Применение искусственных биопленок для борьбы с биокоррозией и биообрастанием

Ярослав Рыбкин[1], Абдулмохсен Хумам[2], Манар Алахмари[2], Максим Орлов[1]

1. Арамко Инновейшнз, Департамент Передовых Материалов, Москва, Россия

2. Сауди Арамко, Дахран, Саудовская Аравия

Самара, 3-4 Сентября, 2025

where energy is opportunity

© Copyright 2025, Aramco Innovations. All rights reserved.

Введение: Стадии коррозии углеродистой стали

Аэробная стадия

Высокая скорость коррозии
Зависит от наличия кислорода

Анаэробная стадия

Медленная скорость коррозии
Индуцирована бактериями

Методы подавления

Химическое ингибирование и/или гальваническая защита

Органические, металлические и неметаллические неорганические покрытия

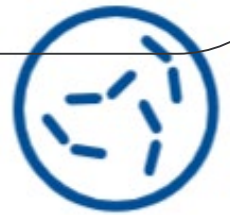
Антимикробная защита

Почему подавление краткосрочное?

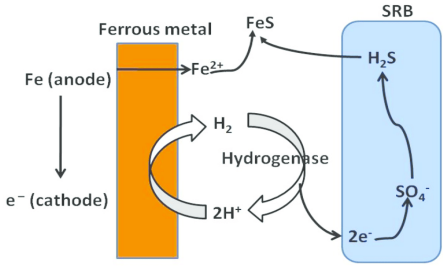
Потеря структурной целостности

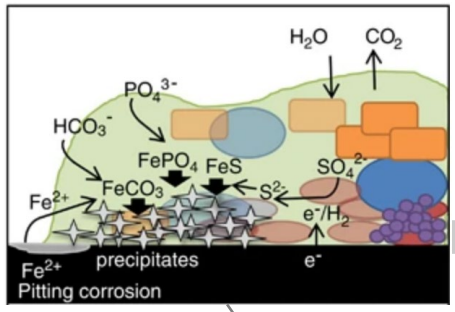
Биоциды НЕ универсальны и ограничены по времени действия

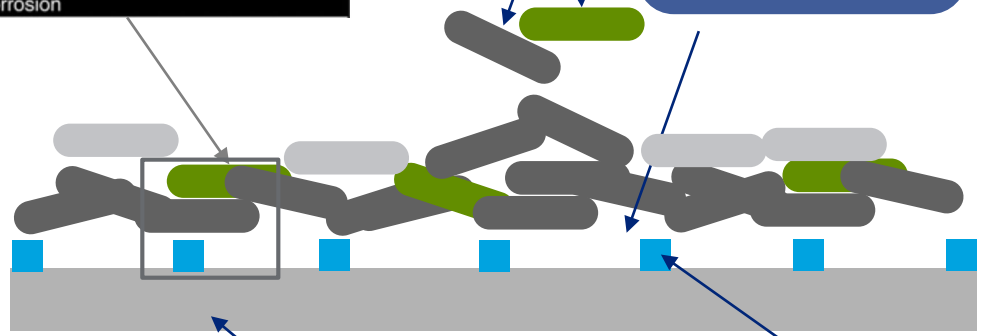
Новые клетки вырастут поверх органических отложений



Введение: Покрытия не останавливают биокоррозию







Бактерии, вызывающие коррозию

Бактерии окружающей среды

Органические отложения

Металлическая поверхность

Активная защита





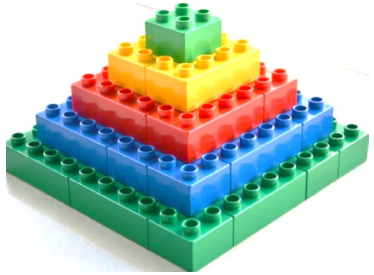


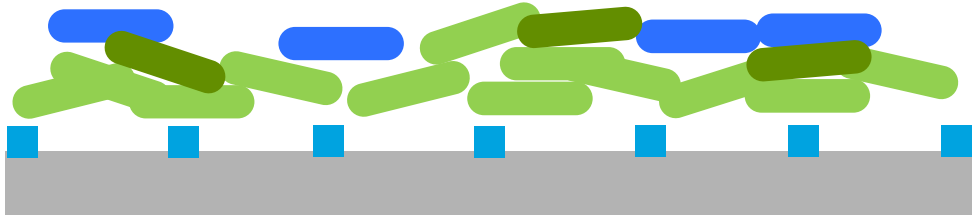
Kip, N., & Van Veen, J. A. (2015). The dual role of microbes in corrosion. *The ISME journal*, *9*(3), 542-551.

Введение: Как исключить бактерии, вызывающие коррозию?



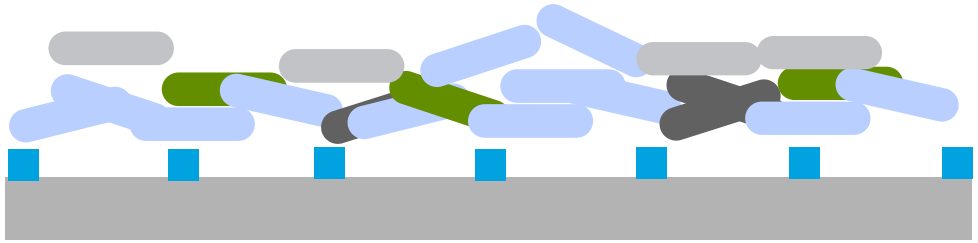
Можно ли сделать биопленку без определенных микробов?





Искусственная биопленка с защитными клетками

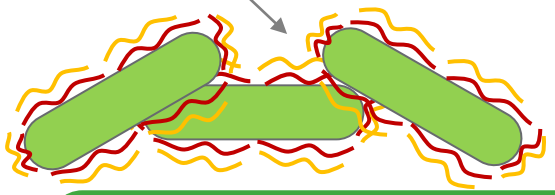
Как сделать искусственную биопленку?



Естественная биопленка со штаммами, вызывающими коррозию

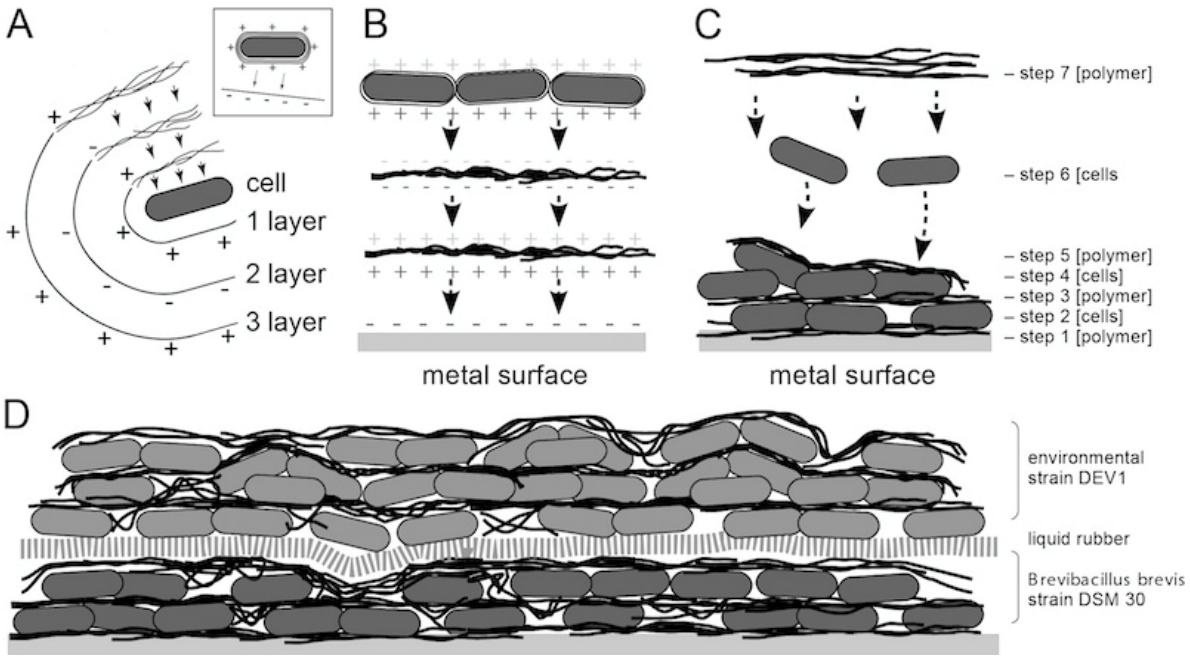


Покрытие поверхности для прикрепления клеток



Покрытие клеток для прикрепления к поверхности

Пример из практики: Приготовление искусственной биопленки



Структура искусственной биопленки для снижения коррозии



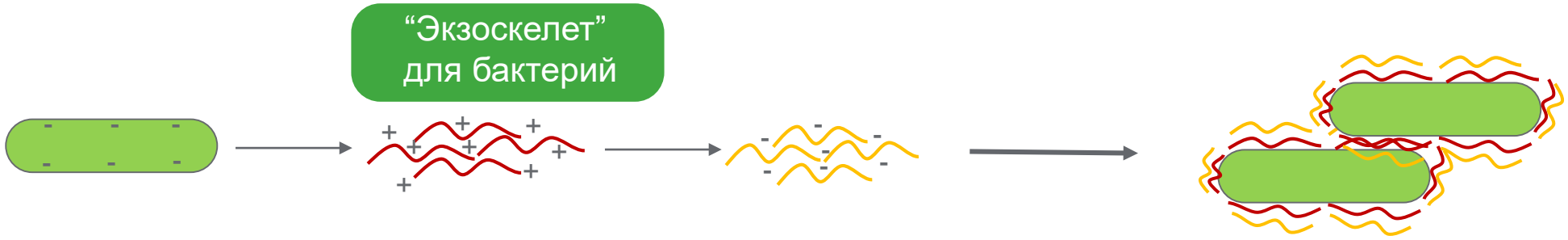
Био-защита | Резиновое покрытие | Контроль (без покрытия)

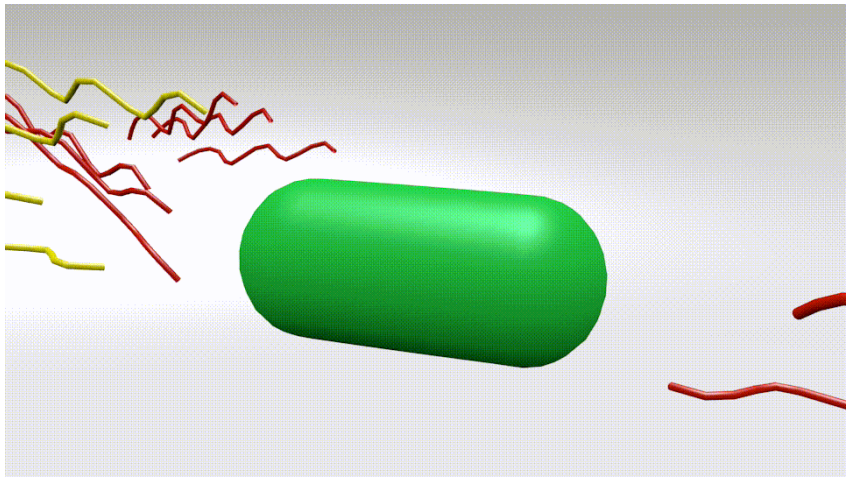
Процесс коррозии образцов с покрытием и без

Введение | Тесты компонентов | Прототип | Выводы

Rijavec, T., Zrimec, J., van Spanning, R., & Lapanje, A. (2019). Natural microbial communities can be manipulated by artificially constructed biofilms. *Advanced Science*, *6*(22), 1901408.

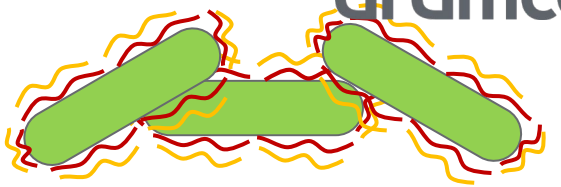
Стадии тестирования: Процедура покрытия микробов для улучшения прикрепления к поверхности

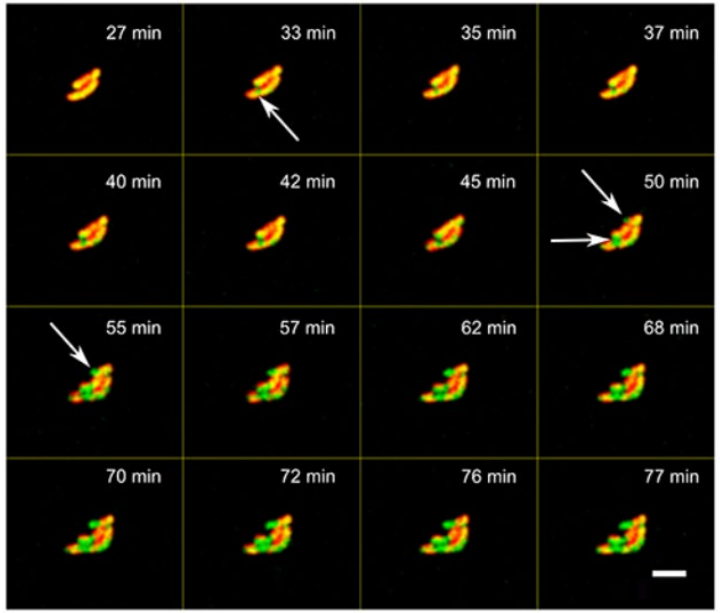




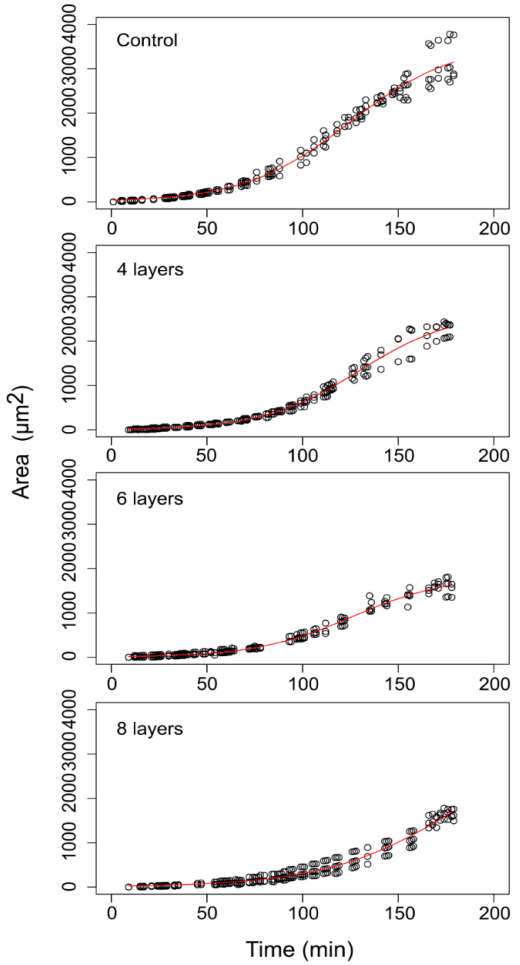
Нанесение противоположно заряженных полиэлектролитов

Стадии тестирования: Контроль жизнеспособности полезных бактерий, покрытых оболочкой





Рост клеток *E. Coli* Top10, покрытых полиэлектролитными капсулами



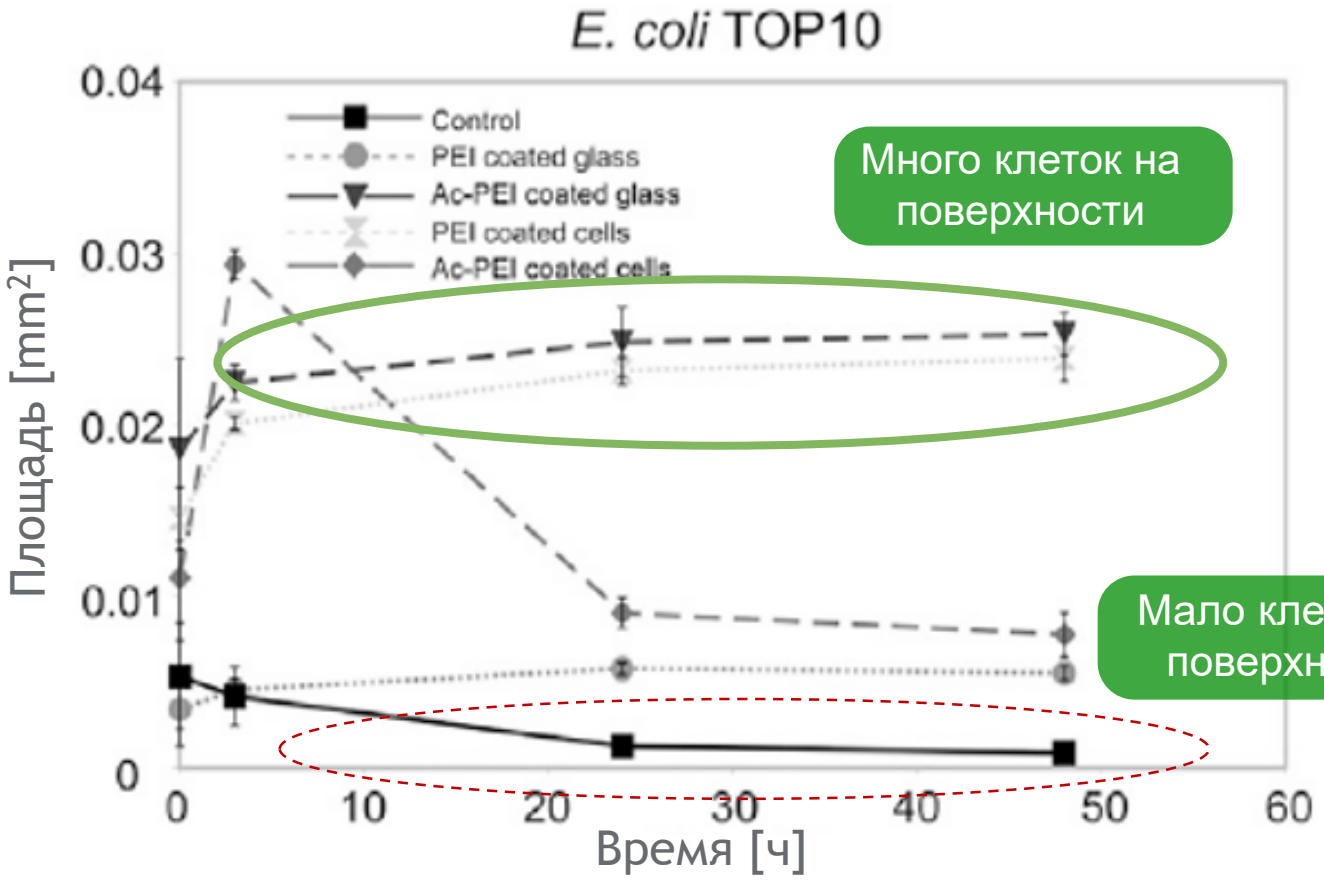
Контроль роста отдельных клеток

Токсичность не обнаружена

Введение | **Тесты компонентов** | Прототип | Выводы

Rybkin, I., Gorin, D., Sukhorukov, G., & Lapanje, A. (2019). Thickness of polyelectrolyte layers of separately confined bacteria alters key physiological parameters on a single cell level. *Frontiers in bioengineering and biotechnology*, *7*, 378.

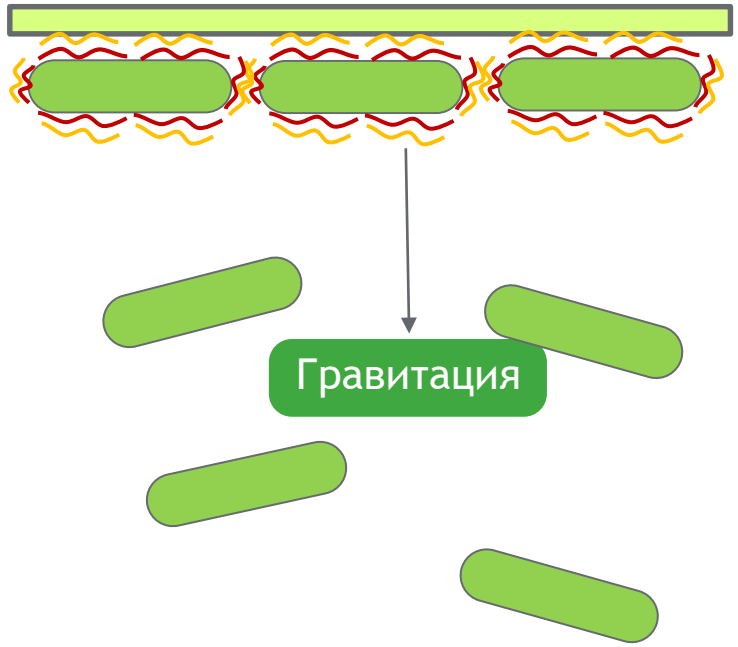
Стадии тестирования: Улучшение прикрепления клеток



Много клеток на поверхности

Мало клеток на поверхности

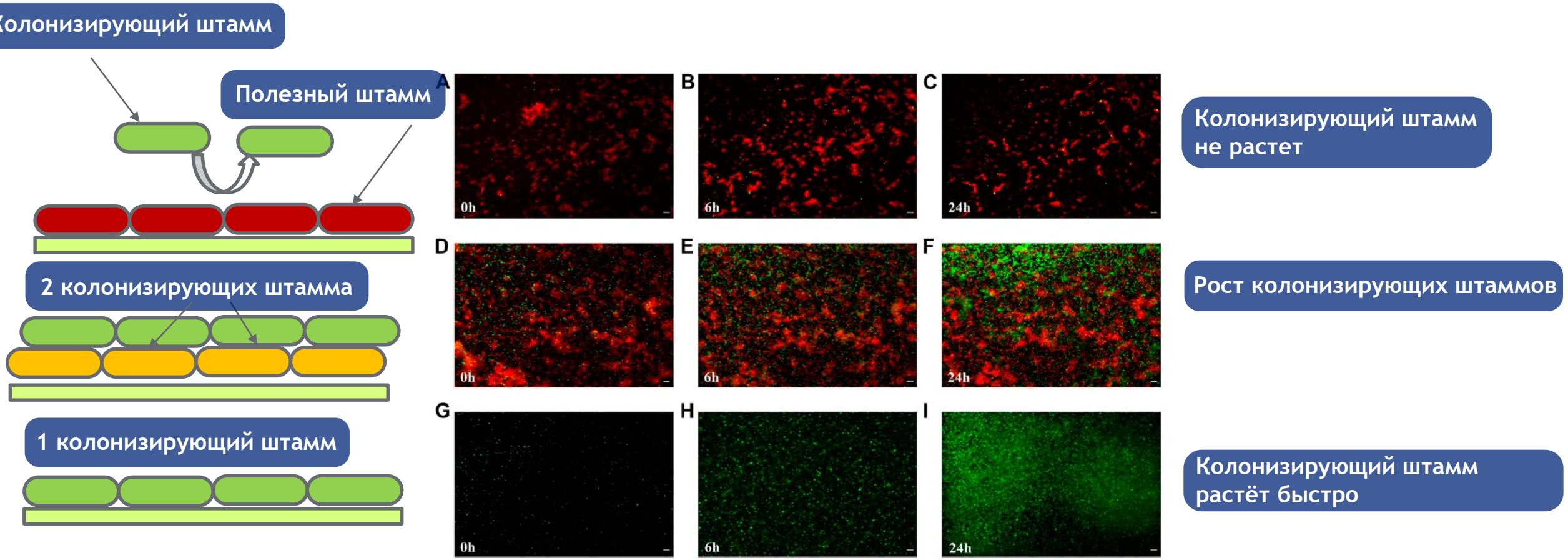
Прикрепление покрытых и непокрытых клеток



Покрытые клетки прикрепляются лучше, чем непокрытые

Deev, D., Rybkin, I., Rijavec, T., & Lapanje, A. (2021). When Beneficial Biofilm on Materials Is Needed: Electrostatic Attachment of Living Bacterial Cells Induces Biofilm Formation. *Front. Mater. 8: 624631*. https://doi.org/10.3389/fmats.2021.624631

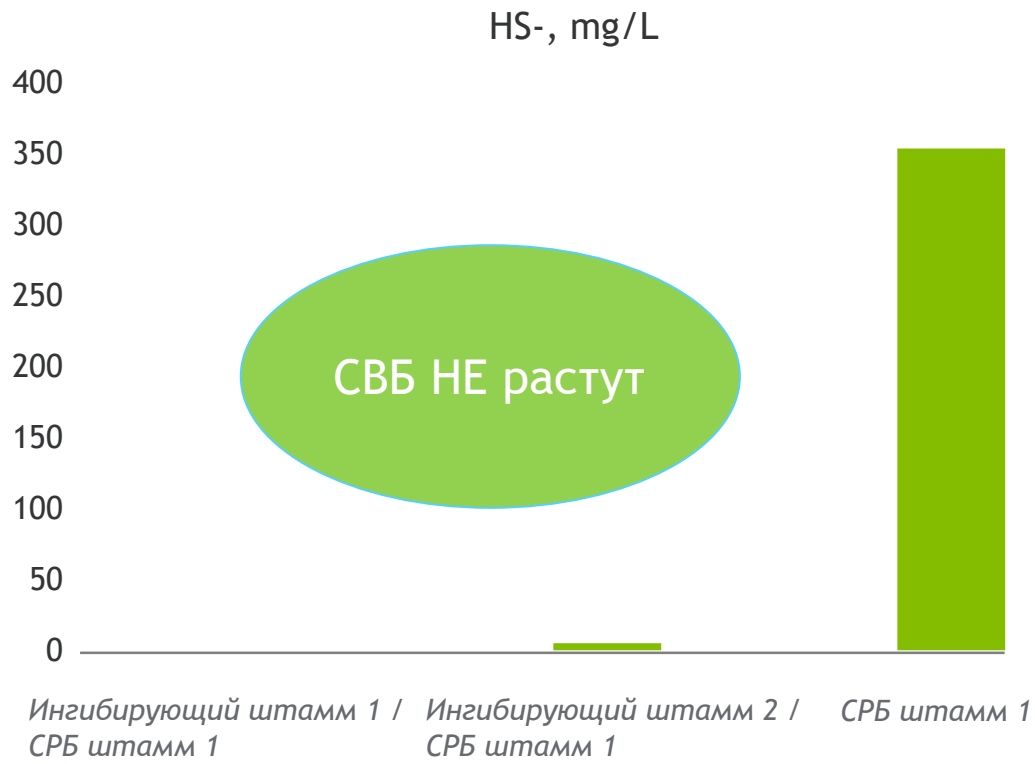
Стадии тестирования: Сборка первого прототипа

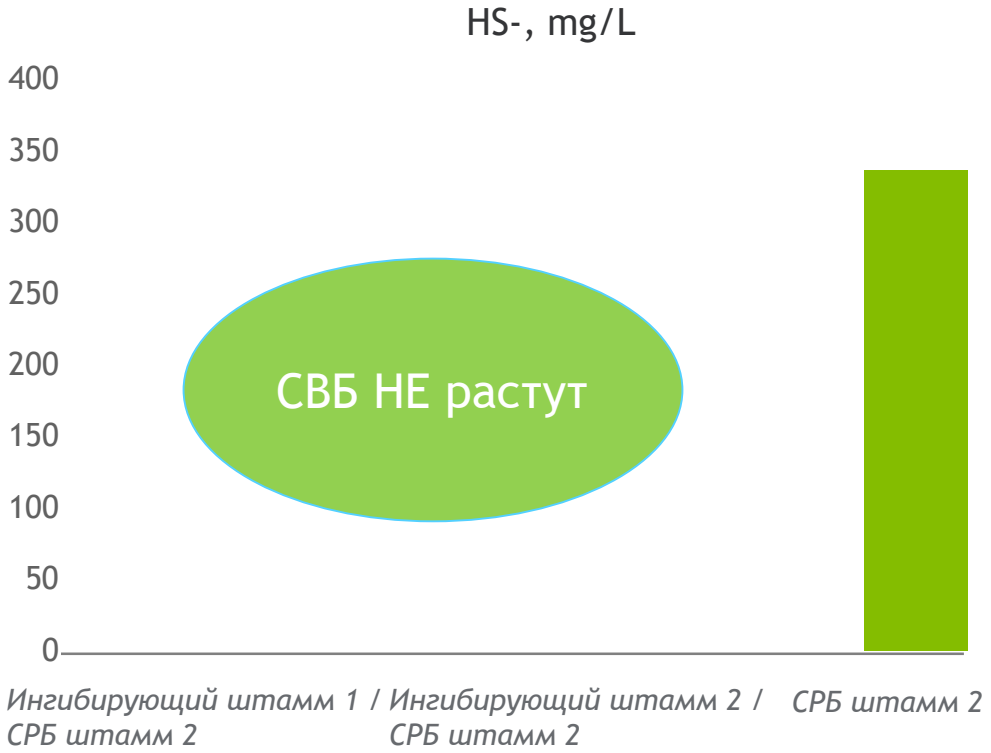


Введение | **Тесты компонентов** | Прототип | Выводы

Deev, D., Rybkin, I., Rijavec, T., & Lapanje, A. (2021). When Beneficial Biofilm on Materials Is Needed: Electrostatic Attachment of Living Bacterial Cells Induces Biofilm Formation. *Front. Mater. 8: 624631.* https://doi.org/10.3389/fmats.2021.624631

Прототип: Снижение роста сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)

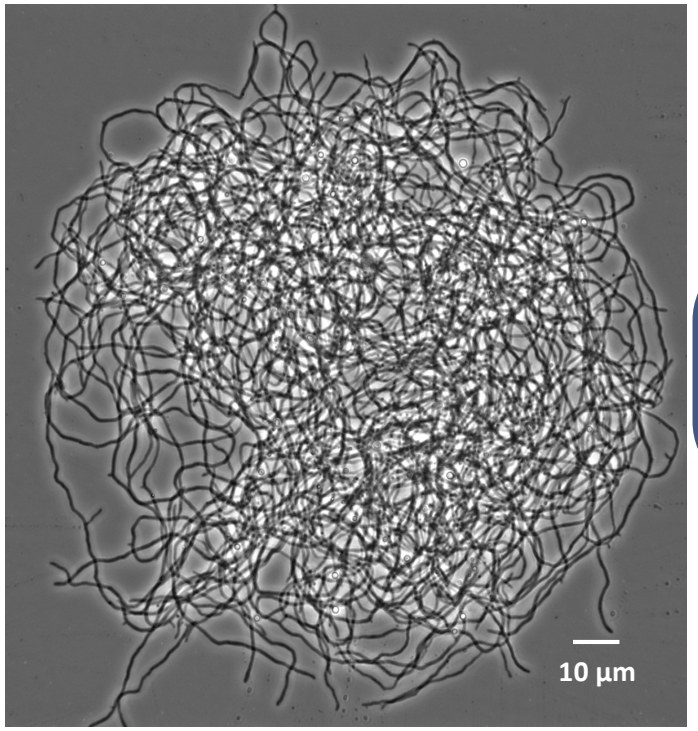




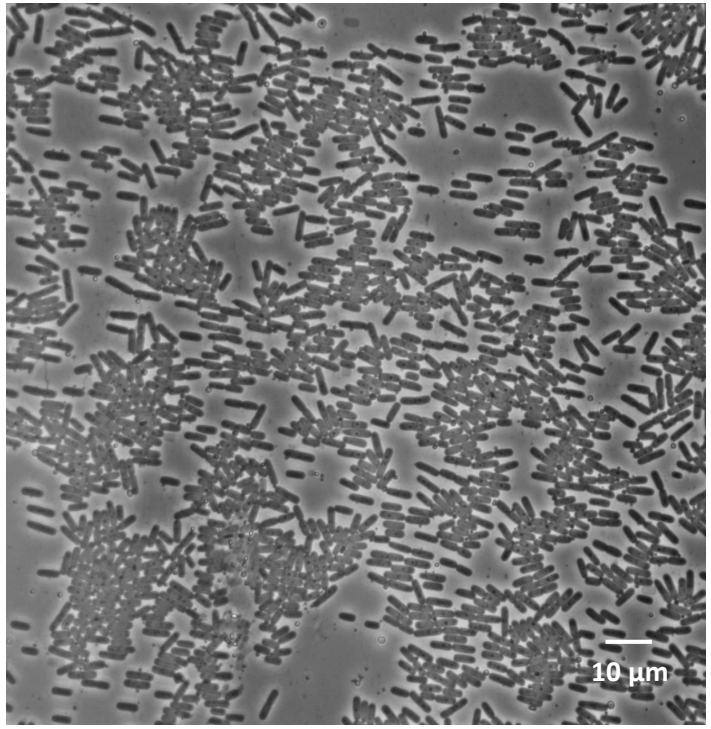
Выделенные штаммы успешно подавляют рост сульфатвосстанавливающих бактерий

Введение | Тесты компонентов | **Прототип** | Выводы

Прототип: Пример нанесения живых пленок для предотвращения биокоррозии



Ингибирующий штамм 1, прикрепленный к поверхности



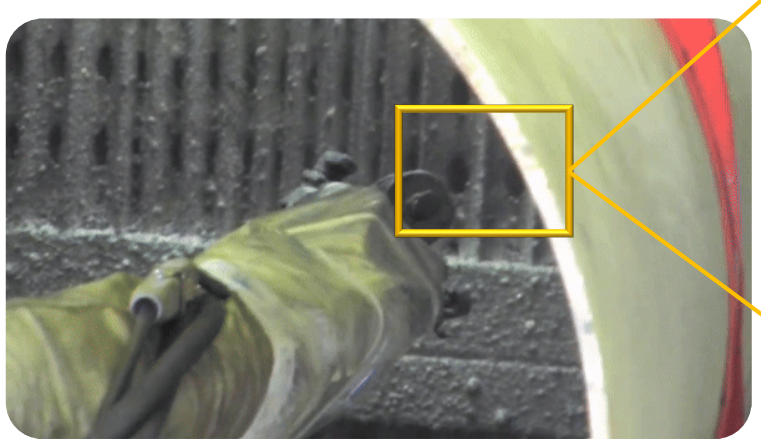
Ингибирующий штамм 2, прикрепленный к поверхности

Нанесение искусственных биоплёнок на поверхность

Выводы

1. Разработано покрытие, подавляющее рост сульфатвосстанавливающих бактерий
2. Разработаны методы контроля роста отдельных клеток
3. Разработаны методы контроля прикрепления бактерий

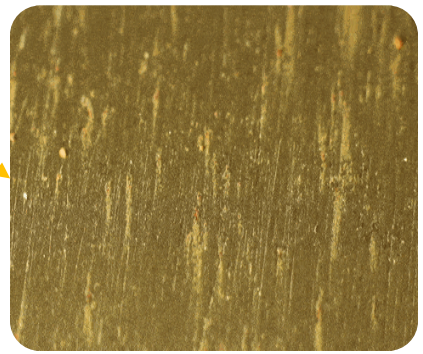
Будущие планы



Биотехнологии для подавления коррозии



Био покрытие без коррозии



Коррозия металла без покрытия

Наше видение:

1. Можно использовать поверх существующих покрытий
2. Хорошее дополнение уже разработанных решений
3. Быстрое нанесение на металлическую поверхность
4. Применимо для умеренных условий окружающей среды

Введение | Тесты компонентов | Прототип | **Выводы**

Спасибо за внимание!

Ярослав Рыбкин
PhD в экотехнологии
Учёный нефтехимик
Московский Исследовательский Центр Арамко

E: iaroslav.rybkin@aramcoinnovations.com

T: +7(951)888 10 91

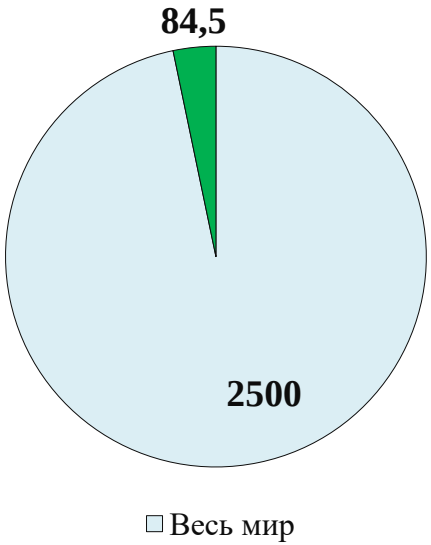
03-04 сентября 2025, Самара

ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ: подходы к повышению эффективности

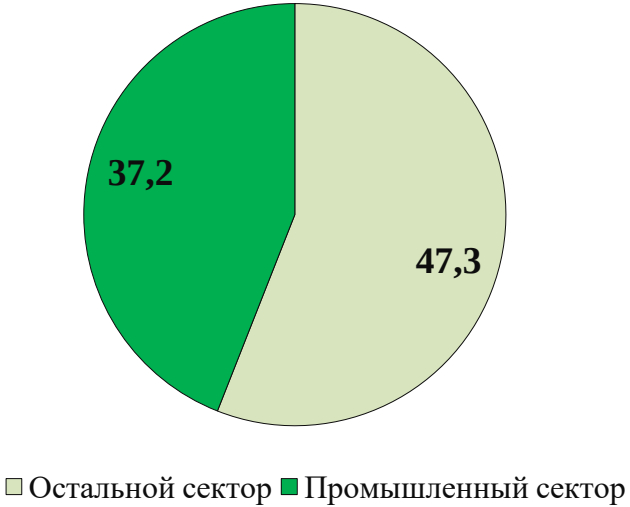
Фот Кирилл Сергеевич, АО «НК «Конданефть»
начальник отдела химизации производственных процессов

ВСЕМИРНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ПОСЛЕДСТВИЯ, СВЯЗАННЫЕ С КОРРОЗИЕЙ

Всемирные затраты на последствия от коррозии, млрд. $



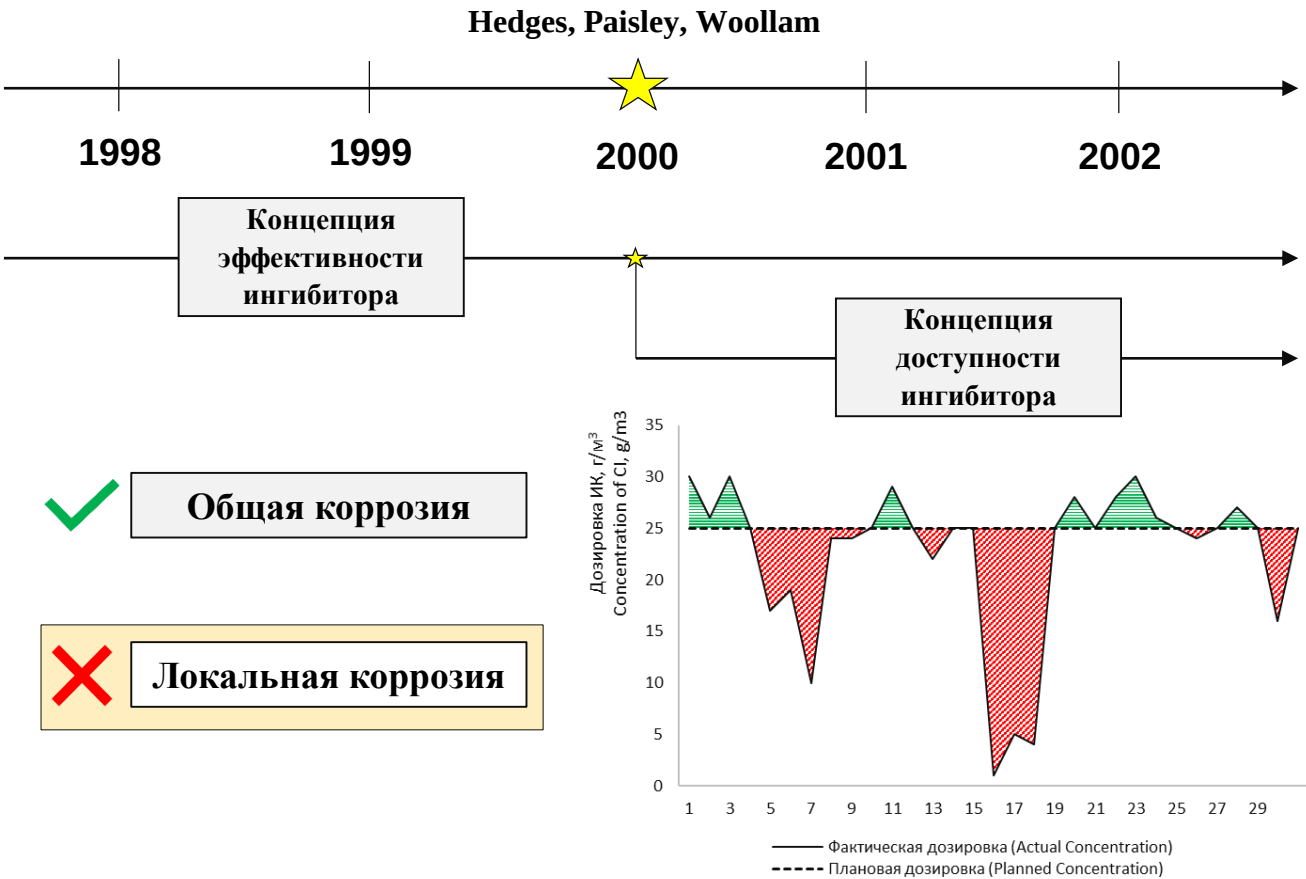
Затраты на последствия от коррозии по России, млрд. $



Koch G., Varney J., Thompson N., Moghissi O., Gould M., Payer J.
International Measures of Prevention, Application, and Economics of Corrosion Technologies. USA, Texas: NACE International Report. 2016. 216 p.

ОСНОВА ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ:

доступность ингибирования и эффективность ингибитора коррозии



Доступность ингибирования – доля времени, в течение которого ингибитор коррозии подавался в *заданной* дозировке

$$ДИ = \frac{T - \Sigma \Delta T}{T} \cdot 100\%$$

T – временной интервал за расчетный период, сут.

ΔT – время, когда дозировка была менее заданной, сут.

ВАЖНОЕ ПРИМЕЧАНИЕ

под **заданной* необходимо понимать такую эффективную дозировку ИК, которая обеспечивает защитный эффект, как по остаточной скорости общей коррозии, так и по **максимальной скорости локальной коррозии (МСЛК)**

Hedges B., Paisley D., Woollam R.C.
The Corrosion Inhibitor Availability Model. *CORROSION*, 2000. Vol. 40, No. 6. pp. 40-44.

КОНЦЕПЦИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ

коэффициент распределения ингибитора коррозии между водной и нефтяной фазами (L)

ИК-1: сложная смесь четвертичных аммониевых солей жирных кислот фракции C_{10}-C_{20} и алкилимидазолинов жирных кислот фракции C_{10}-C_{20}

$L = 0$ при $C_{общ} \leq 25$ мг/дм^3

$L = (an + b)e^{(C_{общ}(cn+d)}$ при $C_{общ} > 25$ мг/дм^3

где a, b, c, d – коэффициенты, зависящие от средневзвешенной (не средней!) обводнённости потока жидкости в трубопроводе.

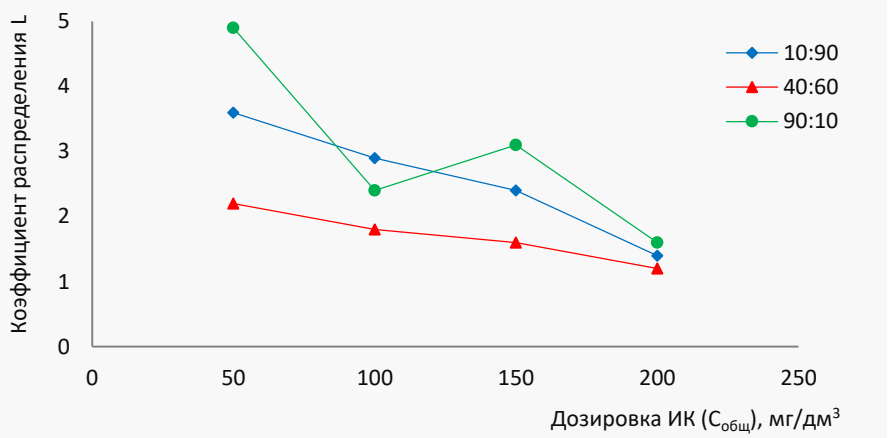
При n ≤ 0,43: a = -6,8607, b = 5,5165, c = 0,0031, d = -0,0053.
При n > 0,43: a = 8,8386, b = -1,1479, c = -0,0042, d = -0,0022.

Тогда при $\mathbf{C_{общ} \leq 25}$ **мг/дм^3** расчетная концентрация ИК, перешедшего в воду, равна $\mathbf{C_в = 0}$.

Для $\mathbf{C_{общ} > 25}$ **мг/дм^3**: $$C_в = \frac{C_{общ}}{n + (1 - n)L}$$

ВЫВОД: ИК свойственна нецелесообразная «потеря» в нефть с учетом его L.
В свою очередь, это приводит к росту эффективных дозировок от ЛК.
У каждого ИК есть своя «пороговая концентрации активации распределения», после которой он начинает переходить в воду и проявлять сколько-нибудь выраженный защитный эффект.

Зависимость коэффициента распределения L от дозировки вводимого ИК при различном соотношении объемов воды и нефти



Важное примечание №1: при дозировке 20 мг/дм^3 ИК в воде не обнаружен и определить для него коэффициент распределения невозможно (по лабораторным данным). Впоследствии при проведении КОПИ была установлена «пороговая концентрация», которая составила 25 мг/дм^3.

Важное примечание №2: установлено, что существуют различные начальные величины дозировок (т.н. «пороговая концентрация активации распределения»), которые необходимо достичь ИК для их последующего перераспределения в водную фазу и проявлению выраженного защитного антикоррозийного эффекта от локальной коррозии.
Например, для ИК-1 пороговая концентрация активации распределения начинается свыше 20 мг/дм^3, в то время как для ИК-2 - не найдена даже при 150 мг/дм^3, при этом ИК, вероятно, находится на разделе фаз «нефть-вода».

ЧТО ТАКОЕ «ЭЗД» И ЗАЧЕМ ОНО НУЖНО?

взаимосвязь между «ЭЗД» и «МЭД»

Таким образом, $\mathbf{C_{общ}}$ **= МЭД**, а $\mathbf{C_{в}}$ **= ЭЗД = эквивалентная защитная дозировка ИК (в воде!) в г/м^3**, физический смысл которой заключается в защитном эффекте от коррозии в зависимости от физико-химических свойств транспортируемой среды и режима течения на конкретном участке трубопровода.

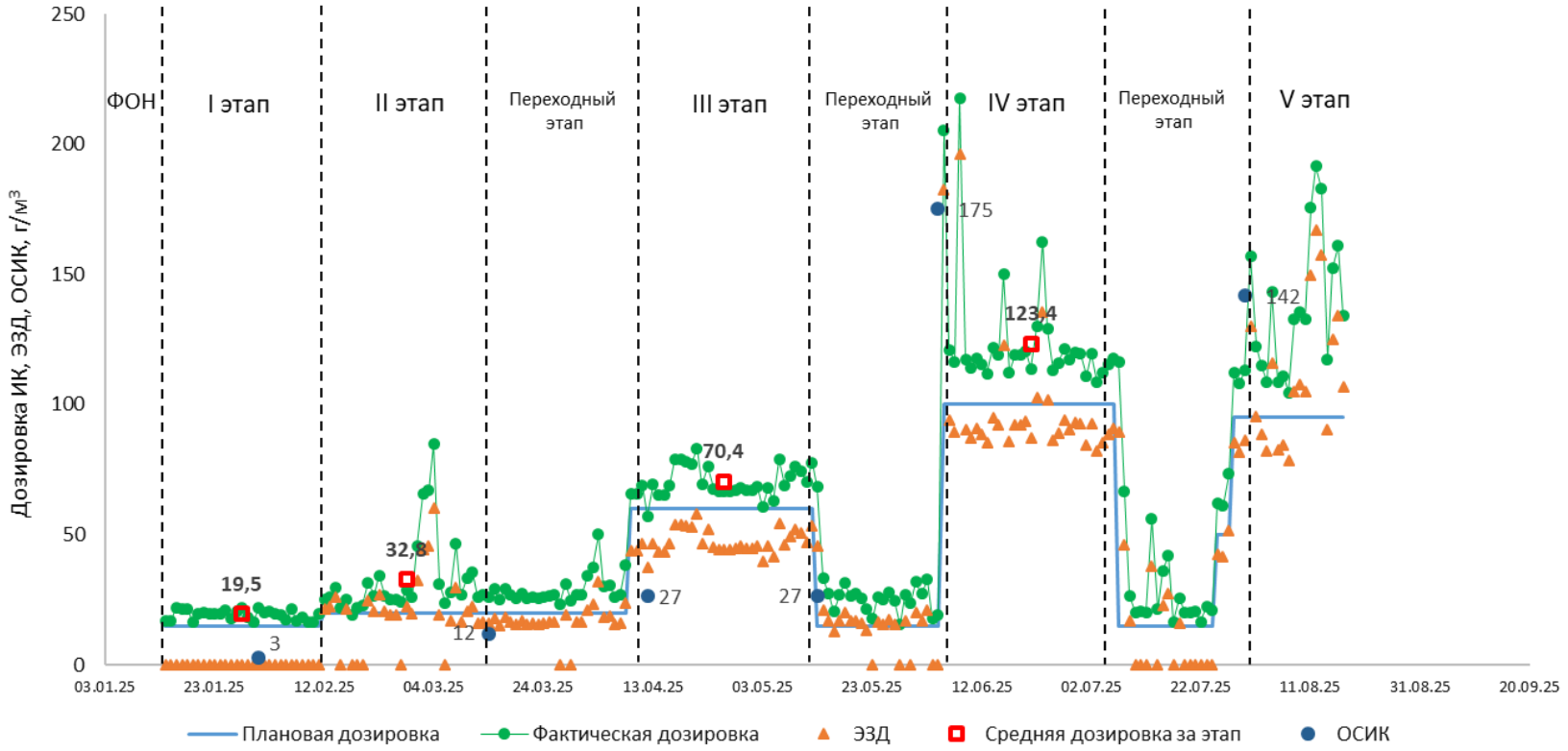
При этом **МЭД** – минимально-эффективная дозировка ИК (г/м^3), необходимая для защитного эффекта от коррозии на конкретном участке трубопровода с учетом его коэффициента распределения L между водной и нефтяной фазами, т.е. с учетом его нецелесообразной «потерей» в нефть и снижением потенциальной «полезной» работы по ингибиторному защитному эффекту в воде.

$$\boldsymbol{C}_{\text{в}} = \frac{\text{C}_{\text{общ}}}{\boldsymbol{n} + (\boldsymbol{1} - \boldsymbol{n})\boldsymbol{L}} = \text{ЭЗД} = \frac{\text{МЭД}}{\boldsymbol{f}(\boldsymbol{L})}$$

$$\text{МЭД} = \text{ЭЗД} \cdot \boldsymbol{f}(\boldsymbol{L})$$

КОНЦЕЦПИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ

КОПИ на КП №4 Кондинского месторождения: **корреляция между ОСИК в воде и расчетной ЭЗД**

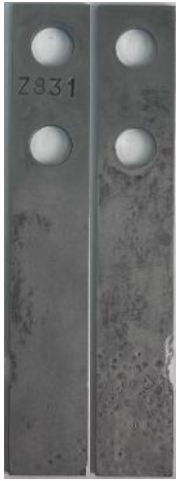
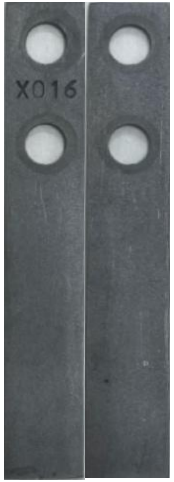


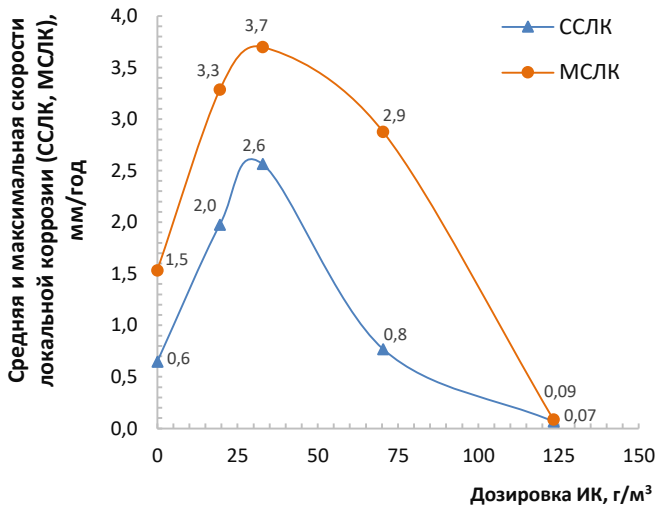
ВЫВОД: Корреляция между ОСИК в воде и расчетной ЭЗД на хорошем уровне (средняя относительная погрешность - 22%)

КОНЦЕПЦИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ

КОПИ на КП №4 Кондинского месторождения: **эффективные дозировки ИК от МСОК, ССЛК, МСЛК**

H_2O = 85-97%

		ФОН	I этап	II этап	III этап	IV этап
						
ИК	г/м³	0	19,5	32,8	70,4	123,4
ЭЗД	г/м³	0	0,7	20,0	47,4	96,7
ДИ	%	-	100	100	100	100
МСОК	мм/год	0,027	0,069	0,088	0,008	0,007
ССЛК	мм/год	0,7/-	2,0/6,5	2,6/6,9	0,8/-	0,07/-
МСЛК	мм/год	1,5/-	3,3/18,3	3,7/18,3	2,9/-	0,09/-
		О Т	О Т	О Т	О Т	О Т



ВЫВОДЫ

1. **Дозировки от МСОК - менее 30 г/м³**
2. **Дозировки от ССЛК, МСЛК - более 120 г/м³**
3. **ЭЗД от ССЛК, МСЛК – более 95 г/м³**
4. **Визуальная оценка недостаточно информативна без применения инструментального замера ЛК**

Т - замеры на части ОСК, прилегающей к торцевой части пластины

О - замеры на основной поверхности ОСК

КОНЦЕПЦИЯ ДОСТУПНОСТИ ИНГИБИРОВАНИЯ

«европейская» и «американская» модели

«Консервативная» концепция
British Petroleum, Equinor (бывш. Statoil)

- Остаточная скорость **общей** коррозии: ≤ 0,1 мм/год
- ✗ Локальная коррозия (не упоминается)
- **Доступность ингибирования (базовая): 90%**
- **Доступность ингибирования (максимум): 95%***

*Допускается выше 95%, но выходит за рамки рекомендуемой практики

«Либеральная» концепция
Shell, Chevron

- Остаточная скорость **общей** коррозии: ≤ 0,05 мм/год (T<70°C)
  ≤ 0,1 мм/год (70≤ T<120°C)
  ≤ 0,2 мм/год (T ≥120°C)
- ✗ Локальная коррозия (не упоминается)
- **Доступность ингибирования (базовая): 95%***

*при условии применения стандартных дозировочного оборудования и кормониторинга

Доступность ингибирования (максимум): 99%**

**при условии применения более передовых систем контроля и дозировочного оборудования, а также более жестких требований к осуществлению кормониторинга

Marsh J., Teh T. Conflicting views: CO_2 Corrosion Models, Corrosion Inhibitor Availability Philosophies, and the Effect on Subsea Systems and Pipeline Design. SPE Journal, 2003. Paper No. SPE-109209, pp. 1-6. DOI: 10.2118/109209-MS

ТРЕБОВАНИЯ К ДОСТУПНОСТИ ИНГИБИРОВАНИЯ

«отечественный» и «зарубежный» подходы

МЕРОПРИЯТИЯ	ТРЕБУЕМАЯ ДОСТУПНОСТЬ ИНГИБИРОВАНИЯ							
	Российская Компания [1] (2021)		Источник [2] (2014)			Источник [3] (2018)		
	90%	95%	95%	99%	> 99%	95%	99%	> 99%
Допускается нарушение технологии ингибирования	3 сут. в мес.	1 сут. в мес.	18 сут. в год (3 сут. в мес.)	4 сут. в год (1 сут. в мес.)	0-4 сут. в год (0,5 сут. в мес.)	18 сут. в год (3 сут. в мес.)	4 сут. в год (1 сут. в мес.)	0-4 сут. в год (0,5 сут. в мес.)
Замер уровня в расходной емкости	1 раз в 3 сут. / дистанционно		Ручная проверка, ежедневно	Автоматическое оповещение		Ручная проверка, ежедневно (!)	(!) с занесением в журнал или (!!)	Автоматическое оповещение (!!)
Периодичность контроля $Q_ж$	1 раз в 2 суток	Ежедневно	-	-	-	-	-	-
Периодичность контроля H_2O	1 раз в 7 сут. В случае резкого изменения H_2O – не реже 1 раза в 3 сут.		-	-	-	-	-	-
Контроль дозировки (расхода) ИК	1 раз в 3 сут.		1 раз в мес.	1 раз в 7 сут.	Ежедневно	-	-	-
Корректировка подачи ИК	В течение 24 часов		-	-	-	-	-	-
Дистанционное оповещение об остановке подачи ИК	Желательно	Обязательно	Не требуется	Обязательно		Не требуется	Обязательно	
Плановый ремонт и ревизия УДХ	1 раз в 3 мес.		1 раз в 12 мес.	1 раз в 12 мес.	>1 раза в 12 мес.	1 раз в 12 мес.	1 раз в 6 мес.	>1 раза в 6 мес.
Анализ ОСИК в воде	1 раз в месяц	1 раз в неделю*	1 раз в мес.	1 раз в мес.	>1 раза в мес.	1 раза в мес. и чаще		>1 раза в мес.
Требуемое время реагирования средств кормониторинга (КМ)	Не более 1 мес.	Не более 7 сут.*	Не реже 1 раз в 12 мес.	1 – 7 сут. (online)	1 – 24 часа (online)	Не реже 1 раза в 12 мес.	Не реже 7 сут. (online)	Не реже 12 час. (online)
Периодичность оформления отчетов по результатам КМ, ИЗ	Не реже 1 раза в мес.	Не реже 1 раза в 7 сут.*	Не реже 1 раза в мес.	Не реже 1 раза в 7 сут.	Ежедневно	Не реже 1 раза в мес.	Не реже 1 раза в 7 сут.	Ежедневно
Предоставление графиков проведения технологич. операций (ОПЗ, ГРП, и др.)	Обязательно		Предпочтительно	Обязательно		Рекомендуется	Обязательно	

* для электрохимических методов мониторинга скорости коррозии

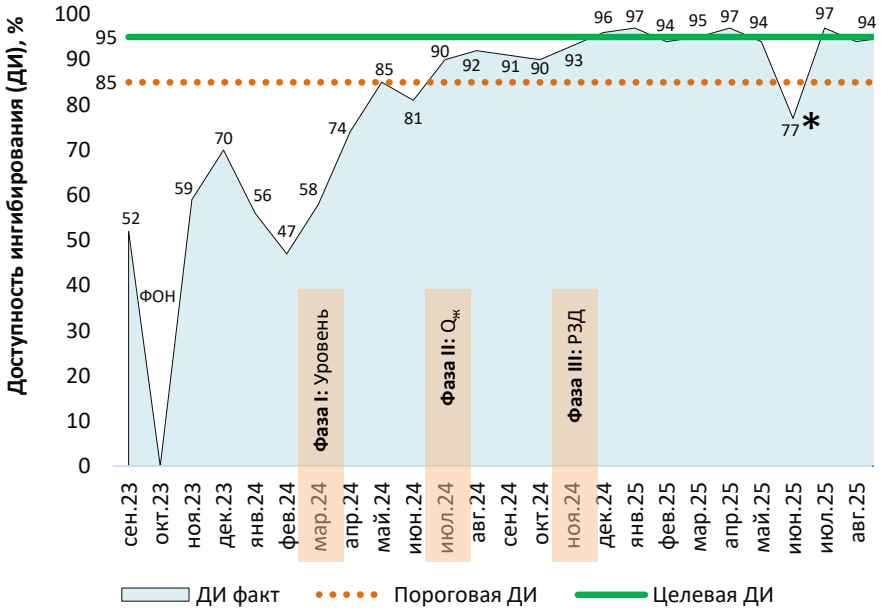
[1] – МД № М-01.02.04-04 «Методические указания по организации и исполнению ингибирования коррозии промысловых трубопроводов».

[2] – Meng J.H. Reliable corrosion inhibition in the oil and gas industry // HSE Books. 2014. Vol. 10. No. 14. P. 28.

[3] – Guidelines for injection of corrosion inhibitors in oil and gas production systems // Energy Institute, London. August 2018. P. 76.

ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ДОСТУПНОСТИ ИНГИБИРОВАНИЯ

опыт АО «НК «Конданефть»



ВЫВОД: для достижения стабильно высокой ДИ свыше 90-95% отмечены 3 принципиальные «переломные фазы», заключающиеся:

I – в **ежесуточном** объезде и контроля уровня в емкости дозаторного парка;
II – в **ежесуточной** актуализации всей подкачиваемой в трубопровод Qж;
III – использование при промышленном применении понятия «**РЗД**».

МЕРОПРИЯТИЯ

сен.2023–мар.2024	•	Отладка работы подрядной организации (ПО) по ингибированию.
	•	Внедрена единая автоматизированная сводка по ингибированию (на базе MS Excel).
сен.2023–дек.2023	•	Обновление обрабатываемой Qж – **не чаще 1 раза в 14 сут**.
	•	Объезд ПО УДХ с замером уровня в ёмкости – **не чаще 1 раза 3 сут**.
с ноя.2023+	•	Введена дополнительная мера контроля ПО: предоставление фотоотчёта объезда, который включает в себя фото бумажного журнала в УДХ, фото фактического уровня ХР в мерной трубке, фото внешнего состояния насосного оборудования, фото указателя регулятора лимба.
с янв.2024 +	•	Начат учёт дополнительно подкачиваемой Qж в коллектор: разрядки с нагнетательных скв., перемычки с водоводов системы ППД.
	•	Увеличена частота обновления Qж: **1 раз в 10 сут**.
с мар.2024+	•	Начат учёт подкачки в коллектор Qж с одиночных скважин, а также Qж подкачиваемую через автовывоз с автономных месторождений.
	•	Ужесточена частота объезда ПО дозаторного парка и контроля уровня в ёмкости: **ежесуточно**.
апр.2024	•	Обновление Qж: **1 раз в 7 сут**.
май.2024	•	Обновление Qж: **1 раз в 2-3 сут**.
с июн.2024+	•	Обновление Qж: **ежесуточно**.
с ноя.2024+	•	Введено понятие **«рабочая защитная дозировка (РЗД)»**.
с дек.2024+	•	Начат учёт средневзвешенной обводнённости потока: **1 раз в 7 сут**.
	*	Значительное снижение ДИ связано с несвоевременной закупкой и поставкой ИК

ЧТО ТАКОЕ «РЗД» И ЗАЧЕМ ОНО НУЖНО?

взаимосвязь между «МЭД» и «РЗД»

Основные причины изменения объемов обрабатываемой $Q_ж$, которые не позволяют достичь стабильно-высокой ДИ (≥ 90-95%):

- Ввод новых скважин после бурения;
- Изменение Qж после проведения ГРП, ТКРС, продолжительного вывода скважин на режим (> 10 сут.);
- Регулярная смена частот и режимов (постоянный/ периодический) работы ЭЦН;
- Разрядки в коллектор с нагнетательных скважин;
- Подкачка воды через перемычки с водоводов системы ППД для не замерзания участков трубопроводов с невысоким Qж;
- Подкачка Qж в нефтегазосборный колллектор через автовывоз с автономных месторождений;
- Актуализация данных по подтвержденным дебитам скважин в программном продукте «МРМ» (замеры через АГЗУ и ПЗУ: отсрочка 2 и 7 сут. соответственно).

ВЫВОД: для достижения стабильно-высокой ДИ (≥ 90-95%) необходимо промышленно использовать понятие «РЗД».

РЗД – «рабочая защитная дозировка» – это такая дозировка, при которой выполняется следующее условие:

$$РЗД = 1,1 \cdot МЭД$$

- Понятие **«РЗД»** необходимо с целью обеспечения стабильно-высокого уровня ДИ (≥ 90-95%) нефтегазосборных трубопроводов.
- **«РЗД»** обеспечивает **минимальный** технологически обоснованный запас (10%) в связи с невозможностью (по объективным причинам) производственным службам нефтегазовых компаний оперативно реагировать на регулярное изменение Qж на участках трубопроводов и своевременно корректировать расход ИК.
- Основные факторы, которые включает понятие **«РЗД»**:

➢ Несовершенство технологического оборудования дозаторного парка (допустимая погрешность работы насоса в зависимости от его типа может достигать 2,5, 7,5 и 10% для категории точности дозирования 0,5, 1,0 и 2,5 соответственно).

➢ Регулярное изменение $Q_ж$, перекачиваемой по трубопроводу.

КАЧЕСТВО НЕДОСТУПНОСТИ ИНГИБИРОВАНИЯ (К)

КАЧЕСТВО НЕДОСТУПНОСТИ ИНГИБИРОВАНИЯ (К) – это доля времени, в течение которого ингибитор коррозии подавался с определенным отклонением от *заданной* дозировки.

Показатель «К» имеет 5 уровней по не достижению заданной дозировки:

$$К_1 \leq 5\%$$
$$5\% < К_2 \leq 15\%$$
$$15\% < К_3 \leq 40\%$$
$$40\% < К_4 \leq 90\%$$
$$К_5 > 90\%$$

Наихудший показатель – $К_5$.
Наилучший показатель – $К_1$.

Необходимо стремиться к **$К_1$**, т.к. при нём проявляются наименьшие негативные последствия, связанные с развитием коррозии.

ВЫВОД: необходимо стремиться к уровню **$К_1$**, т.к. при нём проявляются наименьшие негативные последствия, связанные с развитием коррозии.

ПРИМЕР

ВАРИАНТ 1 ✓

Т = 365 сут.
ДИ = 90%
$К_1$ = 10%
Т ($К_1 \leq 5\%$) = 36,5 сут.

НЕТ КРИТИЧНОСТИ

(т.к. в течение 36,5 сут. происходила незначительная недокачка ИК в объеме до минус 5% от заданной дозировки, что не приведёт к существенному развитию коррозионных процессов и значительному негативному влиянию на целостность трубы (при условии, что МЭД и ЭЗД определены корректно для конкретного участка трубопровода).

ВАРИАНТ 2 ✗

Т = 365 сут.
ДИ = 90%
$К_5$ = 10%
Т ($К_5 > 90\%$) = 36,5 сут.

ЕСТЬ КРИТИЧНОСТЬ

(т.к. в течение 36,5 сут. происходила существенная недокачка ИК в объеме до минус 90% и менее от заданной дозировки, что приведёт к бОльшим негативным последствиям по причине отсутствия в воде на протяжении данного времени необходимой ЭЗД ИК для поддержания защитной пленки в приэлектродном слое металла трубы.

Важное примечание: при этом изначально можно было бы сделать поспешный вывод, что степень ингибиторной защиты от коррозии данного направления находится на значительном уровне (90%) и объект ингибируется от коррозии эффективно.

СПАСИБО
ЗА ВНИМАНИЕ!

Фот Кирилл Сергеевич
начальник отдела химизации производственных процессов
АО «НК «Конданефть»

г. Ханты-Мансийск, ул. Сутормина, д.16
+7 912 025 60 53, +7 3467 396-234 доб. 51-42

Дополнительные слайды.

Пример сводки по ингибированию на базе MS Excel

Направление	Дата осмотра	11.02.2025	12.02.2025	13.02.2025	14.02.2025
	Время осмотра	10:30	11:00	10:30	10:30
КП №12 Кондинское м/р	Часов между замерами	23,00	24,50	23,50	24,00
	Плановая дозировка (МЭД), г/м^3	15	20	20	20
	Фактическая дозировка (РЗД), г/м^3	16,74	22,91	21,99	23,42
	Плановый суточный расход ингибитора (для обеспечения РЗД), л/сут	13,61	17,98	18,03	17,95
	Фактический расход ингибитора, л/сут	13,81	18,72	18,02	19,11
	Отклонения расхода ингибитора, л/сут	0,20	0,74	-0,01	1,16
	Расход жидкости, м^3/сут	767	760	762	759
	Уровень УДР на момент осмотра, см	26,40	25,10	23,90	22,60
	Уровень УДР на момент осмотра, л	388,08	368,97	351,33	332,22
	Расход реагента с момента последнего осмотра, л	13,23	19,11	17,64	19,11
	Предупреждение о необходимости заправки	Нет	Нет	ЗАПРАВИТЬ!	ЗАПРАВИТЬ!
	Доступность ингибирования (ДИ), %	1	1	1	1
	Качество недоступности ингибирования (К)	нет	нет	нет	нет
	Обводненность средневзвешенная, %	43	43	43	43
	Расчетная концентрация ИК в воде (ЭЗД), г/м^3	0	13,0	12,4	13,3
	Максимальная скорость общей коррозии (МСОК) по УКК №30, мм/год	0,010	0,010	0,011	0,011
	Максимальная скорость локальной коррозии (МСЛК) по УКК №30, мм/год	2,531	2,531	1,071	1,071
	Достижение показателя эффективности защиты по МСОК, Да/Нет	Да	Да	Да	Да
	Достижение показателя эффективности защиты по МСЛК, Да/Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
	Лимб, %	6	6	6	5,9
	Заправка УДР, л	0	0	0	0
	Заправка УДР, см				
	Примечание:		Снятие / Установка ОСК		
	Работа насосного оборудования	НД1	НД1	НД1	НД1

Примечание:
данные по МСОК и МСЛК вносятся в сводку по истечении регламентного срока экспозиции ОКК.

Например:
0,010 и 2,531 мм/год – за 30 суток экспозиции при средней дозировке ИК, равной 17,5 г/м^3 (ДИ равна 100%).

0,011 и 1,071 мм/год – за 30 суток экспозиции при средней дозировке ИК, равной 23,0 г/м^3 (ДИ равно 100%).

Дополнительные слайды.

Пример бумажного журнала по обслуживанию УДХ при организации ингибиторной защиты

Журнал по обслуживанию установок дозирования **ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ** на Кондинском месторождении АО "НК "Конданефть"

КП № _____ Скв. №_____ Тарировка ёмкости 1 см = _____ л/см

Наименование марки дозатора _____ Плановый расход на начало месяца _____ л/сут

Дата изготовления дозатора _____

Предприятие изготовитель дозатора _____

Заводской номер _____

Реагент:

Партия: Дата изготовления: Заключение входного и текущего контроля качества ИК:

Подрядчик по обслуживанию дозаторного парка:

№ п/п	Дата приезда	Время приезда	Время, прошедшее с последнего приезда, ч.	Остаток реагента, см.	Остаток реагента, л.	Расход реагента с момента последнего приезда, л.	Расход реагента, л/сут.	Расход реагента, л/ч.	Заправка реагентом, см.	Заправка реагентом, л.	Примечания по работе УДХ	Скорректированный плановый расход, л/сут	Лимб	Ф.И.О.	Подпись
30/31															
1															
2															

Дополнительные слайды.

Пример использования подхода «ЭЗД – МЭД – РЗД»

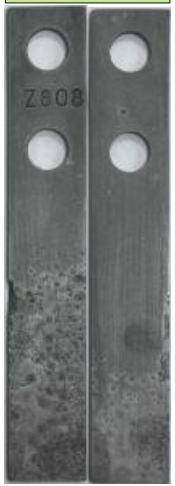
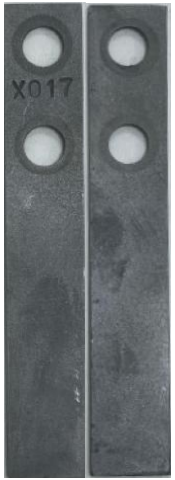
ТЕКУЩИЙ ВАРИАНТ				
Найденная МЭД ИК по ОПИ, г/м³	**40**			
Обводненность потока по ОПИ, %	**90**			
Концентрация ИК (в воде) (Св) во время ОПИ, г/м³	**28**			
Факт. закачиваемая дозировка ИК, г/м³	**40**	**40**	**40**	**40**
Коэф. распределения ИК (L)	**3,4**	**3,4**	**5,7**	**6,0**
Обводненность потока, %	**20**	**60**	**95**	**100**
Концентрация ИК (в воде) (Св), г/м³	**14**	**20**	**32**	**40**
Поддерживается ли МЭД в воде? (да/нет)	**нет**	**нет**	**да**	**да**

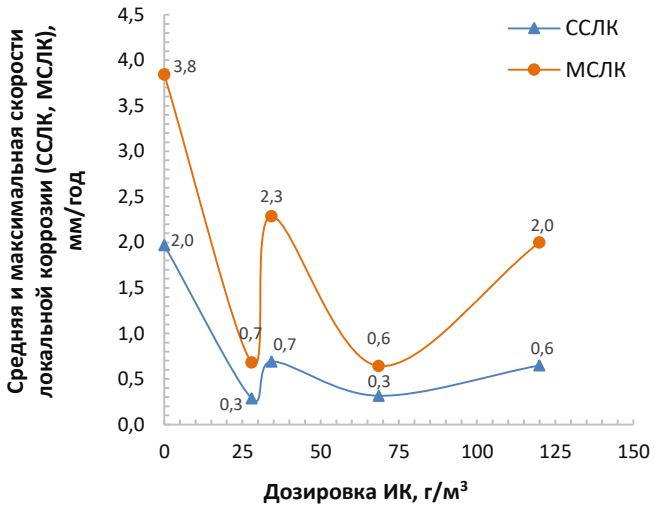
ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ВАРИАНТ				
Найденная концентрация ИК (в воде) (Св) во время ОПИ, г/м³	**28**			
Рабочая защитная дозировка ИК (РЗД), г/м³	79	58	39	31
Эквивалентная защитная дозировка ИК (ЭЗД), г/м³	72	53	35	28
Коэф. распределения ИК (L)	3,0	3,2	5,8	6,4
Обводненность потока, %	20	60	95	100
Концентрация ИК (в воде) (МЭД), г/м³	**28**	**28**	**28**	**28**
Поддерживается ли МЭД в воде? (да/нет)	**да**	**да**	**да**	**да**

КОНЦЕПЦИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ

КОПИ на КП №25 Чапровского месторождения: **эффективные дозировки ИК от МСОК, ССЛК, МСЛК**

H_2O = 88-90%

		ФОН	I этап	II этап	III этап	IV этап
						
ИК	г/м³	0	27,9	34,3	68,6	119,9
ЭЗД	г/м³	0	18,4	23,6	50,7	94,9
ДИ	%	-	100	97	100	100
МСОК	мм/год	0,170	0,067	0,012	0,010	0,021
ССЛК	мм/год	2,0/5,3	0,3/10,2	0,7/0,6	0,3/-	0,7/-
МСЛК	мм/год	3,9/16,7	0,7/18,3	2,3/1,1	0,6/-	2,0/-
		О Т	О Т	О Т	О Т	О Т



ВЫВОДЫ

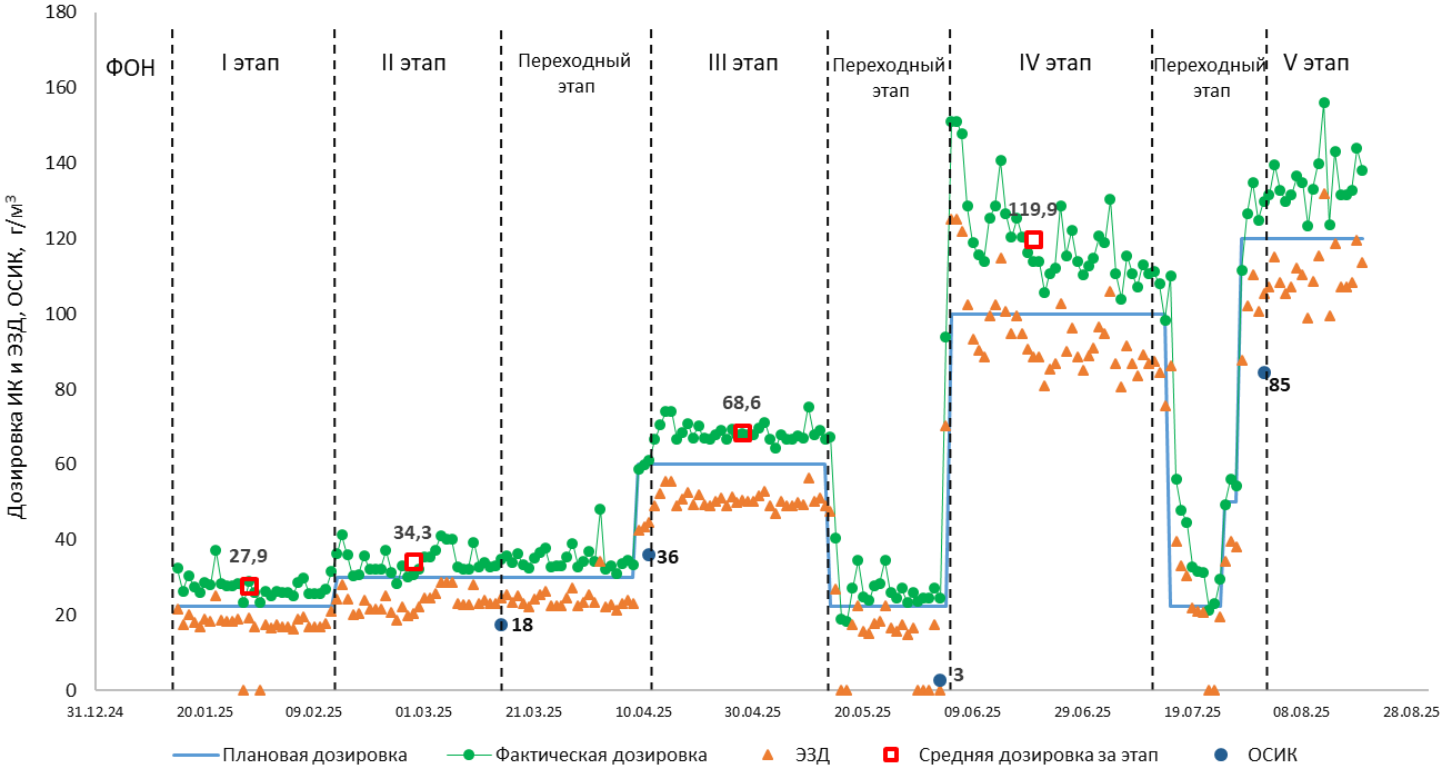
1. **Дозировки от МСОК - менее 30 г/м³**
2. **Дозировки от ССЛК, МСЛК - более 120 г/м³**
3. **ЭЗД от ССЛК, МСЛК – более 95 г/м³**
4. **Визуальная оценка недостаточно информативна без применения инструментального замера ЛК**

Т - замеры на части ОСК, прилегающей **к торцевой части** пластины

О - замеры **на основной** поверхности ОСК

КОНЦЕЦПИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ

КОПИ на КП №25 Чапровского месторождения: **корреляция между ОСИК в воде и расчетной ЭЗД**



ВЫВОД: Корреляция между ОСИК в воде и расчетной ЭЗД на хорошем уровне (средняя относительная погрешность - 22%)

evachem chemical company | ПРЕВОСХОДСТВО В КАЖДОЙ МОЛЕКУЛЕ

Некоторые аспекты ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии

Р.Низамов,

3 сентября 2025



О КОМПАНИИ

ЭВАКЕМ ТЕХНОЛОГИИ — ведущий производитель высококачественной химической продукции мирового класса, дочерняя компания ПАО «Татнефть» — одной из крупнейших российских вертикально-интегрированных нефтяных компаний с 80-летним опытом работы в отрасли. Специализируется на разработке и внедрении химических технологий, повышающих производительность и снижающих операционные расходы на любом этапе производства в сегментах нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

25
ПАТЕНТОВ

63
M^3 ОБЩАЯ ЁМКОСТЬ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ РЕАКТОРОВ

350
МАРОК ПРОДУКТОВ

800
ТОНН
ОБЩИЙ ЁМКОСТНОЙ ПАРК

24000
ТВГ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ



МЫ ЛИДЕРЫ

стремимся
к новым идеям
и достижениям



МЫ ЭФФЕКТИВНЫ

чувствуем
ответственность
за лучший результат



МЫ ТЕХНОЛОГИЧНЫ

вдохновляемся
будущим
и создаем его сами



МЫ ОТКРЫТЫ ДЛЯ СОТРУДНИЧЕСТВА

ценим искренность
во всем, рады делиться
знаниями и опытом



МЫ КОМАНДА

уверены друг в друге
на пути к цели

evachem
chemical company

Содержание

- Немного теории: коррозионный элемент, поляризация, деполяризация, пассивация, факторы коррозии.
- Углекислотная, сероводородная и кислородная коррозия. Влияние окисных пленок.
- Современный ингибитор коррозии : механизмы действия, растворимость, защитный эффект и ОСК.
- Ошибки при применении ингибитора коррозии.

evachem chemical company

Коррозионный элемент

Окислительно-восстановительная реакция (ОВР):

$$Fe + 2HCl \rightarrow FeCl_2 + H_2 \qquad (1)$$

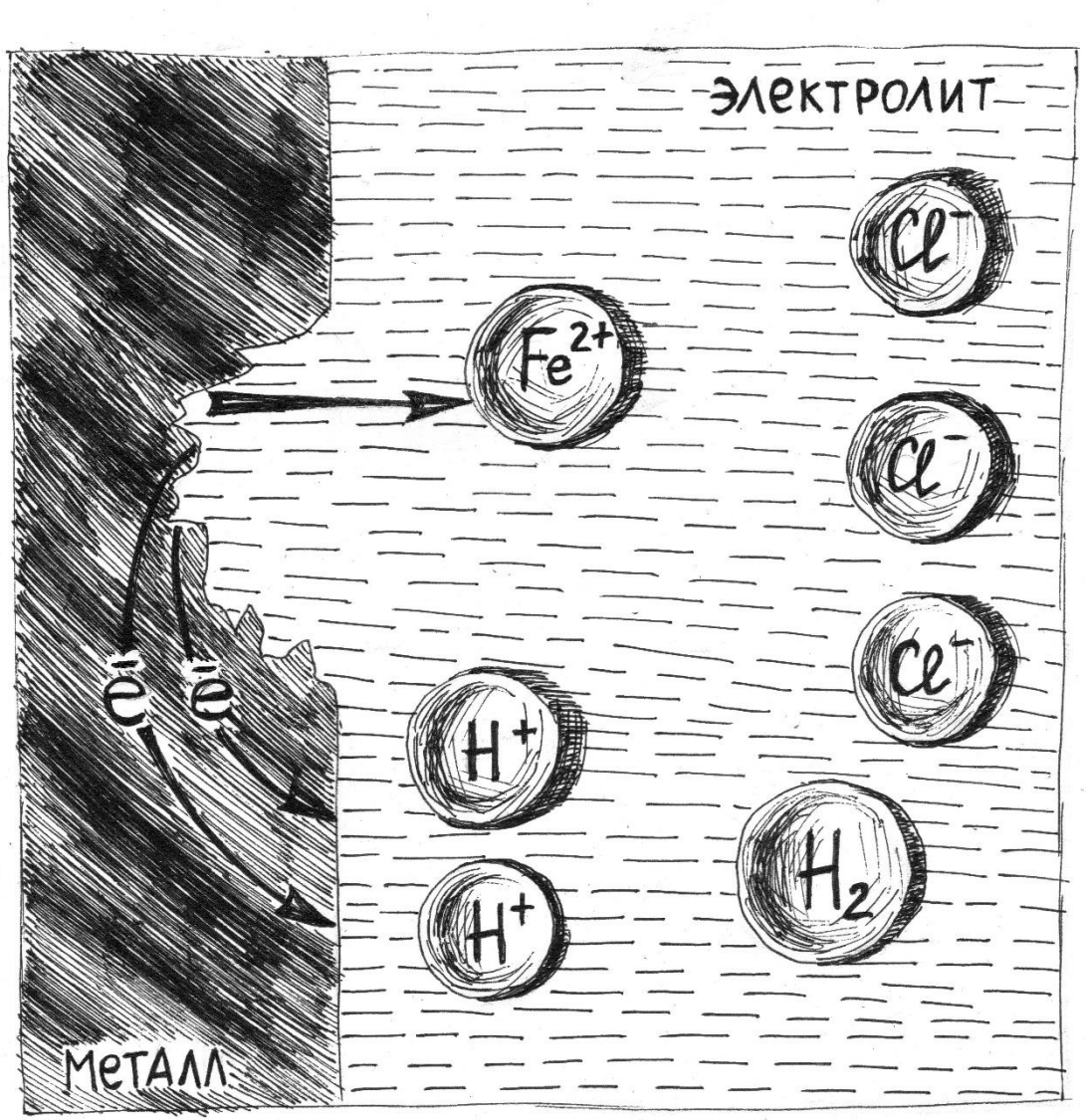
Хлорид-ион не участвует в реакции, поэтому:

$$Fe + 2H^+ \rightarrow Fe^{2+} + H_2 \qquad (2)$$

Две ***полу-реакции*** отдачи и присоединения электронов:

Реакция окисления: $Fe - 2e \rightarrow Fe^{2+}$

Реакция восстановления: $2H^+ + 2e \rightarrow H_2$



evachem chemical company

Поляризация и деполяризация

Анодная поляризация - отставание отдачи ионов металла от перетекания электронов от анода к катоду. Это уменьшает отрицательный заряд анода и снижает его коррозионный потенциал.

Катодная поляризация - отставание скорости поглощения электронов от скорости их поступления на катод. Это приводит к накоплению отрицательного заряда на катоде. Катодная поляризация сдвигает потенциал металла в более отрицательную зону.

Кислородная деполяризация - кислородной деполяризации окислителем (т.е. деполяризатором) выступает кислород, растворенный в воде, поэтому такой вид деполяризации присущ системам, снабжаемым кислородом, например, коррозии наружных поверхностей металлических конструкций во влажных почвах или поверхностных водоемах.

Водородная деполяризация В агрессивных средах нефтяных промыслов (преимущественно кислых) коррозия протекает с водородной деполяризацией, то есть с выделением водорода

evachem chemical company

Пассивация

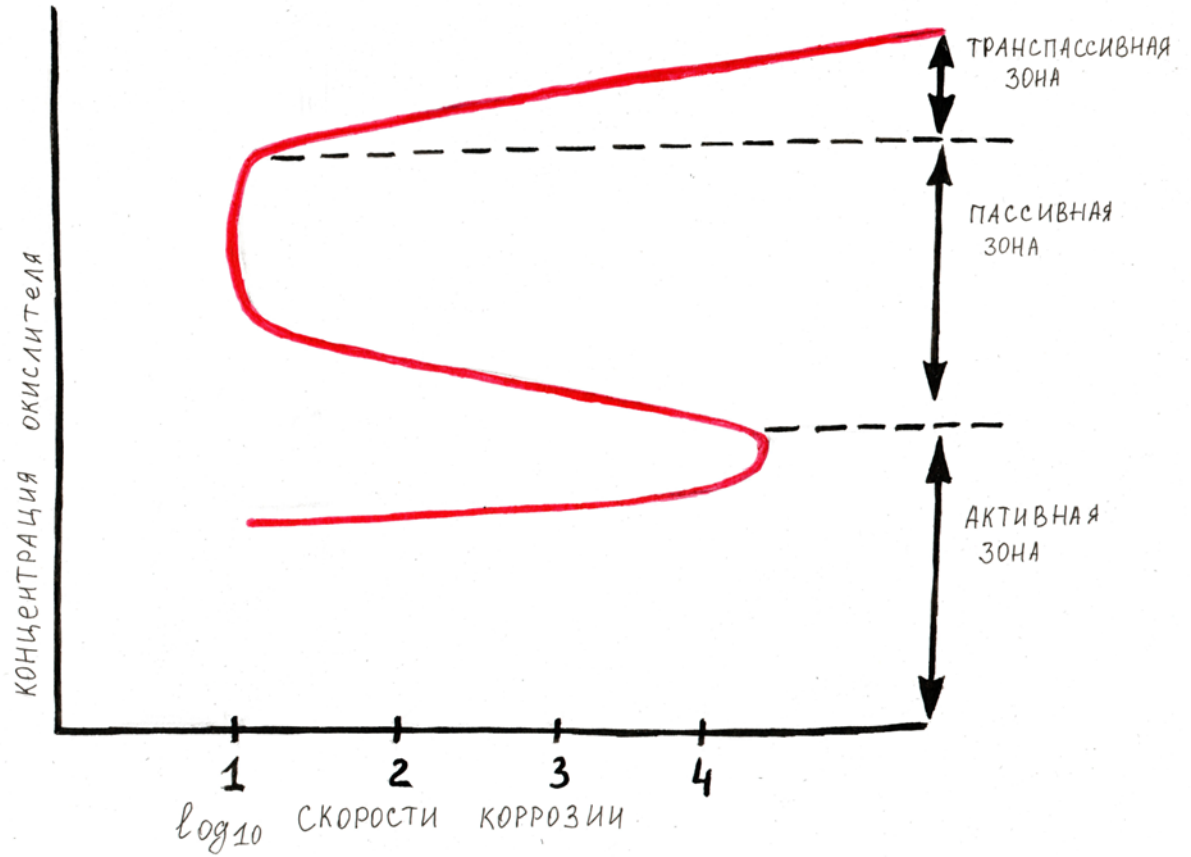
Пассивация - эффект сопротивления металлов коррозионному разрушению

Области пассивации – ***активная, пассивная*** и ***транспассивная***.

АКТИВНАЯ ОБЛАСТЬ: металл проявляет обычное поведение - скорость его коррозионного разрушения увеличивается с ростом концентрации коррозивного агента.

ПАССИВНАЯ ОБЛАСТЬ: при дальнейшем увеличении концентрации окислителя скорость коррозии начинает снижаться

ТРАНСПАССИВНАЯ ОБЛАСТЬ: при высоких концентрациях коррозивного агента, скорость коррозии вновь начинает расти



evachem chemical company

Факторы коррозии

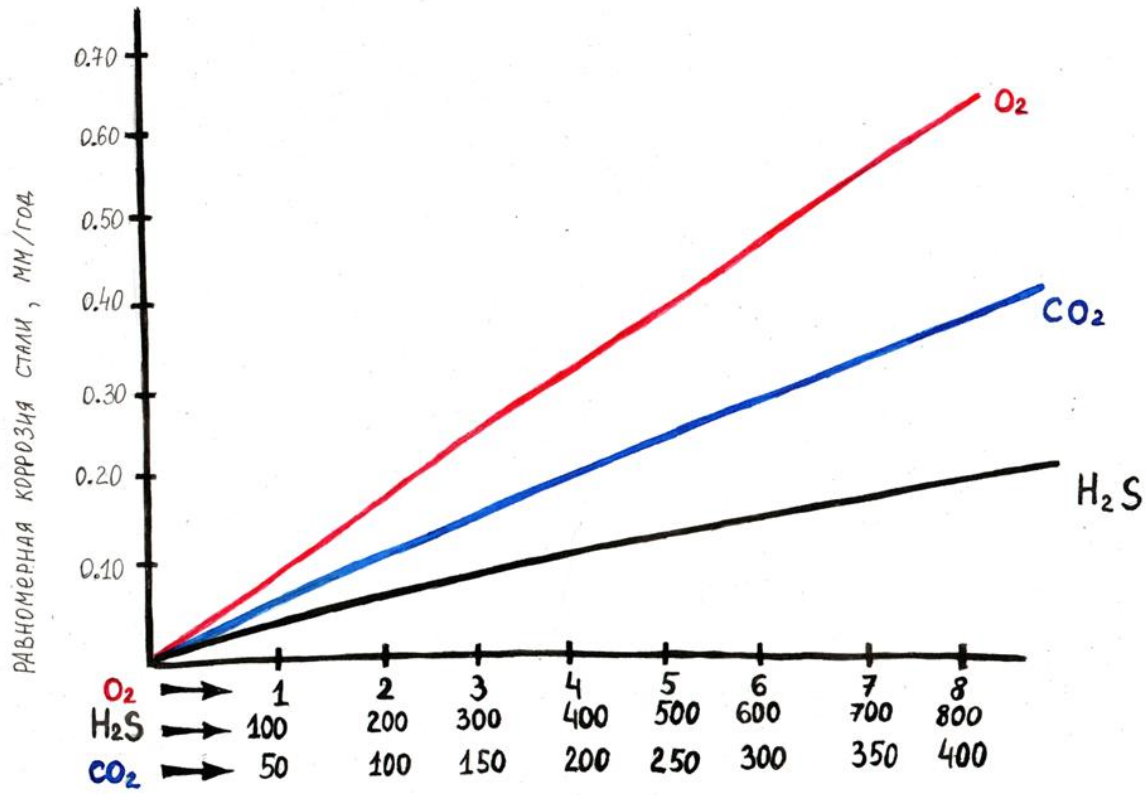
- Температура среды
- Растворенные газы
- Минерализация среды
- pH
- Скорость движения среды
- Механические примеси
- Характер движения среды
- Структура металла

evachem chemical company

Влияние парциального давления коррозивных газов (Р)

ОСНОВНОЙ ЭФФЕКТ – влияние на растворимость в воде коррозивных газов – углекислоты, сероводорода, кислорода:

при Р ↑ газы стремятся перейти из объема в жидкую фазу, следовательно скорость коррозии ↑. И наоборот.



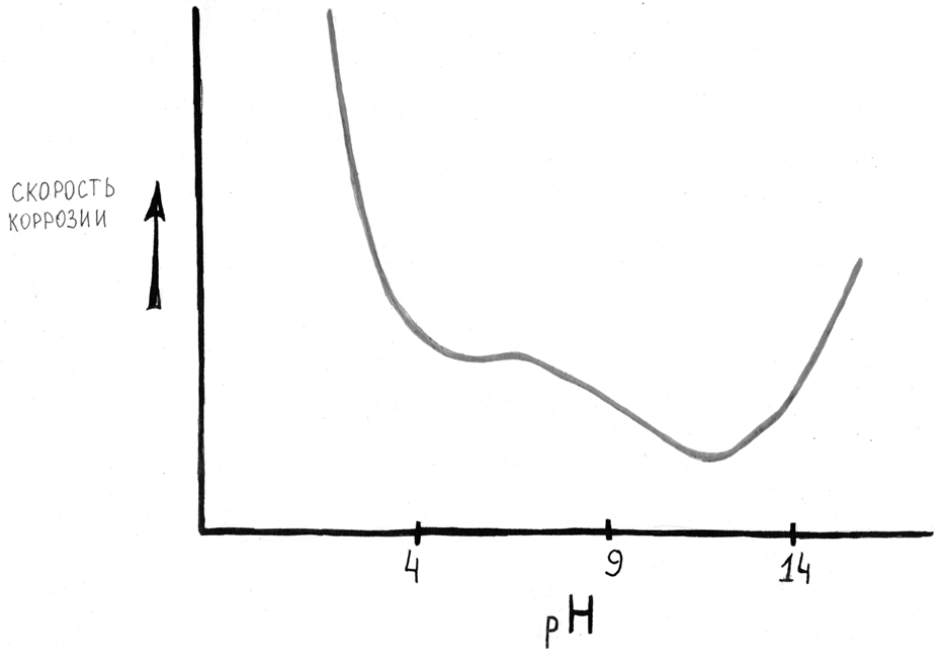
Влияние растворенных солей (С) И pH

СМЕШАННЫЙ ЭФФЕКТ!

Обычно при С ↑ скорость коррозии ↑:

- повышается проводимость электролита
- увеличивается ток коррозии в основных электрохимических ячейках

- Но иногда при С ↑ скорость коррозии ↓:
  - растворимость и коэффициент диффузии газов ↓
  - формирование защитных отложений



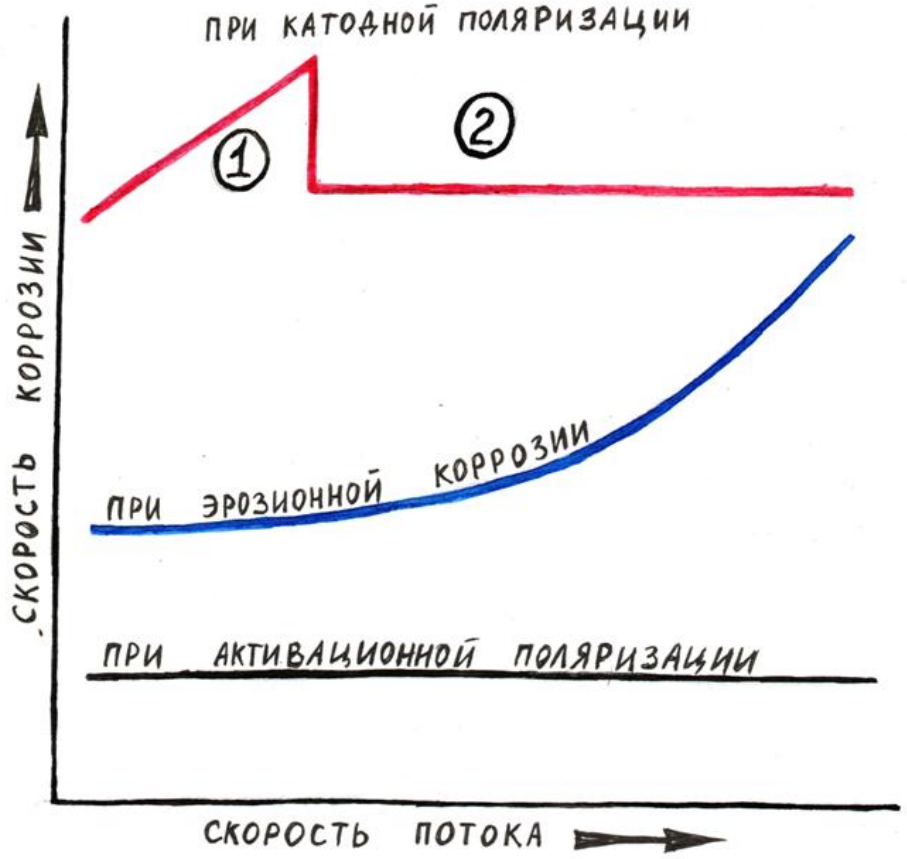
Влияние скорости потока (V)

СМЕШАННЫЙ ЭФФЕКТ!

Обычно при V ↑ скорость коррозии ↑:

- повышается проводимость электролита
- улучшается массопередача
- смывается защитная пленка продуктов коррозии
- коррозионная эрозия при наличии мехпримесей и при очень высокой V

- Но иногда при V ↓ скорость коррозии ↑:
  - растворимость и коэффициент диффузии газов ↓
  - формируются защитные пленки
  - взвешенные твердые частицы осаждаются на поверхности – коррозия под отложениями
  - бактерии образовывают биопленки в «застойных» зонах

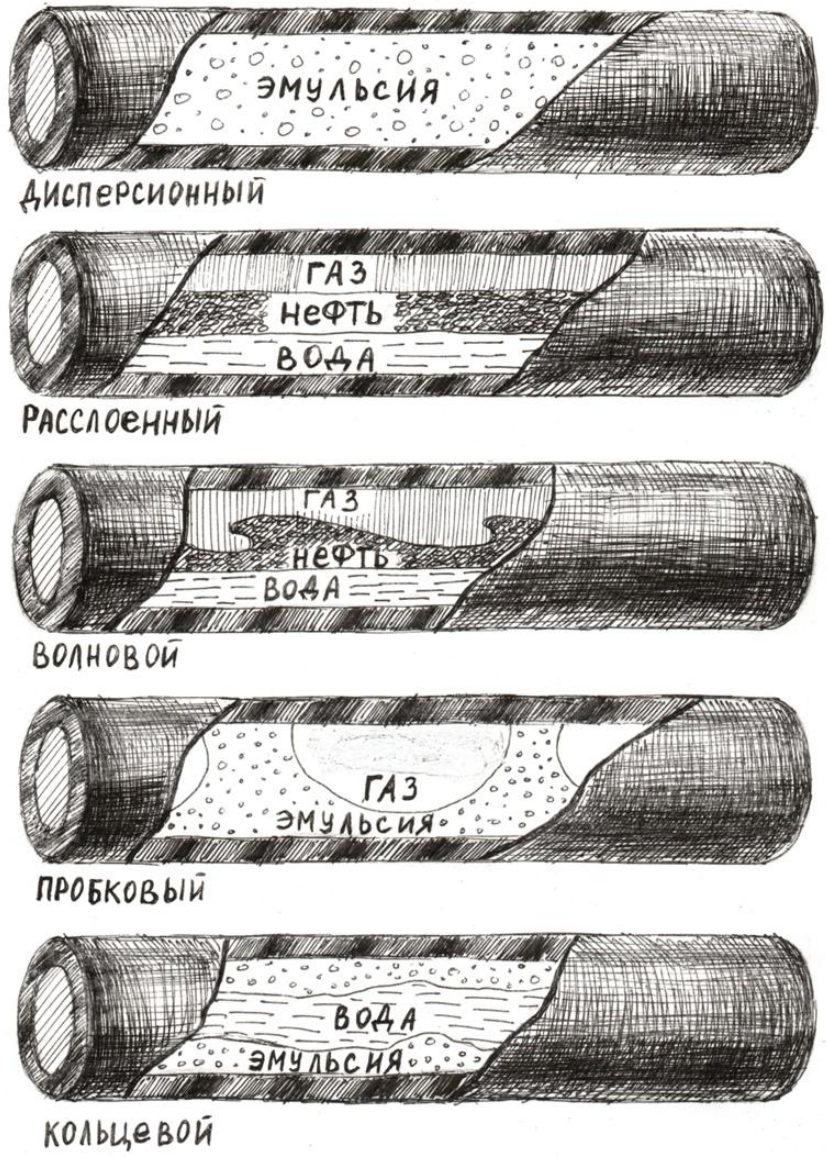




evachem
chemical company

Структура потока





Наиболее коррозионно-опасные режимы течения

Скважины: пробковый в сильно-обводненных скважинах

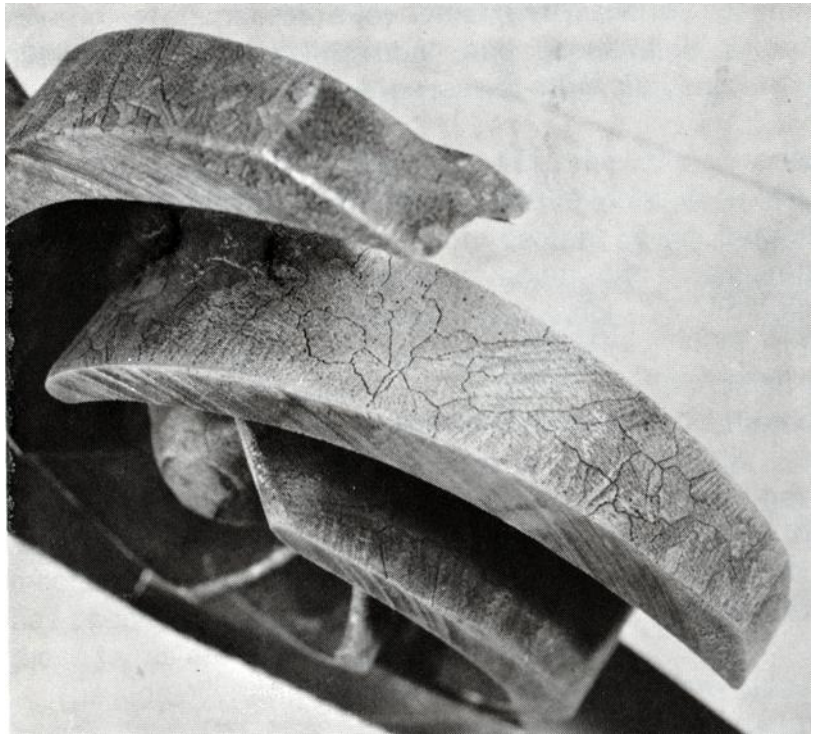
Трубопроводы: расслоеный и волновой

evachem chemical company

Структура металла

Дефекты кристаллической решетки:
точечными,
линейными
поверхностными

макро– и микро-неоднородности–
нежелательные примеси,
окалина,
местные напряжения,
механические повреждения поверхности



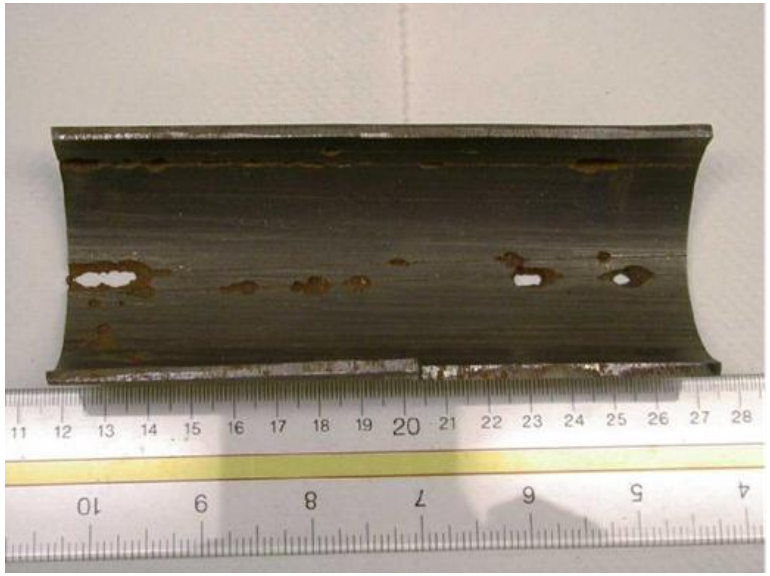
evachem
chemical company

Углекислотная коррозия

Две теории механизма выделения водорода при катодной полуреакции.

I. Катодная деполяризация контролируется ионами гидроксония H_3O^+ из объема коррозивной среды либо гидрокарбонат-ионом HCO_3^-; их поставщиком является угольная кислота H_2CO_3.

II. Другие считают, что деполяризатором выступает непосредственно угольная кислота.





Мейза-коррозия





ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ:

- Присутствие в системе растворенного углекислого газа
- Состав и структура осадков минеральных солей
- Скорость движения потока
- Химический состав коррозивной фазы
- Свойства металла – химический состав и вит термообработки.

ЧЕТЫРЕ ЭТАПА РАЗВИТИЯ:

(1) Карбонат кальция оседает на поверхности металла

(2) На участках, где карбонат кальция отслоился, образуются анодные зоны

(3) Растворение металла на анодных участках насыщает приэлектродный слой ионами железа, что способствует образованию осадков карбоната железа внутри язв и торможению коррозии

(4) Участки язв, где карбонат железа отслаивается, вновь превращаются в анодные зоны и на них образуются «язвы в язве»

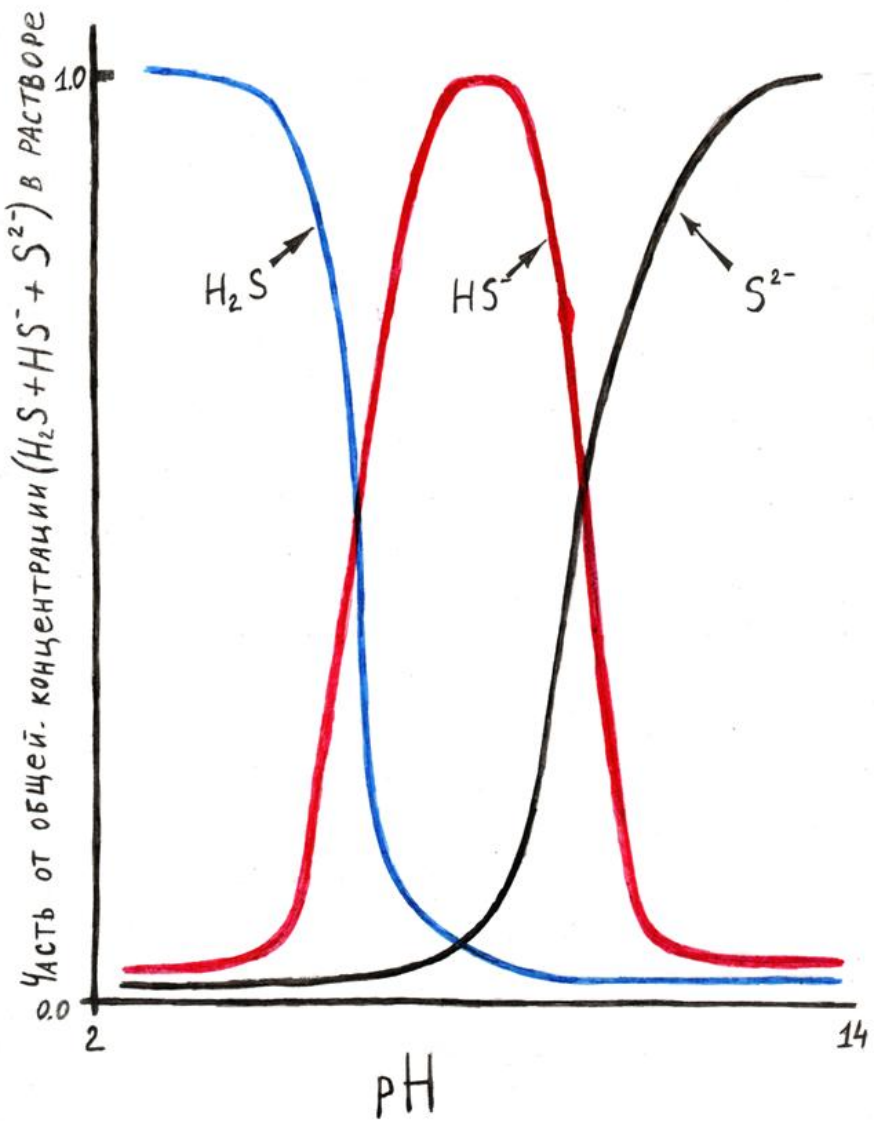
evachem chemical company

Сероводородная коррозия

Механизм сероводородной коррозии определяется особенностями диссоциации сероводорода в воде:

$$H_2S + H_2O \leftrightarrow H_3O^+ + HS^- \leftrightarrow S^{2-} + H_3O^+$$





Кислородная коррозия





Механизм кислородной коррозии полностью описывается ОВР, где окислителем выступает кислород, растворяя железо на анодных участках. На катодных участках образуется газообразный водород:

Реакция окисления: $Fe - 2e \rightarrow Fe^{2+}$

Реакция восстановления: $O_2 + 2H_2O + 4e \rightarrow 4OH^-$

Образование окисной пленки: $Fe^{2+} + 4OH^- \rightarrow 2Fe(OH)_2\downarrow$

Современный ингибитор коррозии

КЛАССИФИКАЦИЯ ИК
(для нефтяной промышленности):

- **Анодные**
- **Катодные**
- **Смешанные**
- **Пленочные (блокирующие)**

АКТИВНЫЕ ОСНОВЫ ПЛЕНОЧНЫХ ИК:

- имидазолины
- первичные амины
- диамины
- амидо-амины
- димеризованные амидо-амины
- четвертичные аммонивые основания
- оксиэтилированные первичные амины
- алкилпиридины
- жирные кислоты
- нафтеновая кислота
- додецилбензолсульфоновая кислота
- фосфатированные сложные эфиры этилового спирта
- другие органические кислоты

evachem chemical company

Растворимость ИК

$$L_{НВ} = \frac{C_н}{C_в} = const$$

Защищаемый объект	Режим движения коррозивной среды	Растворимость и коэффициент фазового распределения ингибитора коррозии
Добывающая скважина	Дисперсный, пробковый, кольцевой	Нефтерастворимый ($L_{НВ}$ ≥ 90) или вододиспергируемый (10<Lнв<90)
Скважина ППД	Вода 100%	Водорастворимый (10 ≥LHB)
Нефтепровод	Застойные зоны, расслоенный, волновой, пробковый	Водорастворимый (10 ≥LHB)
	Дисперсионный, кольцевой	Нефтерастворимый (LHB ≤ 90) или вододиспергируемый (10<Lнв<90)
Сепараторы и отстойники системы подготовки нефти	Малоподвижные водные скопления	Вододиспергируемый (10<Lнв<90)
Товарный и технологический резервуары	Застойные зоны в донной части	Водорастворимый (10 ≥LHB)
Водяной резервуар системы ППД	Вода 100%	Водорастворимый (10 ≥LHB)

evachem chemical company

Z и ОСК - Пример из практики

Заданы критерии эффективности:

Z не ниже 80%

ОСК не выше 0.100 мм/год.

Ингибитор коррозии	Фоновая скорость коррозии, мм/год	ОСК, мм/год	Z,%
Реагент А	0.511	0.102	80.04
	0.342	0.068	80.12
	0.095	0.019	80.00
Реагент Б	0.511	0.079	84.54
	0.342	0.079	76.90
	0.095	0.079	16.84

evachem chemical company

Ошибки при применении ИК

- Выбор точки ввода ингибитора коррозии. Защита протяженных трубопроводов
- Влияние скорости потока и присутствия механических примесей: неустойчивость защитных пленок ИК, адсорбция на твёрдых частицах
- Влияние осадков минеральных солей: адсорбция ИК, щелевая коррозия, анодные зоны
- Влияние других реагентов: совместимость и стабильность в условиях совместного дозирования

Продуктовая линейка «Эвакем Технологии» для защиты от коррозии

- ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ EVACOR
- ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ-БАКТЕРИЦИД EVACOR
- ИНГИБИТОРЫ ГАЗОВОЙ КОРРОЗИИ EVACOR GAS
- БАКТЕРИЦИДЫ EVABIO
- ПОГЛОТИТЕЛИ СЕРОВОДОРОДА EVASORB
- БЕСФОРМАЛЬДЕГИДНЫЕ ПОГЛОТИТЕЛИ СЕРОВОДОРОДА EVASORB FF
- ПОГЛОТИТЕЛЬ КИСЛОРОДА EVASORB OXY

evachem chemical company

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

Углекислотная коррозия	Сероводородная коррозия	Кислородная коррозия	Углекислотная и сероводородная коррозия
Имидазолины	Имидазолины	Первичные амины	α-аминоспирты C8-C20
Первичные амины	высшие алифатические амины и их соли;	Неонолы	Жирные кислоты
Диамины	Этаноламины	Фосфорная кислота	Первичные алифатические амины
Амидо-амины	Диамины	Диэтиленгликоль	Изоалканы в смеси с кислотой и формальдегид-содержащими соединениями
Димеризованные амидоамины	Алкилированные полиамины	Талловое масло;	
Четвертичные аммониевые основания	Оксиды аминов	Ароматические углеводороды (Нефрас и пр.);	
Полиэтоксиалкил-диамины	Соли дициклогексиламинов и жирных кислот	Крекинг-остаток	
Алкилпиридины	Лутидин	Цинк-фосфатные соединения (для замкнутых систем)	
Полиамины	Оксихинолин		
Эфиры фосфорной кислоты	Акридин		
Бис(2-этилгексил)фосфат	Пиридин		
Карбоновые кислоты (жирные, нафтеновые)	Фосфорная кислота		
Аминокислоты и их производные			
Роданин и его производные			
Меркаптоспирты			
Моно- и диэфиры фосфорной кислоты			
N-гетероциклическая алкилфосфоновая кислота			
Глутаминовая кислота			
Декантиол			
Меркаптоспирты			

Научно-исследовательский центр «НЕМЕТАЛЛ»

Особенности применения ГПАТ в нефтяной и газовой промышленности

Докладчик:
Управляющий
ООО «НИЦ «НЕМЕТАЛЛ»
к.т.н. Федотова Анна Владимировна

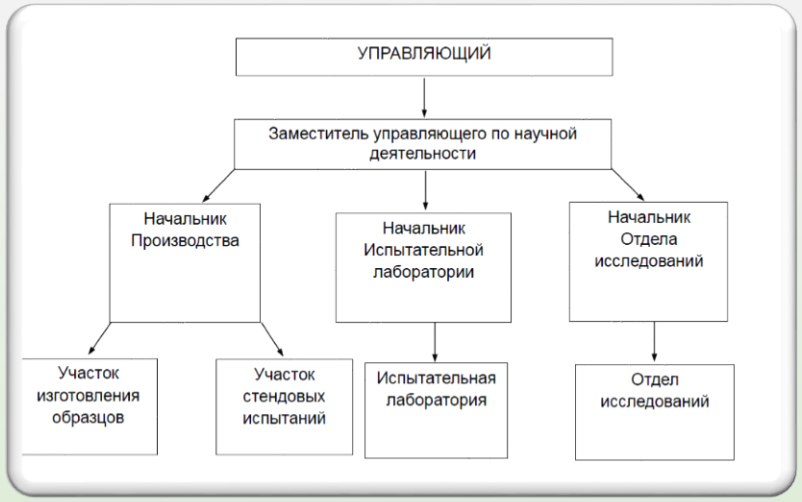
г. Самара

ООО «НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР «НЕМЕТАЛЛ»

Дата создания организации: 18 января 2024 г.

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

СТРУКТУРА ОРГАНИЗАЦИИ



Глобальная цель компании:

Изучение, разработка методик исследований и проведение испытаний изделий из полимерных материалов и композитов

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

НПЦ САМАРА
ООО НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР «САМАРА»

НАШИ ЗАКАЗЧИКИ

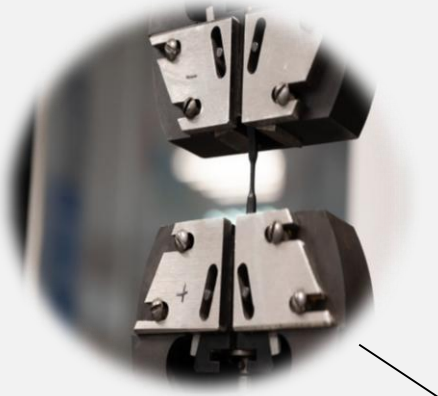
ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
РОСНЕФТЬ
ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «Сладковско-Заречное»
SKT service
NORD west
ПОЛИМАК
ТРАНСНЕФТЬ ПРИВОЛГА
MMR ENGINEERING
mepos
ИНТРАТУЛ
ЭНЕРГОМАШ | ВТС
единый оператор испытаний
РМС РЕММАШ-СЕРВИС
POLY PLASTIC
ГРУППА ПОЛИПЛАСТИК

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"



Экспертиза отказов оборудования



Испытания полимерных материалов



Разработка нормативной документации



Технические аудиты предприятий



Выполнение НИР различной сложности



Испытания конструкций из полимерных материалов

КЛАССИФИКАЦИЯ КОНСТРУКЦИЙ ПАТ

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

ГПАТ НЕСВЯЗНОЙ КОНСТРУКЦИИ АРМИРОВАНЫЕ МЕТАЛЛОМ



ГПАТ НЕСВЯЗНОЙ КОНСТРУКЦИИ АРМИРОВАНЫЕ ВОЛОКНОМ



ЖПАТ СВЯЗНОЙ КОНСТРУКЦИИ АРМИРОВАНЫЕ МЕТАЛЛОМ



ГПАТ СВЯЗНОЙ КОНСТРУКЦИИ АРМИРОВАНЫЕ МЕТАЛЛОМ



ГПАТ СВЯЗНОЙ КОНСТРУКЦИИ АРМИРОВАНЫЕ СТЕКЛОВОЛОКНОМ









ИСПЫТАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

ХИМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ

МОДЕЛЬНЫЕ СРЕДЫ

Модельная среда №1:
Жидкая фаза:
-50 % Толуол
-50% Орто-ксилол
→ СТАНДАРТНАЯ ГОСТ Р 58346-2019

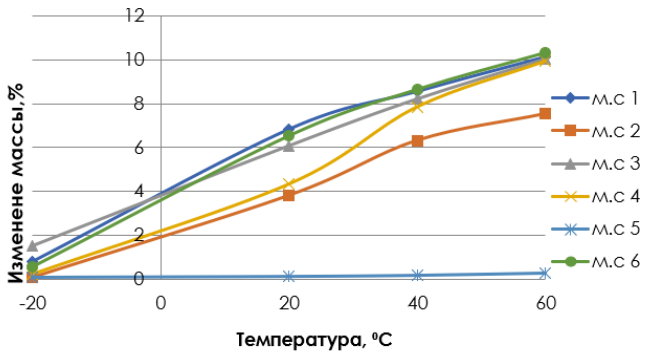
Модельная среда №2:
Жидкая фаза:
Имитатор нефтепродуктов, состоящий из:
-20% Петролейный эфир
-10% Гексан
-10% Октан
-10% Декан
-10% Ундодекан
-10% Додекан
-10% Бензол
-10% Толуол
-10% Смесь ксилолов
→ ЛЕГКАЯ

Модельная среда №3:
Жидкая фаза:
-45 % Толуол
-45% Орто-ксилол
-10% Вода дистиллированная
→ ЭМУЛЬСИОННАЯ

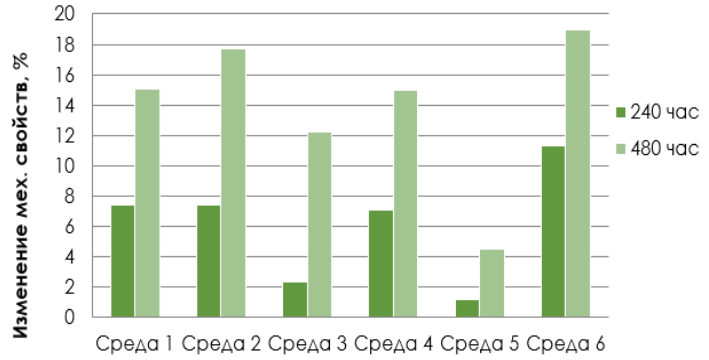
Модельная среда №4:
Жидкая фаза:
-толуол 50%
-орто-ксилол 50%
Газовая фаза: постоянный барботаж CO_2
→ ГАЗОВАЯ

Модельная среда №5:
Жидкая фаза:
-Дистиллированная вода 80%
-NaCl 10%
-CaCl2 10%
→ ВОДНАЯ

Модельная среда №6:
Жидкая фаза:
-толуол 10%
-орто-ксилол 10%
-бензол 10%
-цетан 20%
-петролейный эфир 10%
-изооктан 10%
-гептан 20%
→ ТЯЖЕЛАЯ



Результаты выдержки образцов из ПЭ-100 в модельной среде при различной температуре испытаний при выдержке 240 ч



Результаты выдержки образцов ПЭ-100 в модельной среде при различной времени выдержки

ИСПЫТАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"









РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2823440

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

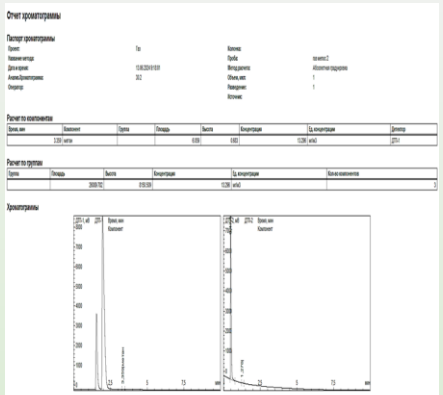
Патентообладатель: ***ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР "НЕМЕТАЛЛ" (RU)***

Автор(ы): ***Перов Кирилл Алексеевич (RU)***

Заявка № 2024113444
Приоритет изобретения **17 мая 2024 г.**
Дата государственной регистрации в Государственном реестре изобретений Российской Федерации **23 июля 2024 г.**
Срок действия исключительного права на изобретение истекает **17 мая 2044 г.**

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов



ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТЬ

Таблица 1. Значения скорости проникновения газа и коэффициента газопроницаемости, полученные в результате эксперимента.

№ образца	Скорость проникновения газа, GTR моль/м²*сут. *Па			Коэффициент газопроницаемости, P, моль*м/м²*сут. *Па		
	H_2S	CH_4	CO_2	H_2S	CH_4	CO_2
1	0,00036	0,00289	0,00105	$1,786\times10^{-10}$	$1,43\times10^{-09}$	$5,19\times10^{-10}$
2	0,00045	0,00517	0,000676	$2,20\times10^{-10}$	$2,55\times10^{-09}$	$3,34\times10^{-10}$
3	0,00025	0,00455	0,000826	$1,24\times10^{-10}$	$2,24\times10^{-09}$	$4,08\times10^{-10}$
Среднее значение	0,00035	0,00420	0,00085	$1,7\times10^{-10}$	$2,07\times10^{-09}$	$4,2\times10^{-10}$

Таблица 2. Концентрации газа в кювете за час.

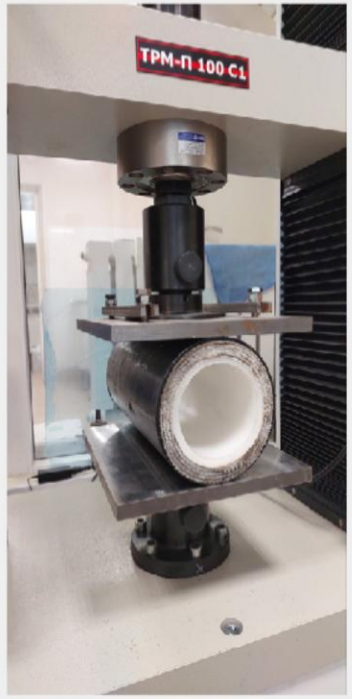
№ образца	Концентрация газа в кювете, мг/м3		
	H2S	CO2	CH4
1	3,7	14	14
2	4,5	9	25
3	2,6	11	22

Таблица 3. Потеря газов на 1 км трубопровода в год

№ образца	Потеря газов, за 1 год					
	CH4, за 1 год		H2S, за 1 год		CO2, за 1 год	
	M^3/M^2	M^3/Км трубы	M^3/M^2	M^3/Км трубы	M^3/M^2	M^3/Км трубы
1	0,0038	1,16	0,0005	0,145	0,0014	0,42
2	0,0069	2,08	0,0006	0,176	0,0009	0,27
3	0,0061	1,83	0,0003	0,102	0,0011	0,33

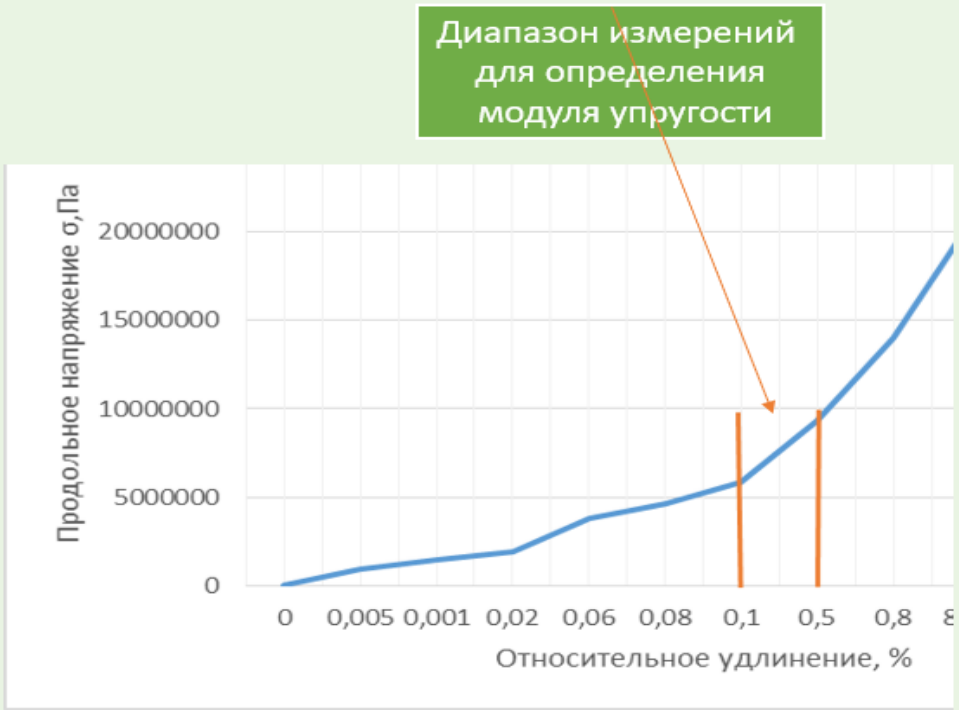
ИСПЫТАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"









МЕХАНИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ

Тип конструкции ГПАТ	№ испытания	Кольцевая жесткость S, кН/м²
Труба с армировкой нитью	1	29,86
	2	30,04
	3	32,40
	4	34,94
	5	35,34
	СРЕДНЕЕ	**32,516**
Труба, армированная металлической лентой	1	32,12
	2	41,68
	3	39,05
	4	38,75
	5	29,38
	СРЕДНЕЕ	**36,196**



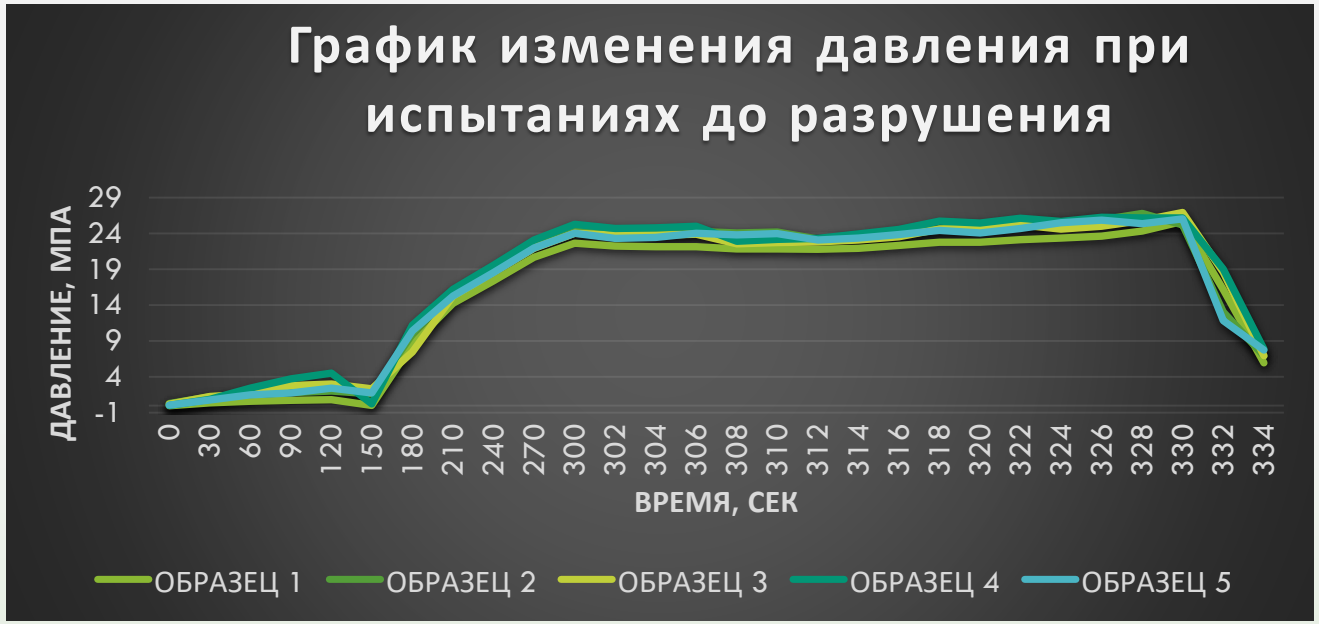
ИСПЫТАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ









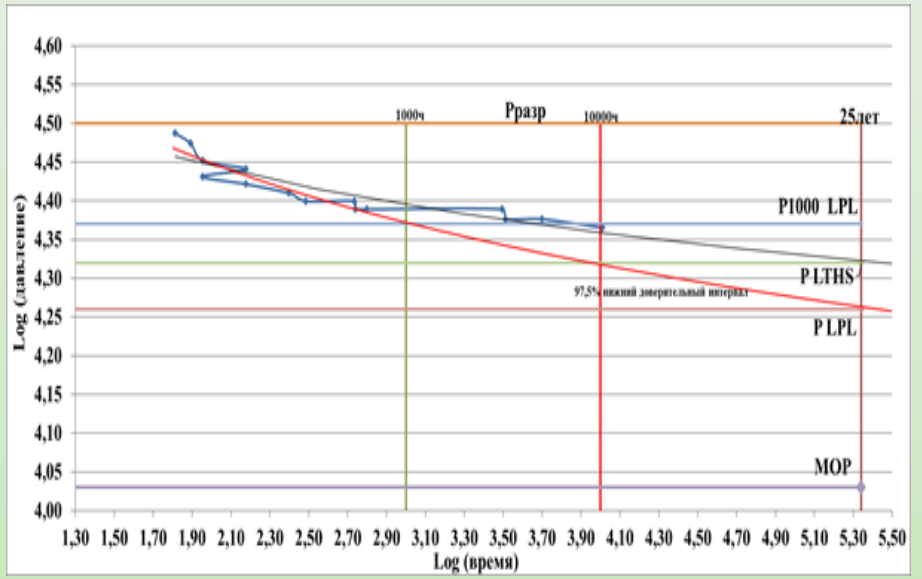


НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ

Построение кривой длительной прочности





Типы разрушения ГПАТ при гидравлических испытаниях

НЕДОПУСТИМЫЙ ТИП РАЗРУШЕНИЯ





Разрушение фитинга



Разрушение трубы в области обжатия фитинга

ДОПУСТИМЫЙ ТИП РАЗРУШЕНИЯ



Разрушение ГПАТ вблизи фитинга





Разрушение ГПАТ по «телу» трубы

ИНОСТРАННЫЕ СТАНДАРТЫ ПО ПОЛИМЕРНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

- **API SPEC 15S** Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe (Наматываемая на катушку армированная пластиковая труба)
- **API SPEC 15LE** - Specification for Polyethylene Line Pipe (PE) (Спецификация для полиэтиленовых трубопроводных труб (PE)
- **API SPEC 17J** - Specification for Unbonded Flexible Pipe (Спецификация несвязанных гибких труб)
- **API STD 1104** - Welding of Pipelines and Related Facilities (Сварка трубопроводов и связанных с ними объектов)
- **API SPEC 17K** - Specification for Bonded Flexible Pipe (Спецификация для гибких сварных труб)
- **API RP 17B** - Recommended Practice for Flexible Pipe (Рекомендуемая практика для гибких труб)
- **API TR 17TR1**- Evaluation Standard For Internal Pressure Sheath Polymers For High Temperature Flexible Pipes (Стандарт оценки полимеров для внутренней оболочки под давлением для высокотемпературных гибких труб)

Данные документы стали основой для разработки ГОСТ 59834 ГОСТ 59910

РОССИЙСКИЕ СТАНДАРТЫ ПО ПОЛИМЕРНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

СТАНДАРТЫ НА ТРУБЫ и ДЕТАЛИ

- ГОСТ Р 59834-2021 Промысловые трубопроводы. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия
- ГОСТ Р 59910-2021 Трубы полимерные, армированные металлическим каркасом, и соединительные детали к ним. Общие технические условия.
- МУ.02.27 Единые технические требования к неметаллическим трубам и СДТ. ООО «Иркутская нефтяная компания».
- П2-05.01 ТТР-1214 Оценка технического состояния и расчет остаточного срока службы полимерно-армированных трубопроводов. ПАО «НК «Роснефть»
- СТО 1.19.3-2013 Трубопроводы промысловые из альтернативных материалов в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ».

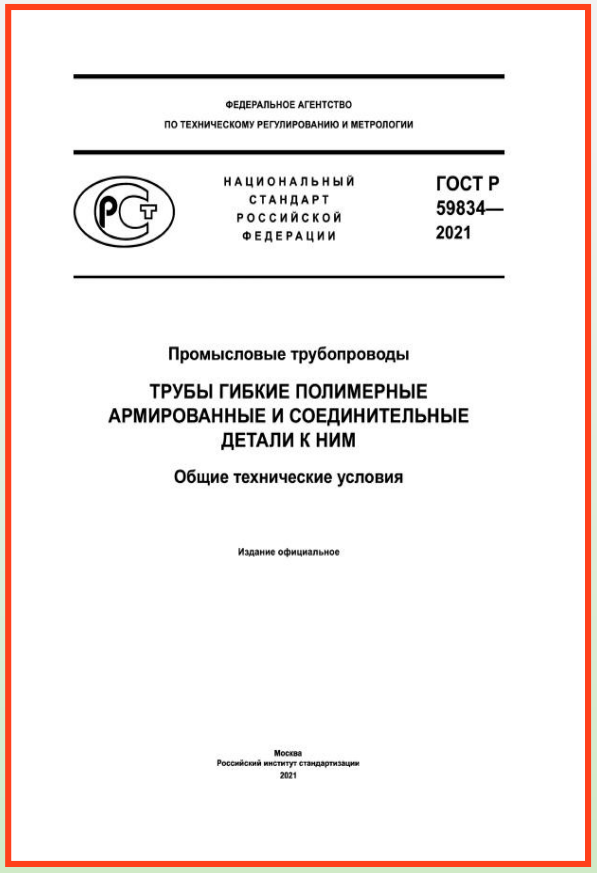
СТАНДАРТЫ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

- ГОСТ Р 70623-2023 Трубопроводы промысловые. Трубопроводы из гибких полимерных армированных труб. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации.
- ГОСТ Р 70624-2023 Трубопроводы промысловые из труб полимерных, армированных металлическим каркасом. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации.
- СП 536.1325800.2024 Трубопроводы промысловые из неметаллических труб. Правила проектирования и строительства.

РОССИЙСКИЕ СТАНДАРТЫ ПО ПОЛИМЕРНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

Базовые стандарты на ГПАТ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59834— 2021

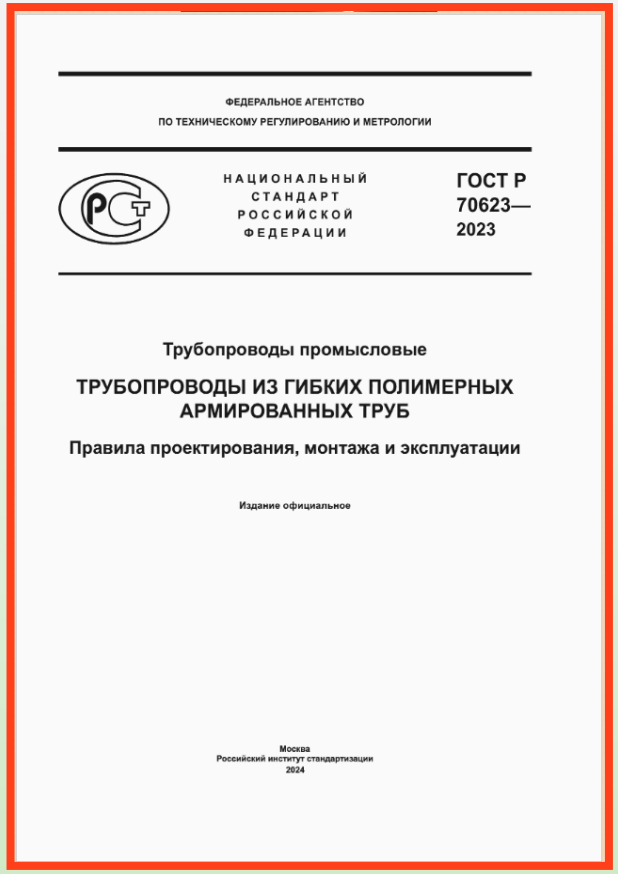
Промысловые трубопроводы

ТРУБЫ ГИБКИЕ ПОЛИМЕРНЫЕ АРМИРОВАННЫЕ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ К НИМ

Общие технические условия

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2021



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70623— 2023

Трубопроводы промысловые

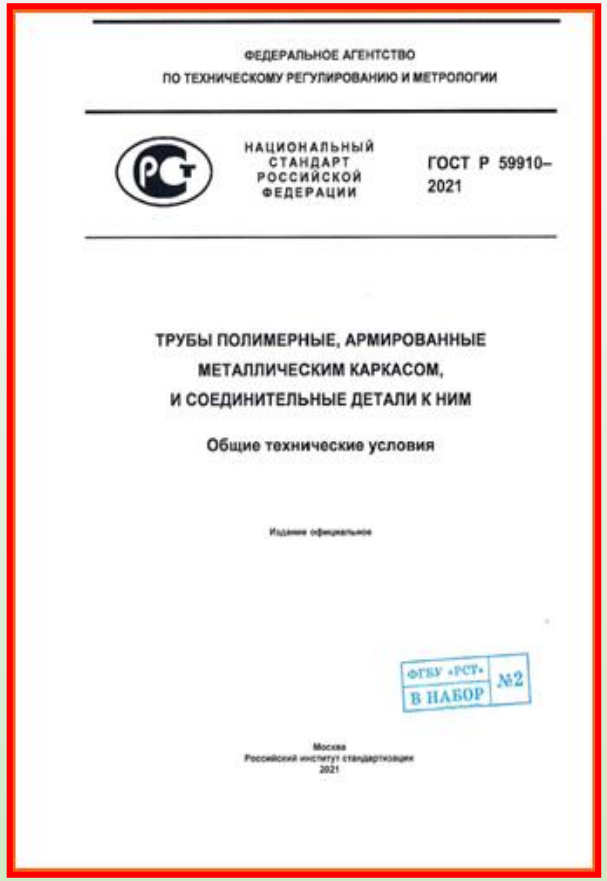
ТРУБОПРОВОДЫ ИЗ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ

Правила проектирования, монтажа и эксплуатации

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2024

Базовые стандарты на ЖПАТ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59910– 2021

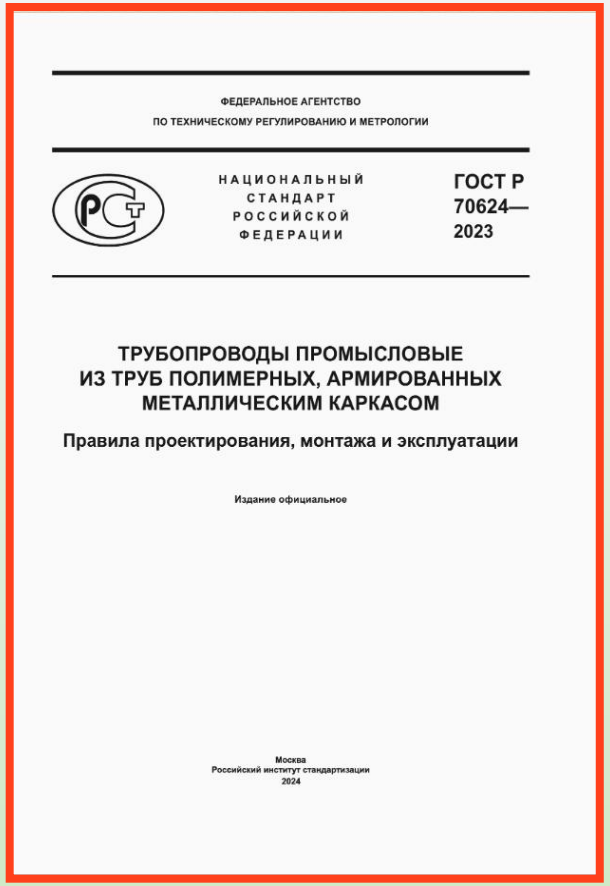
ТРУБЫ ПОЛИМЕРНЫЕ, АРМИРОВАННЫЕ МЕТАЛЛИЧЕСКИМ КАРКАСОМ, И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ К НИМ

Общие технические условия

Издание официальное

ФГБУ «РСТ» В НАБОР №2

Москва
Российский институт стандартизации
2021



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70624— 2023

ТРУБОПРОВОДЫ ПРОМЫСЛОВЫЕ ИЗ ТРУБ ПОЛИМЕРНЫХ, АРМИРОВАННЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИМ КАРКАСОМ

Правила проектирования, монтажа и эксплуатации

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2024

ТЕКУЩАЯ СИТУАЦИЯ ПО РАЗВИТИЮ НТД ПО ПОЛИМЕРНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

ТРЕБОВАНИЯ К ПРОДУКЦИИ
ГОСТ 59834-2021, ГОСТ 59910-2021

ТРЕБУЮТ АКТУАЛИЗАЦИИ

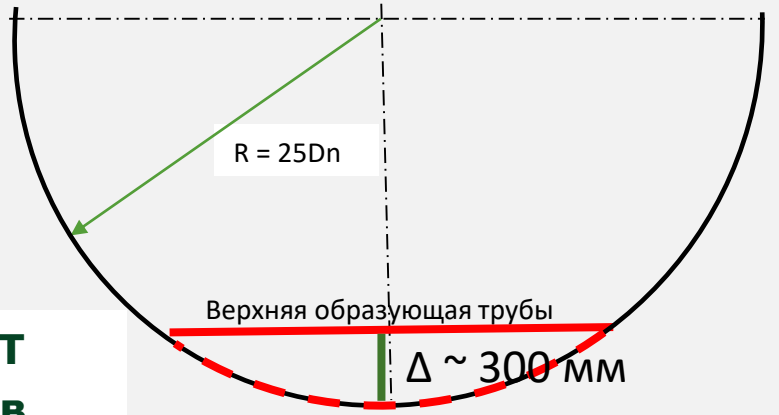
ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ
ГОСТ Р 70623-2023, ГОСТ Р 70624-2023

ТРЕБУЮТ ДОРАБОТКИ

Проект ГОСТ трубопроводы полимерные
Методы испытаний и контроля

НАХОДЯТСЯ В РАЗРАБОТКЕ

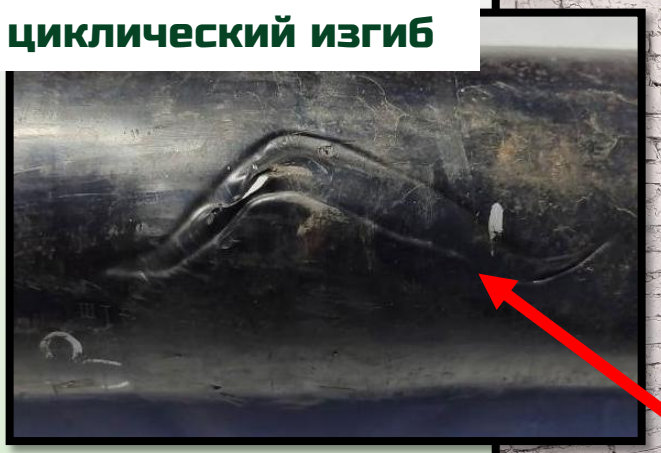
МОДЕЛИРОВАНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ИЗГИБНЫХ НАГРУЗОК ДЛЯ ГПАТ АРМИРОВАННЫХ СТЕКЛОЛЕНТОЙ



$P_{разр\ после\ изгиба}$ ~ в 2 раза меньше $P_{разр\ ном.}$



Образец ГПАТ испытанный в лаборатории на циклический изгиб

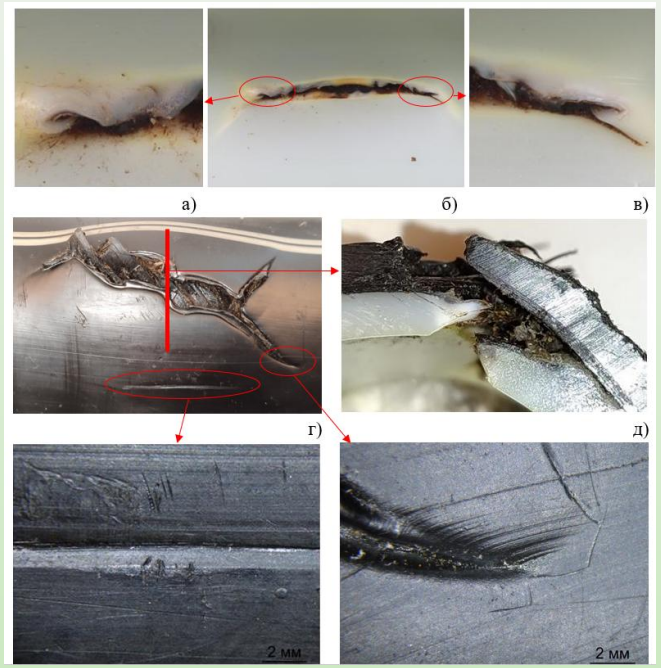




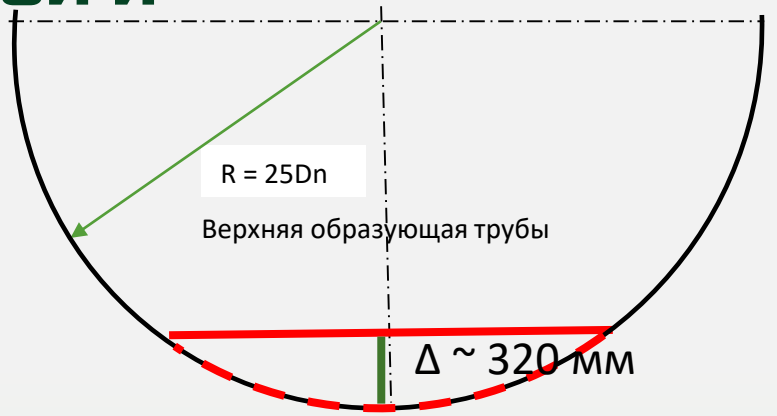


Образец ГПАТ разрушившейся в процессе эксплуатации





МОДЕЛИРОВАНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ИЗГИБНЫХ НАГРУЗОК ДЛЯ ГПАТ АРМИРОВАННОЙ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ЛЕНТОЙ И ПОЛИЭСТЕРНЫМ ВОЛОКНОМ



$$P_{\text{разр после изгиба}} = P_{\text{разр ном.}}$$

Образец 1





Образец 2



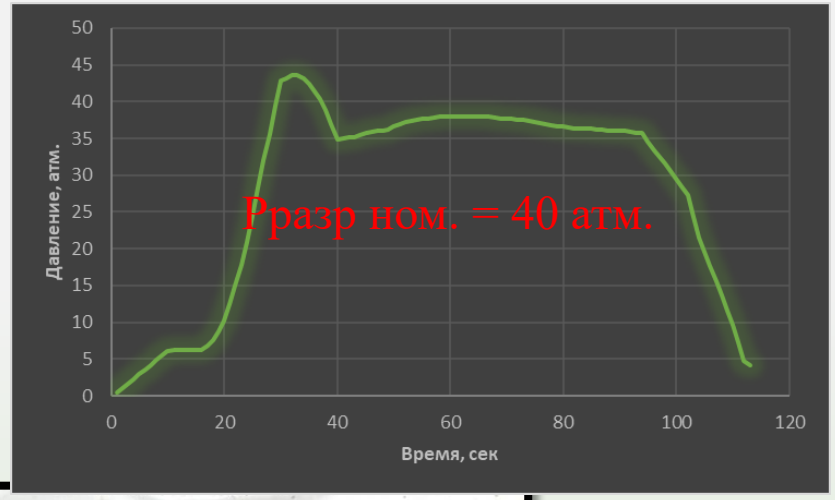


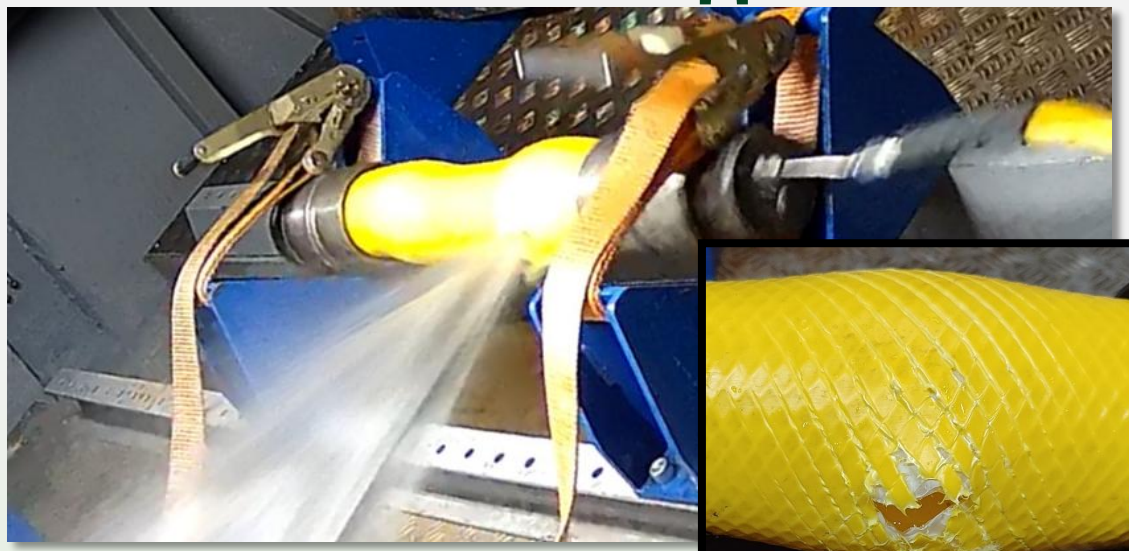




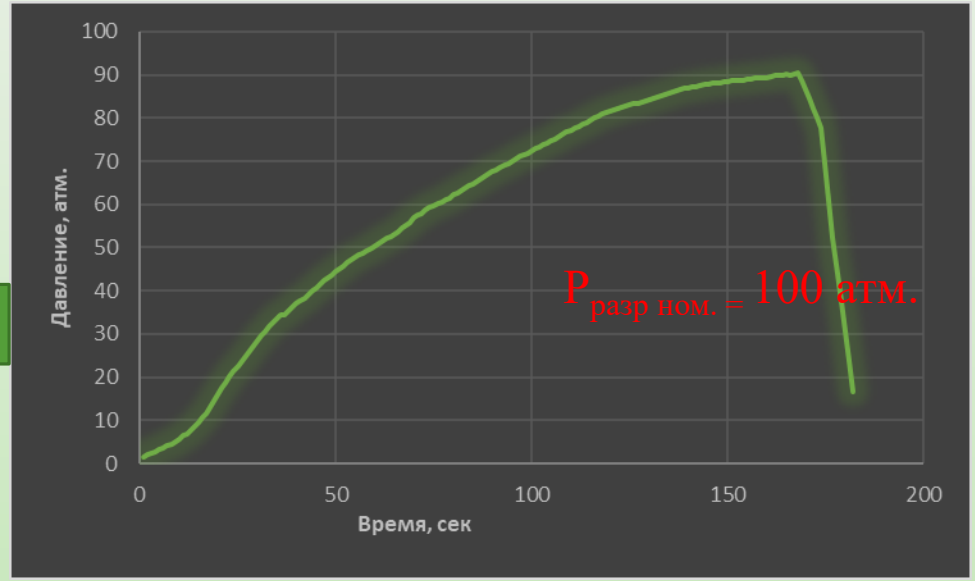


ИСПЫТАНИЯ НА РАЗРУШАЮЩЕЕ ДАВЛЕНИЕ ПОСЛЕ ЭКСПОЗИЦИИ 1000 ч. В МОДЕЛЬНОЙ СРЕДЕ ИМИТАТОРА НЕФТЕПРОДУКТОВ









РОССИЙСКИЕ СТАНДАРТЫ ПО ПОЛИМЕРНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

В РАЗРАБОТКЕ

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р XXXXX–202

Трубопроводы промысловые

ТРУБОПРОВОДЫ ПОЛИМЕРНЫЕ АРМИРОВАННЫЕ

Методы испытания и контроля

ПРОЕКТ

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его утверждения

202

ГОСТ Р XXXXX-202X
(проект, вторая редакция)

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть» (ООО «РН-БашНИПИнефть»), Публичным акционерным обществом «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» (ПАО «ЛУКОЙЛ»), Публичным акционерным обществом «Нефтяная компания «Роснефть» (ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»), Обществом с ограниченной ответственностью «Группа ПОЛИПЛАСТИК» (ООО «Группа ПОЛИПЛАСТИК») и Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «НЕМЕТАЛЛ» (ООО «НИЦ «НЕМЕТАЛЛ»)

2 ВНЕСЕН Временной рабочей группой по внесению изменений в нормативные правовые акты и документы по стандартизации для исключения из них положений, препятствующих применению неметаллических труб (полимерных, стеклопластиковых, полимерных армированных) в нефтегазовой отрасли, и разработке новых нормативных правовых актов и документов по стандартизации Технического комитета по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом _____ Российской Федерации от _____202_ года №

4 ЗАРЕГИСТРИРОВАН Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в годовом (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок – в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет (www.rst.gov.ru).

ГОСТ Р XXXXX-202X
(проект, вторая редакция)

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Трубопроводы промысловые

ТРУБОПРОВОДЫ ПОЛИМЕРНЫЕ АРМИРОВАННЫЕ

Методы испытания и контроля

Field pipelines. Reinforced plastic pipelines. Testing and control methods

Дата введения _____

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на методы испытания и контроля промысловых трубопроводов, построенных из полимерных армированных труб (далее – трубопроводы) и соединительных деталей следующих конструкций:

– гибкие трубы из термопластов, армированных нитями, ровингом, кордом, проволоками или лентами из металлических или неметаллических материалов (ГПАТ), изготовленные по ГОСТ Р 59834;

– трубы из термопластов, армированные металлическим каркасом изготовленных по ГОСТ Р 59910.

Настоящий стандарт распространяется на все типы промысловых трубопроводов согласно Федеральным нормам и правилам «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4].

1.2 Действия настоящего стандарта не распространяется на:

– магистральные трубопроводы;

– трубопроводы для транспортирования продуктов с температурой выше 100 °С;

– газопроводы сетей газораспределения и газопотребления;

– технологические внутриплощадочные трубопроводы, в том числе ингибиторопроводы, метанолопроводы, деэмульгаторопроводы от блоков подачи химреагентов;

– задавочные линии и линии сброса на факел.

Проект, вторая редакция

1

Определение модуля упругости конструкции трубы в кольцевом направлении

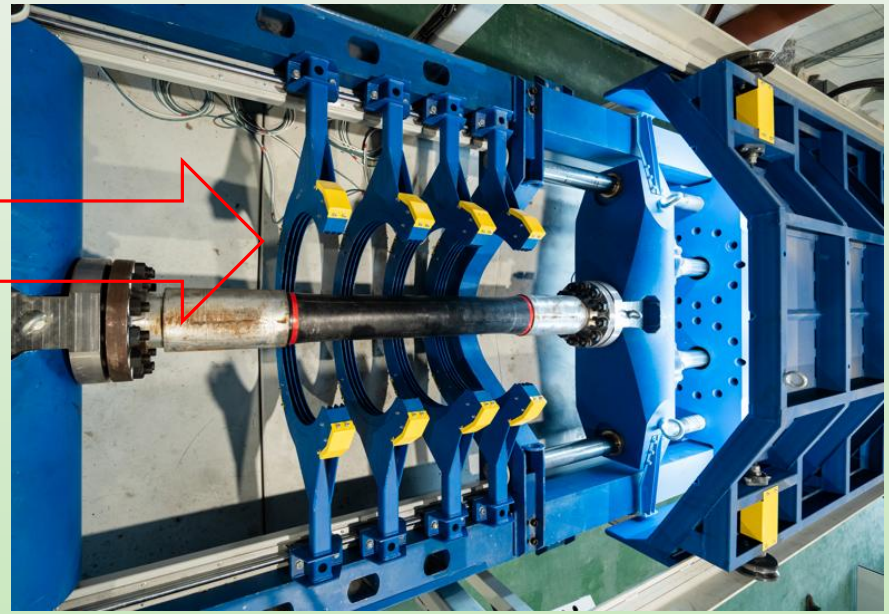
НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"



Маркировка	Исходный наружный диаметр (среднее по 3м измерениям), D, мм.	толщина стенки трубы, e, мм.	$p_{вз}$ разрывное давление. Па;	Начальный окружной предел прочности при растяжении, $\sigma_{сд,в}$ Н/м	Δe изменение относительного удлинения, соответствующее изменению давления, мм	ΔP — изменение давления, Па	Окружной модуль упругости при растяжении Ec, Па.
1	184,6	20,5	23500000	2169050	0,9	5000000	2,50136E+11
					3	5000000	75040650407
					11	5000000	20465631929
					15	8500000	25513821138
Среднее значение							**$0{,}92788*10^{+11}$**
2	183	20,5	21100000	1930650	0,75	5000000	2,97561E+11
					4	5000000	55792682927
					7	5000000	31881533101
					11	6100000	24751662971
Среднее значение							**$1{,}02497*10^{+11}$**
3	185	20,5	22400000	2072000	0,7	5000000	3,223E+11
					5	5000000	45121951220
					10	5000000	22560975610
					12	7400000	27825203252
Среднее значение							**$1{,}04452*10^{+11}$**
Среднее значение			**22525000**	**2071872,5**			**$1{,}03474*10^{+11}$**









ПСТИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И ИСПЫТАНИЙ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ»

АТТЕСТАТ № 018945/023915-2025

Дата выдачи 3 июля 2025 г.

Удостоверяется, что Универсальный испытательный стенд СРС-300/150

заводской номер 25108 принадлежащее ООО "НИЦ "Самара"

по результатам первичной аттестации, протокол № 018945/023915-2025 от 3 июля 2025 г. признано пригодным для использования при испытаниях воспроизведение усилия растяжения, воспроизведение усилия сжатия.

Периодичность аттестации 24 месяцев (лет)

Аттестат выдан ФБУ "Самарский ЦСМ"

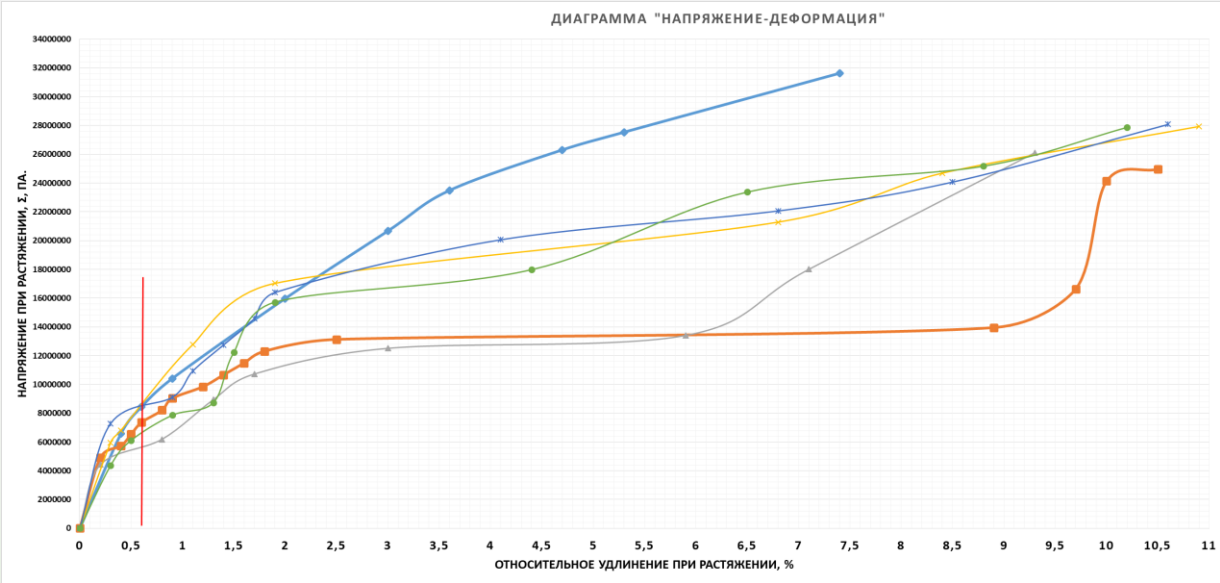
Заместитель директора А.А. Бодягин

Начальник отдела Д.П. Кульчихин

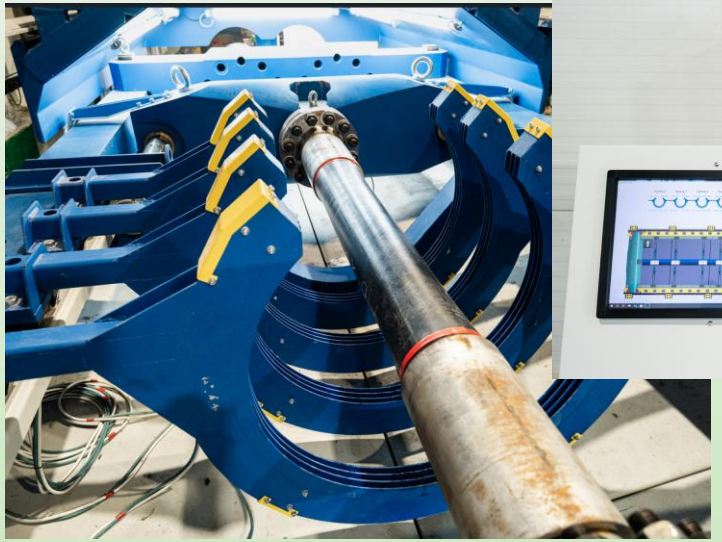
ПСТИ

Определение осевой жесткости и коэффициента Пуассона трубы при растяжении

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"









УСЛОВИЯ ИСПЫТАНИЙ	маркировка	Площадь поперечного сечения образца, А, м^2	сила, F, Н	ΔL	Относительное удлинение при растяжении, %	Напряжение при растяжении, σ, Па.	Модуль упругости в продольном направлении при растяжении, $E_{пр}$, Па	Коэффициент Пуассона	Кратковременная осевая жесткость ЕА, Н
РАСТЯЖЕНИЕ ПРИ НОРМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ	1	0,011103985	0	0	0	0			
		0,01090097	284490	171	9,3	26097678,53	283106395,8	0,198333914	
				0	0		1423837834		
РАСТЯЖЕНИЕ ПРИ НОРМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ	2	0,011524736	0	0	0	0	1818828384		
		0,011238851	313920	200	10,9	27931680	258088723,2	0,229209302	
				0	0		1733622009		
РАСТЯЖЕНИЕ ПРИ НОРМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ	3	0,010775278	0	0	0	0			
		0,009784302	274680	195	10,6	28073541,16	265 618 889	0,103066868	
				0	0		1 605 065 788		
РАСТЯЖЕНИЕ ПРИ НОРМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ	4	0,011234704	0	0	0	0			
		0,010914608	304110	187	10,2	27862659,97	275 497 638	0,281718318	
				0	0		1 213 695 324		
	среднее значение по 4м испытаниям при нормальных условиях		**294300**	**188,25**		**27491389,92**	**1517461040**	**0,203082101**	**152527164,3**

Определение изгибной жесткости трубы

Предел прочности при изгибе F. МПа, вычисляли по формуле

$$F = \frac{3 * Pmax * L}{A}$$

где Pmax - максимальная нагрузка, предшествующая разрушению образца, Н.

A - площадь поперечного сечения образца, м^2.

Максимальную деформацию, ε мм/мм. вычисляли по формуле

$$\varepsilon = \frac{6 * \delta * h}{L^2}$$

где δ— значение деформации (прогиб), м.

Кратковременная изгибная жесткость трубы EI рассчитывалась по формуле:

$$EI = (F*L^3) / (48* \delta)$$

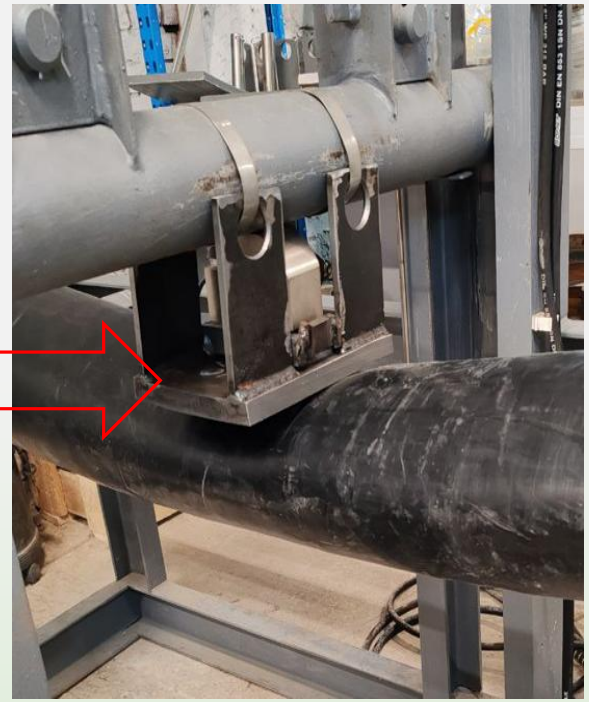
где:

F – максимальная нагрузка, предшествующая разрушению образца (Н),

L – длина образца (м),

δ – прогиб (м)





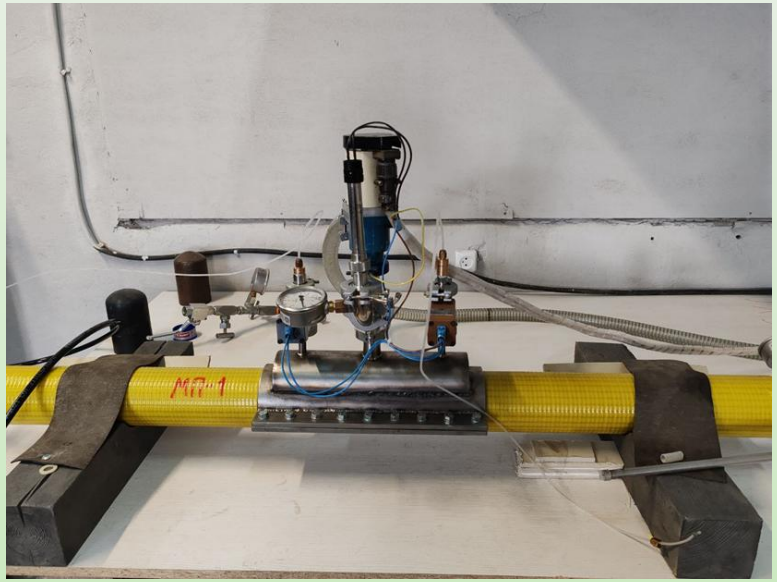
Маркировка	максимальная нагрузка, предшествующая разрушению образца, Pmax, Н	длинна пролета, L, м	δ— значение деформации (прогиб), м	Максимальная деформация, ε мм/мм.	Площадь поперечного сечения образца, А, мм2	Предел прочности при изгибе F, МПа.	Напряжение при заданной деформации σ(e). МПа.	Кратковременная изгибная жесткость трубы EI, Па*м4
1	0				0		0	
	4903,325	1,309	0,016	17,424	0,010280422		1873012316	14320,17745
	35303,94	1,309	0,241	205,821	0,010280422	13485688676		6845,16366
2	0							
	4903,325	1,309	0,014	15,288	0,010312309		1867220689	16365,91708
	33342,61	1,316	0,239	260,988	0,010312309	12764999617		6624,118944
среднее значение						**8750229431**		**15343,04727**

Определение газопроницаемости полноразмерного образца трубы

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"



Кювета для измерения газопроницаемости на трубах связной конструкции





РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2823440

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Патентообладатель: ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР "НЕМЕТАЛЛ" (RU)

Авторы: Перов Кирилл Алексеевич (RU)

Заявка № 2024113444

Приоритет изобретения 17 мая 2024 г.

Дата государственной регистрации в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 23 июля 2024 г.

Срок действия исключительного права на изобретение истекает 17 мая 2044 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов







Определение газопроницаемости полноразмерного образца трубы



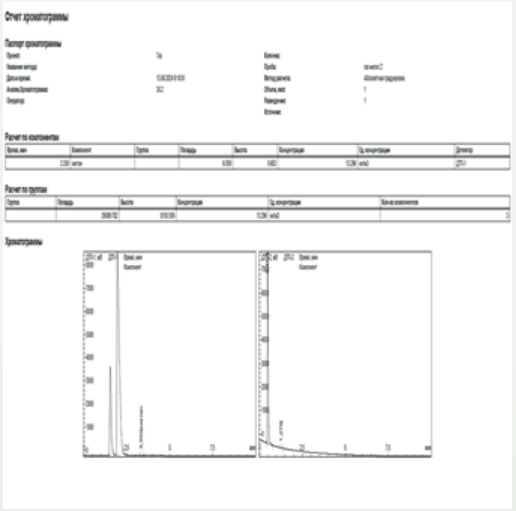


Таблица 1. Значения скорости проникновения газа и коэффициента газопроницаемости, полученные в результате эксперимента.

№ образца	Скорость проникновения газа, GTR моль/м²*сут. *Па			Коэффициент газопроницаемости, P, моль*м/м²*сут. *Па		
	H_2S	CH_4	CO_2	H_2S	CH_4	CO_2
1	0,00036	0,00289	0,00105	$1,786\times10^{-10}$	$1,43\times10^{-09}$	$5,19\times10^{-10}$
2	0,00045	0,00517	0,000676	$2,20\times10^{-10}$	$2,55\times10^{-09}$	$3,34\times10^{-10}$
3	0,00025	0,00455	0,000826	$1,24\times10^{-10}$	$2,24\times10^{-09}$	$4,08\times10^{-10}$
Среднее значение	0,00035	0,00420	0,00085	$1,7\times10^{-10}$	$2,07\times10^{-09}$	$4,2\times10^{-10}$



Таблица 2. Концентрации газа в кювете за час.

№ образца	Концентрация газа в кювете, мг/м3		
	H2S	CO2	CH4
1	3,7	14	14
2	4,5	9	25
3	2,6	11	22

Таблица 3. Потеря газов на 1 км трубопровода в год

№ образца	Потеря газов, за 1 год					
	CH4, за 1 год		H2S, за 1 год		CO2, за 1 год	
	$М^3/М^2$	$М^3$/Км трубы	$М^3/М^2$	$М^3$/Км трубы	$М^3/М^2$	$М^3$/Км трубы
1	0,0038	1,16	0,0005	0,145	0,0014	0,42
2	0,0069	2,08	0,0006	0,176	0,0009	0,27
3	0,0061	1,83	0,0003	0,102	0,0011	0,33

Результаты исследования ГПАТ после 30 лет эксплуатации

Цель и объект исследования

Цель: Исследование гибкой полимерно-армированной трубы не связанной структуры производства ООО «Реммаш-Сервис» после 30 лет эксплуатации на нефтяном месторождении.



Рис. 1. Образец трубы маркировка РМС-16 фрагмент, бывший в эксплуатации 30 лет



Рис. 2.Образец трубы маркировка РМС-17 исходный внутренний лайнер ПЭ80

Для проведения исследования в ООО «НИЦ «НЕМЕТАЛЛ» поступили следующие объекты:

- Отрезок трубы, находящийся на эксплуатации 30 лет (Рис. 1). Объекту при поступлении присвоена маркировка РМС-16.
- Внутренний лайнер исходного полиэтилена марки ПЭ-80 (Рис. 2) Объекту при поступлении присвоена маркировка РМС-17

Справка о сроках эксплуатации:

- **Год ввода выкидной линии: 1981**
- **Ду: 75мм**
- **L: 560м**
- **Год вывода в бездействие: 2018**

Методы исследования

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

Таблица 1 – перечень исследований

Вид испытания	Нормативный документ	Кол-во образцов	Вид образца
Послойный осмотр образца бывшего в эксплуатации			
Испытание на абразивный износ	ГОСТ 11012-2017	10	Образцы в виде цилиндров
Испытание на растяжение	ГОСТ 11262-2017	10	Образцы в виде лопаток СР23
Испытания на ударную вязкость по Изоду (- 60)	ГОСТ 19109-2017	6	Образец с надрезом по ГОСТ 19109 (ISO 180/A)
Исследование микроструктуры сечения трубы.		2	Образец повив, образец армировки

Результаты испытаний

Послойный осмотр образца бывшего в эксплуатации

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"



Рис. 3. Промежуточная оболочка с продольными проволоками



Рис. 4. Лайнер

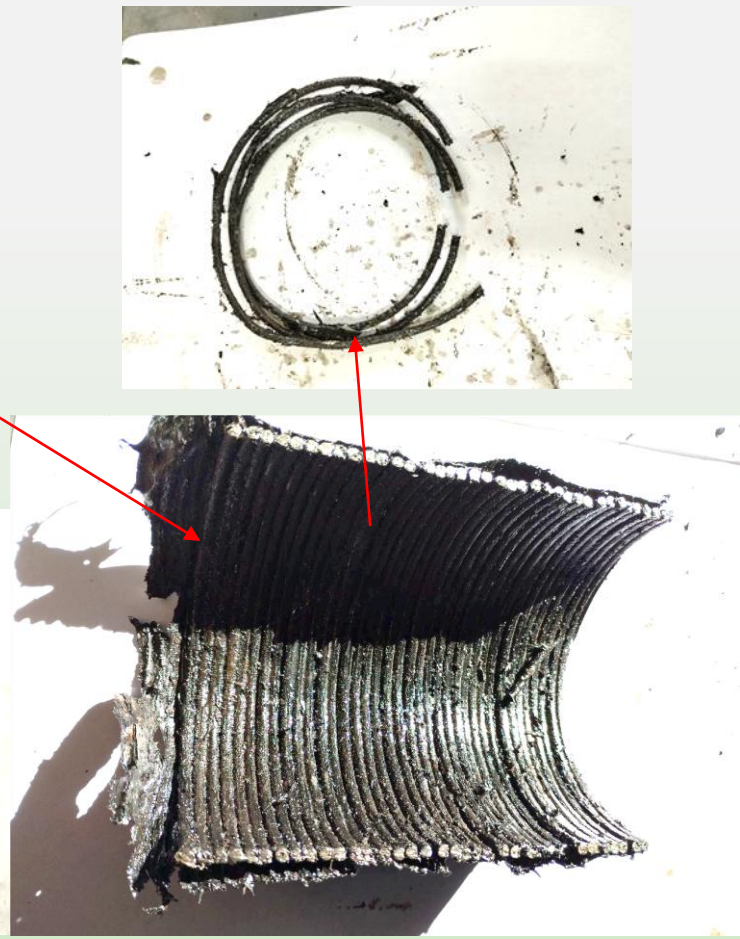


Рис. 5. Внешняя оболочка с поперечным армирующим каркасом

Результаты испытаний

Испытания на растяжение



Рис. 6. Внешний вид образцов до испытаний на растяжение

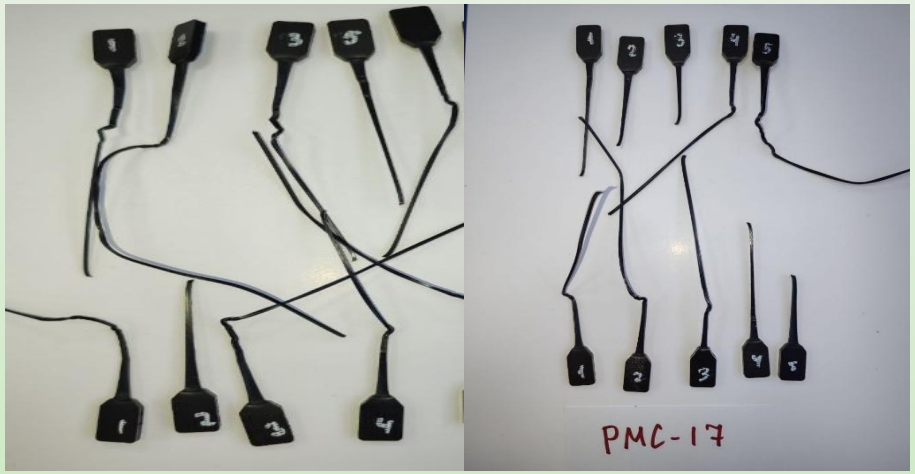


Рис. 7. Внешний вид образцов после испытаний на растяжение

Таблица 2 – Испытания на растяжение

Маркировка	Среднее прочность при растяжении, МПа	Среднее относительное удлинение при разрыве, %
PMC-17	34,32	646,7
PMC-16	34,17	832,7

По результатам испытаний установлено что прочность образца бывшего в эксплуатации изменилась менее чем на 1% относительно свойств нового образца внутреннего лайнера ГПМТ. При этом относительное удлинение увеличилась на 28% что свидетельствует о пластификации полиэтилена лайнера под действием транспортируемой среды.

Результаты испытаний

Испытания на ударную вязкость

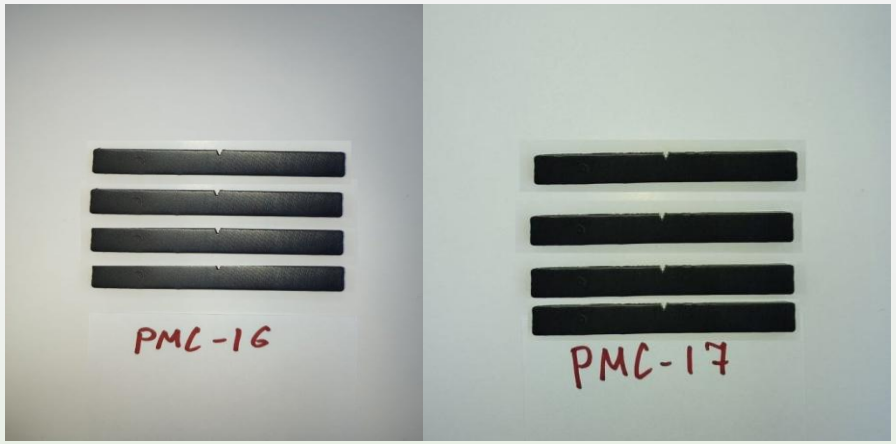


Рис. 8. Внешний вид образцов до испытаний на ударную вязкость

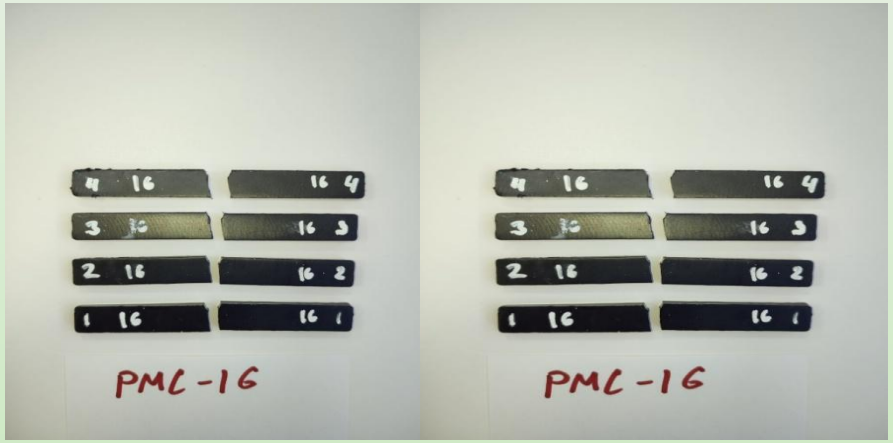


Рис. 9. Внешний вид образцов после испытаний на ударную вязкость

Таблица 3 – Испытания на ударную вязкость

Маркировка	Ударная вязкость по Изоду, кДж/м2
PMC-16	13,40
PMC-17	13,43

Испытания на ударную вязкость при отрицательных температурах, показал, что изменение в ударной вязкости ПЭ-80 по истечению 30 лет эксплуатации не произошло.

Результаты испытаний

Испытания на стойкость к абразивному износу

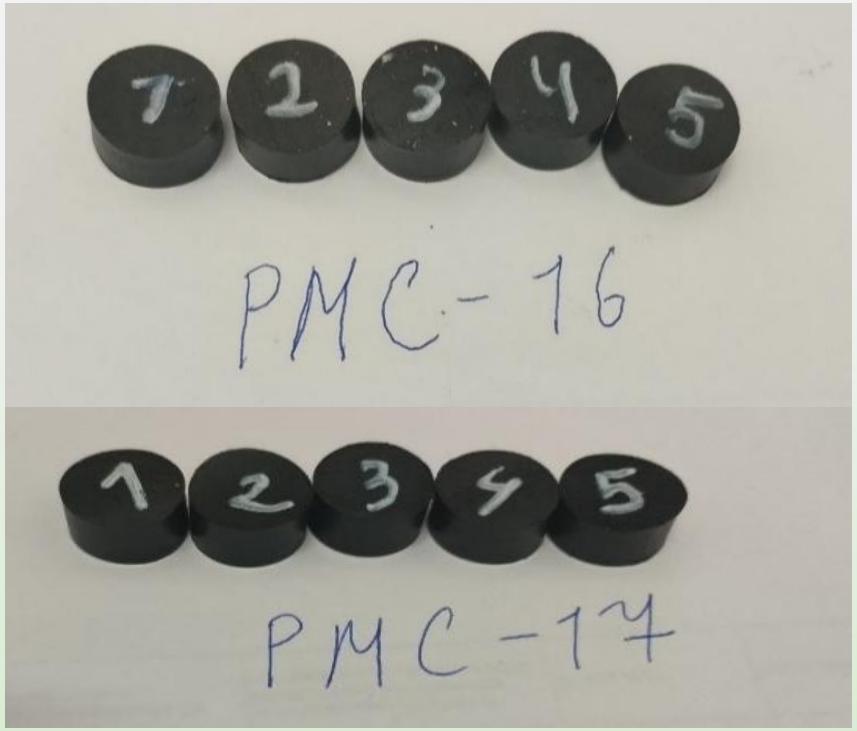


Рис. 10. Внешний вид образцов до испытаний на истирание

Таблица 4 – Испытания на истирание

№ п/п	Маркировка	Температура испытаний	Значение истираемости, мм3\м	Среднее значение, мм3\м	Метод испытания
1	РМС-16	23°С	3,5	3,5	ГОСТ 11012-2017
			3,8		
			3,4		
			3,5		
			3,3		
2	РМС-17	23 °С	3,2	3,1	
			2,9		
			3,1		
			3,2		
			3,1		

По результатам испытаний установлено что среднее значение показателя истирания на новом образце больше на 12,9 %, чем на образце бывшем в эксплуатации.

Результаты испытаний

Исследование микроструктуры продуктов коррозии

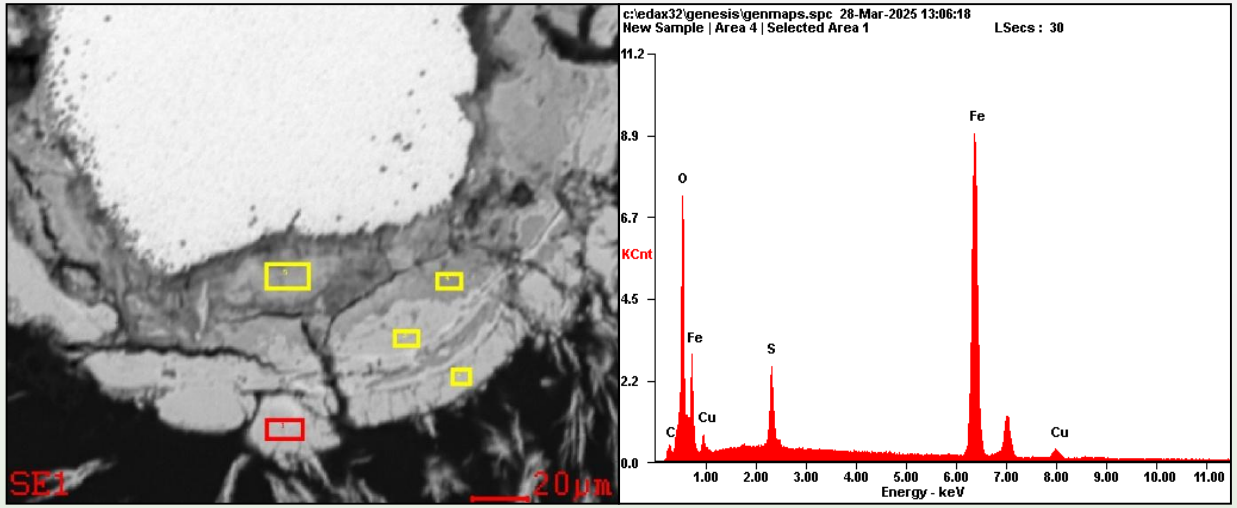


Рис. 11. Микроструктура продуктов коррозии на образце RMS16p (повив)

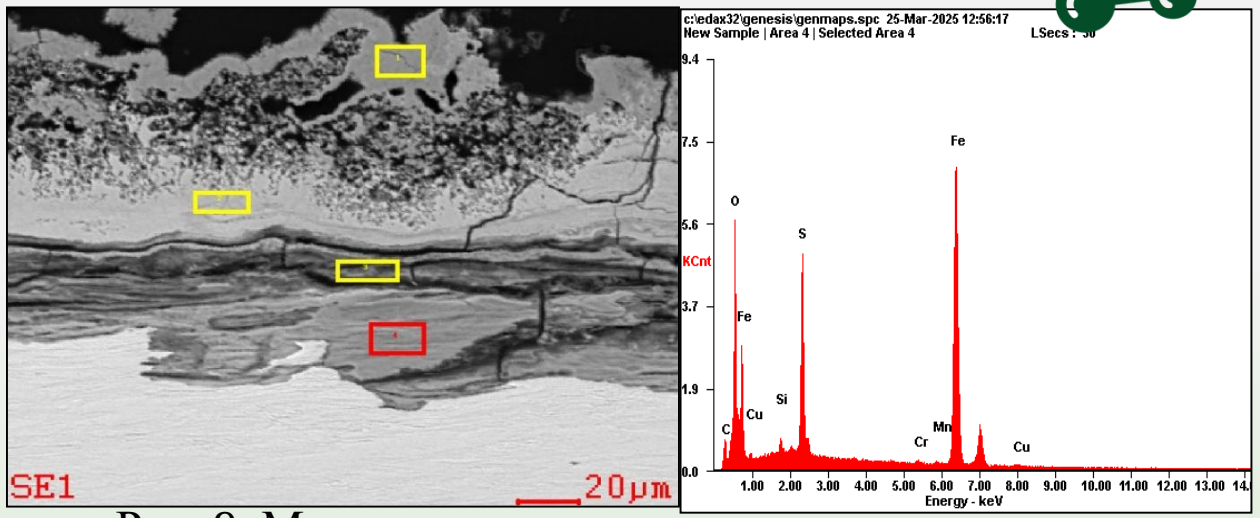
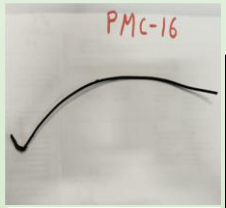
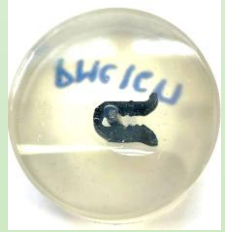


Рис. 9. Микроструктура продуктов коррозии на образце RMS16a (армировка)



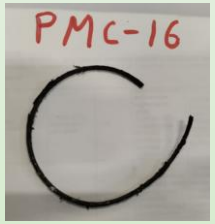


Element	Wt%	At%
CK	04.08	11.50
OK	19.03	40.21
SK	04.53	04.77
FeK	68.60	41.52
CuK	03.76	02.00
Matrix	Correction	ZAF

Таблица 5. Элементный состав в точках контроля RMS16p

Element	Wt%	At%
CK	08.96	21.95
OK	19.70	36.21
SiK	00.80	00.84
SK	10.00	09.17
CrK	00.41	00.23
MnK	00.59	00.32
FeK	58.33	30.72
CuK	01.22	00.56
Matrix	Correction	ZAF

Таблица 6. Элементный состав в точках контроля RMS16a





Выводы

НИЦ "НЕМЕТАЛЛ"

В результате испытаний установлены параметры механических свойств образца бывшего в эксплуатации и нового образца ГПМТ, полученные значения проанализированы, результаты сравнения значений, полученных в результате испытаний представлены в табл. 5.

Таблица 5 – Сравнение результатов испытаний

Вид испытания	РМС-16(образец бывший в эксплуатации)	РМС-17(новый образец)	Изменение,%
прочность при растяжении, МПа	34,17	34,32	-0,44
относительное удлинение при разрыве, %	832,7	646,7	+28,76
Значение истираемости, мм3\м	3,5	3,1	+12,9
Ударная вязкость по Изоду, кДж/м2	13,40	13,43	-0,22

Исходя из данных, полученных при проведении комплекса испытаний можно сделать вывод о том, что труба бывшая в эксплуатации, по истечению 30 лет сохранила свои механические свойства и может быть применена для дальнейшей эксплуатации.

Спасибо за внимание!

Управляющий
ООО «НИЦ «НЕМЕТАЛЛ»
к.т.н. Федотова Анна Владимировна
fedotova@nicnemetall.ru
Тел.: 8 927 756 24 02

УРАЛЬСКАЯ СТАЛЬ
Группа компаний

БИМЕТАЛЛИЧЕСКАЯ ПРОДУКЦИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



А.А. НАУМЕНКО, РУКОВОДИТЕЛЬ НАПРАВЛЕНИЯ ПО ШТРИПСОВОМУ ПРОКАТУ И ТРУБНОЙ ПРОДУКЦИИ, ООО УК «УРАЛЬСКАЯ СТАЛЬ»

2025

Группа компаний «Уральская Сталь» – молодой, развивающийся коллектив. В 2022 году управляющая компания «Уральская Сталь» была сформирована для управления активами, вошедшими в состав единой группы компаний. Сегодня она объединяет современное предприятие по выпуску труб большого диаметра – **Загорский трубный завод**, крупнейший металлургический комбинат **Уральская Сталь, Новотроицкий трубопрокатный завод** – специализирующийся на производстве бесшовных труб нефтяного сортамента и ряд других активов.

Продукция предприятий используется в нефте – и газопроводах, из металла компании построены крупнейшие мосты России.

ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД

УРАЛЬСКАЯ СТАЛЬ

ПРОИЗВОДСТВО ПЛОСКОГО ПЛАКИРОВАННОГО ПРОКАТА

АО «УРАЛЬСКАЯ СТАЛЬ»

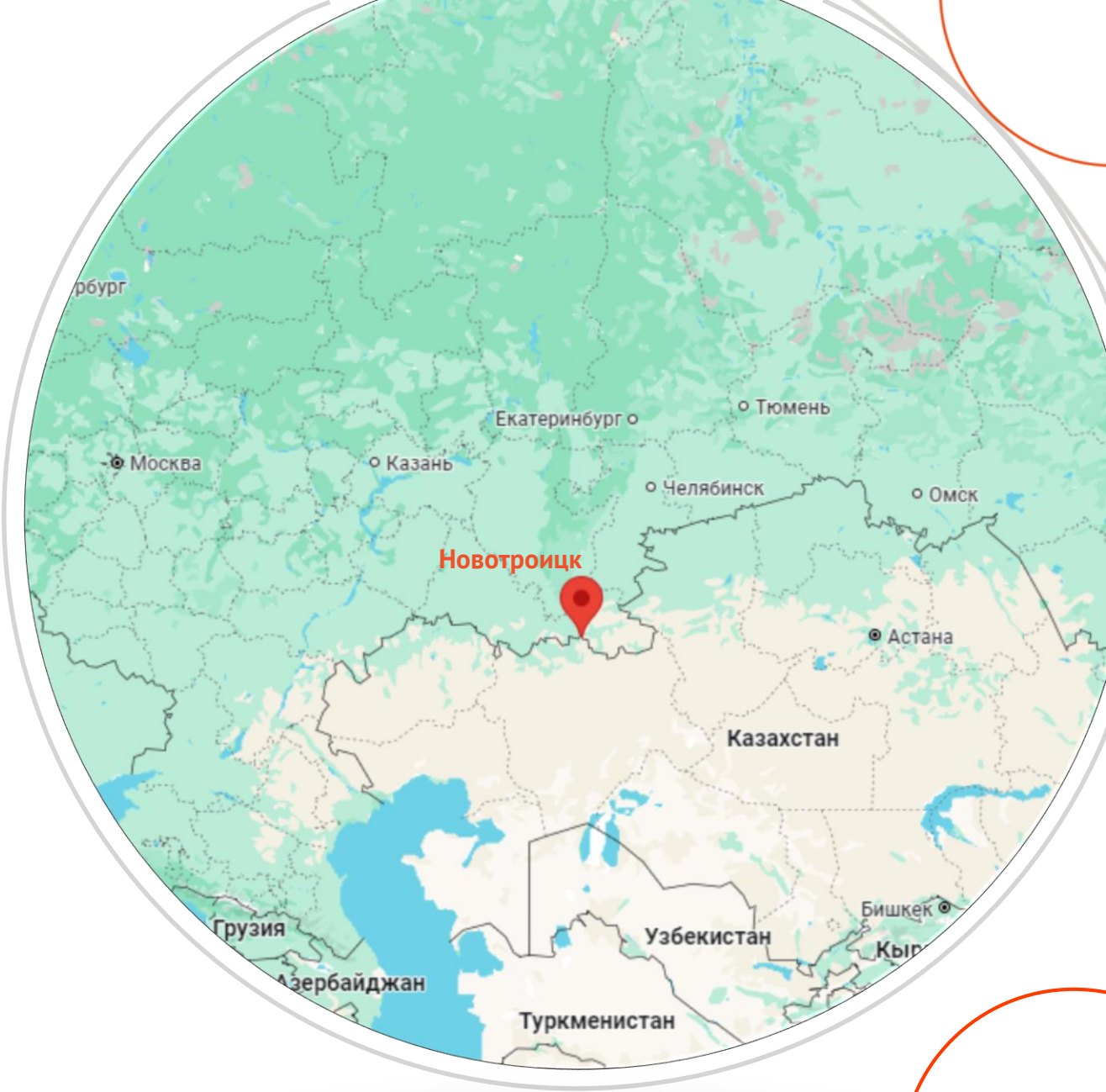
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

ПРЕДПРИЯТИЕ

АО «Уральская Сталь» – металлургическое предприятие полного цикла, включающее аглококсодоменное, электросталеплавильное и прокатное производства.

Комбинат располагается в г. Новотроицк Оренбургской области, РФ.





ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

БИМЕТАЛЛЫ

Слоистые металлические композиты (биметаллы) сочетают в себе полезные свойства составляющих и обладают новыми качествами, отличными от исходных монометаллов: конструкционная прочность, коррозионная и эрозионная стойкость, жаропрочность и другие сочетания свойств.
Их применение позволяет повысить надёжность и долговечность большого класса деталей и оборудования, а также значительно сэкономить дорогостоящие цветные металлы.



Плакирующий слой – сталь или сплав с особыми свойствами: коррозионная стойкость, износостойкость.

Основной слой – сталь: углеродистые и низколегированные марки сталей.

ПРИМЕНЕНИЕ БИМЕТАЛЛОВ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ



Основные направления использования биметалла:

- нефтехимическая отрасль: реакторы, сосуды, колонны и т.п.;
- судостроение: корпуса, ледовый пояс кораблей;
- металлургия: коррозионностойкие нефтегазопроводные трубы для транспортировки нефти/газа с высоким содержанием коррозионно активных примесей.







ОСВОЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

ХИМИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ

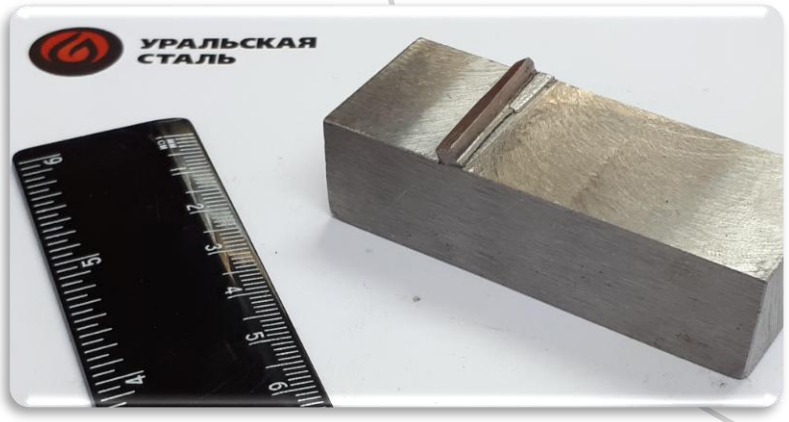
Успешно освоен сортамент листового биметалла по ГОСТ 10885-85:
12ХМ + 08Х13 и 09Г2С + 08Х18Н10Т.

Толщина: 20,0 (17+3) - 50,0 (47+3) мм.
Ширина: 1600 – 2300 мм.
Длина: 6000 – 11000 мм.

Испытания биметалла показали полное соответствие требованиям ГОСТ 10885-85 (ГОСТ 5520-2017):
- испытания на срез – не менее 300 МПа,
- изгиб – трещин нет,
- сплошность УЗК – 1 класс по ГОСТ 22727-88.



Испытание на изгиб 12ХМ+08Х13



Испытания на срез, 2-кратное превышение норматива





ОСВОЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

ШТРИПСОВЫЙ ПРОКАТ

Одним из наиболее перспективных направлений применения биметаллического металлопроката является производство трубного штрипса для изготовления биметаллических труб большого диаметра (Ø 508-820 мм) в условиях АО «Загорский трубный завод» (входит в Группу компаний «Уральская Сталь») под крупные инфраструктурные трубопроводные проекты нефтегазовой отрасли, в которых применение биметаллического материала обусловлено высоким содержанием углекислого газа и сероводорода в среде, подлежащей транспортировке по трубам.

По итогу исследований рынка и анализа мирового опыта производства биметаллических материалов, были намечены приоритетные размерный и марочный сортаменты.

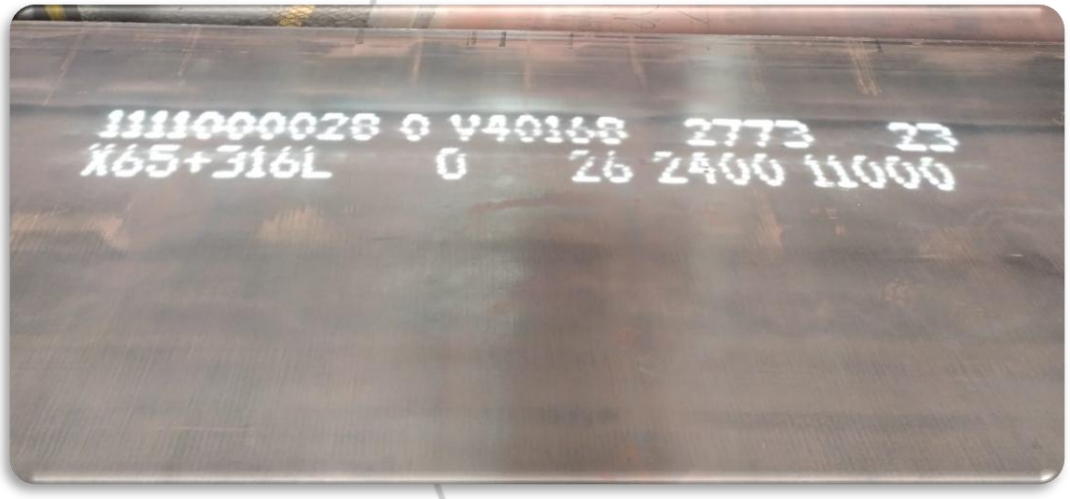
В качестве первоочередного, освоен следующий сортамент штрипсового биметалла:
штрипсовые марки стали К56/Х65 + аустенитные нержавеющие стали марок 08Х18Н10Т, 12Х18Н10Т, AISI 316L
(в толщинах 24-26 мм) для производства электросварных прямошовных биметаллических труб диаметром 530-720 мм.

Планируется расширение освоенного сортамента листового проката для производства труб в части марок и размеров.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ШТРИПСОВОГО БИМЕТАЛЛА

Состав пакета	Размеры листа, мм	Результаты механических испытаний							
		Предел текучести, σт, МПа	Временное сопротивление, σВ, МПа	Относительное удлинение, δ5, %	Ударная вязкость, KCV (-20°C)	Доля вязкой составляющей после ИПГ (0, -20°C), %	Изгиб	Срез плак. слоя, МПа	УЗК, 1 класс по ГОСТ 22727-88
K56 + 08Х18Н10Т	26 (23+3) x 2200 x 11600	>450	>560	>22	>200	>85	Удовл.	>400	Удовл.
K56 + 12Х18Н10Т	24 (21+3) x 2200 x 11600								
X65 + AISI 316L	26 (22+4) x 2400 x 11000								
Нормативные показатели, согласно требованиям API 5LD (API 5L) и доп. требований потребителей		450-600	535-760	≥22	≥105	≥85			Отсутствие несплошностей

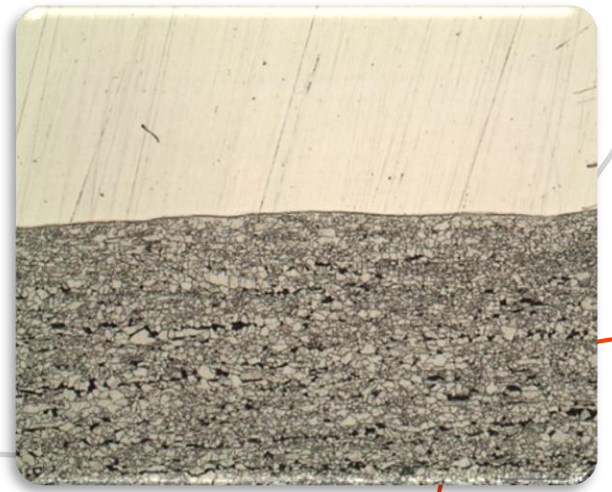
Испытания биметаллического проката показали соответствие требованиям нормативной документации и потребителя.
Листы были направлены в АО «Загорский трубный завод», где из них были успешно произведены биметаллические трубы. Результат испытаний труб – удовлетворительный.



Готовый лист X65 + 316L на складе АО «Уральская Сталь»



Отсутствие трещин и отслоений при испытаниях на изгиб плакирующим слоем внутрь и наружу



Зона сплавления слоев, х100

ПРОИЗВОДСТВО БИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ

АО «ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД»

СТАДИИ ОСВОЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ПЛАКИРОВАННЫХ ТРУБ В УСЛОВИЯХ АО «ЗТЗ»

2020г.	Проведение работ по оценки возможности производства плакированных труб в условиях АО «ЗТЗ»
Октябрь 2020г.	Заключение договора с ООО «ВНИИГАЗ Газпром» на проведение аттестации и разработку технических условий на плакированные трубы
Ноябрь 2020г.	Разработка программы проведения аттестационных испытаний плакированных труб
Декабрь 2020г.	Презентация готовности к аттестации и производству плакированных труб в ПАО «Газпром»
Февраль-апрель 2021г.	Производство опытной партии плакированных труб сортамента 813х22 (19+3)мм, L450 / 317L, Проведение испытаний
Май-сентябрь 2021г.	Подготовка заключения, разработка проекта технических условий
Ноябрь 2021г.	Производство биметаллических труб 530х22(19+3)мм, L450 / 317L, поставка труб в ООО «Газпром добыча Оренбург» на полигон для проведения ОПИ
Февраль 2022г.	Согласованы технические условия на плакированные трубы постоянно действующей комиссией ПАО «Газпром»
Июнь 2023г.	Завершение ОПИ в ООО «Газпром добыча Оренбург»
Сентябрь 2023г.	Заключение ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПЛАКИРОВАННЫХ ТРУБ В УСЛОВИЯХ АО «ЗТЗ»

Была опробована техническая возможность производства биметаллических труб следующего сортамента:

- **813х17 (14+3) мм с базовым слоем из стали Х52 и плакированным слоем из стали AISI 403;**
- **630х18 (15+3) мм с базовым слоем из стали Х52 и плакированным слоем из стали AISI 316Ti.**

Основные особенности производства плакированных труб, отличающиеся от стандартной технологии:

- Подготовка продольных кромок плакированных листов;
- Проведение электрошлаковой наплавки (рис. 2).

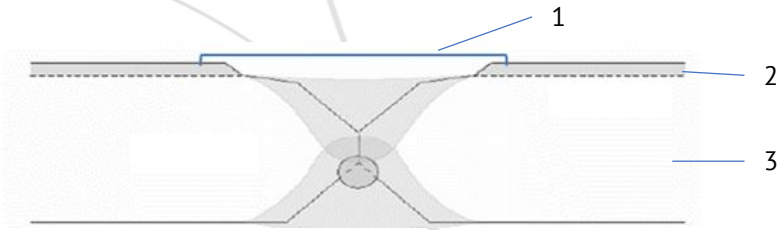


Рис. 1 – Обозначение слоев биметаллической трубы:
1 – наплавленный слой;
2 - плакированный слой ОМ;
3 - базовый слой ОМ.

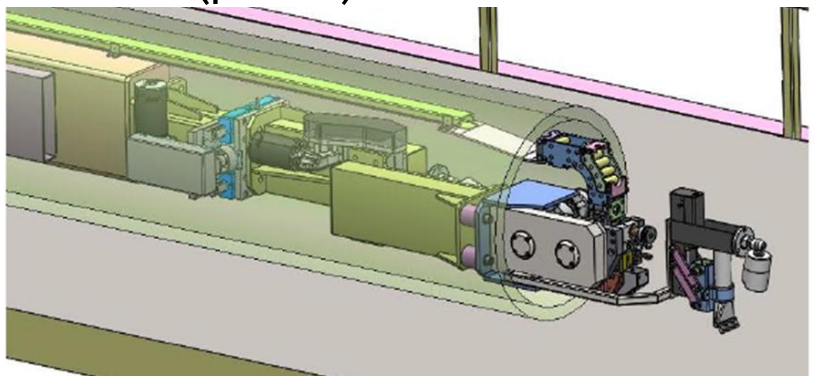


Рис. 2 – Схема электрошлаковой наплавки



Рис. 3 – Трубная заготовка после валковой формовки

По результатам испытаний механических свойств трубная продукция соответствовала требованиям стандарта API 5LD
Результаты испытаний на межкристаллитную коррозию положительные.

АТТЕСТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА ПЛАКИРОВАННЫХ ТРУБ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ API 5LD

В рамках аттестации технологии была произведена партия труб размером 813х22 мм на соответствие требований согласно API 5LD:

- толщина базового слоя – 19 мм из стали категории прочности L450M по API 5L;
- толщина плакированного слоя – 3 мм из нержавеющей стали аустенитного класса 317L по API 5LD.

Изготовление плакированного листового проката - по технологии пакетная прокатка.

Основные технологические операции при изготовлении плакированных труб (рис. 1-3)



Рис. 1 - Задача плакированного листа в производство



Рис.2 - Формовка трубной заготовки



Рис. 3 - Догибка кромок трубной заготовки

В рамках требования стандарта API 5LD был проведен контроль основного металла и сварного соединения плакированных труб с помощью АУЗК, РТК и МПК. Проведены гидравлические испытания. Механические свойства полностью соответствовали требованиям стандарта API 5LD

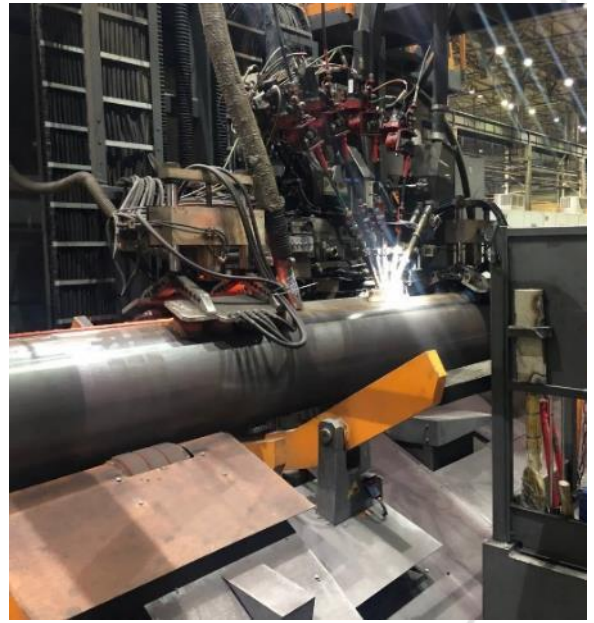
ПРОИЗВОДСТВО И АТТЕСТАЦИЯ ПЛАКИРОВАННЫХ ТРУБ ДЛЯ ОПИ

Производство партии плакированных труб 530х22 (19+3)мм L450 / 317L







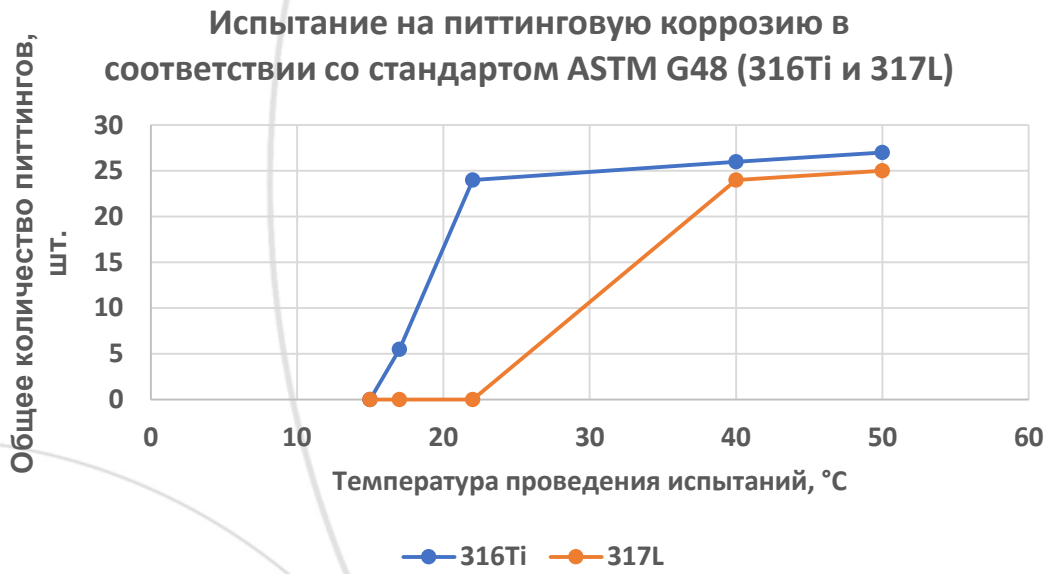


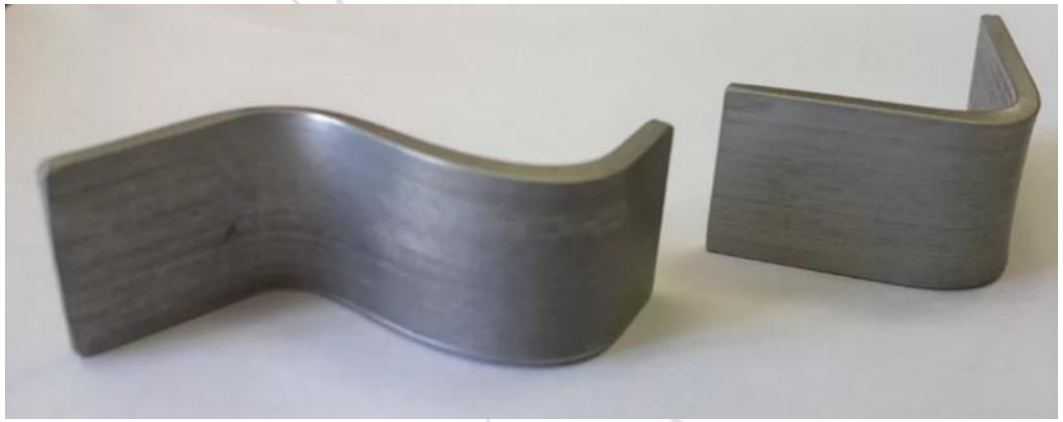
Результаты механических и коррозионных испытаний наплавленного и плакирующего слоев удовлетворительные



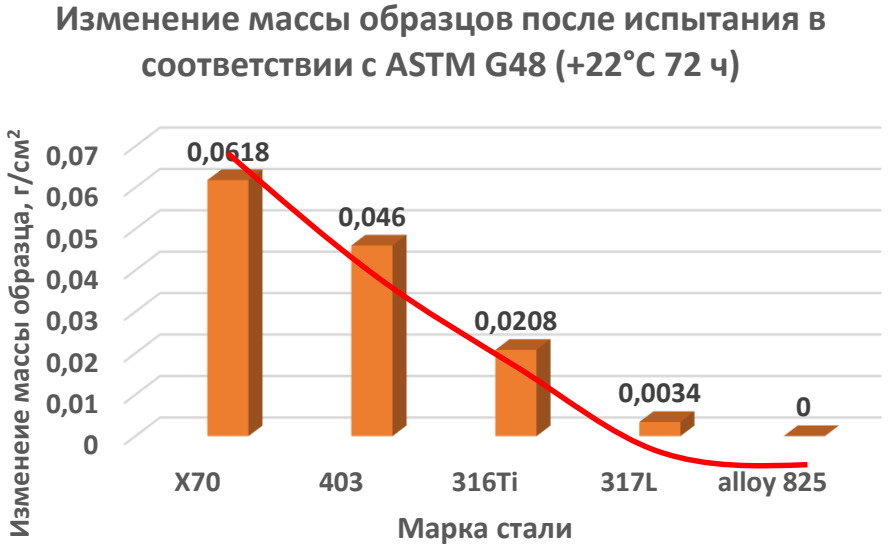
ИССЛЕДОВАНИЯ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ПЛАКИРОВАННЫХ ТРУБ

Проведение испытаний на коррозионную стойкость.





Фотография образца после испытания на МКК





Испытания в соответствии со стандартами NACE TM0284-2016 и NACE TM0177-2016 прошли успешно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Успешно завершены технологические испытания плакированных труб размером 813х22 мм и 530х22 мм в соответствии с требования API 5LD (согласно Программы ПАО «Газпром»).
- Успешно Завершена аттестация трубной продукции в API и ООО «Газпром ВНИИГАЗ»: получен сертификат 5LD-0092, ТУ на плакированные трубы внесены в реестр МТР ПАО «Газпром».
- Освоено производство труб диаметром от 508 мм
- Проведенные комплексные испытания позволили определить зависимости коррозионной (питтинговой и равномерной) стойкости для различного химического состава плакирующего металла.
- Решены вопросы по сварке кольцевых монтажных швов



ОКПД 2: 24.20.21.000 ОКС 23.040.10

УТВЕРЖДАЮ
Директор по технологии АО «ЗТЗ»
_____ В.А. Голишев
«___» _____ 2021 г.

ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ПРЯМОШОВНЫЕ ПЛАКИРОВАННЫЕ ДИАМЕТРОМ 530 И 813 ММ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Технические условия

ТУ 24.20.23-045-85736056-2021
(Разработаны впервые)

Держатель подлинника: АО «Загорский трубный завод»

Срок действия: с 10. 02. 2022
до 10. 02. 2027

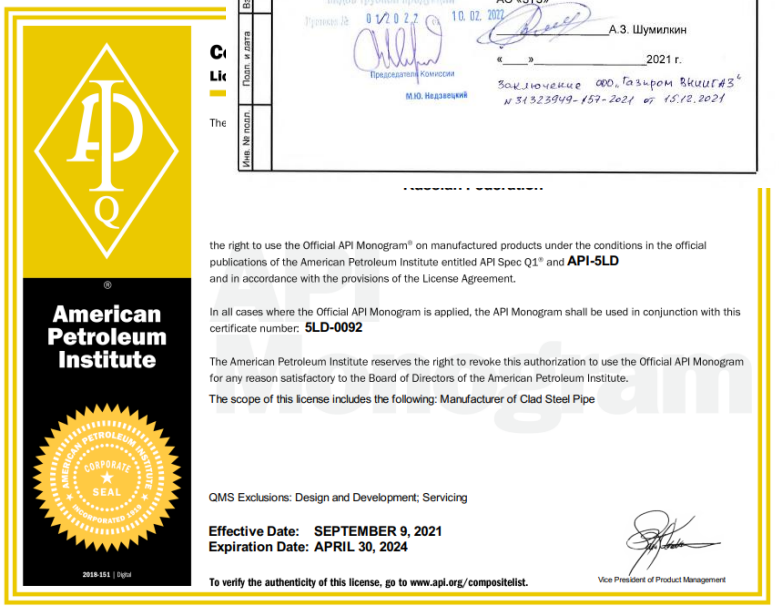
РАЗРАБОТАНО:
Заместитель Генерального директора по науке ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
_____ Р.Р. Кантюков
«___» _____ 2021 г.

СОГЛАСОВАНО
Протокол Межведомственной комиссии ПАО "Газпром" по приемке новых видов трубной продукции
Протокол № 01/02.22 от 10. 02. 2022
Председатель Комиссии
_____ М.Ю. Недзвецкий

Начальник технического отдела АО «ЗТЗ»
_____ А.З. Шумилкин
«___» _____ 2021 г.

Заключение ООО "Газпром ВНИИГАЗ" № 31323949-159-2021 от 15.12.2021

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата



American Petroleum Institute

the right to use the Official API Monogram® on manufactured products under the conditions in the official publications of the American Petroleum Institute entitled API Spec Q1® and **API-5LD** and in accordance with the provisions of the License Agreement.

In all cases where the Official API Monogram is applied, the API Monogram shall be used in conjunction with this certificate number: **5LD-0092**

The American Petroleum Institute reserves the right to revoke this authorization to use the Official API Monogram for any reason satisfactory to the Board of Directors of the American Petroleum Institute.

The scope of this license includes the following: Manufacturer of Clad Steel Pipe

QMS Exclusions: Design and Development; Servicing

Effective Date: SEPTEMBER 9, 2021
Expiration Date: APRIL 30, 2024

To verify the authenticity of this license, go to www.api.org/compositelist.

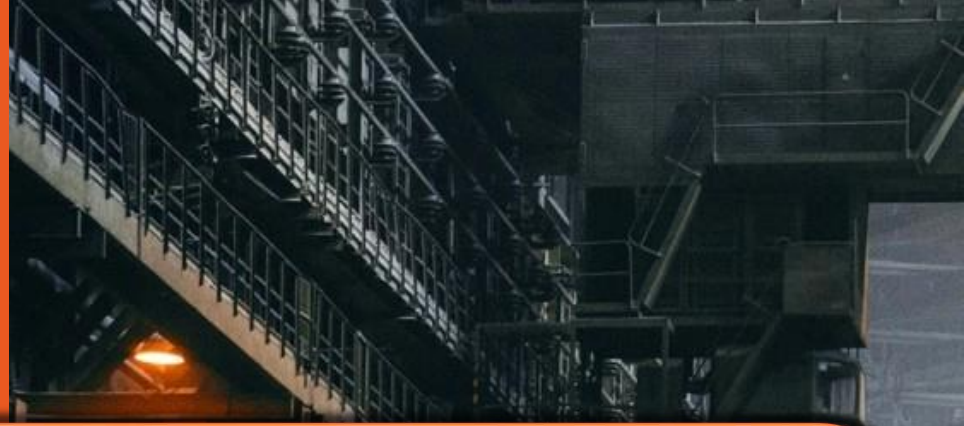
Vice President of Product Management

УК «Уральская Сталь»
Адрес: г. Москва, ул. 2-я Звенигородская, 12А
Тел./факс: +7 (495) 741-90-50
E-mail: uk@uralsteel.com
Сайт: uralsteel.moscow



УРАЛЬСКАЯ СТАЛЬ
Группа компаний

ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ



Оценка применимости электросварных труб производства АО «ВМЗ» для формирования механических соединений типа «Конус-Раструб» при строительстве трубопроводов с ВАКП



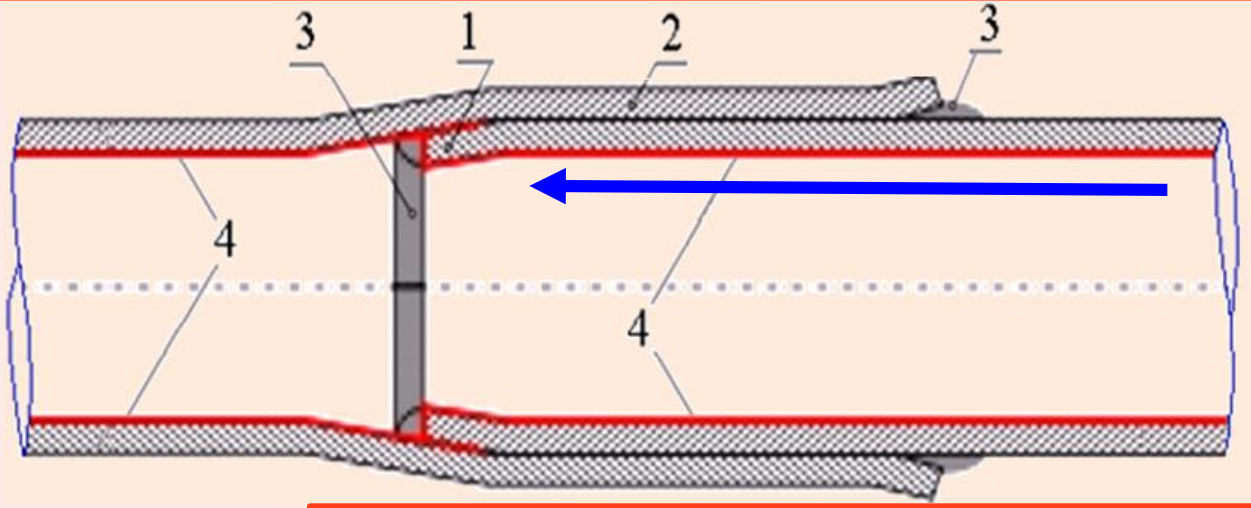
Докладчик:
Начальник отдела исследований металлопродукции
ООО «ИТ-Сервис»
Кощеев Кирилл Игоревич

Технология механических соединений труб «Конус-Раструб»

Соединение «Конус–Раструб» представляет собой способ механического соединения труб путем запрессовки одной трубы в другую.

Трубы, применяемые для изготовления данных соединений, могут поставляться с предварительно деформированными концами или могут деформироваться в процессе сборки трубопровода. Один из концов трубы раздается, а второй – обжимается.

Для дополнительной герметичности перед сборкой на внутреннюю поверхность раструба и наружную поверхность конуса наносят двухкомпонентный герметик (эпоксидную мастику).



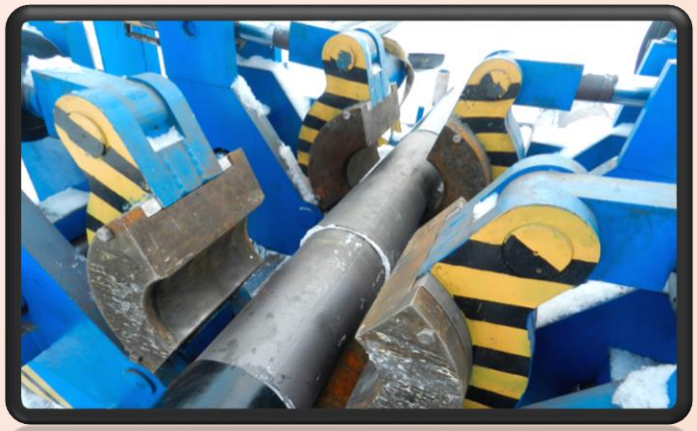
Направление движения потока

1 – Конус; 2 – Раструб; 3 – Герметик; 4 – ВАКП.

Основные преимущества технологии соединений труб «Конус-Раструб»

1) Полное отсутствие сварочных работ и как следствие:
   1.1) Возможность строительства в любых погодных условиях;
   1.2) Отсутствие необходимости в неразрушающем контроле;
   1.3) Повышенная безопасность строительства и отсутствие необходимости в допуске к огневым работам и т.д.;
2) Высокая скорость строительства трубопроводов (1,5 – 3,5 км за 8 ч.);
3) Применение меньшего количества персонала при прокладке трубопроводов;
4) Высокая эксплуатационная надежность стыка;
5) Полное отсутствие участков металла незащищенных ВАКП.





Этапы работы

1) Проведение математического моделирования условий деформации концов труб и условий проведения стендовых испытаний с определением наиболее оптимальных значений;

2) Изготовление механических стыков «конус-раструб» в соответствии с инструкцией на технологию;

3) Проведение стендовых испытаний стыков (внутреннее давление, одноосное растяжение, трехточечный изгиб) в соответствии с рассчитанными при моделировании значениями с подтверждением конструкционной стойкости механических стыков «конус-раструб»;

4) Проведение лабораторных испытаний стыков с определением влияния деформации при изготовлении концов и нагрузок при проведении стендовых испытаний на материал исходных труб.

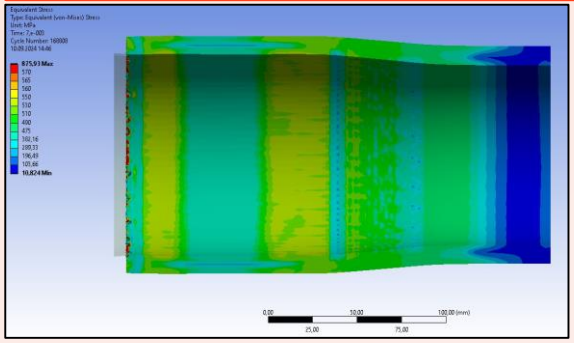
Объекты исследований

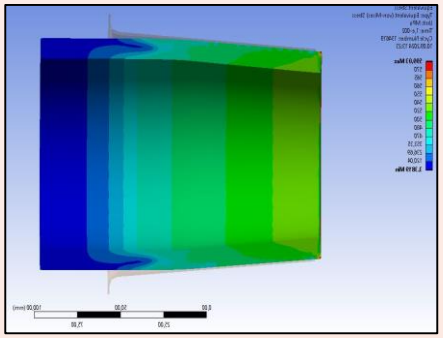
Для изготовления механических стыков типа «конус-раструб» применялись следующие электросварные трубы производства АО «ВМЗ»:

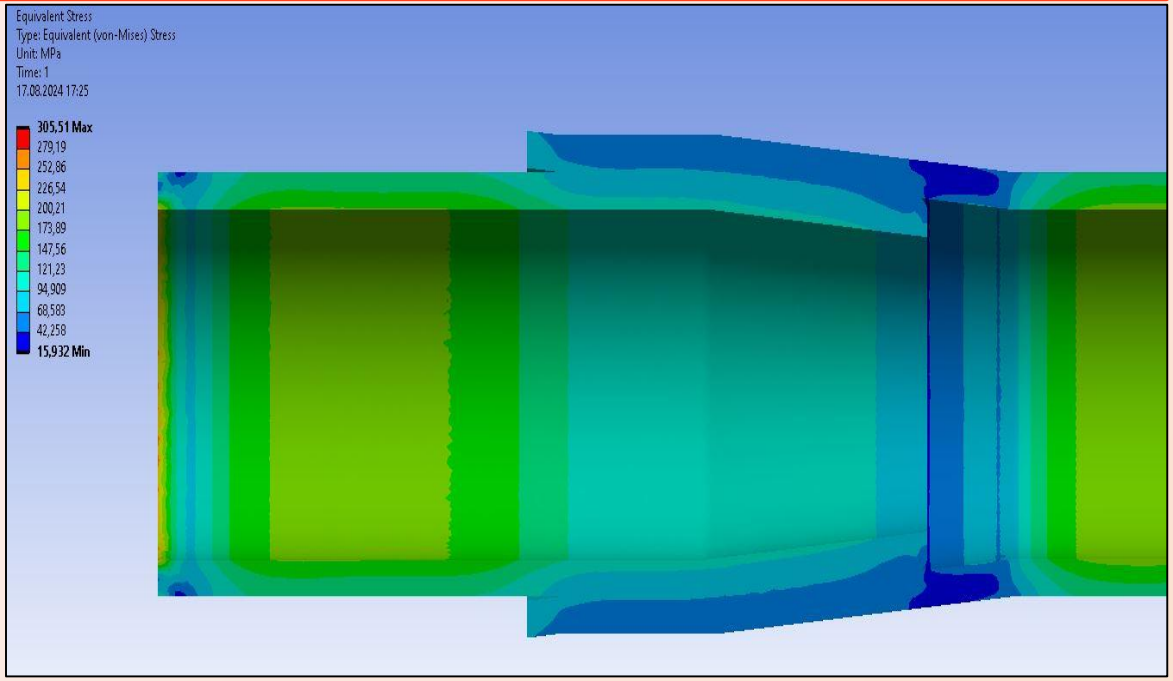
Сортамент	Класс прочности	Марка стали
114х5	К50	20
219х8	К52	09Г2С
325х8	К52	09Г2С
426х8	К52	-

Математический расчет напряжений в металле при деформации концов и при воздействии приложенных нагрузок

Для определения уровня напряжений, создаваемых в металле трубы при деформации концов, а также при приложении растягивающих и изгибающих усилий, было произведено математическое моделирование данных условий. Расчёты проводились методом конечных элементов в системе ANSYS.







Результаты математического расчета

По результатам проведенного математического моделирования установлено:

1) При раздаче и обжиме концов заявленной конфигурации образования дефектов трубы в виде трещин, разрывов и смятий произойти не должно.

2) Определены предельные значения испытательных нагрузок, при которых будет возможно провести стендовые испытания без опасности разрушения стыков.

Типоразмер	Испытание		
	Растяжение	Изгиб	Внутреннее давление
	кН (тс)	Момент, кН•м (Усилие, тс)	МПа
114х5(К50)	263 (27)	4 (0,544)	21
219х8(К52)	880 (90)	5 (0,68)	21
325х8(К52)	1029,3 (105)	1,7 (0,23)	14
426х8(К52)	1452 (148)	4 (0,544)	14

Гидравлические испытания стыков

№ п/п	Сортамент	№ стыка	Испытательное давление, МПа	Время выдержки, мин.	Результат
1	114х5 (К50)	1	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
2		2	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
3		3	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
4		4	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
5		5	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
6		6	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
7		7	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
8		8	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
9	219х8 (К52)	1	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
10		2	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
11		3	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
12		4	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
13		5	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
14		6	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
15		7	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
16		8	21	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
17	325х8 (К52)	1	14	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
18		2	14	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
19		3	14	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
20		4	14	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
21		5	14	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
22		6	14	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
23		7	14	10	Отсутствие повреждений металла и следов протекания в месте стыка
24		8	14	10	Отсутствие повреждений металла, **при давлении 12 МПа обнаружена протечка по стыку**

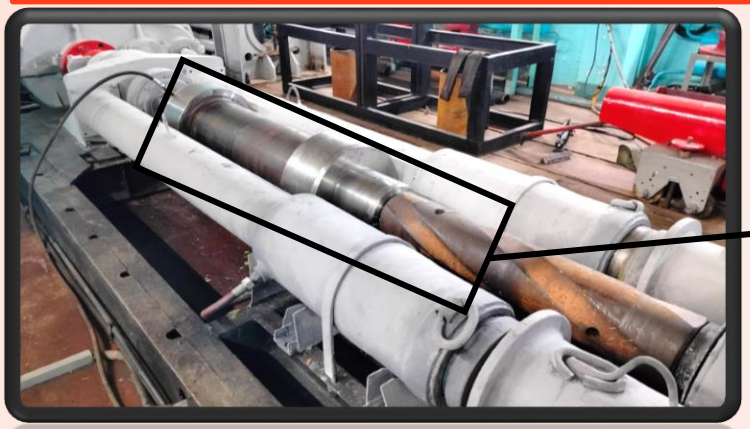
Образцы стыков перед испытаниями



Характерный вид собранных механических стыков «конус-раструб»

Стендовые испытания стыков на одноосное растяжение

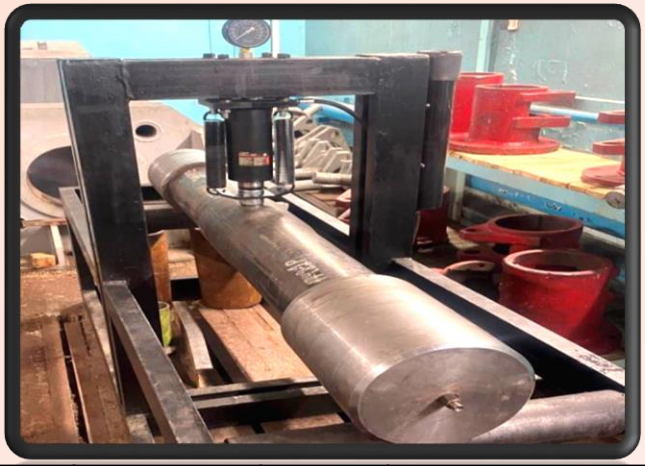
После изготовления и опрессовки стыки были направлены на проведение стендовых испытаний. Для герметичной и прочной установки механических стыков на стенды были изготовлены специальные оправки (заглушки) с внутренней резьбой трапецеидального профиля ОТТМ по ГОСТ 632 – 80, а на прямолинейные концы образцов нарезалась соответствующая наружная резьба.

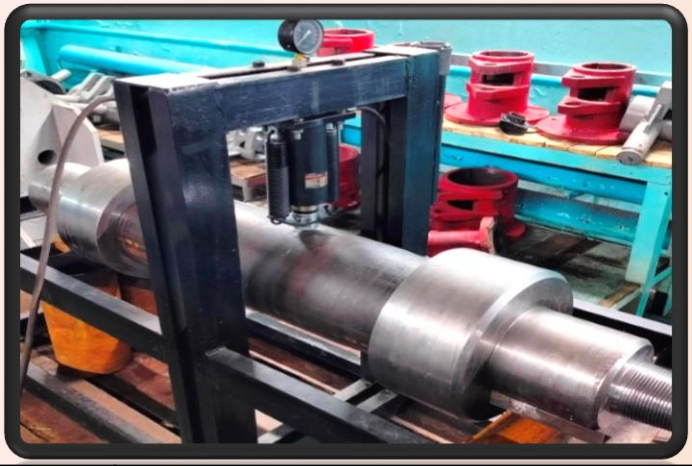




Этап №	Сортамент	№ стыка	Растягивающая нагрузка, тс	Внутреннее давление, МПа	Результат
1	114х5 (К50)	5	27	0	Целостность соединения не нарушена
2			0	21	Образец герметичен
1	219х8 (К52)	5	90	0	Целостность соединения не нарушена
2			0	21	Образец герметичен
1	325х8 (К52)	4	105	0	Целостность соединения не нарушена
2			0	14	Образец герметичен
1	426х8 (К52)	4	148	0	Целостность соединения не нарушена
2			0	14	Образец герметичен

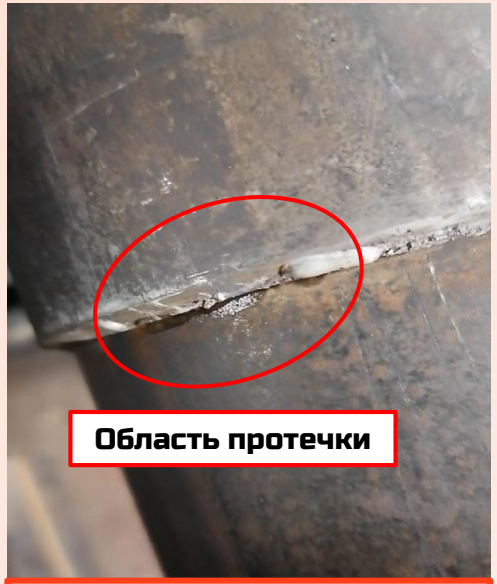
Стендовые испытания стыков на трехточечный изгиб





Этап №	Сортамент	№ стыка	Изгибающая нагрузка, тс	Внутреннее давление, МПа	Результат
1	114х5 (К50)	4	0,544	0	Целостность соединения не нарушена
2			5	0	Целостность соединения не нарушена
3			0	21	Зафиксирована разгерметизация образца
1	219х8 (К52)	6	0,68	0	Целостность соединения не нарушена
2			5	0	Целостность соединения не нарушена
3			0	21	Образец герметичен
1	325х8 (К52)	3	0,23	0	Целостность соединения не нарушена
2			5	0	Целостность соединения не нарушена
3			0	14	Образец герметичен
1	426х8 (К52)	5	0,544	0	Целостность соединения не нарушена
2			5	0	Целостность соединения не нарушена
3			0	14	Образец герметичен

Исследование причины протечки после стендовых испытаний







Образование протечки произошло по причине наличия дефекта в виде задира, который образовался при запрессовке конусной части трубы в раструбную без их предварительной очистки.

При сборке трубопроводов стоит обращать внимание на чистоту стыкуемых концов труб и **не допускать наличия загрязнений** (песок, грязь, снег и т.д.).

Механические свойства металла труб после деформации и стендовых испытаний

Для определения степени изменения свойств основного металла труб, а также определения наличия микротрещин и других структурных дефектов, которые могли возникнуть в процессе деформации концов труб и при проведении стендовых испытаний, из основного металла и из продольного заводского сварного шва ТВЧ исходных труб, а также концов труб после деформации и стендовых испытаний, были изготовлены и испытаны образцы для проведения испытаний на одноосное растяжение, ударный изгиб и твердость, а также вырезаны микрошлифы для металлографических исследований.

Сортамент	Изменение механических свойств металла исходных труб, %								Наличие металлографических дефектов	
	Твердость		Предел прочности		Предел текучести		Ударная вязкость			
	Деф.	Стенд.*	Деф.	Стенд.*	Деф.	Стенд.*	Деф.	Стенд.*	Деф.	Стенд.
114х5(К50)	+3,5	+4,0	+7,5	+12,5	+28,0	+13,5	-11,5	-8,0	Отс.	Отс.
219х8(К52)	+2,5	+1,5	+5,0	+8,5	+13,0	+10,5	-11,5	~0	Отс.	Отс.
325х8(К52)	+1,0	~0	+1,0	+7,0	+5,0	+9,5	~0	~0	Отс.	Отс.
426х8 (К52)	+2,0	+1,5	+2,0	+13,0	+9,0	+12,5	-10,0	-4,0	Отс.	Отс.

* Относительно механических свойств деформированного конца трубы.

По результатам проведенных испытаний установлено, что предел прочности и текучести материала основного металла и сварного шва труб после деформации соответствует требования ГОСТ 20295.
В основном металле и сварном шве микродефекты (надрывы, трещины и т.д.) не обнаружены.

Результаты испытаний механических стыков «конус-раструб»

Сортамент	№ стыка	Опрессовка давлением, МПа	Усилие при стенд. исп. на растяжение, тс	Усилие при стенд. исп. на изгиб, тс	Соотв. требованиям ГОСТ 20295-85 ($\sigma_в$, $\sigma_{0,2}$) на одноосное растяжение	Соотв. требованиям ГОСТ 20295-85 на ударный изгиб	Отсутствуют дефекты в микроструктуре металла после деформации и стенд. исп.	Возможность применения
114х5 (К50)	1	21	-	-	Да	Да	Да	Технология изготовления стыков обеспечивает надлежащую эксплуатационную надежность трубопровода
	2	21	-	-	Да	Да	Да	
	3	21	-	-	Да	Да	Да	
	4	21	-	0,544/5*	Да	Да	Да	
	5	21	27	-	Да	Да	Да	
	6	21	-	-	-	-	-	
	7	21	-	-	-	-	-	
	8	21	-	-	-	-	-	
219х8 (К52)	1	21	-	-	Да	Да	Да	
	2	21	-	-	Да	Да	Да	
	3	21	-	-	Да	Да	Да	
	4	21	-	-	-	-	-	
	5	21	90	-	Да	Да	Да	
	6	21	-	0,68/5	Да	Да	Да	
	7	21	-	-	-	-	-	
	8	21	-	-	-	-	-	
325х8 (К52)	1	14	-	-	-	-	-	
	2	14	-	-	-	-	-	
	3	14	-	0,23/5	Да	Да	Да	
	4	14	105	-	Да	Да	Да	
	5	14	-	-	Да	Да	Да	
	6	14	-	-	Да	Да	Да	
	7	14	-	-	Да	Да	Да	
	8	12**	-	-	-	-	-	
426х8 (К52)	1	14	-	-	Да	Да	Да	
	2	14	-	-	Да	Да	Да	
	3	14	-	-	Да	Да	Да	
	4	14	-	-	-	-	-	
	5	14	148	-	Да	Да	Да	
	6	14	-	0,544/5	Да	Да	Да	

*потеря герметичности механического стыка вызвана наличием дефектов изготовления в виде задиров по всей длине раструбной и конусной части трубы.
**изготовление негерметичного стыка связано с недостаточным качеством изготовления вследствие отсутствия актуального опыта у предприятия-изготовителя соединений.

Выводы

На основании проведенных исследований подтверждено, что электросварные трубы сортамента и уровня механических свойств:

1) **114х5 (К50, К52);**
2) **219х8 (К50, К52);**
3) **325х8 (К52);**
4) **426х8 (К52).**

подходят для изготовления механических соединений типа «конус-раструб» и обеспечивают высокую эксплуатационную надежность данных соединений.

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм			Класс прочности испытанных труб
	Минимальная (из инструкции)	Максимальная (из инструкции)	Фактическая испытанная в ООО «ИТ-Сервис»	
57	2	4,5	-	-
76	2	5,5	-	-
89	2	7	-	-
102	2	8	-	-
114	2	8	5	К50, К52*
159	3	10	-	-
168	3	10	-	-
219	3	11	8	К50*, К52
273	3	11	-	-
325	3	12	8	К52
426	3	14	8	К52

*** Результаты по данным группам прочности были получены в рамках иной работы в 2020 году.**

ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

КОЩЕЕВ
Кирилл Игоревич

+ 7 (903) 300-75-16
koscheevki@its-samara.com



ООО НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР
«САМАРА»

Аспекты эксплуатации различных способов соединения труб с ВАКП

Петров Сергей Степанович

Начальник аналитического отдела
ООО «НПЦ «Самара», к.ф.-м.н.

Требования к ВАКП

ГОСТ Р 58346-2019 «Трубы и соединительные детали стальные для нефтяной промышленности. Покрытия защитные лакокрасочные внутренней поверхности.

Общие технические требования»:

- Требования к изделиям;
- Требования к внутренним покрытиям;
- Критерии оценки качества;
- Методы испытаний.

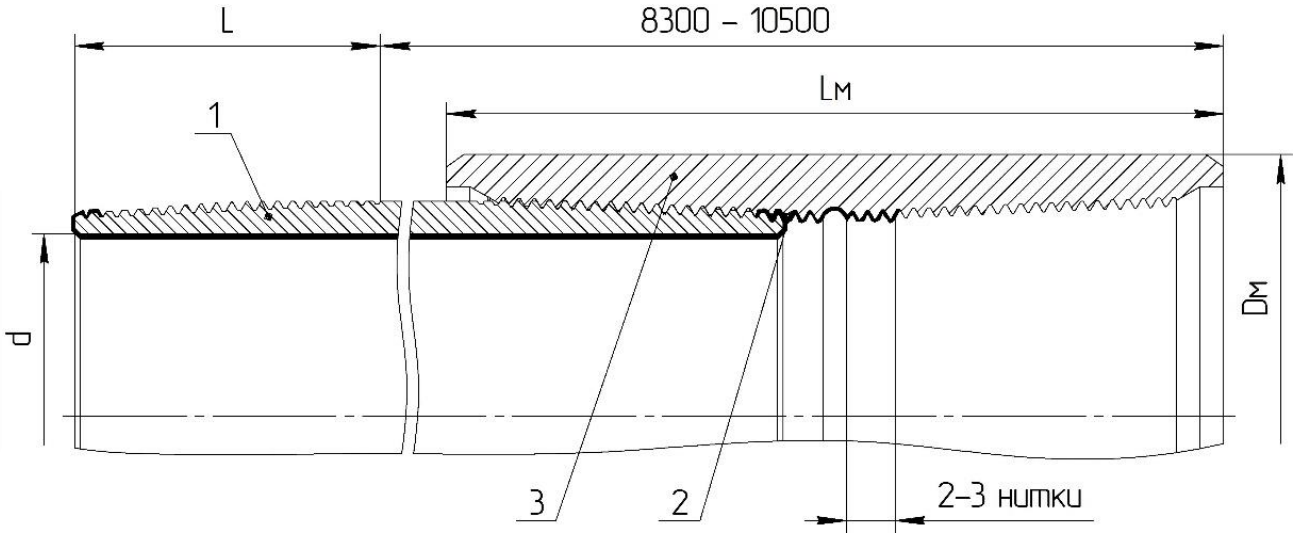
Область применения:

- НКТ;
- Трубы и СДТ промысловых трубопроводов (нефтесборы, ППД).

Отсутствуют требования к соединению труб

Соединение НКТ





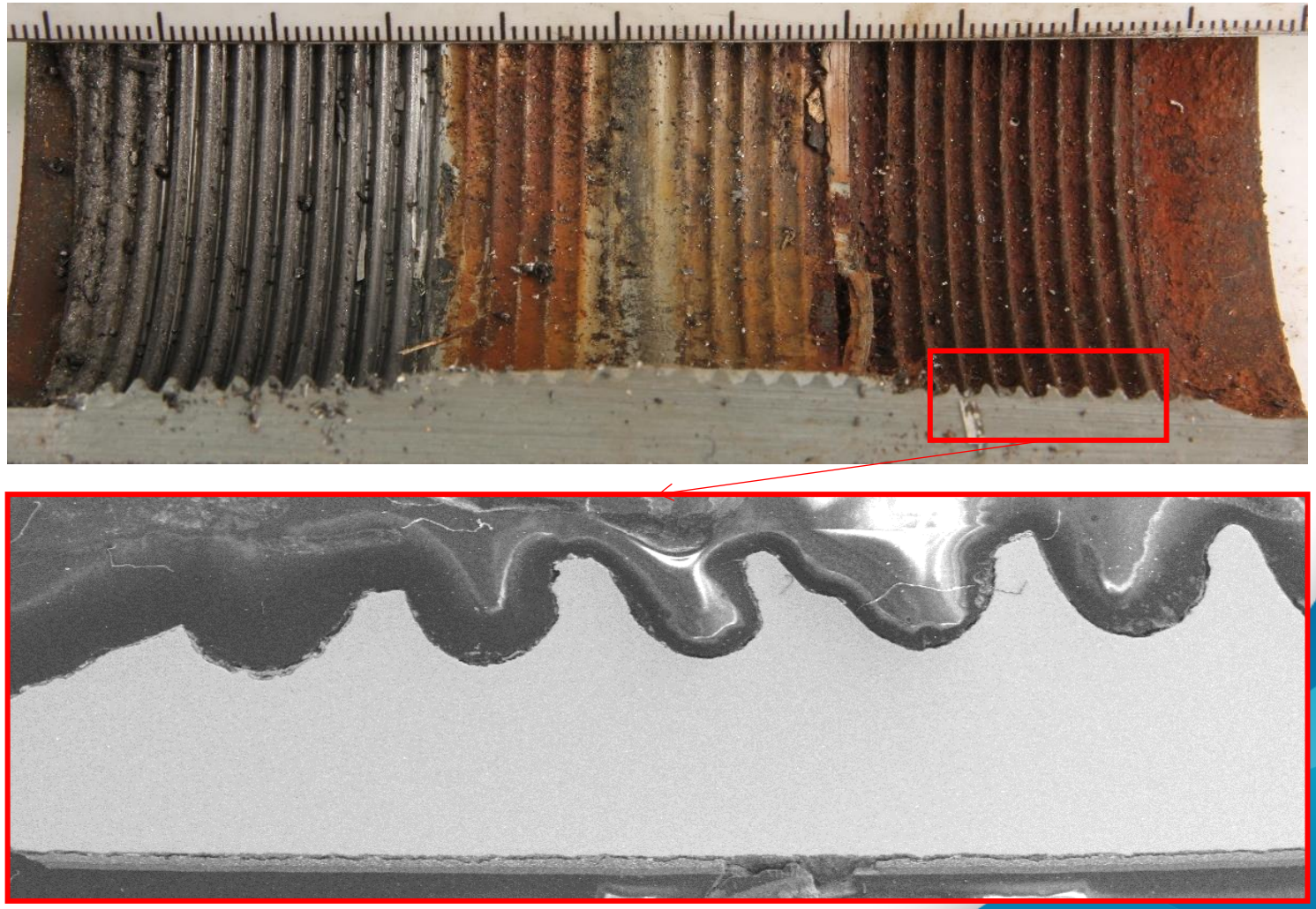
- Покрытие аналогичное телу трубы;
- Торец и заходные витки ниппеля;
- Межниппельное пространство внутренней поверхности муфты.

Отсутствуют требования к герметичности и качеству ВАКП

Соединение НКТ

«Полет» НКТ Ø60х5,0 мм группы прочности «N80Q» с защитным покрытием



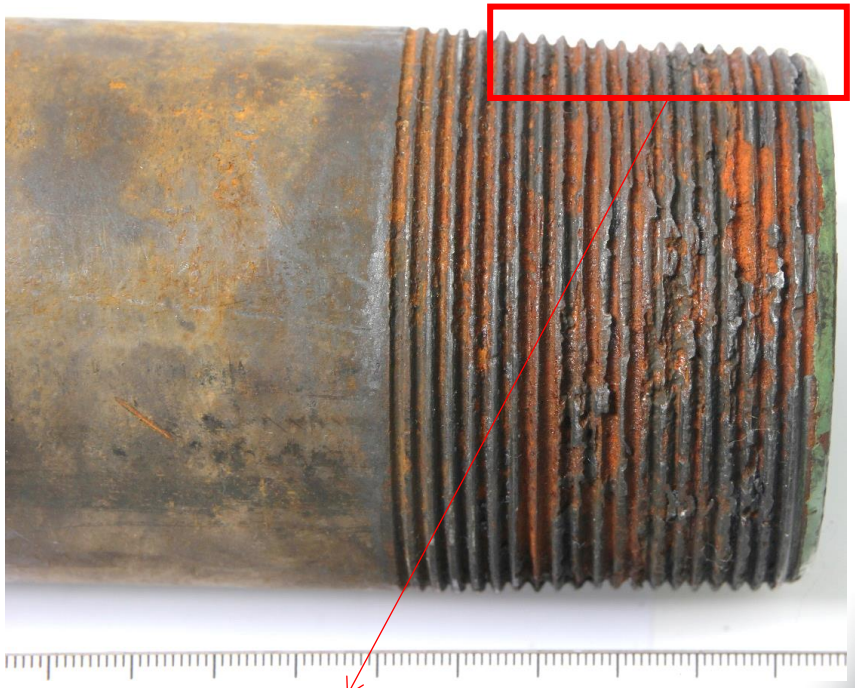


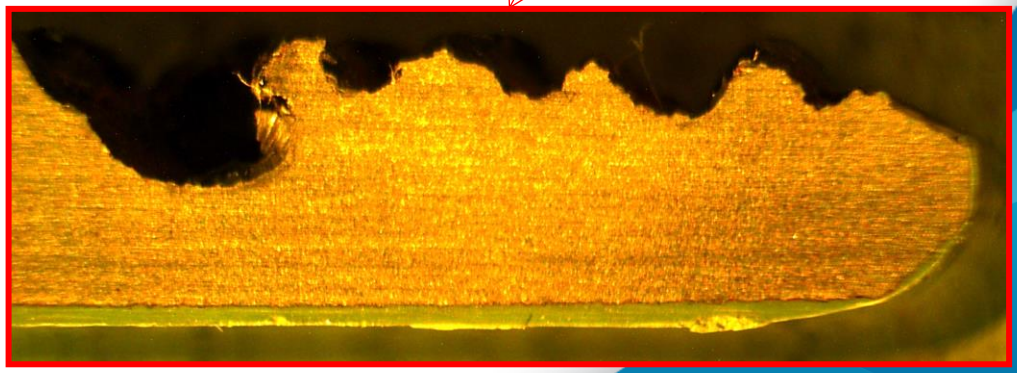
Соединение НКТ

«Полет» НКТ Ø73х5,5 мм группы прочности «К» с защитным покрытием









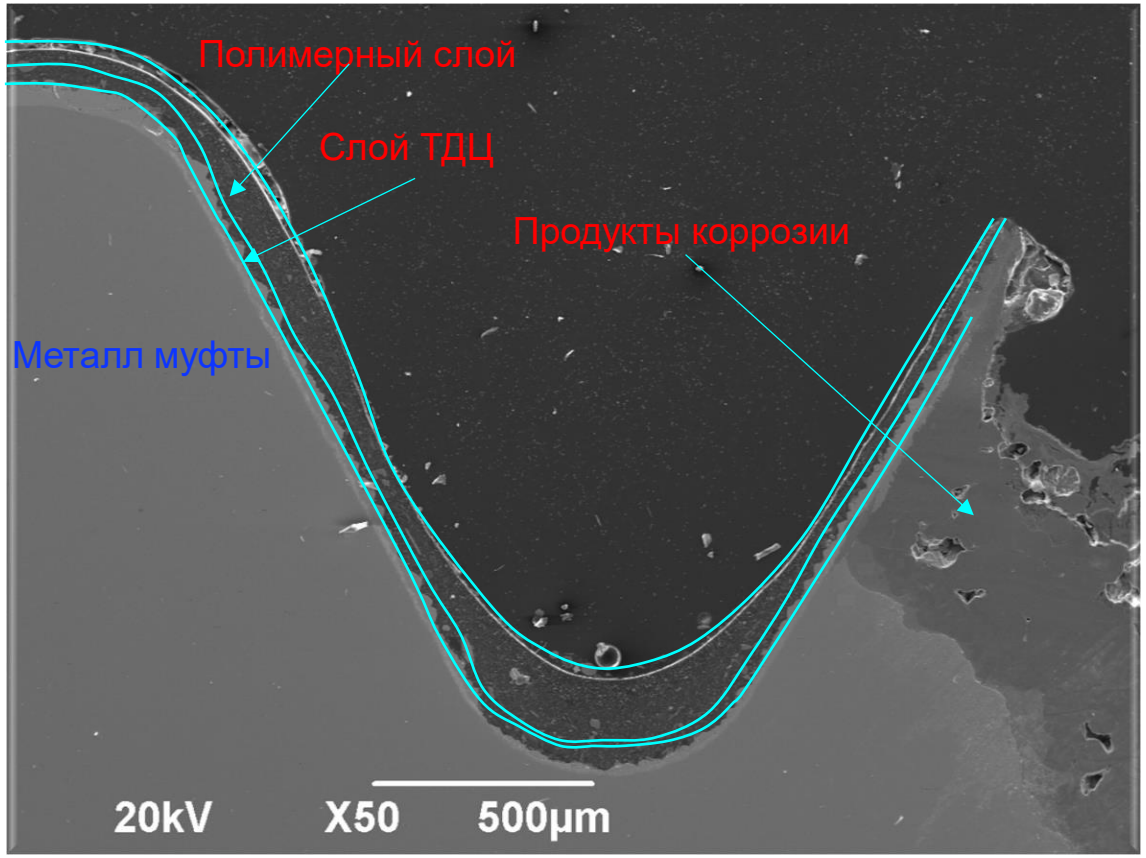
Разрушение муфты

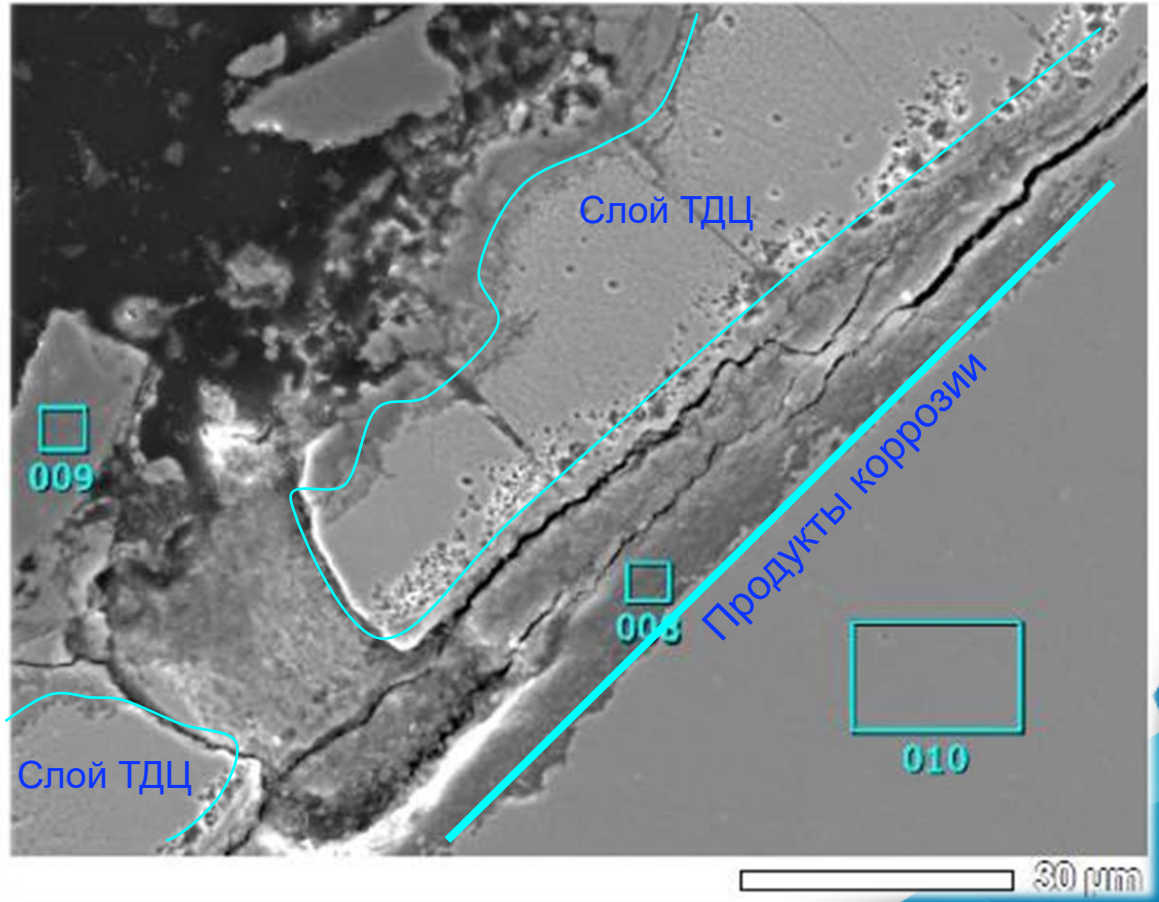






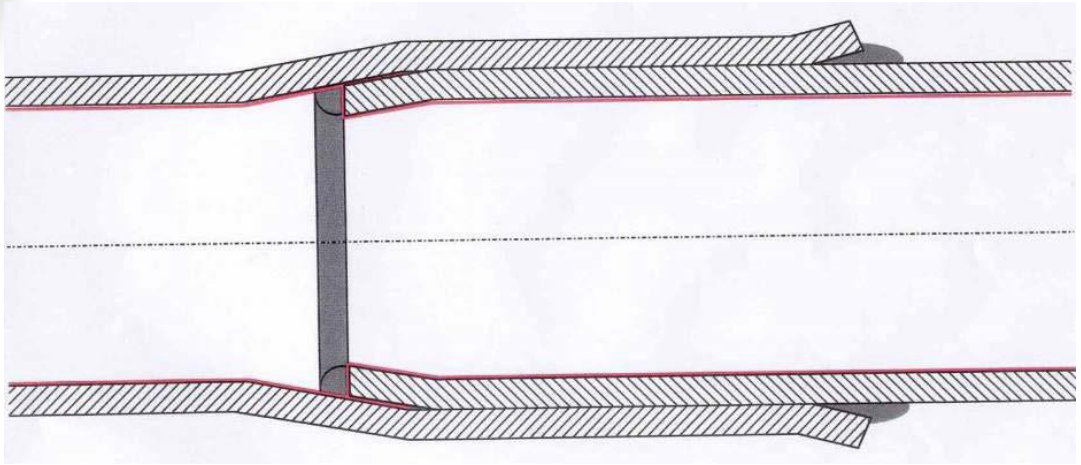
Эффект ТДЦ


Полимерный слой
Слой ТДЦ
Продукты коррозии
Металл муфты
20kV
X50
500µm


Слой ТДЦ
009
Продукты коррозии
010
Слой ТДЦ
30 µm

Соединение «БАТЛЕР»

Раструбное соединение участка нефтесборного коллектора 273х8 мм

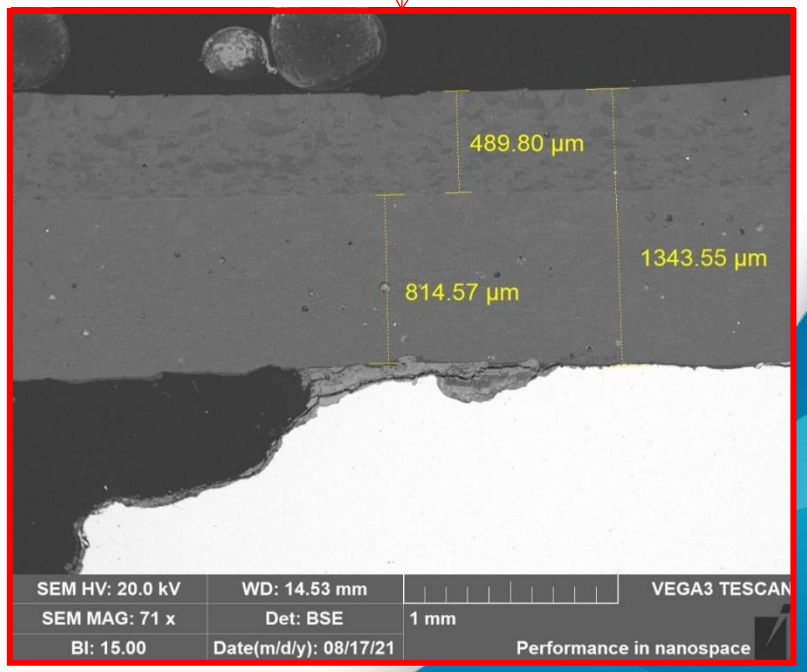


Большая толщина покрытия, нанесение порошкового покрытия в 2 слоя.

Причина разрушения: Возникновение высоких внутренних напряжений при деформации покрытия







Соединение «БАТЛЕР»

Раструбное соединение промыслового трубопровода Ø426х8 мм.
Наработка на отказ 2,5 года





Причина разрушения: нарушением технологии монтажа неразъемного механического раструбного соединения

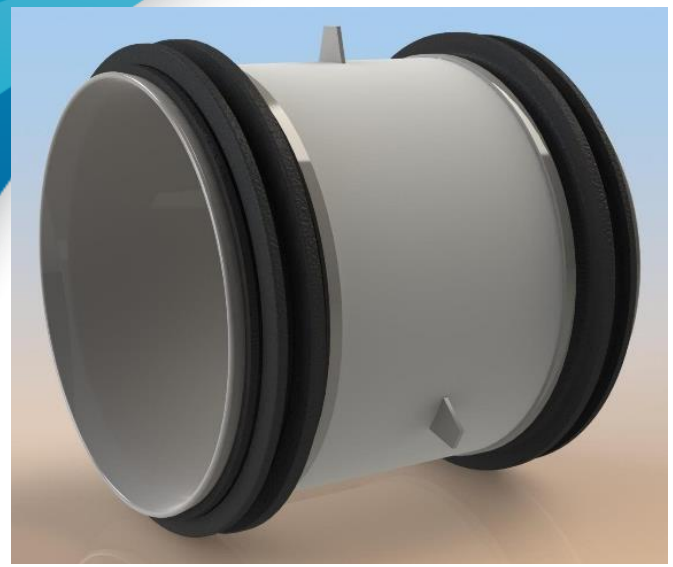
Требования к защите стыка

1. Требования к материалам:
- Покрытия (ГОСТ Р 58346-2019);
- Металл втулки (состав, МКК).

2. Критерии успешности ОПИ:
- Смещение конструкции;
- Наличие/отсутствие коррозии металла шва (ВИК, УЗК, Микроструктура).

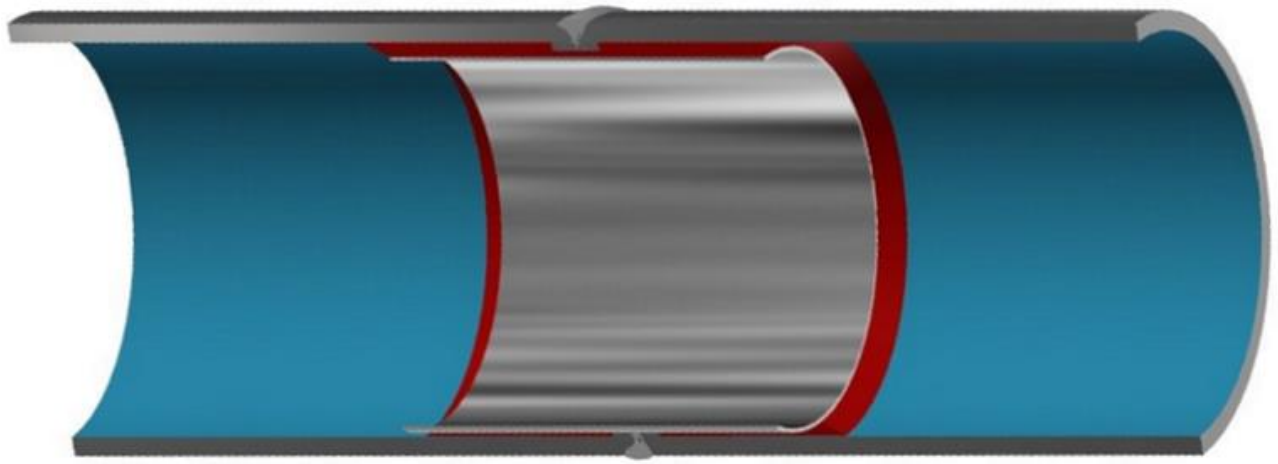
- Отсутствие требований к герметику, мастике, уплотнениям;
- Отсутствие требований к герметичности, водо-, газопроницаемости;
- Отсутствие требований к коррозионной защите стыка;
- Отсутствие требований к сроку службы.

Втулки защиты сварного стыка





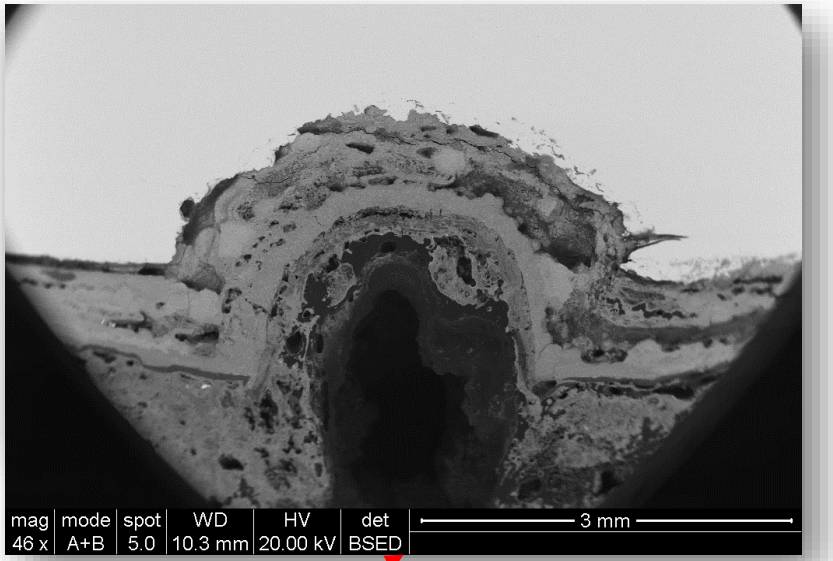




- Стальные с покрытием;
- Высоколегированные;
- Мастичные;
- Терморасширяющиеся;
- Уплотнители, манжеты и т.д.

Втулки защиты сварного стыка

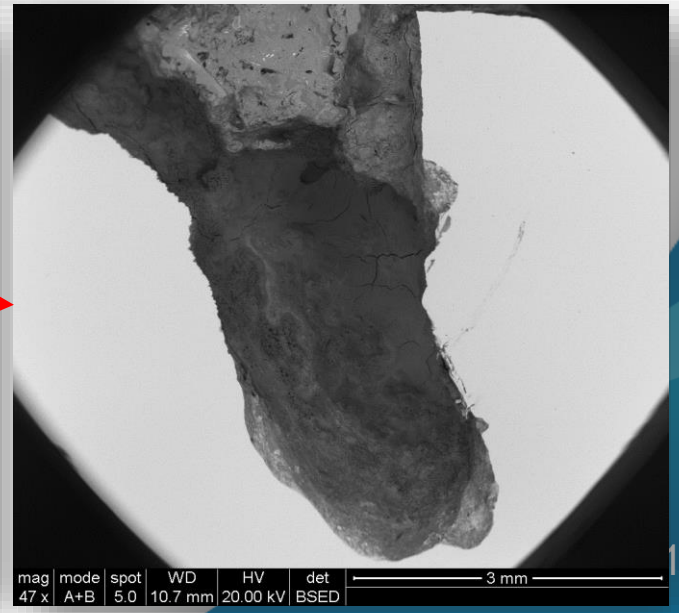




Высоконапорный водовод Ø114х10 мм
Наработка - 1869 суток

Система защиты сварного шва с использованием втулки **ограничивает проникновение коррозионно-активных** компонентов транспортируемой среды к металлу сварного соединения и снижает скорость развития коррозионных процессов в зоне сварного шва, но полностью не защищает от коррозии

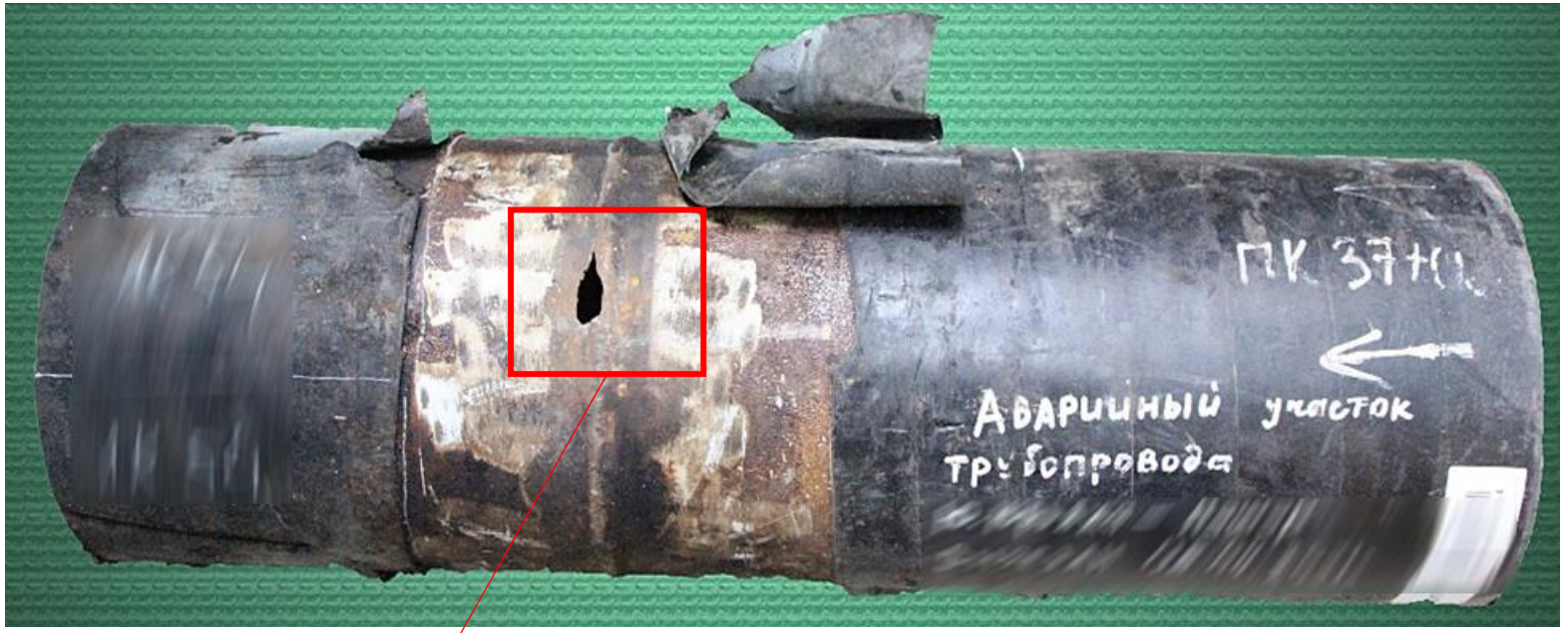




Втулки защиты сварного стыка

Отказ по сварному соединению нефтепровода







Причины отказа:

1. Нарушения технологии сварки.
2. Отсутствие герметизирующего материала.
3. Отсутствие упоров (центраторов).
4. Повреждения покрытия.
5. Прохождение снаряда.

Втулки защиты сварного стыка



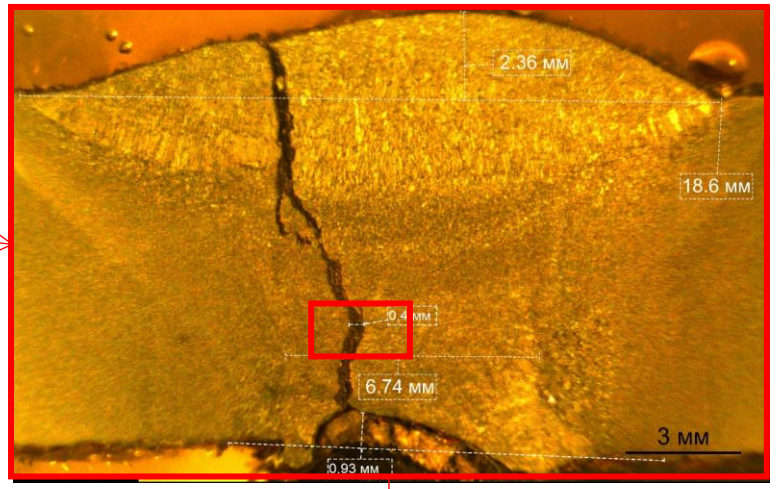


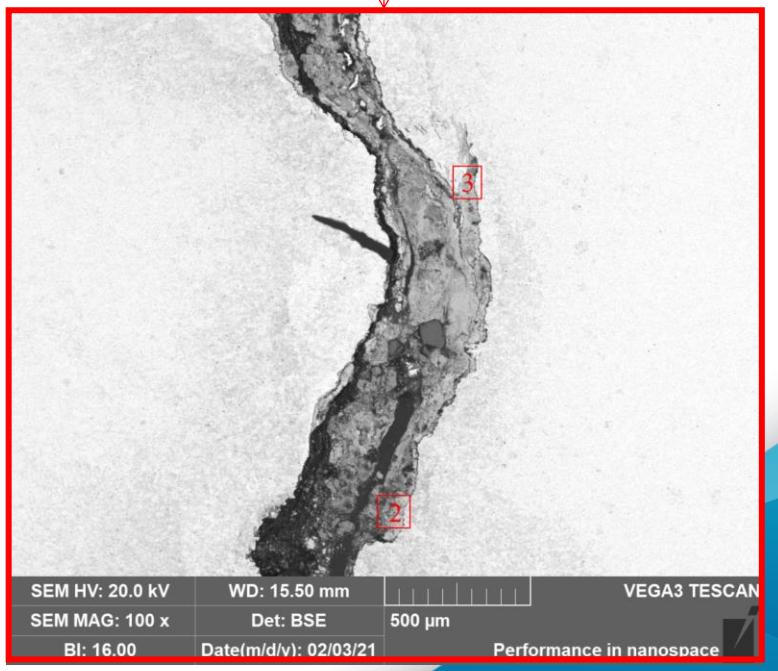
Отсутствие втулки

Втулки защиты сварного стыка

Сварное соединение трубопровода Ø377х10 мм







Следствие: СКРН металла сварного шва.

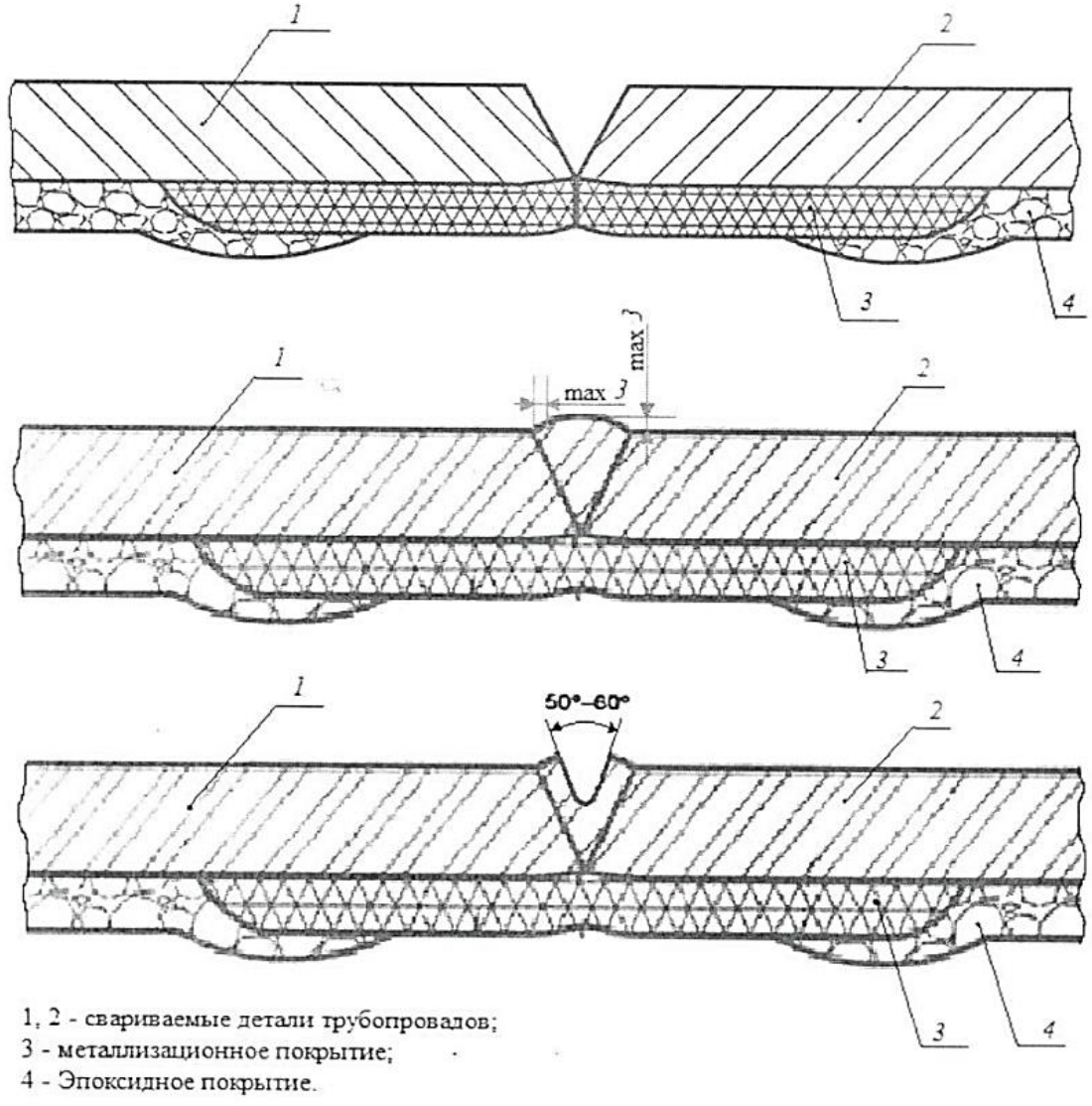
Причина: отсутствие герметичности втулки

Применение металлизационных покрытий

Теория





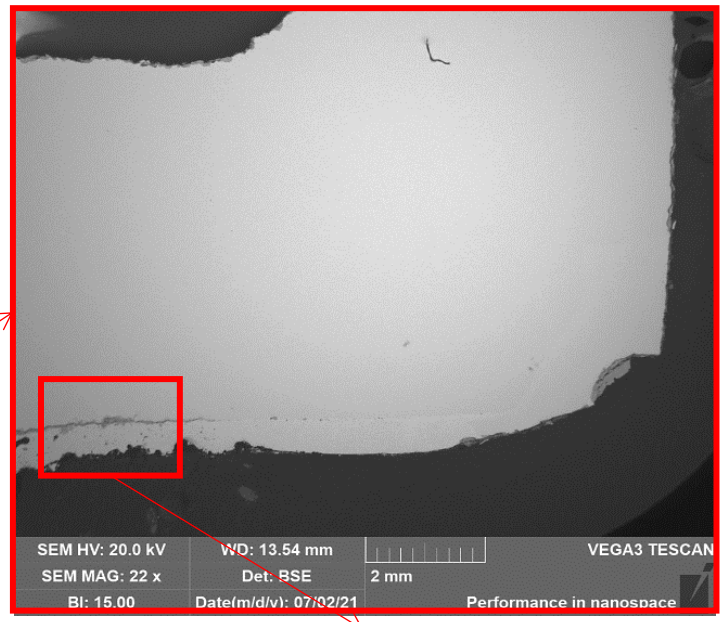


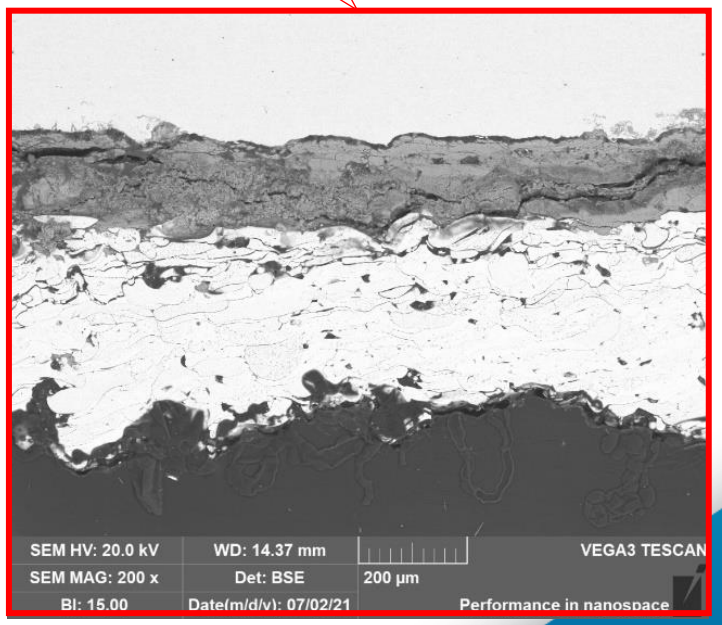
1, 2 - свариваемые детали трубопроводов;
3 - металлизационное покрытие;
4 - Эпоксидное покрытие.

Применение металлизационных покрытий

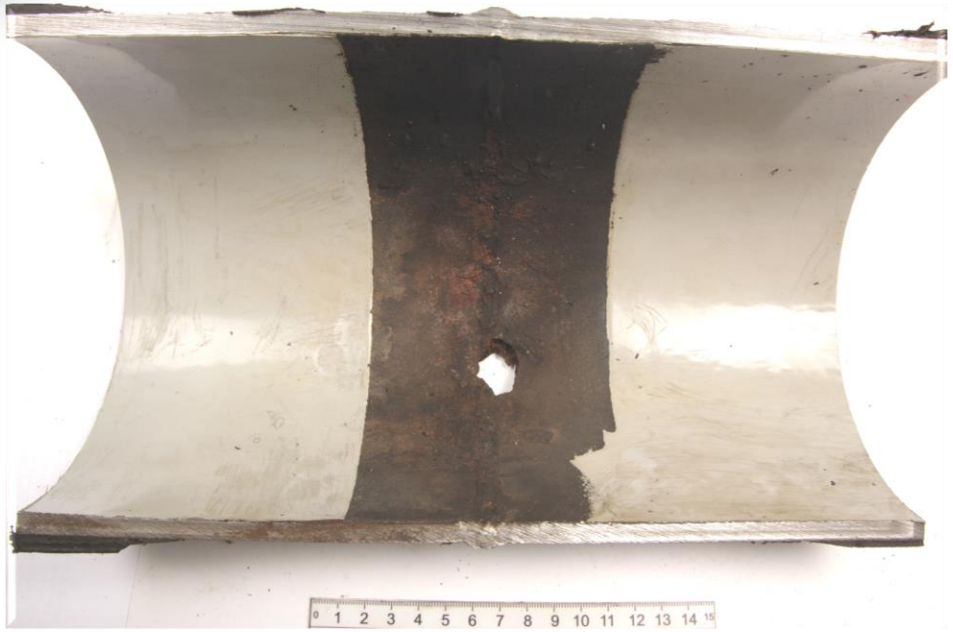








Применение металлизационных покрытий









Уникальный случай: и втулка и металлизация, смотрим к чему это привело

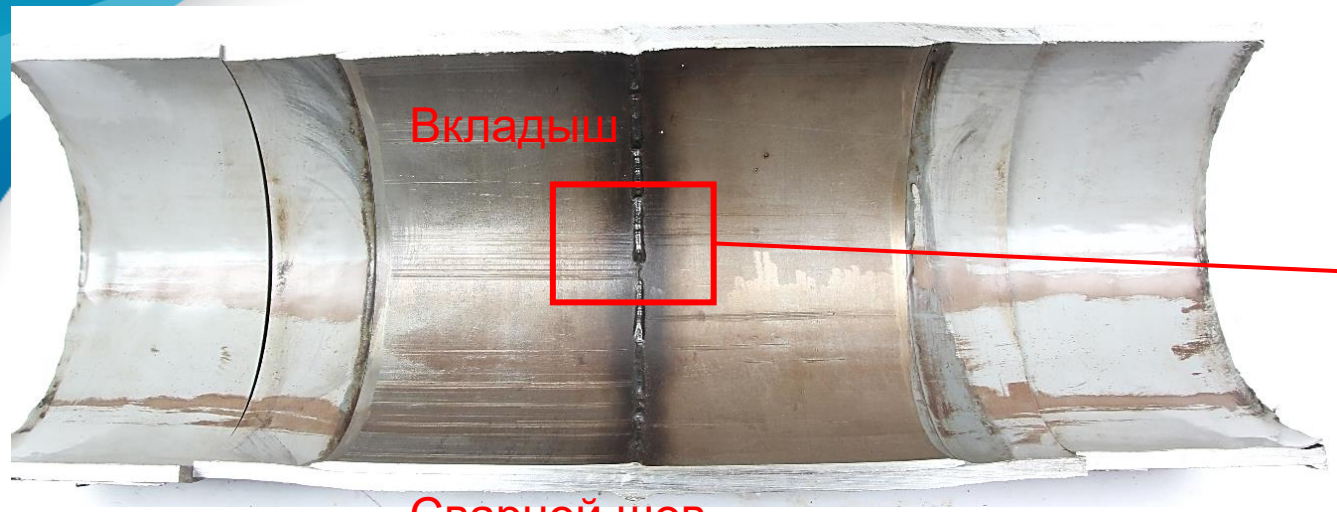
Ø273х8 мм Наработка менее 3 лет

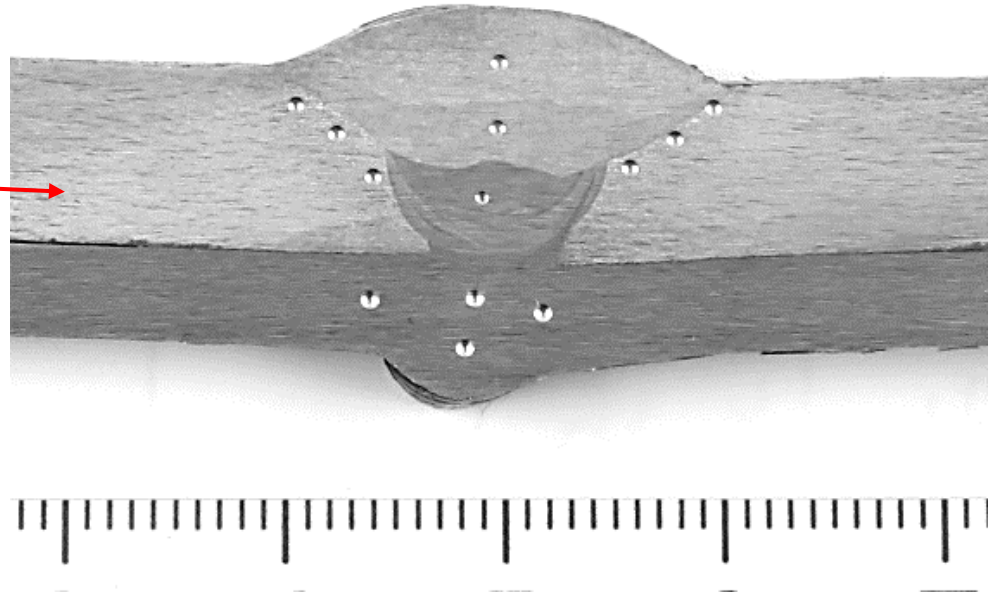


Корень шва, в котором образовалась мартенситная структура и, как следствие, появились трещины



Вкладыш

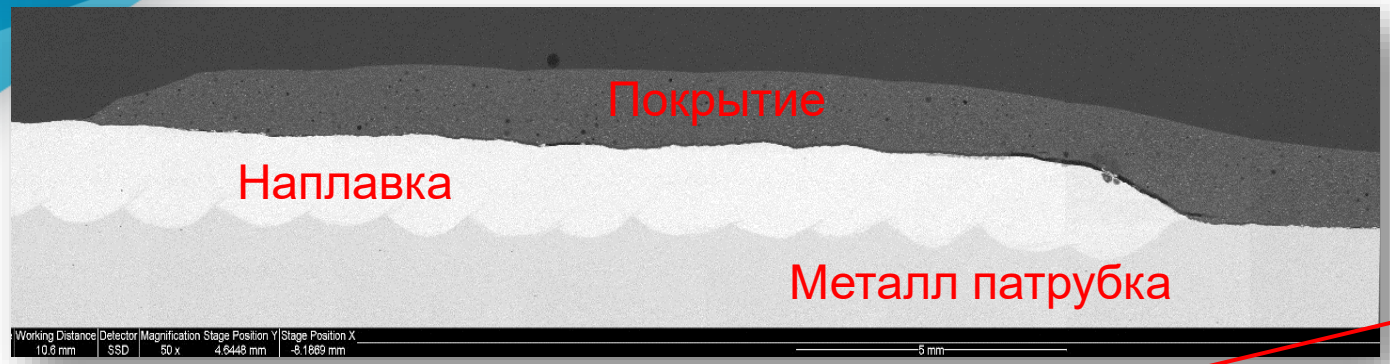


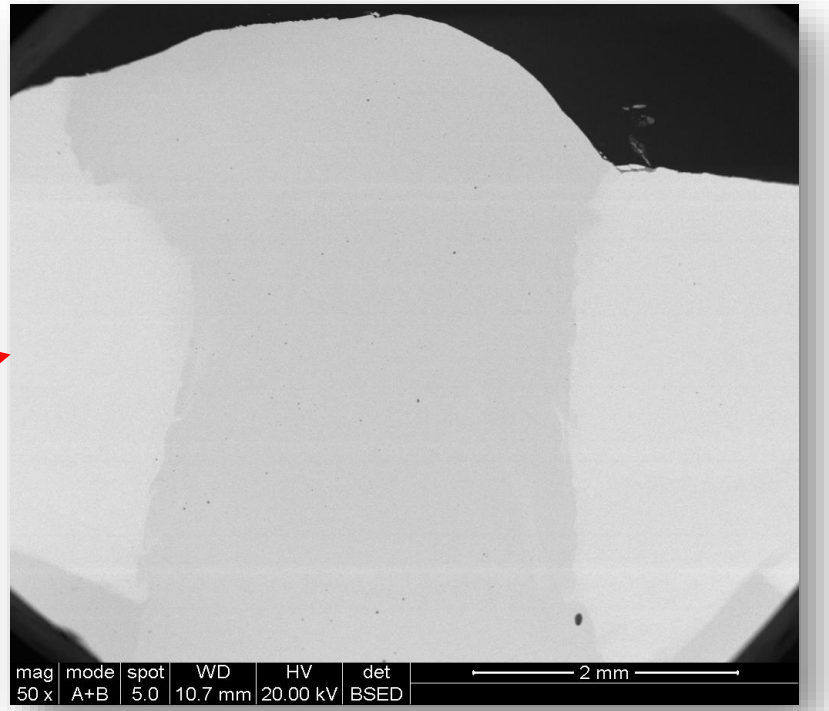


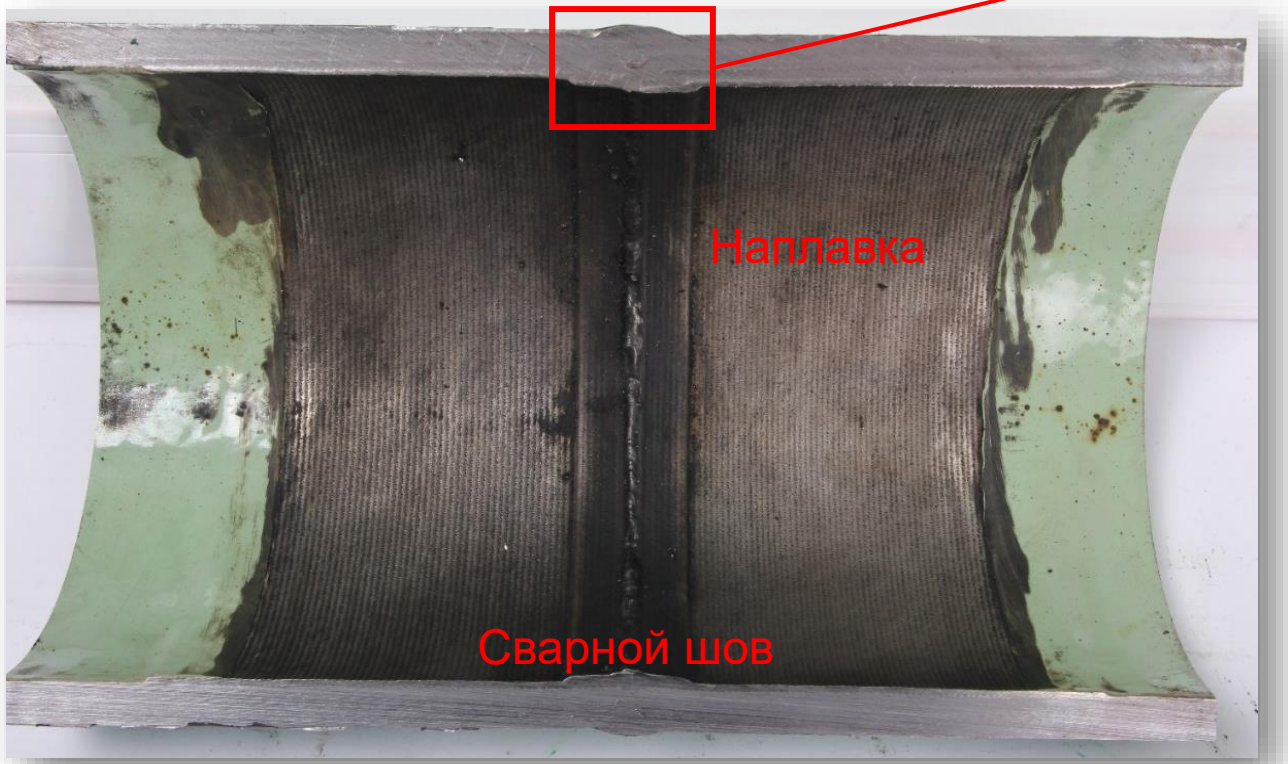


Наплавка патрубка Ø219х8 мм после опытно-промысловых испытаний на байпасной линии высоконапорного водовода.
Наработка - 210 суток.

Наплавка







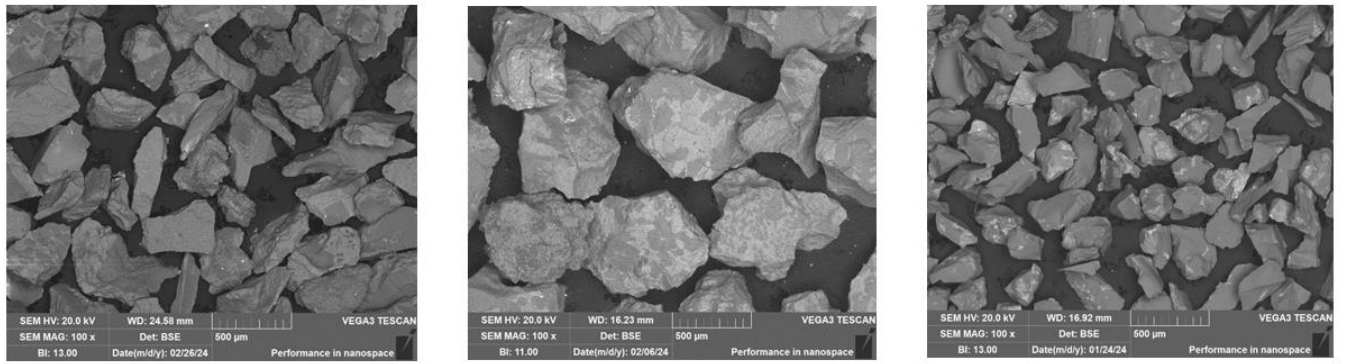
Продуктов коррозии нет

Наплавка патрубка Ø168х14 мм после опытно-промысловых испытаний на байпасной линии высоконапорного водовода.
Наработка - 1006 суток.

Цели и задачи

- Разработка методик лабораторных испытаний систем защиты стыка
- Разработка единого РД по монтажу и эксплуатации трубопроводов с ВАКП
- Оценка срока эксплуатации и остаточного ресурса трубопроводов с ВАКП

Исследование стойкости материалов стальных трубопроводов при гидроабразивном воздействии



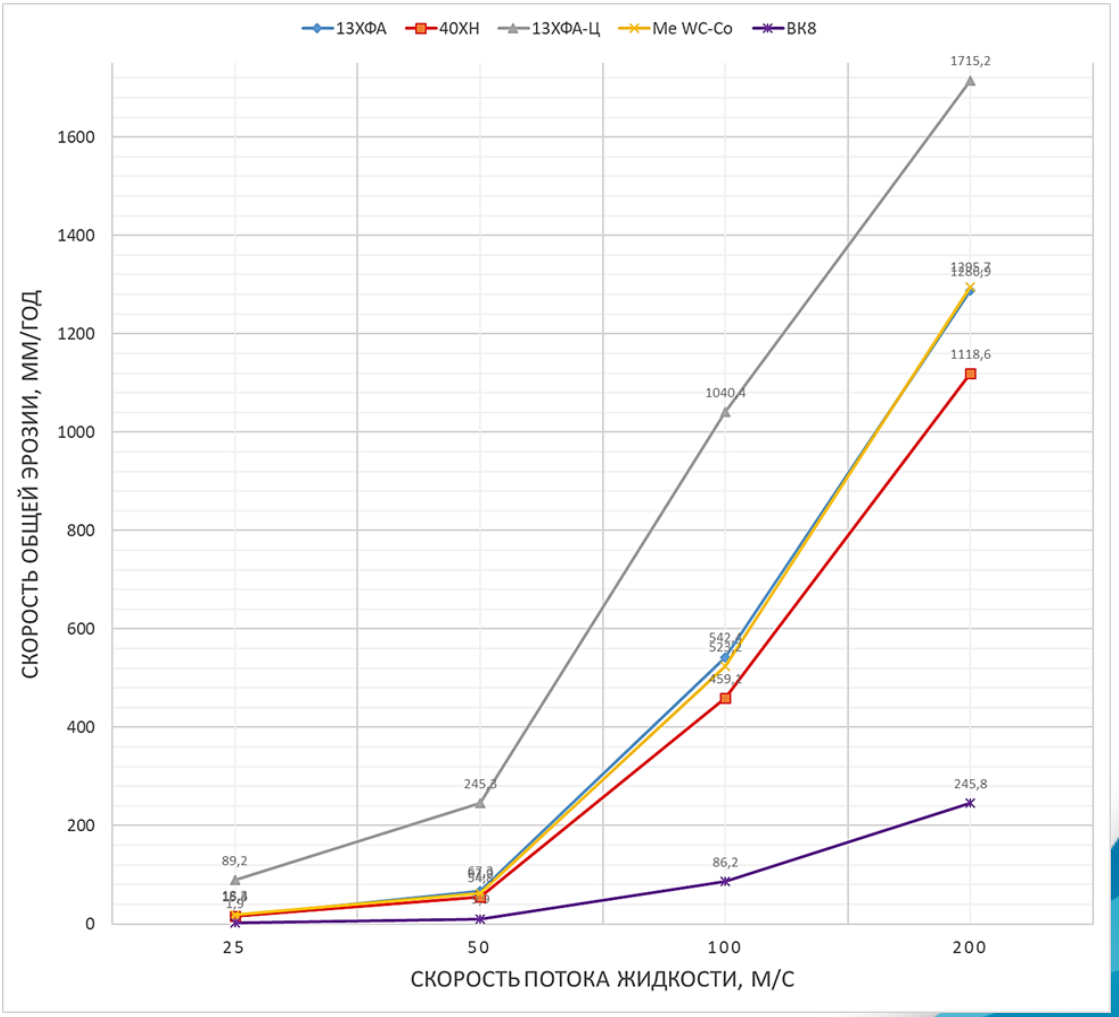
а) Абразив №1 – размер частиц 300 мкм	б) Абразив №2 – размер частиц 600 мкм	в) Абразив №3 – размер частиц 250 мкм

МЕРЕТОЯХАНЕФТЕГАЗ

Микроструктура абразива

Параметры гидроабразивных испытаний:

1. Абразив – электрокорунд/КВЧ (твердость Мооса – 9,8 и 7)
2. Дисперсность абразива – 100-600 мкм
3. Концентрация КВЧ – 29 г/л
4. Расстояние до образца – 100 мм
5. Скорость от 25 до 200 м/с
6. Углы воздействия о 5, 20, 45, 90 градусов



1 Научно-производственный центр "Самара", Самара, Россия
2 ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, Тюмень, Россия
3 Меретояханефтегаз, Тюмень, Россия

НПЦ САМАРА

ООО НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР
«САМАРА»

Спасибо за внимание!

ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Выбор методов антикоррозионной защиты трубопроводов в условиях одновременного присутствия CO_2 и H_2S в транспортируемой среде

Пирожков Павел Александрович, ООО «ИТ-Сервис»

Модификация химического состава

Цель: сформировать предложения по выбору методов антикоррозионной защиты трубопроводов в зависимости от парциальных давлений CO_2 и H_2S.

Объекты:
32Г2У, К52 исп. 2, 22ГЮ, 05ХГБ, 30ХМА, 20Х1Г

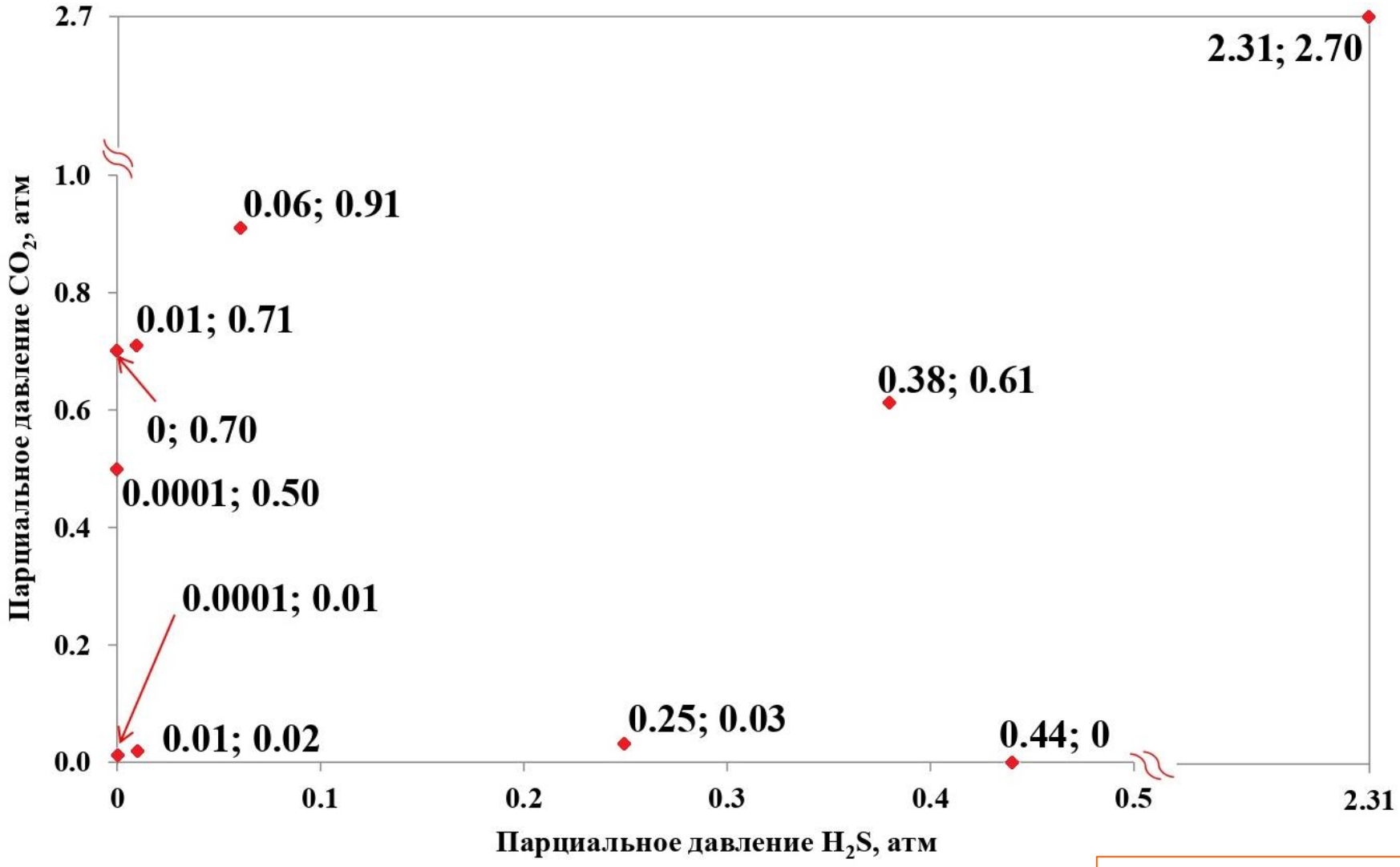
Задачи:
1. Провести коррозионные испытания нескольких марок сталей при различных парциальных давлениях CO_2 и H_2S.
2. Выделить признаки протекания углекислотной и сероводородной типов коррозии.
3. Выявить ведущий механизм коррозии (углекислотный, сероводородный, смешанный) в зависимости от парциальных давлений CO_2 и H_2S.
4. Выбрать метод защиты оборудования в зависимости от ведущего механизма коррозии.

Условия проведения испытаний

- T = 50°C
- $P_{общ}$ = 60 атм (CO_2 и/или H_2S, N_2)
- ω = 5% NaCl (общая минерализация 50000 мг/л)
- Перемешивание
- τ = 100 ч
- $V_{р\text{-}ра}$ = 2 л
- $V_{газ}$ = 13 л

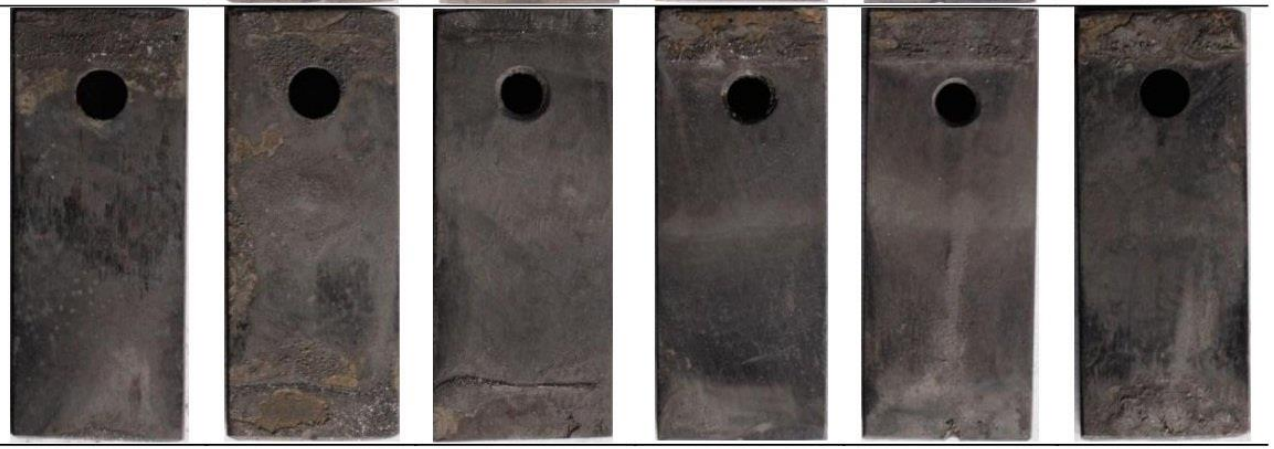


Условия проведения испытаний



$p_{парц.}$ H_2S; $p_{парц.}$ CO_2

Результаты испытаний.
Внешний вид образцов после испытаний

$p_{парц.}$ H_2S, атм	$p_{парц.}$ CO_2, атм	32Г2У	К52 исп. 2	22ГЮ	05ХГБ	30ХМА	20Х1Г
0.01	0.02						
0.44	0						

Результаты испытаний. Рентгенофазовый анализ отложений

Повышение парциального давления H_2S

№ исп.	Обозначение	Механизм	Фаза					
			32Г2У	К52 исп.2	22ГЮ	05ХГБ	30ХМА	20Х1Г
1	0/0.70	CO_2	Fe_3C	-	Fe_3C	-	Fe_3C	Fe_3C
10	0.0001/0.01	CO_2	Fe_3C	-	-	-	-	-
2	0.0001/0.50	CO_2	Fe_3C	$FeCO_3$	Fe_3C	-	-	Fe_3C
9	0.01/0.02	смеш.	FeS $FeCO_3$ Fe_3C	FeS $FeCO_3$	FeS, $FeCO_3$ Fe_3C	FeS	FeS	FeS $FeCO_3$
8	0.01/0.71	смеш.	Fe_3C	-	-	-	-	-
7	0.06/0.91	смеш.	FeS Fe_3C	FeS	FeS	FeS	FeS	FeS
4	0.25/0.03	H_2S	FeS	FeS	FeS	FeS	FeS	FeS
6	0.38/0.61	смеш.	FeS	FeS	FeS	FeS	FeS	FeS
3	0.44/0	H_2S	FeS	FeS FeS	FeS FeS	FeS	FeS	FeS
5	2.31/2.70	H_2S	FeS FeS	FeS FeS	FeS FeS	FeS FeS	FeS FeS	FeS FeS

Fe_3C – цементит

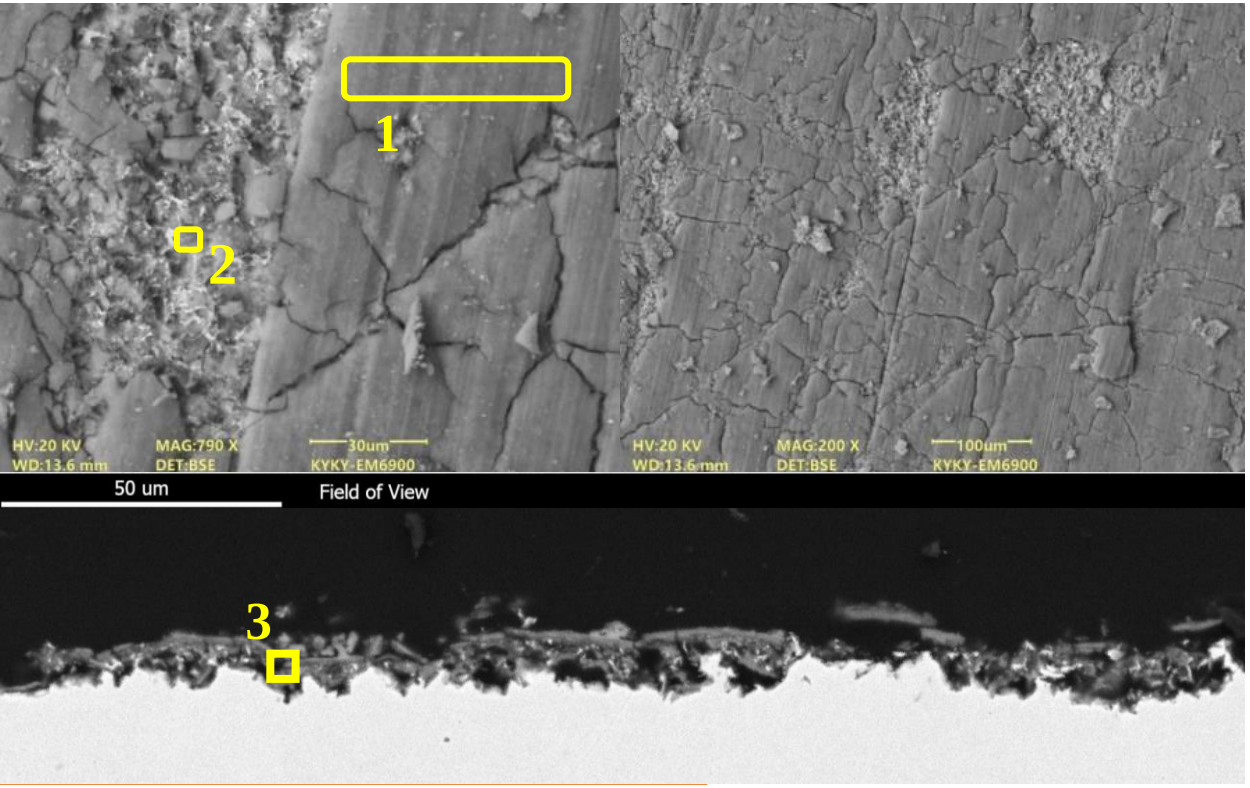
$FeCO_3$ – сидерит

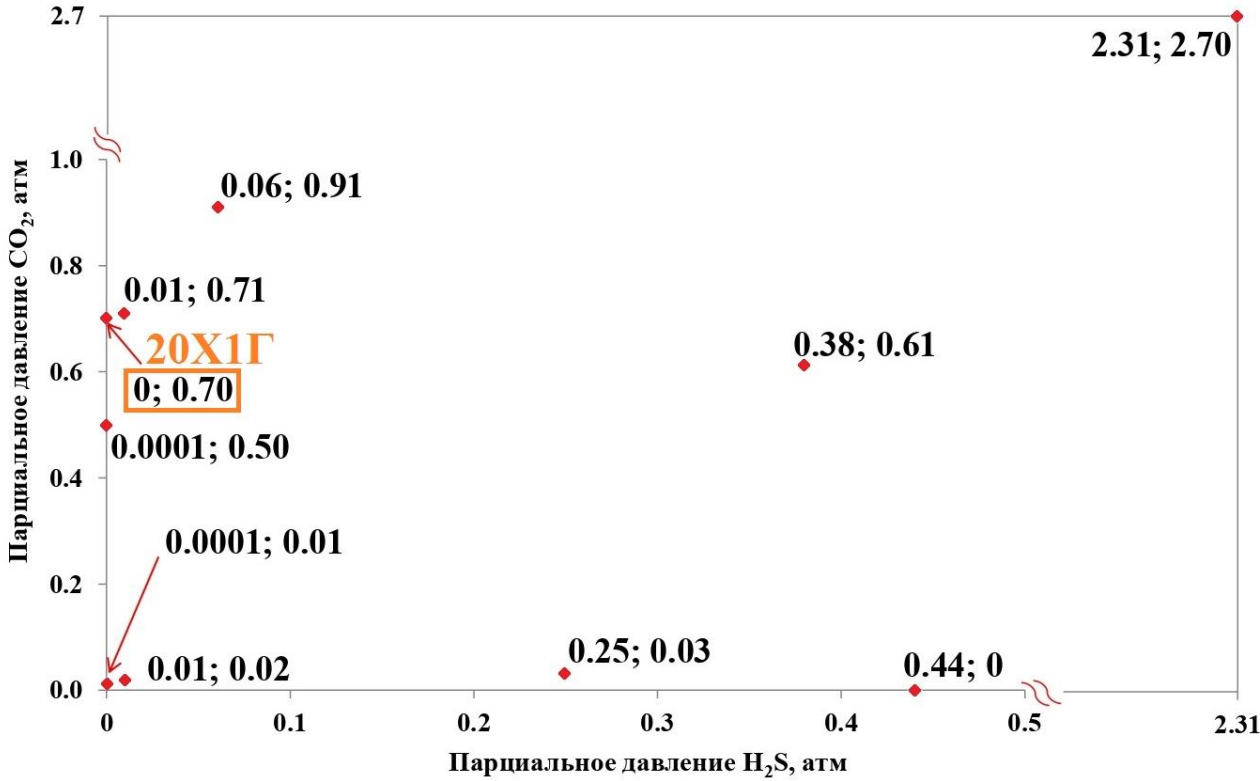
FeS – макинавит

FeS – сульфид железа

$p_{парц.}\ H_2S\ /\ p_{парц.}\ CO_2$

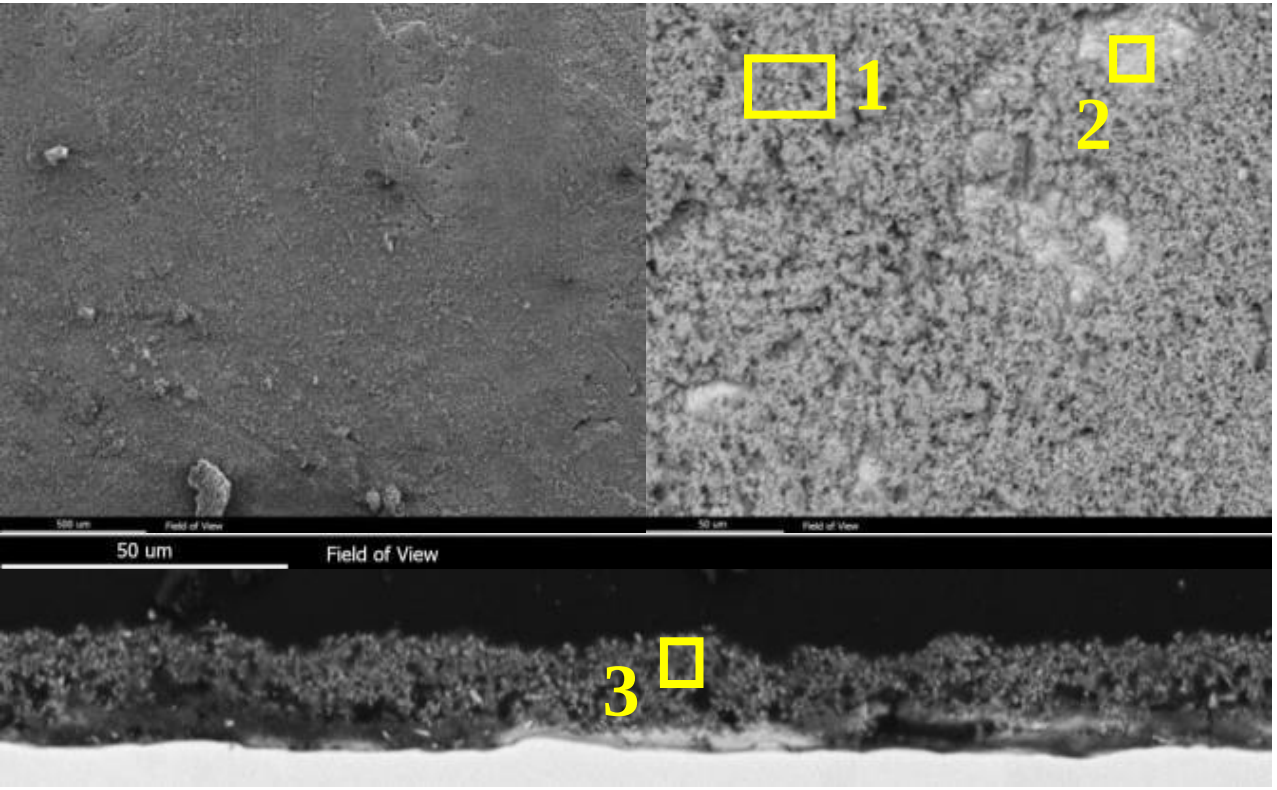
Результаты испытаний. Химический анализ продуктов коррозии

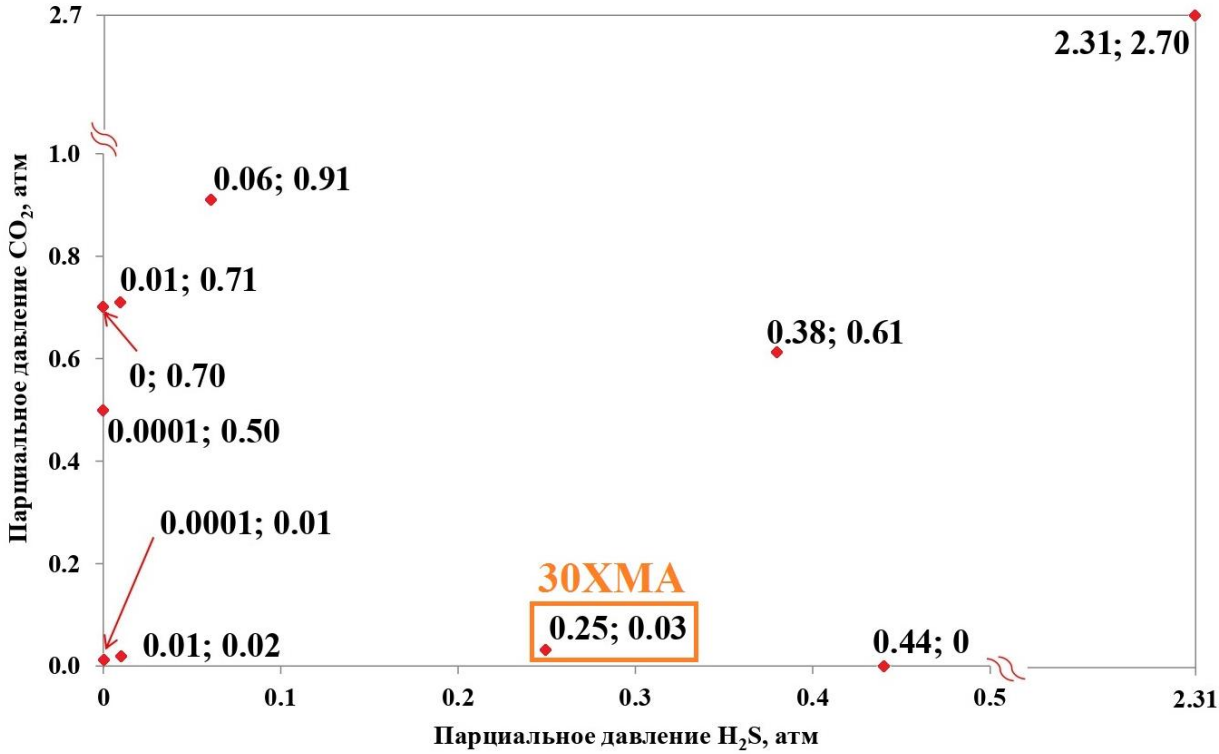




№	Содержание, % масс.			
	O	Cr	Mn	Fe
1	32	9	1	47
2	6	4	1	77
3	17	4	1	42

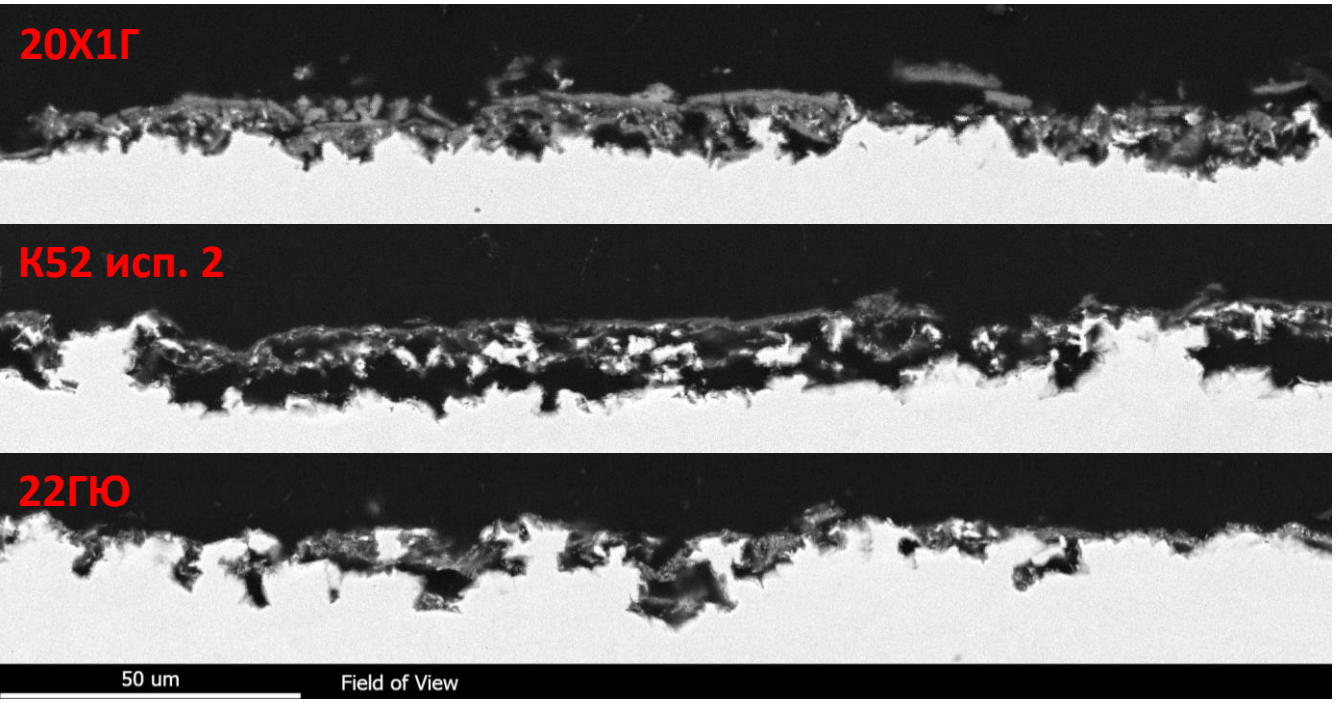
Результаты испытаний. Химический анализ продуктов коррозии

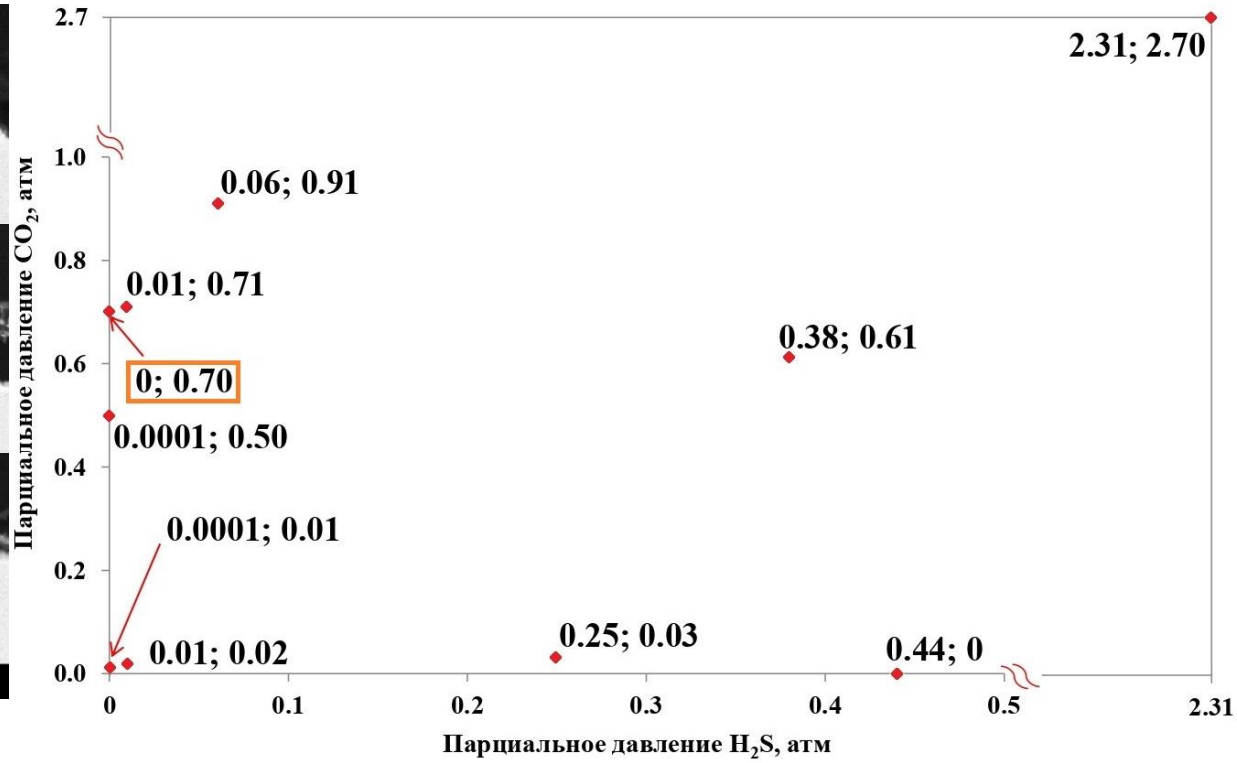




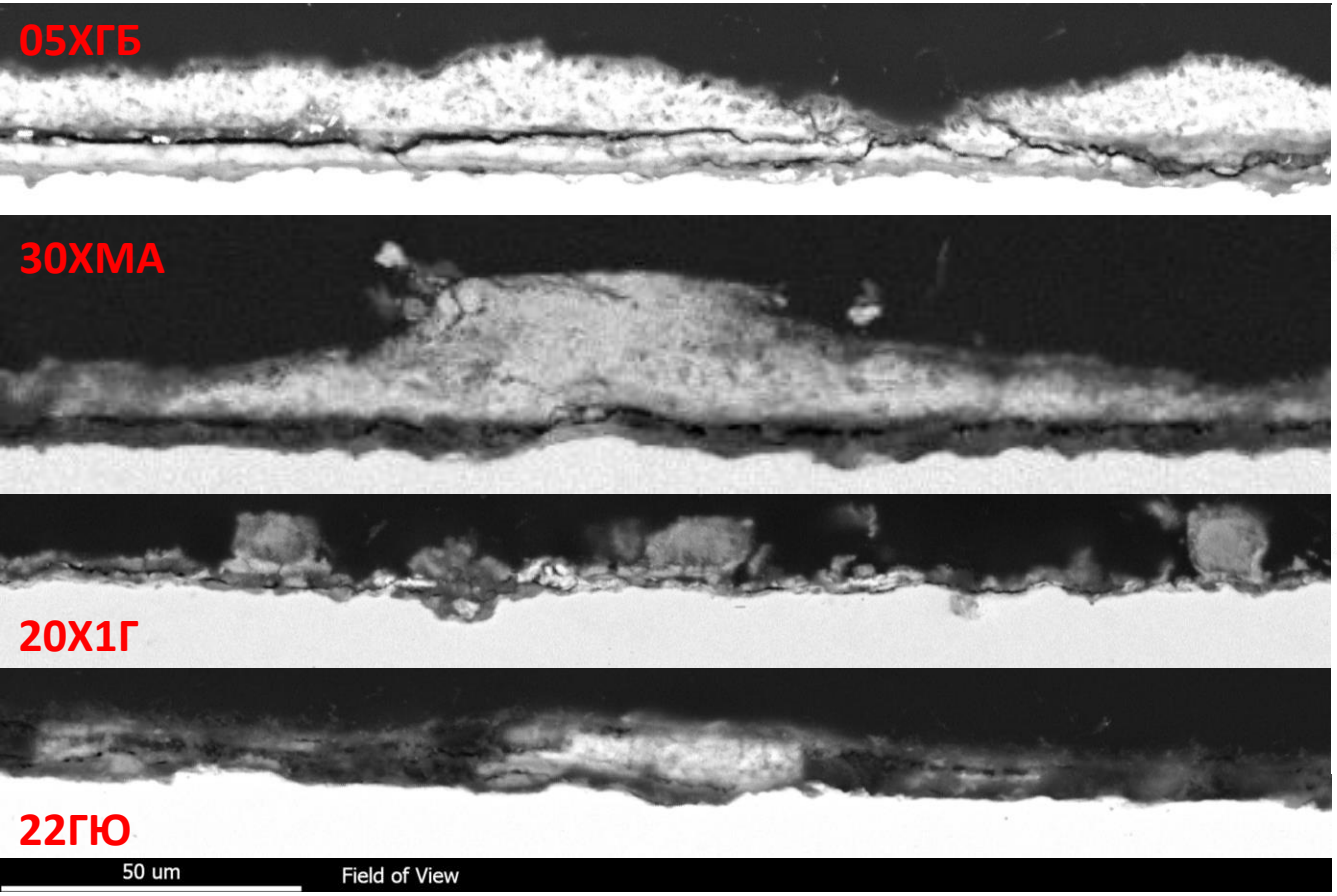
№	Содержание, % масс.				
	C	S	Cr	Mn	Fe
1	2	27	2	1	68
2	2	8	2	1	88
3	41	17	1	0.2	37

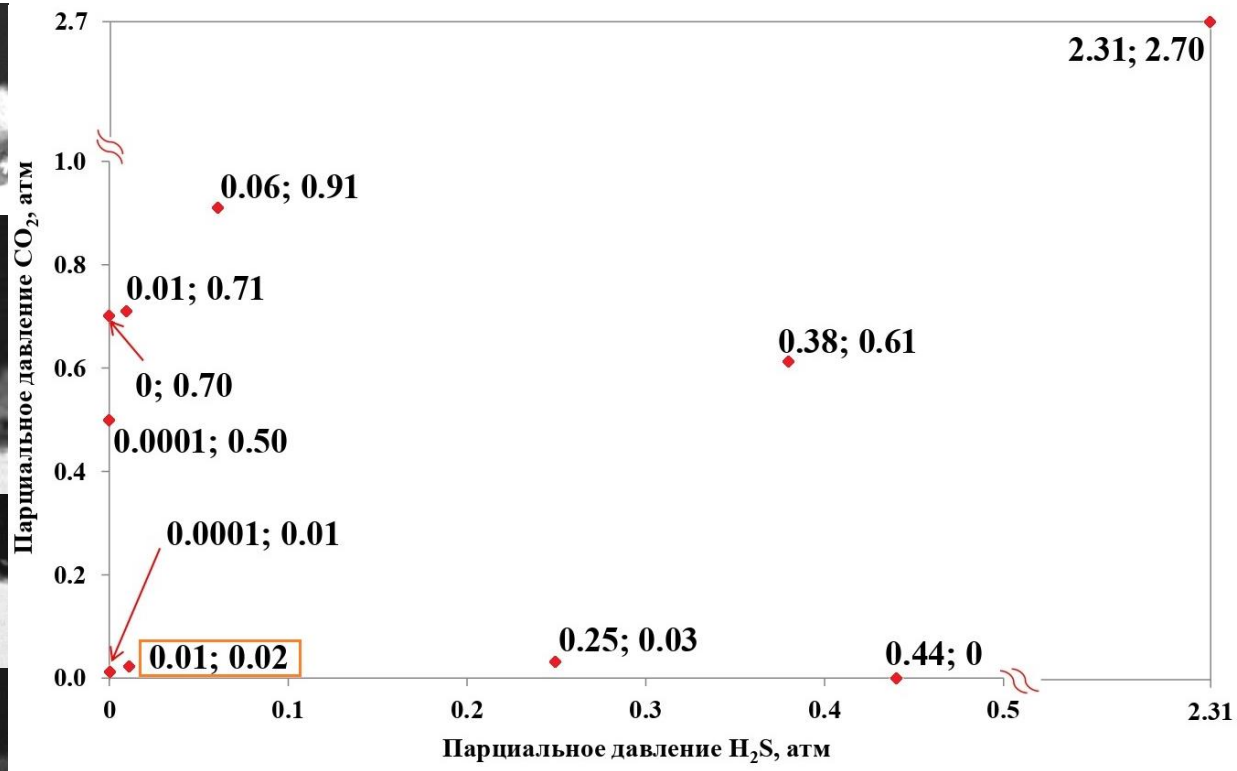
Результаты испытаний. Общая и локальная коррозия



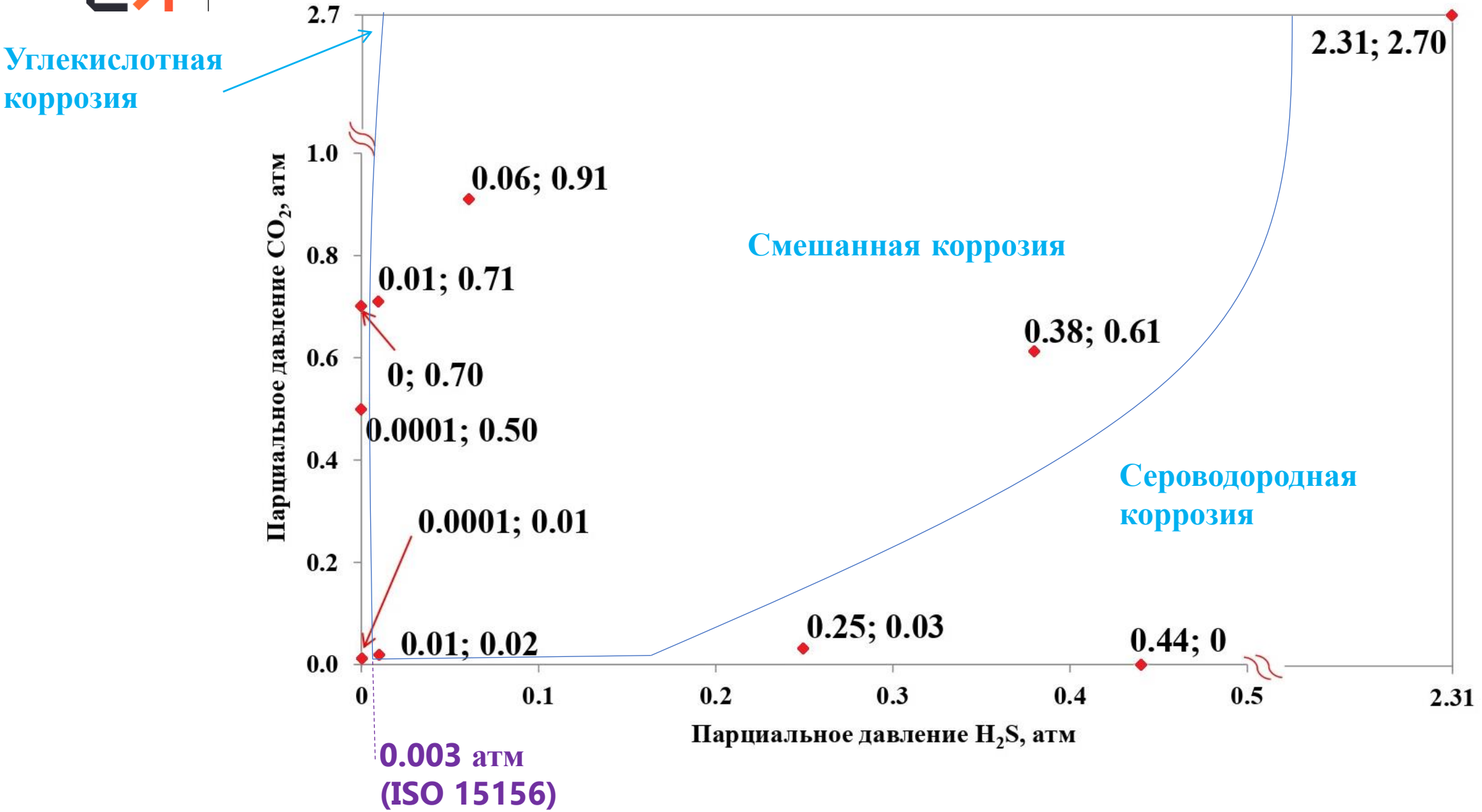


Результаты испытаний. Общая и локальная коррозия





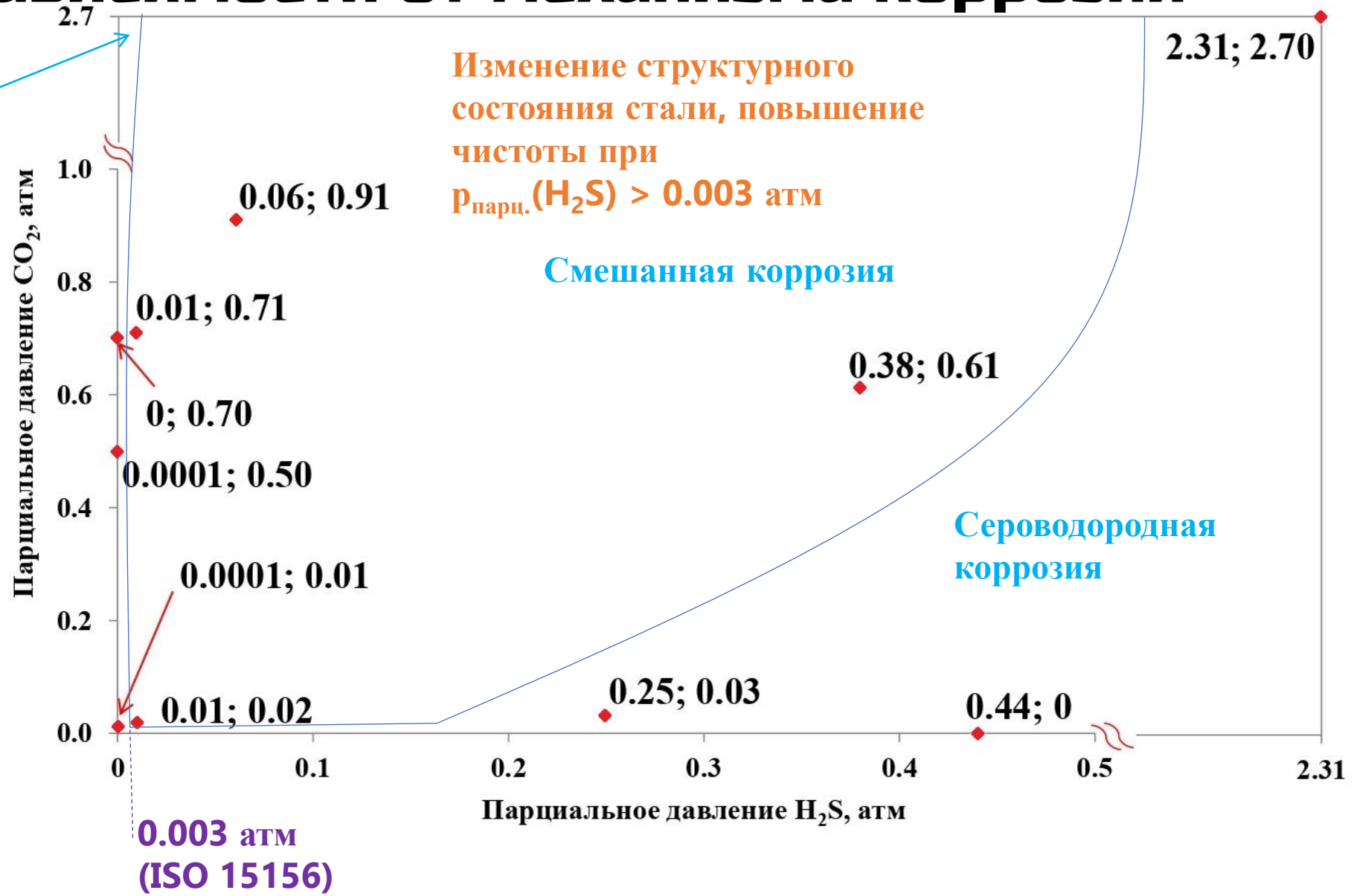
Механизм коррозии в зависимости от $p_{парц.}$



Выбор метода защиты оборудования в зависимости от механизма коррозии

Углекислотная коррозия

Модификация химического состава, нанесение покрытий при $p_{парц.}(H_2S)$ < 0.003 атм

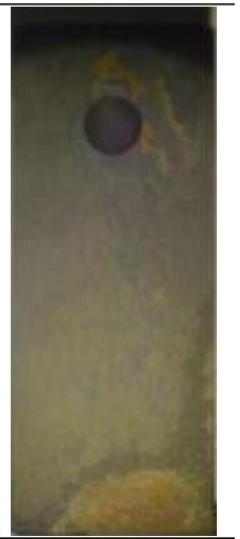


Выводы

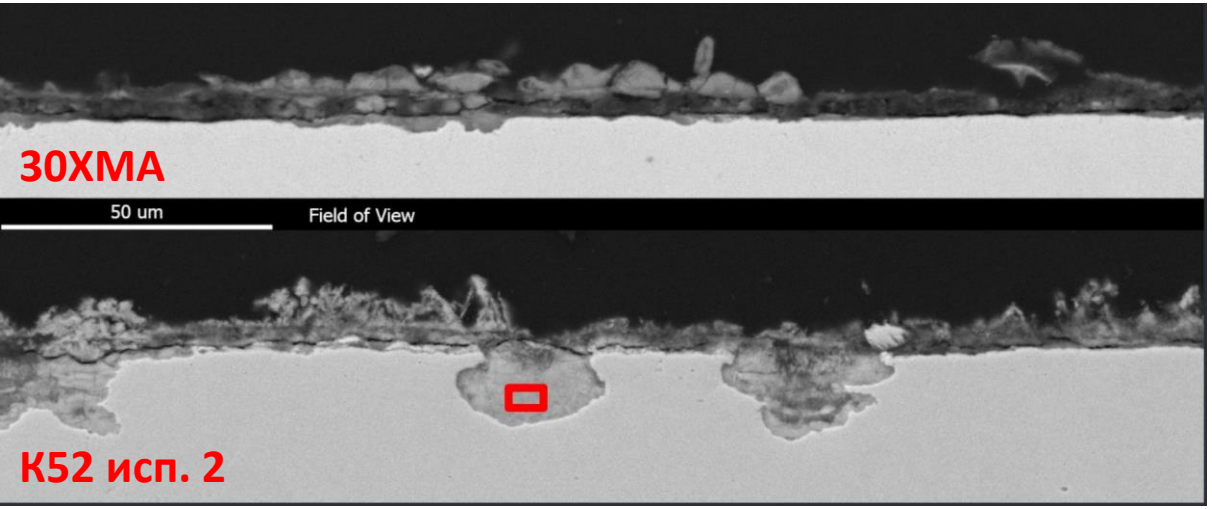
1. В ходе работы были проведены коррозионные испытания сталей 32Г2У, К52 исп. 2, 22ГЮ, 05ХГБ, 30ХМА, 20Х1Г в растворе 5% NaCl при 50°С, общем давлении 60 атм и различных парциальных давлениях CO_2 и H_2S.
2. На основании анализа внешнего вида образцов после испытаний, рентгенофазового и металлографического анализов были выявлены признаки, характерные для углекислотной, смешанной и сероводородной типов коррозии.
3. На основании найденных признаков выявили ведущий механизм коррозии в каждом из испытаний в зависимости от парциальных давлений CO_2 и H_2S.
4. Предложен принцип выбора методов защиты оборудования с опорой на знание ведущего механизма коррозии.

Пирожков Павел Александрович
+ 7 902 237 78 60
pirozhkov@its-samara.com

Результаты испытаний. Внешний вид

$p_{парц.}$ H_2S, атм	$p_{парц.}$ CO_2, атм	32Г2У	К52 исп. 2	22ГЮ	05ХГБ	30ХМА	20Х1Г
0.0001	0.01						

Результаты испытаний. Общая и локальная коррозия

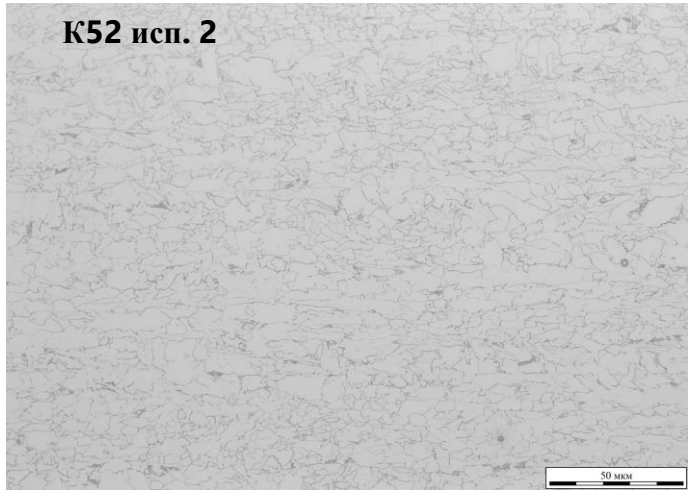


$p_{парц.}$ (H_2S) = 0.44 атм
$p_{парц.}$ (CO_2) = 0

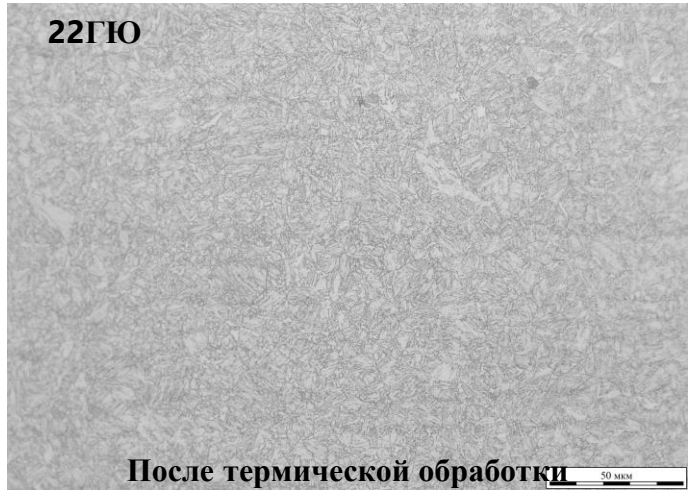
$p_{парц.}$ (H_2S) = 2.31 атм
$p_{парц.}$ (CO_2) = 2.70 атм

Элемент	C	O	S	Cr	Fe
Содержание, % масс.	14	7	27	5	46

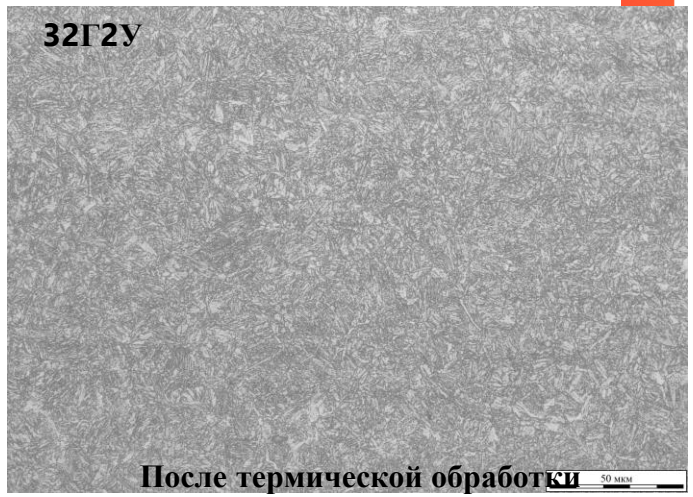
Микроструктура исследуемых сталей



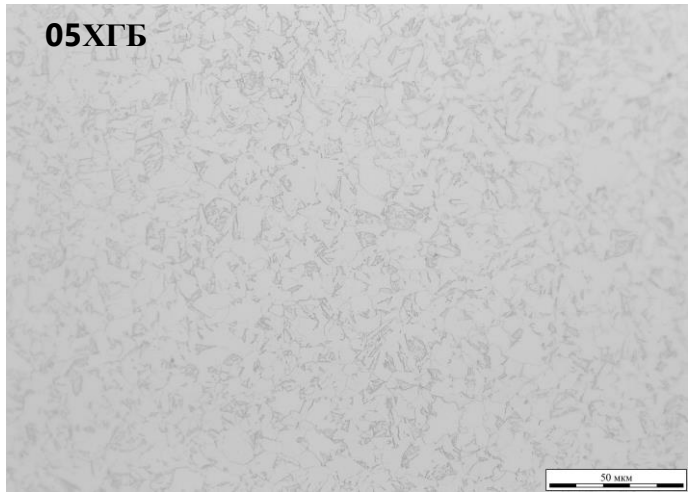
После контролируемой прокатки; мелкозернистая феррито-перлитная



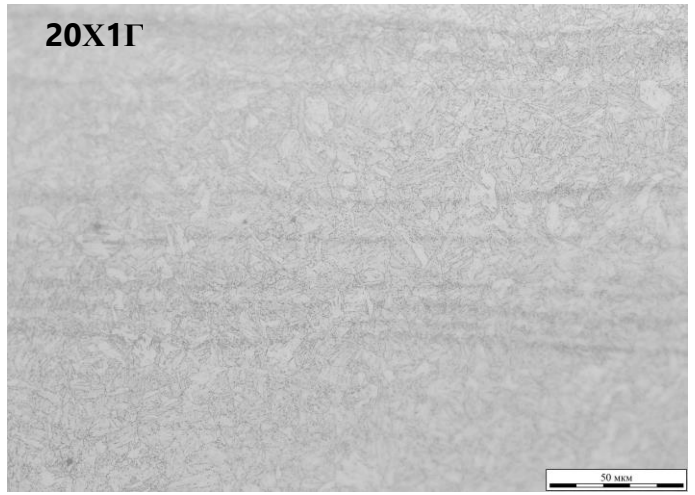
После термической обработки «закалка+отпуск», мелкозернистая; феррито-карбидная



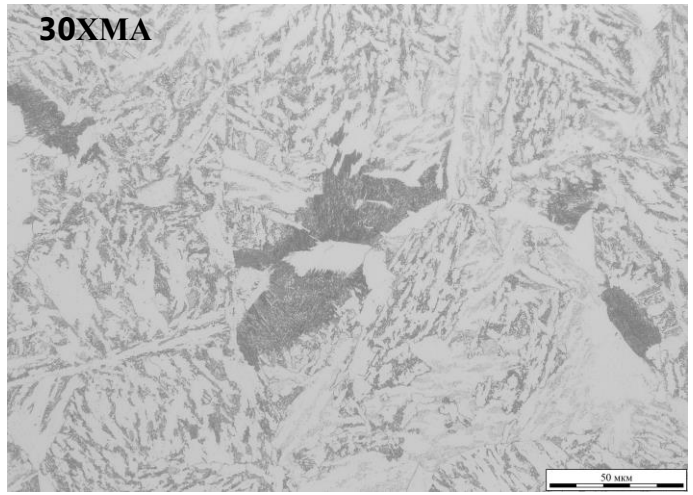
После термической обработки «закалка+отпуск», мелкозернистая; феррито-карбидная



После термической обработки «закалка+отпуск», мелкозернистая; смесь зерен феррита и отпущенного бейнита



Структура после термической обработки: закалка+отпуск, мелкозернистая феррито-



Горяче-деформированное состояние. Смесь зерен бейнита, пластинчатого перлита и избыточного феррита