



Отслоение плакирующего слоя

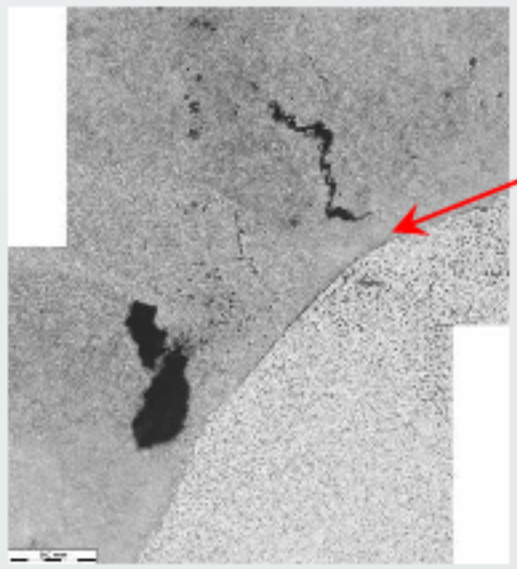


Холодные трещины



1) продольные околошовные трещины (отколы);
2) продольные трещины в зоне сплавления (отрывы);
3) продольные трещины металла шва;
4) поперечные трещины в околошовной зоне;
5) поперечные трещины в металле шва.

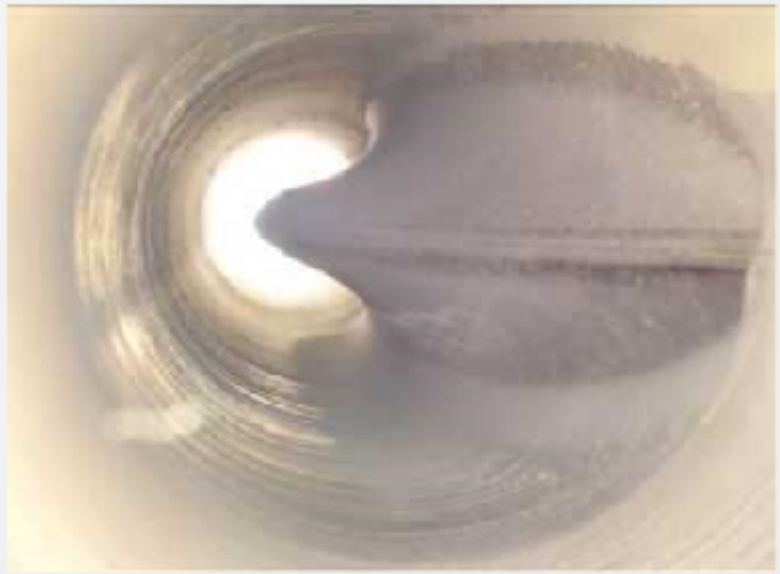
Непровар сварного шва





АВАРИЙНЫЕ СЛУЧАИ С БИМЕТАЛЛИЧЕСКИМИ ТРУБАМИ

Схлопывание коррозионностойкого слоя



Коррозия облицовочного слоя



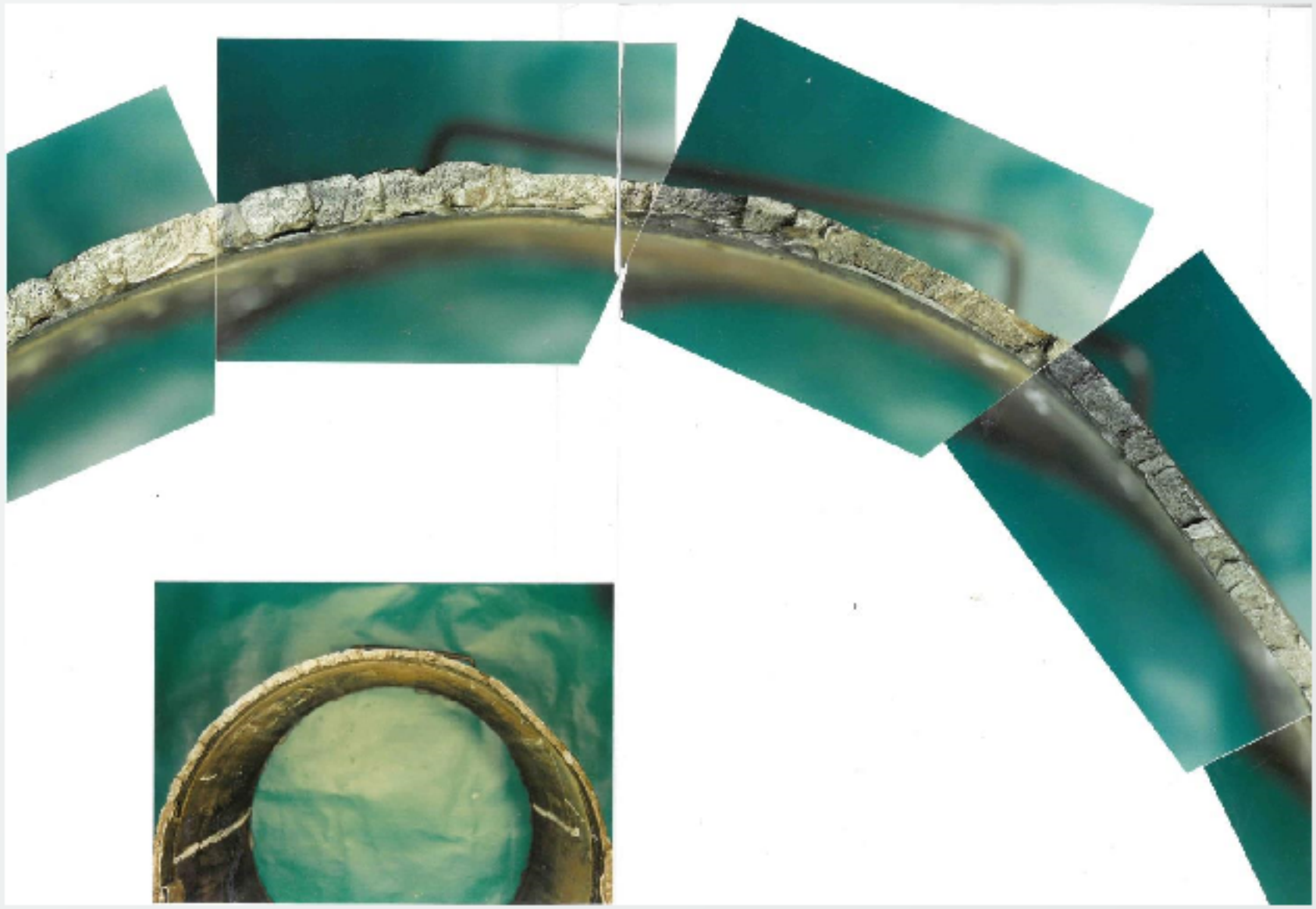
Дефекты сварного соединения





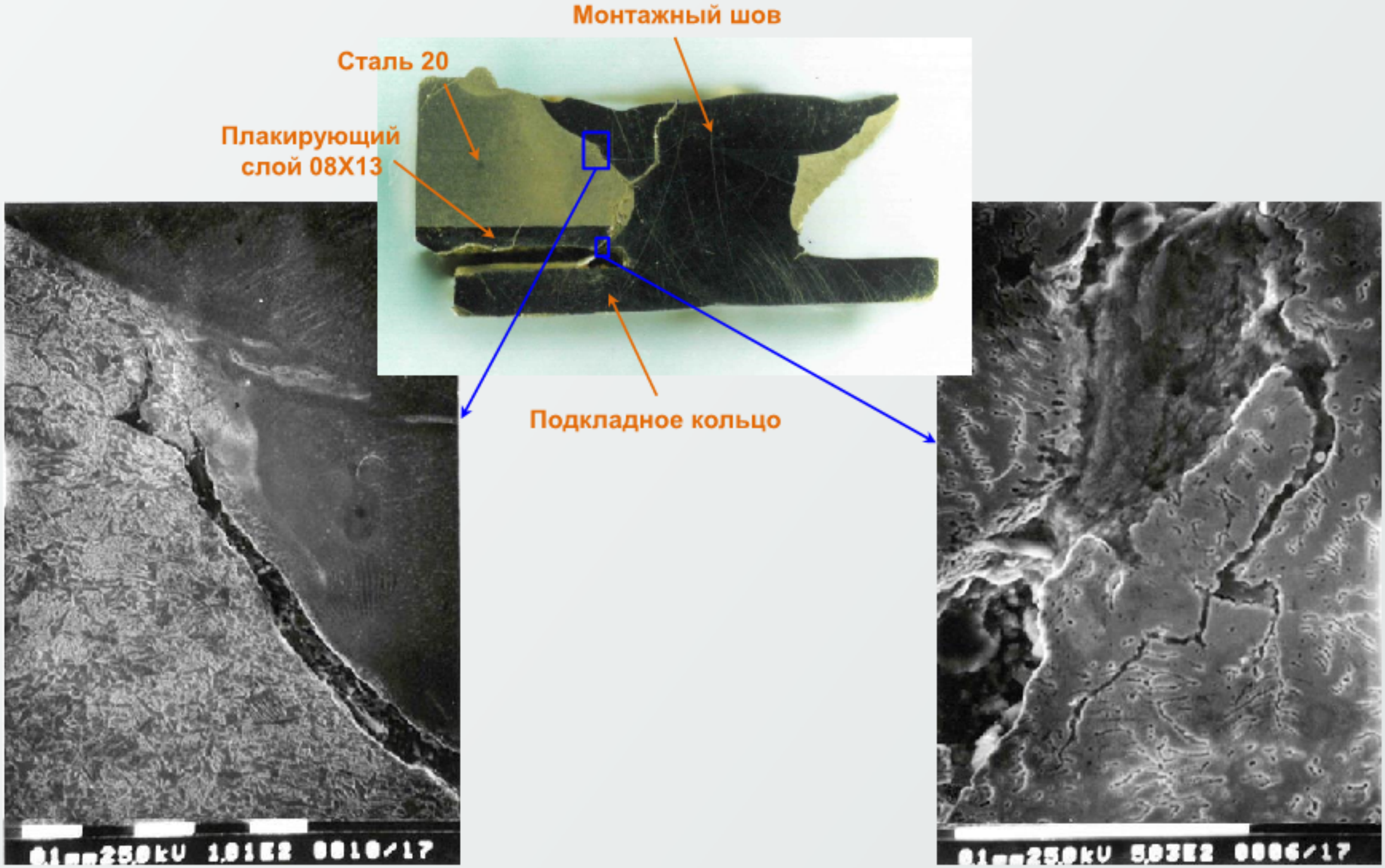
*Fagen Li, Xunji Li, Weiwei Li, Fushan Wang, Xianming Li. Failure Analysis and Solution to Bimetallic Lined Pipe // Materials Science Forum. 2020. 993. 1265-1269. doi:10.4028/www.scientific.net/MSF.993.1265

ВНЕШНИЙ ВИД ПОВЕРХНОСТИ ИЗЛОМА МОНТАЖНОГО СВАРНОГО СТЫКА





ВНЕШНИЙ ВИД МЕТАЛЛОГРАФИЧЕСКОГО ОБРАЗЦА ЭЛЕКТРОННАЯ МИКРОСКОПИЯ



ТРЕБОВАНИЯ СТАНДАРТОВ К БИМЕТАЛЛИЧЕСКИМ ТРУБАМ

Контролируемый параметр	API Spec 5LD	DNV-OS-F101
Минимальная толщина плакированного слоя	2,5 мм (0,100 дюйма)	2,5 мм (0,100 дюйма)
Требования к прочности	Только на металл основы для любого вида плакирования, ссылка на API 5L. (Плакированный слой удаляется с образцов)	Только на металл основы для любого вида плакирования, ссылка на раздел C-Mn труб. (Плакированный слой удаляется с образцов) Предусмотрены испытания на загиб, сдвиг.
Требования к твердости	Твердость металла основы определяется API 5L (не более 248 HV, если не согласованно иное). Плакированный слой – по соглашению сторон, но не более 300 HV для аустенитных и дуплексных сталей, и не более 345 HV для сплавов на основе никеля.	Твердость основного металла, материала плакирования, ЗТВ, металла сварного шва и зоны металлургической связи должна удовлетворять соответствующим требованиям стандарта. (Не более 270 HV или 300 HV в зависимости от прочностных свойств основного металла. Не более 330 HV в плакирующем слое и 350 HV в сварном соединении)
Требования к разделке кромок под сварку	Отсутствуют.	Отсутствуют.
Требования к сварному соединению	Химический состав сварного соединения должен соответствовать составу плакированного слоя в пределах погрешности. Механические свойства не хуже основного металла	Расходные материалы сварки должны быть выбраны с учетом снижения содержания легирующих элементов за счет растворения железа из основного металла. Металл шва должен, как минимум, иметь прочность, пластичность и вязкость, как у основного металла. Предел текучести (Rt0.5) расходных сварочных материалов должен быть на 80–250 МПа выше SMYS соответствующего основного металла
Коррозионные свойства плакированного слоя	По согласованию с заказчиком. (испытания на МКК и питтинг).	По согласованию с заказчиком. PRE не менее 40.

ВЫВОДЫ

- Существующие международные стандарты в недостаточной мере регламентируют геометрию фасок биметаллических труб, что впоследствии не обеспечивает возможность эффективной сварки плакирующего слоя. Кроме того, гидростатические испытания, указанные в стандартах, не регламентируют достаточной длительности испытаний. Испытания на герметичность, указанные в API Spec 5LD не имеют конкретизированных методов испытания, которые могли бы гарантировать предотвращение схлопывания плакирующего слоя.
- Таким образом, в настоящее время оценка качества строительства трубопроводов из биметаллических труб по-прежнему остаются под вопросом, поскольку качество сварки трудно гарантировать. Действующие стандарты относятся главным образом к углеродистым и нержавеющим сталям, и не распространяются на биметаллические трубы.
- Для удовлетворения потребностей нефтегазовой промышленности, важно разработать технические требования к производству, транспортировке, монтажу и эксплуатации биметаллических труб совместно между потребителем, производителем и проектно-научной организацией.

Влияние температуры испытаний на структуру и защитные свойства продуктов углекислотной коррозии.

Казадаев Д.С.

Общие сведения.

Большинство месторождений России содержат углекислый газ и воду, что приводит к развитию углекислотной коррозии, которая является основным видом разрушения нефтедобывающего оборудования. Одним из способов получения представлений о развитии коррозионных повреждений является лабораторное моделирование происходящих процессов.



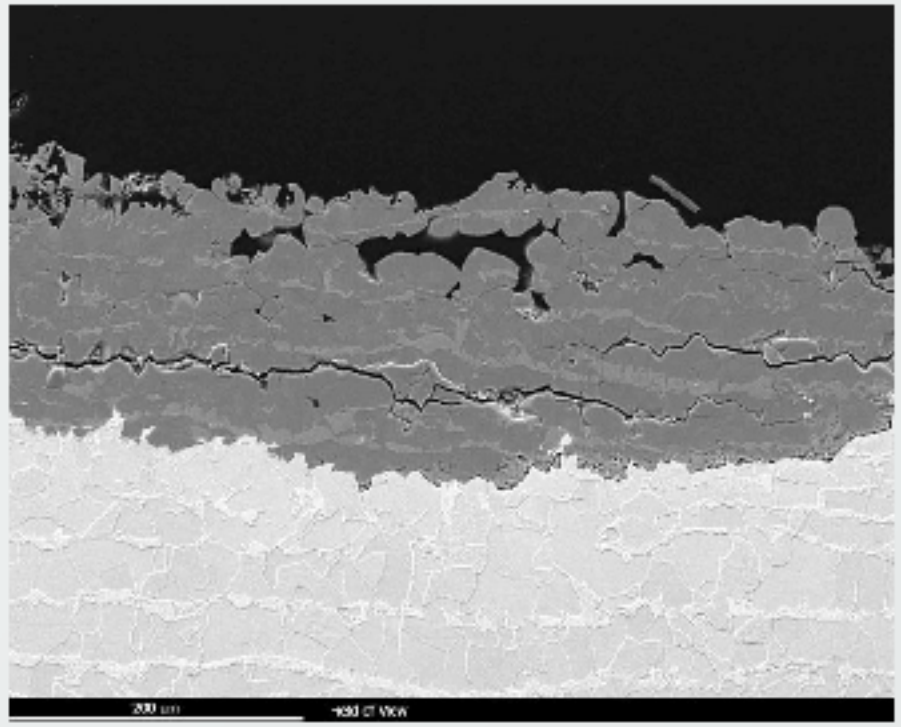




Сравнительный анализ. Марка стали 09Г2С

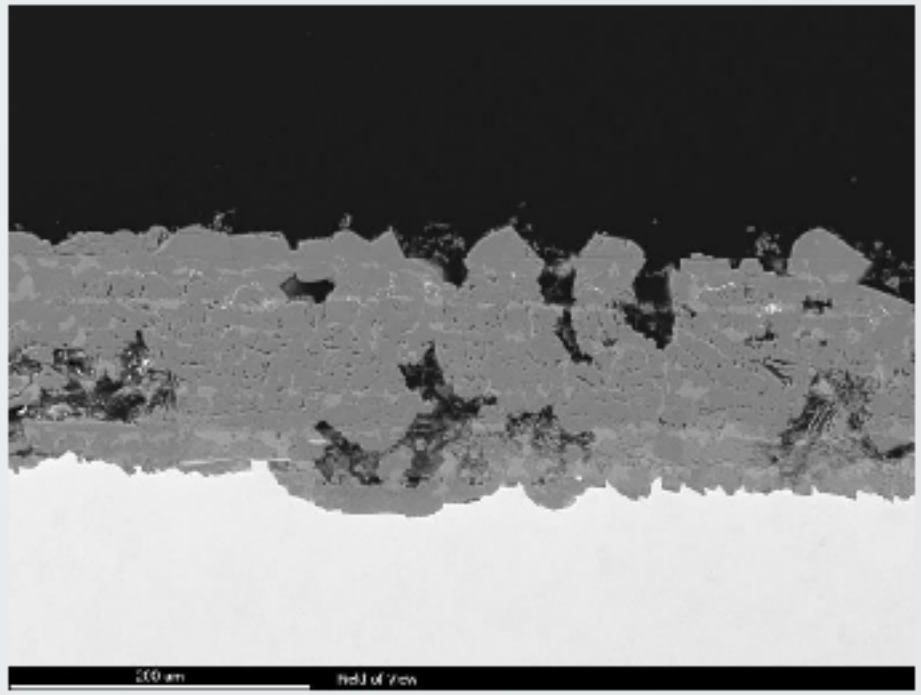
Вид внутренней поверхности **трубы** из стали **09Г2С ачимовской залежи Уренгойского месторождения**





	Массовая концентрация элементов, %						
	C	O	Si	Ca	Cr	Mn	Fe
09Г2С	3.69	9.19	0.92	0.74	-	1.67	83.81

Скорость коррозии 0,2-1,2 мм/год



Вид продуктов коррозии в сечении лабораторного образца полученного при 65 ^{0}C по методики ООО «ИТ-Сервис» в течении 400 часов

Сравнительный анализ. Марка стали 15Х5М

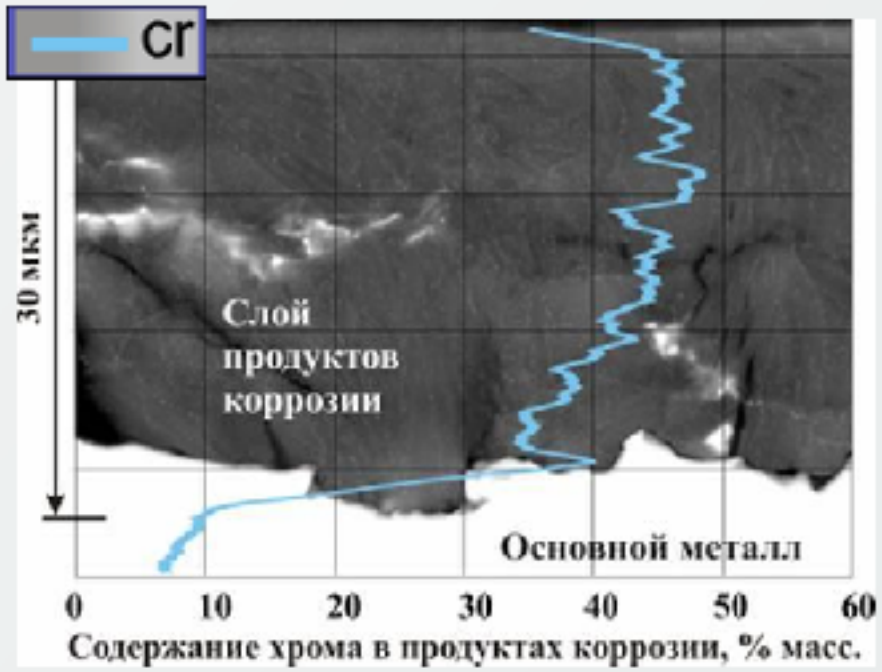
Вид внутренней поверхности и сечении **трубы** из стали **15Х5МФБЧ** **после эксплуатации в Восточно-Вахского м/р ОАО «Томскнефть» ***



	C	Si	Mn	Cr	Mo	V	Nb
15Х5МФБЧ	0,14	0,35	0,60	4,6	0,42	0,05	0,04

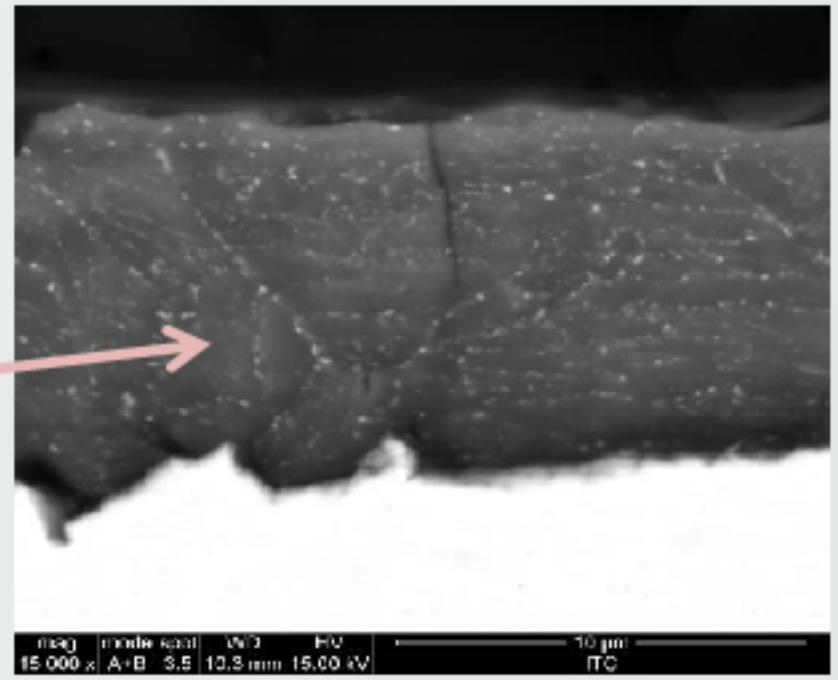
Скорость коррозии 0,13 мм/год

Скорость коррозии 30Г2С 10 мм/год



*Подготовлено по материалам Зырянова А.О.

Cr
13,7



Вид продуктов коррозии в сечении лабораторного образца полученного при 65 ^{0}С по методики ООО «ИТ-Сервис» в течении 400 часов

Общие сведения.

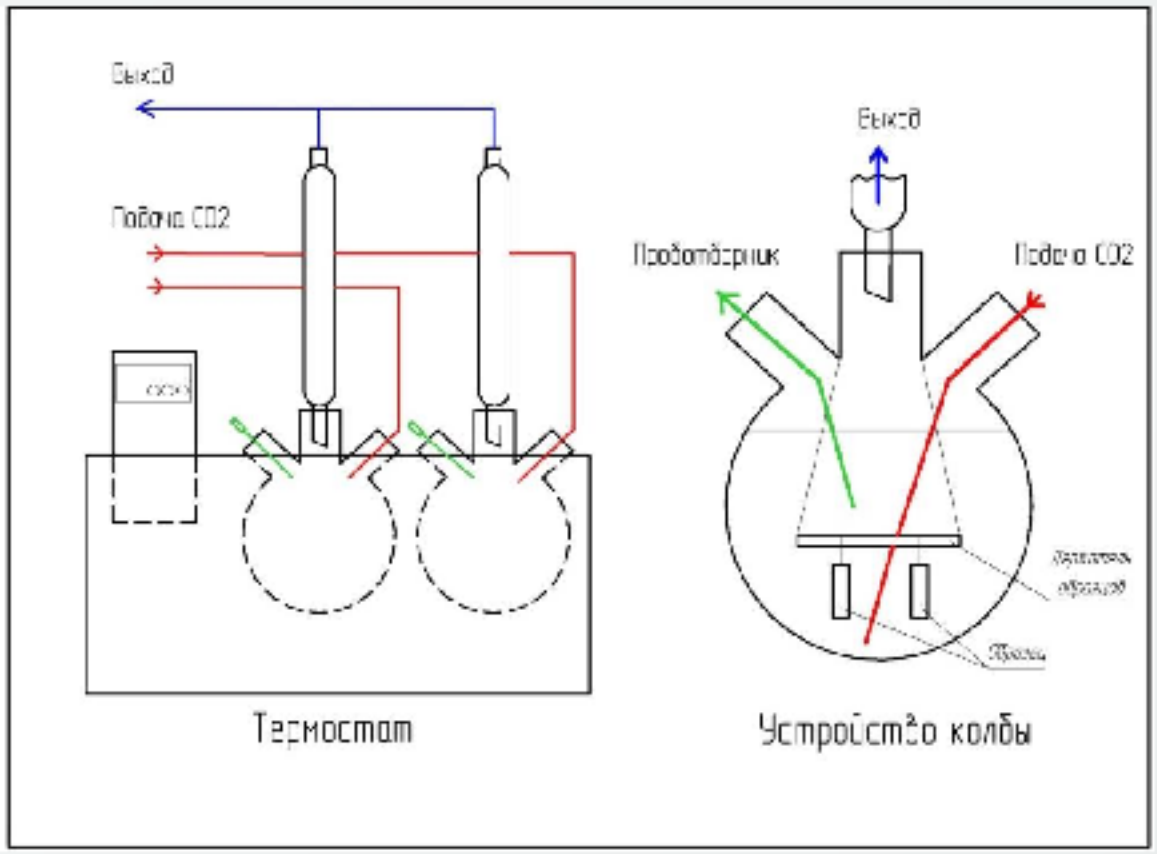
Стойкость низколегированных марок стали к углекислотной коррозии определяется составом и структурой продуктов коррозии, образующихся на их поверхности

Для сравнения различных марок стали между собой необходима лабораторная методика, позволяющая получать сравнительную количественную оценку защитного эффекта продуктов коррозии

В настоящее время существуют методики лабораторных коррозионных испытаний, сравнивающие между собой только скорости коррозии (например, методика из ТТТ-01.02.04-01 ПАО «Газпром Нефть» или методика №966814-006-59337752-2014 ЗАО «НИПЦ «НефтеГазСервис»). Данные методики не учитывают структуру и свойства продуктов коррозии.

Постановка эксперимента.

Схематическое изображение испытательной установки



Испытательная среда:
Модельный раствор насыщенный CO_2
концентрация CO_2 в начале эксперимента 1,1-1,3 г/л
начальный pH 3,8-3,9

Условия проведения испытания:
температура среды – 20-65 °С
давление общее – 1,1 атм
парциальное давление CO_2 – 1,1 атм
длительность выдержки – 282 часов

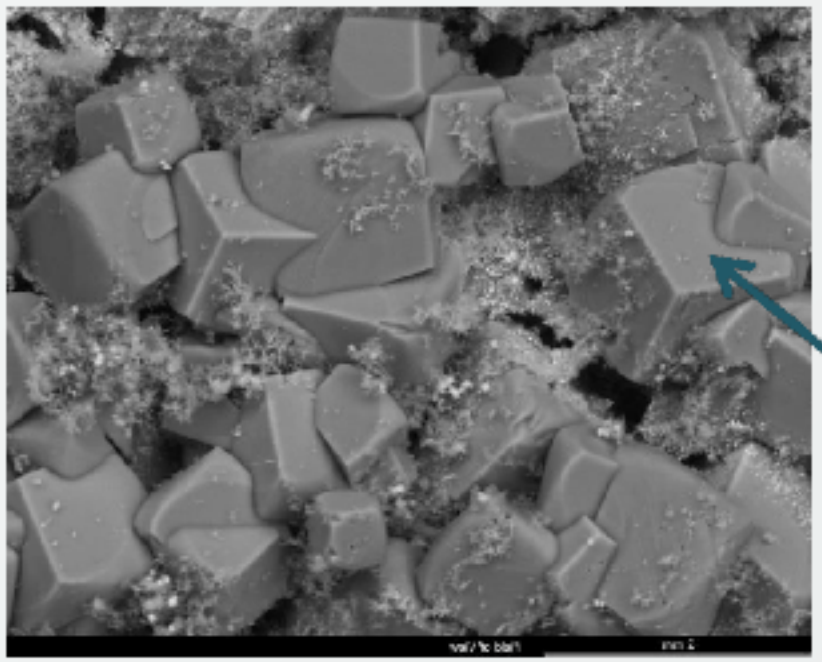
Оборудование для исследования

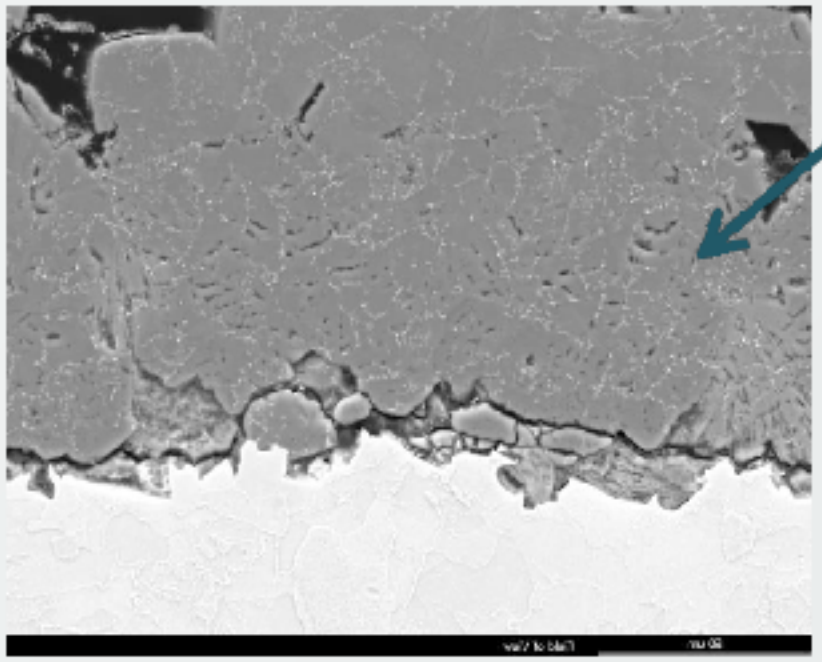
- Растровый электронный микроскоп «XL30» фирмы «Philips» с энергодисперсионным анализатором фирмы «EDAX»;
- Для анализа распределения химических элементов в продуктах коррозии использовали их изображения в характеристическом рентгеновском излучении на анализаторе EDAX;
- Дифрактометр рентгеновский ДРОН-3.

Результаты испытаний.

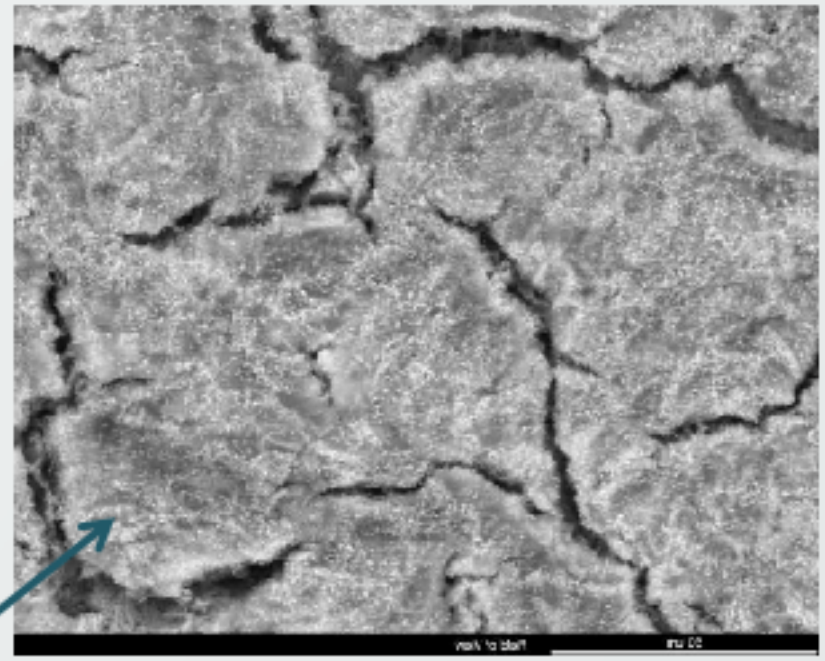
Вид образцов после испытания в течение 282 часов

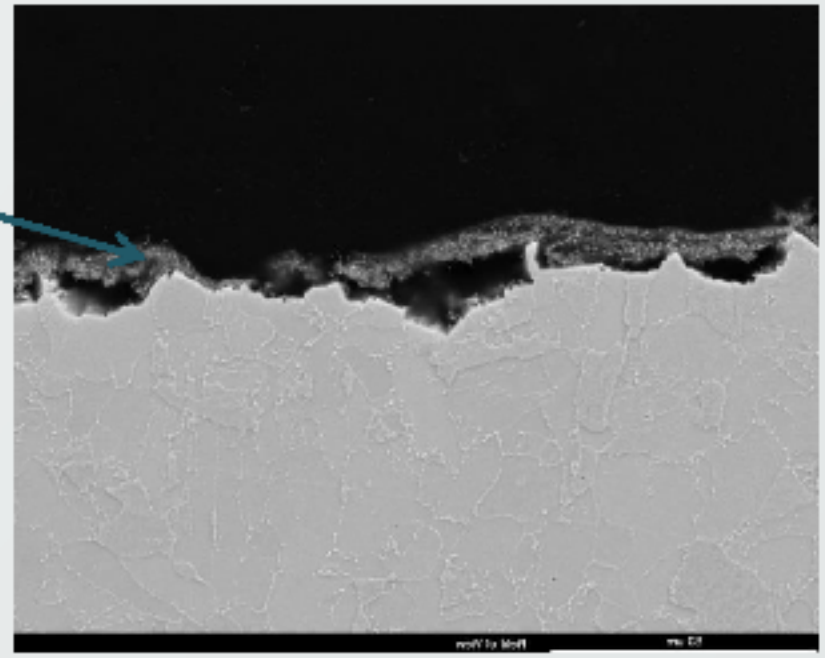
Температура испытания 65 °С





Температура испытания 20-22 °С





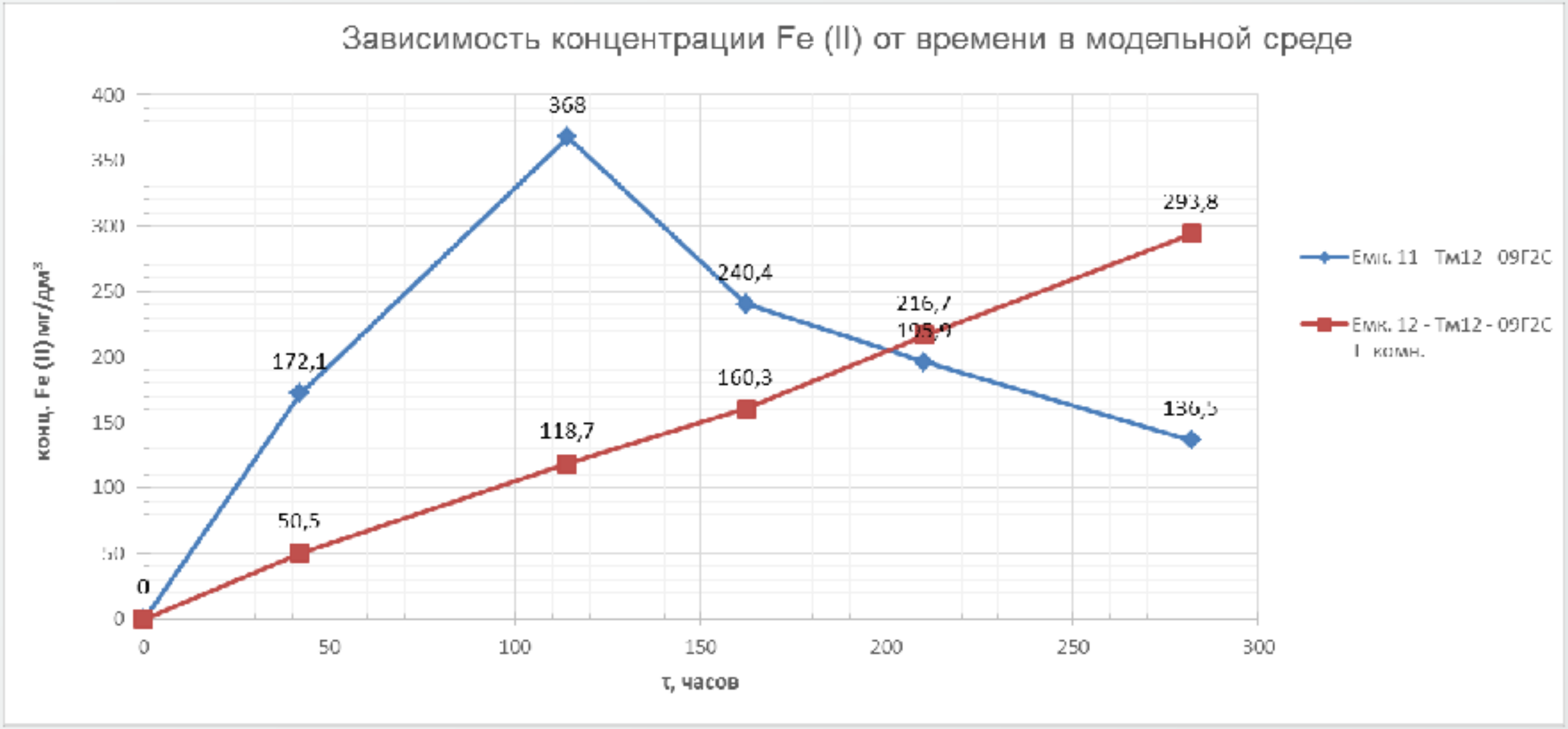
Поверхность

$FeCO_3$

Fe_3C

Сечение

Результаты испытаний.



Температура, ^{0}C	Скорость коррозии , мм/год			
	Графическая (пересчет из конц. Fe)	Гравиметрическая, 282 часа	Увеличение времени испытания	Расчет по NORSOK
22	0,97	1,17	Увеличение СК	1,4-3,5
65	2,60	1,41	Уменьшения СК	1,0-4,5

Выводы.

По результатам работы были выделены следующие выводы:

- изменение температуры раствора влияет на форму и состав продуктов коррозии.
- испытания при комнатной температуре (20-22 ^{0}C), не приводят к образованию защитных продуктов коррозии;
- с увеличением температуры повышается скорость коррозии и снижается растворимость продуктов коррозии, которые при дальнейшим продолжении эксперимента уменьшают скорость коррозии.

Спасибо за внимание!