ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ РАЗВИТИЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ ДЛЯ ЗАДАЧ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

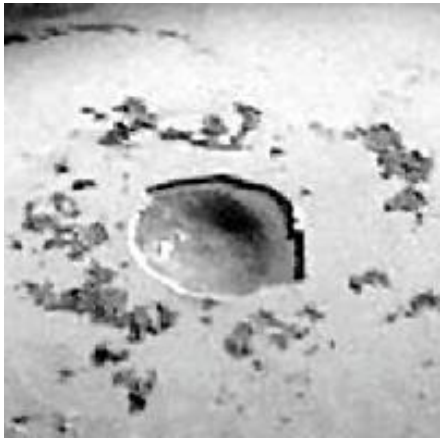
Д.Н. Запевалов

2018

КОРРОЗИОННЫЕ УГРОЗЫ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

- Электрохимическая коррозия в грунте / воде
- Коррозия, вызванная воздействием блуждающих токов
- Коррозия, вызванная индуцированными токами высоковольтных ЛЭП

I.



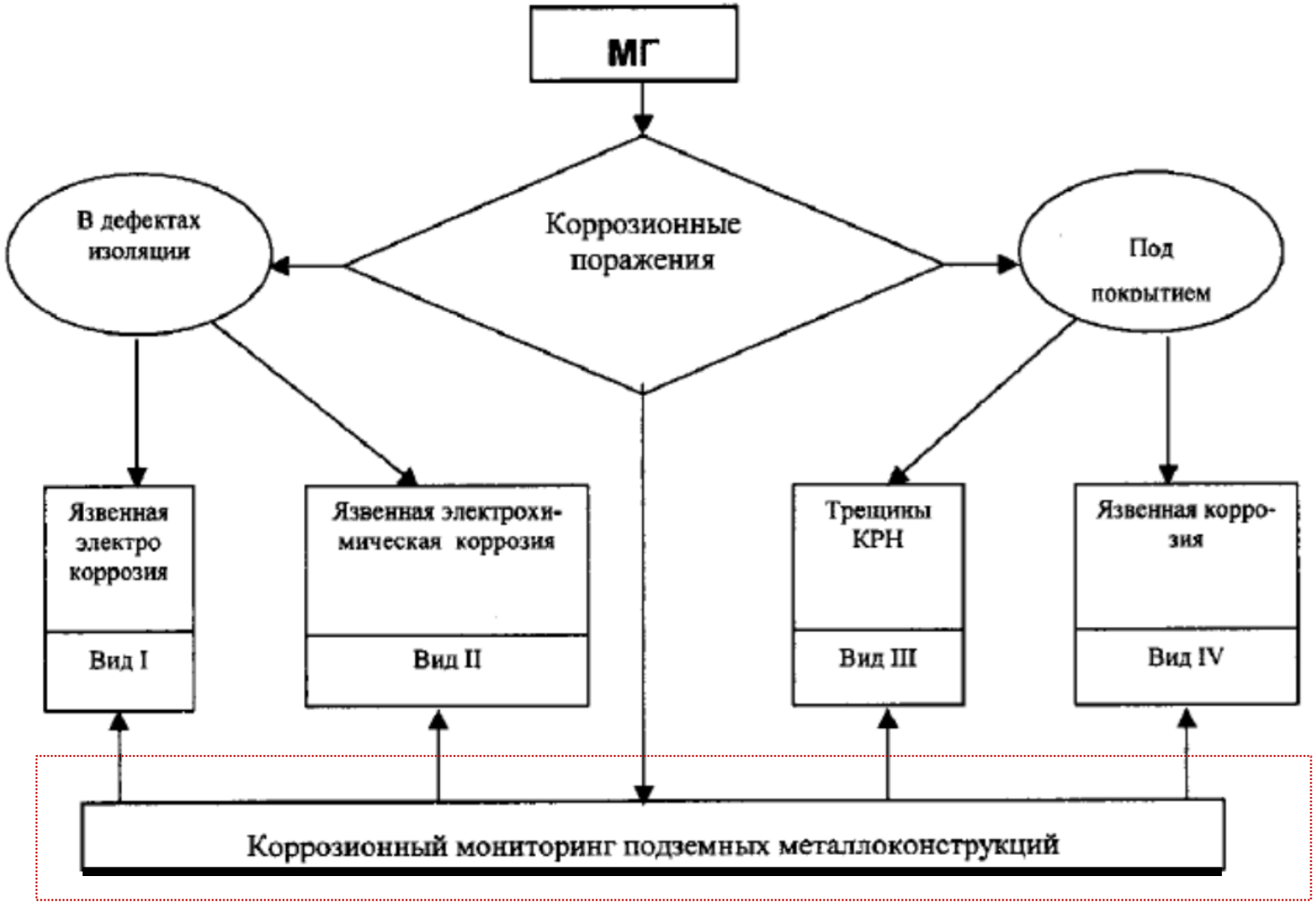
- Коррозия под отслоившимися защитными покрытиями
- Коррозионное растрескивание под напряжением
- Микробиологическая коррозия

II.

- Внутренняя коррозия под воздействием транспортируемой среды

III.

КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ВИДАМ КОРРОЗИОННЫХ ПОРАЖЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ (ВНЕШНЯЯ КОРРОЗИЯ)



КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

1. По структурной сложности

1.1. **Простые** методы, неразложимые на еще более простые методы

1.2. **Комплексные** методы состоят из взаимосвязанной совокупности нескольких простых методов

2. По способу получения прогнозной информации

2.1. **Формализованные** методы базируются на имеющемся информационном материале (априорной информации) об объекте прогнозирования и предыстории его развития

2.2. **Экспертные** методы основаны на оценке мнения множества экспертов по развитию процесса, развитие которого не поддается математической формализации

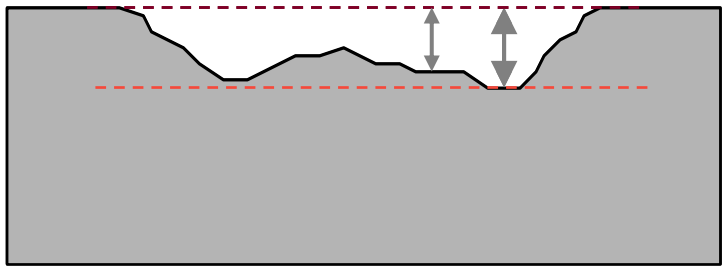
3. По степени формализации

3.1. Методы **экстраполяции**, при достоверной априорной информации о процессе, достаточной для идентификации типа его прогностической модели

3.2. **Ассоциативные** методы или **нейронные сети** обоснованы, когда прогнозируемый процесс является функцией только входных параметров

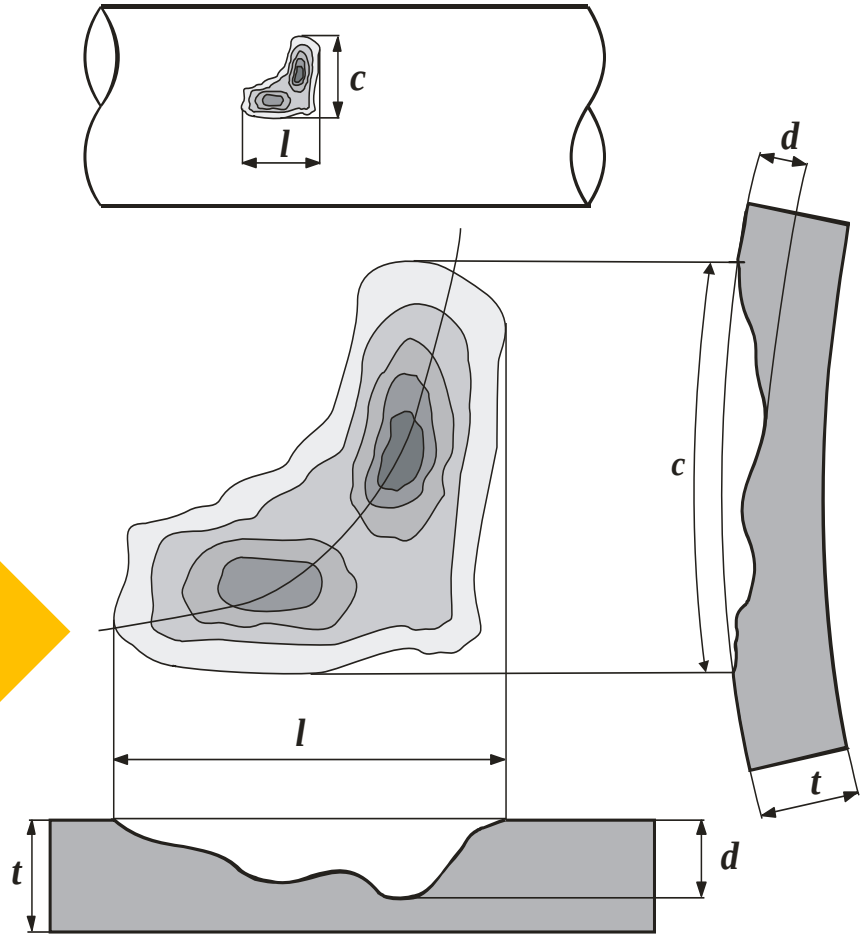
3.3. **Математические** методы (корреляционный анализ, временные ряды)

ОЦЕНКА ЕДИНИЧНОГО ДЕФЕКТА КАК ОСНОВА КОРРОЗИОННОГО ПРОГНОЗА

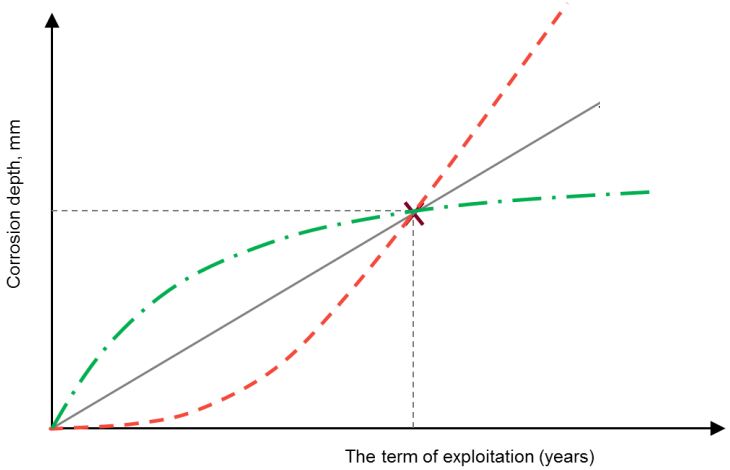


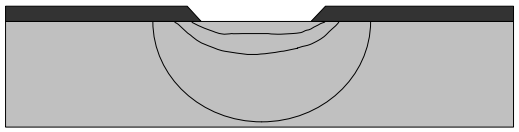
$$L(t) = L_0 + V_L (t - t_0)$$

$$d(t) = d_0 + V_d (t - t_0)$$

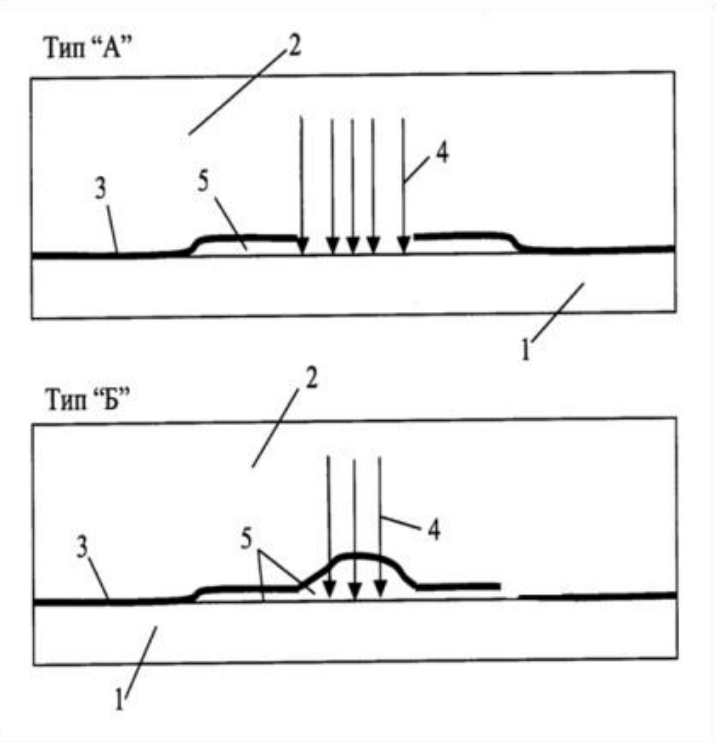


УЧЕТ ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В МОДЕЛЯХ ПРОГНОЗА КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ





ВЗАИМОСВЯЗЬ СВОЙСТВ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ И ПАРАМЕТРОВ КОРРОЗИОННОГО ПРОЦЕССА



Два типа локализации коррозионных поражений в зависимости от вида дефекта защитного покрытия
тип “А” - коррозия в открытых дефектах покрытия; тип “Б” - коррозия под защитным покрытием
1 – трубопровод, 2 – грунт, 3 - защитное покрытие, 4 – зона коррозии, 5 – грунтовый электролит

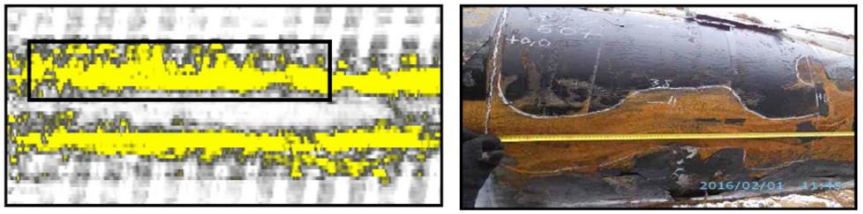
Определяющие факторы:

1. **Конструкции (материалы) и состояние защитных покрытий**
2. **Внешние коррозионные условия (характеристики грунта, температура стенки трубы и т.д.)**
3. **Непрерывность работы и параметры средств ЭХЗ**

УЧЕТ ОСОБЕННОСТЕЙ НОРМАТИВНЫХ ТРЕБОВАНИЙ И ИНФРАСТРУКТУРЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ ПРИ ОЦЕНКЕ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Степень коррозионной Опасности	Критерии оценки		
	наличие коррозионных отказов	скорость коррозии, мм/год	глубина коррозионных поражений, % от толщины стенки трубы
Высокая (ВКО)	+	> 0,3	> 15
Повышенная (ПКО)	-	0,1 … 0,3	5-15
Умеренная (УКО)	-	<0,1	< 5

ОЦЕНКА И УЧЕТ ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В МОДЕЛЯХ ПРОГНОЗА КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ



Состояние изоляции. Сопоставление данных ВИП ДЭМАБ-1400Ат/Аи и данных наружного обследования в шурфах

Ограничения применимости ВТД

- Неподготовленность к проведению ВТД значительного количества объектов трубопроводной системы ПАО «Газпром» (более 60 % газопроводов);
- Технологические ограничения и экономические факторы (изменение режимов работы ГТС, потери газа и т.д.) при организации и проведении ВТД;
- Технические и технологические ограничения ВТД как метода обследования (технические параметры снарядов дефектоскопов и т.д.);
- М етодические ограничения при прогнозе развития коррозионных дефектов по результатам ВТД (невозможность учета ряда внешних факторов без проведения альтернативных видов обследований)

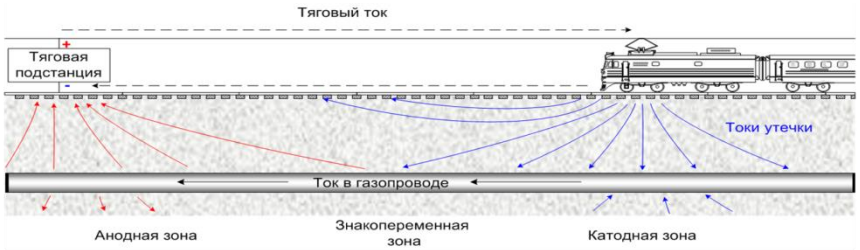
ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗА РАЗВИТИЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ ПРИ ОТСУТСТВИИ ВТД

- Актуализация базовых моделей развития коррозионных процессов
- Надземные обследования как источник информации о коррозионных процессах
- Использование расчетных данных с датчиков скорости коррозии систем коррозионного мониторинга
- Использование данных по трубопроводу-аналогу
- Использование фиксированных априори заданных (статистических) значений
- <u>Обязательность подтверждения результатов обследований по результатам шурфования</u>

УТОЧНЕНИЕ ЗАДАЧ КОРРОЗИОННЫХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

- Рациональный выбор технологий коррозионного обследования
- Локализация расположения сквозных повреждений покрытий
- Оценка размеров сквозного повреждения покрытия
- Определение преобладающего типа коррозионного процесса
- Оценка параметров внешних воздействий
- Определение уровня защищенности дефектов
- Оценка возможных потерь металла и скорости коррозии (геометрических размеров дефектов)

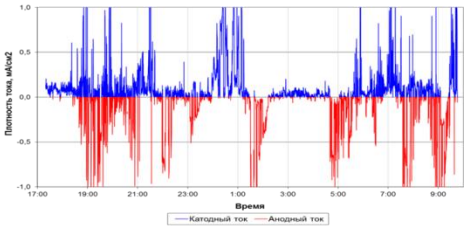
ОЦЕНКА И ПРОГНОЗ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОСТОЯННЫХ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ (ПОЛЕВОЙ ЭТАП)



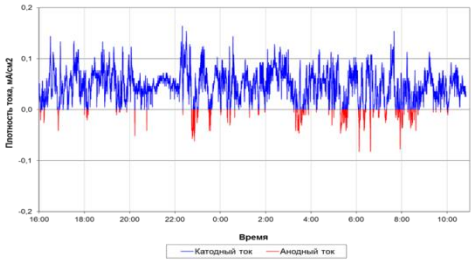
Общая протяженность участков газопроводов, расположенных в условиях проявления постоянных блуждающих токов – 5000 км

Основное территориальное расположение:

- ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»
- ООО «Газпром трансгаз Томск»
- ООО «Газпром трансгаз Ухта»
- ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»
- ООО «Газпром трансгаз Москва»



Газопровод-отвод к г. Алапаевск. Vк = 1,02 мм/год



Газопровод-отвод к г. Усть-Катав. Vк = 0,25 мм/год

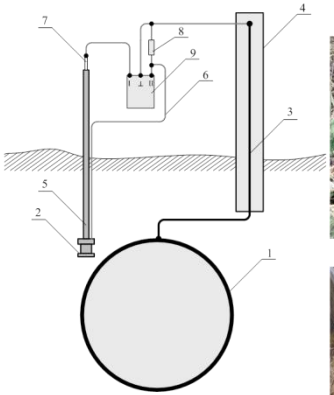


Схема измерения параметров блуждающих токов с помощью зонд-модуля

Результаты расчета ожидаемой скорости коррозии по результатам измерений

Режим работы средств электрохимической защиты участка газопровода	Место измерения	Средняя плотность анодного тока на вспомогательном образце, мА/см²	Длительность периода анодного тока, %	Ожидаемая скорость коррозии, мм/год
Все установки катодной защиты в штатном режиме	КИП 15 км	0,037	4,2	**0,018**
	КИП 16 км	0,187	6,6	**0,145**
	КИП 18 км	0,035	9,8	**0,040**
Все установки катодной защиты отключены	КИП 15 км	0,067	20,9	**0,164**
	КИП 16 км	0,286	30,5	**1,021**
	КИП 18 км	0,052	26,8	**0,161**

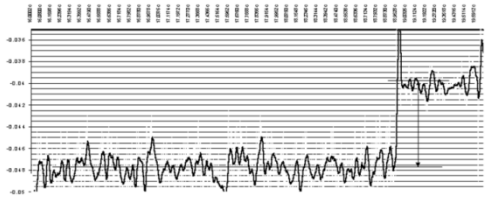
Для ряда обследованных участков установлено, что в знакопеременных зонах средняя плотность анодного тока в местах локального повреждения защитного покрытия может составлять 0,2 - 0,3 мА/см²

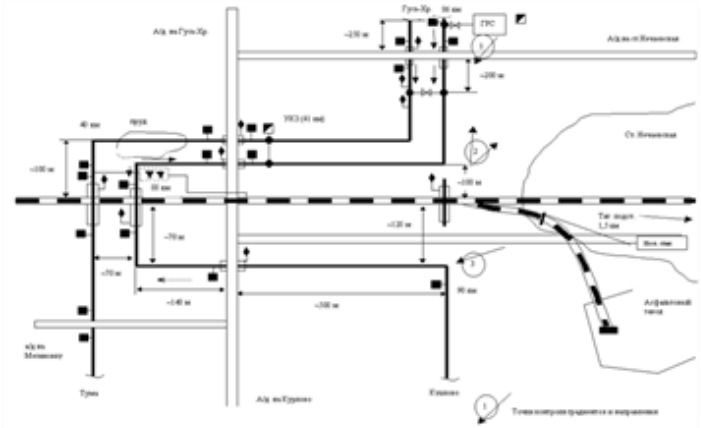
$$V_к = \frac{1{,}17 \cdot Y_{вс.ср} \cdot t_a}{t_{изм} \cdot S_{вс}}$$

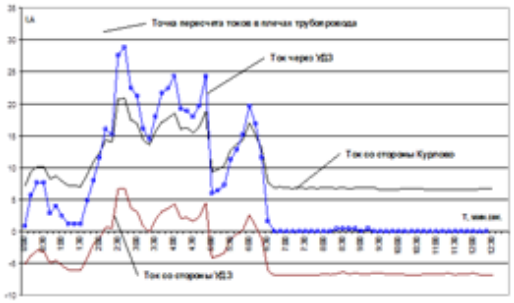
Где:
$Y_{вс.ср}$ - средняя сила анодного (стекающего с образца) тока, А
t_a - суммарное время появления анодного тока, ч;
$t_{изм}$ – общее время измерения, ч;
$S_{вс}$ - площадь вспомогательного электрода, м²,
1,17 – переводной коэффициент плотности стекающего тока в скорость коррозии через соотношение электрохимического эквивалента (для железа - 9,1 кг/(А*год)) и плотности вещества (для железа - 7800 кг/м³)

ОЦЕНКА И ПРОГНОЗ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОСТОЯННЫХ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ (КОНТРОЛЬ ТОКОВ В ТРУБОПРОВОДЕ)

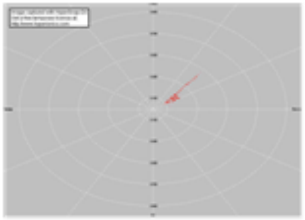
Расширенная схема обследований магистральных трубопроводов на участках воздействия блуждающих токов

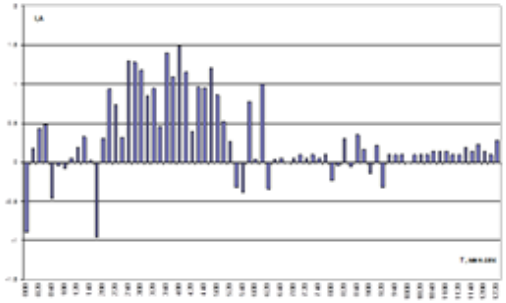




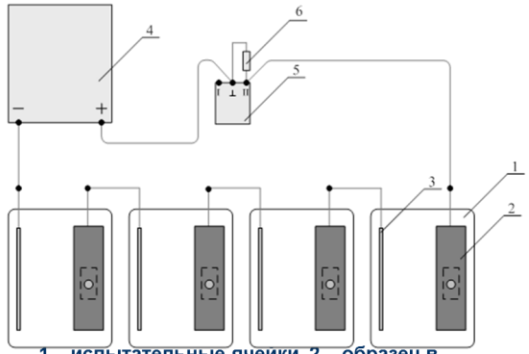


Градиент тока в грунте





ОЦЕНКА И ПРОГНОЗ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОСТОЯННЫХ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ (ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ)

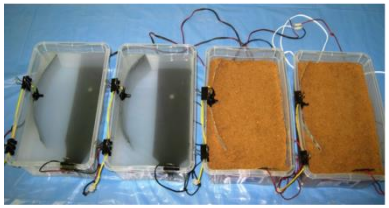


1 – испытательные ячейки, 2 – образец в изоляции,
3 – катодная пластина, 4 – источник постоянного тока,
5 – регистратор РАД-256, 6 – шунт

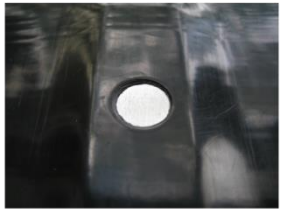
Схема стенда для проведения лабораторных экспериментальных исследований

Для проведения экспериментов в качестве коррозионных сред были выбраны две среды:
1) Для реконструкции условий заболоченности - водно-солевой раствор, имитирующий солевой состав грунтового электролита, с удельным сопротивлением 80 Ом*м
2) Для реконструкции условий хорошо аэрируемых грунтов - песок средней зернистости с добавлением этого же грунтового электролита, удельным сопротивлением от 45 до 70 Ом*м.

В качестве дефекта в защитном покрытии было выбрано круглое отверстие диаметром 11 мм (площадь 0,95 см2).



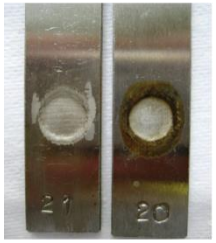
Испытательные ячейки

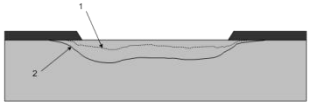


Подготовка образцов

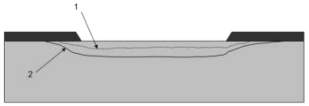
Образцы после испытаний

Среда	Экспозиция, сутки	Среднее значение плотности анодного тока, i, мА/см²	Потеря массы, г	Максимальная глубина коррозионного дефекта, мм	Максимальная скорость коррозии (по глубине коррозионного дефекта), мм в год	Приведенная максимальная скорость коррозии (для плотности анодного тока 0,3 мА/см²), мм в год	Расчетный электрохимический эквивалент, кг / (А * год)
Вода	7,2	2,4	0,43	0,58	29,4	3,68	9,6
Вода	19,2	3,0	1,32	1,21	23,0	2,30	9,5
Песок	7,2	2,4	0,42	0,74	37,5	4,69	9,4
Песок	19,2	3,0	1,22	1,71	32,5	3,25	8,8





Развитие коррозионного дефекта в песчаном грунте при экспозиции 7,2 суток (1) и 19,2 суток (2)



Развитие коррозионного дефекта в водной среде при экспозиции 7,2 суток (1) и 19,2 суток (2)

Сравнительное формирование коррозионного дефекта
в водной среде (1) и в песчаном грунте (2)

ОЦЕНКА И ПРОГНОЗ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОСТОЯННЫХ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ. МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ДЕФЕКТА

Уравнение, характеризующее кинетику анодного растворения в дефектах изоляции с использованием экспериментально полученного значения средней плотности анодного постоянного блуждающего тока $i_{ср}$

$$\frac{\pi}{6}\cdot\gamma\cdot d\cdot(0{,}75\cdot(L_{деф}+d)^2+d^2)-0{,}25\cdot i_{ср}\cdot t\cdot q\cdot S_{деф}=0$$

где:

γ – плотность металла (стали), кг/м^3

$L_{деф}$ – диаметр дефекта изоляции, м

$S_{деф}$ – площадь поверхности коррозионного дефекта, м^2

d – глубина коррозии, м

t – время экспозиции, год

q - электрохимический эквивалент, кг/А•год

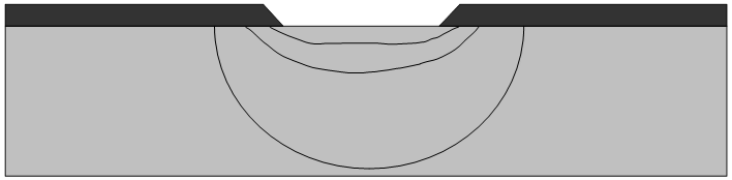
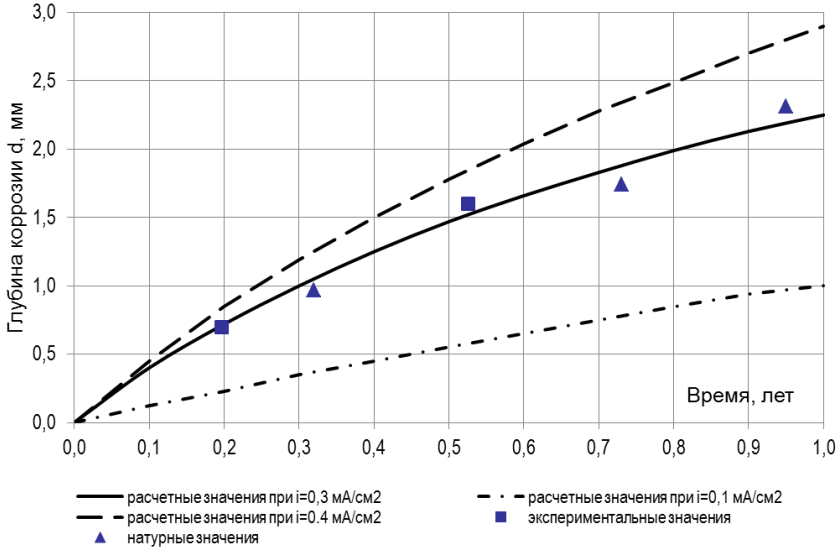
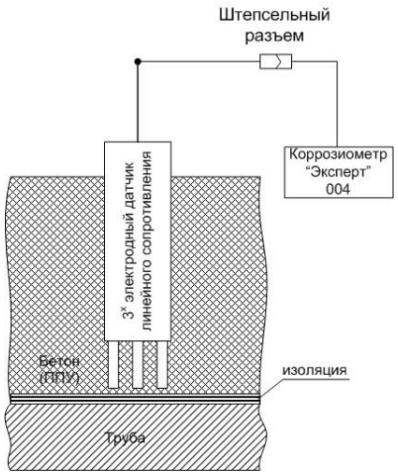


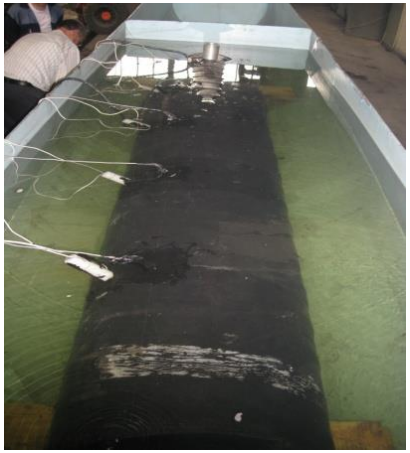
Схема развития коррозионного дефекта

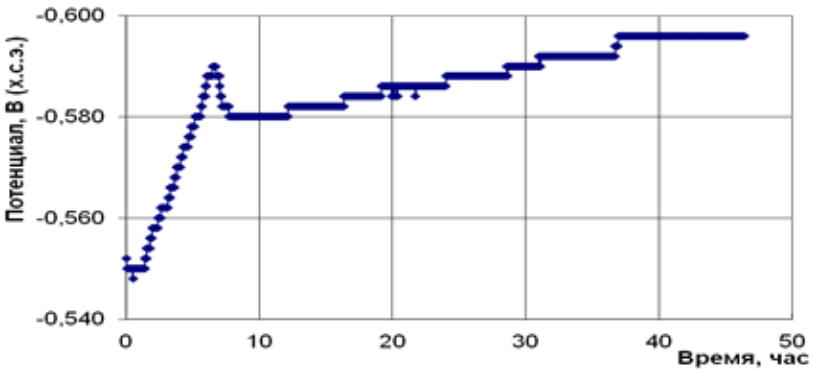


Зависимость глубины коррозии *d* от продолжительности воздействия анодного тока плотностью 0,3 мА/см^2

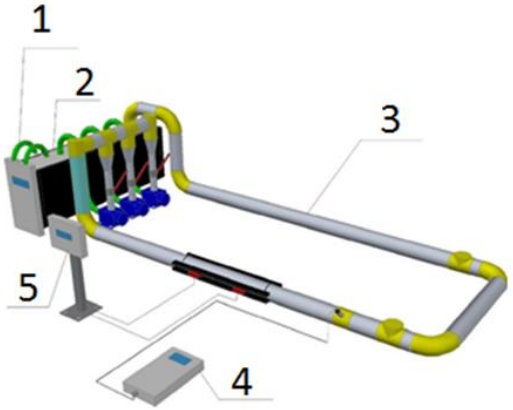
ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ МОРСКОЙ СРЕДЫ (СТЕНДОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ)







Потенциал стали в бетоне при его влагонасыщении (промокании)



Установка для исследования электрохимических процессов в движущейся морской среде

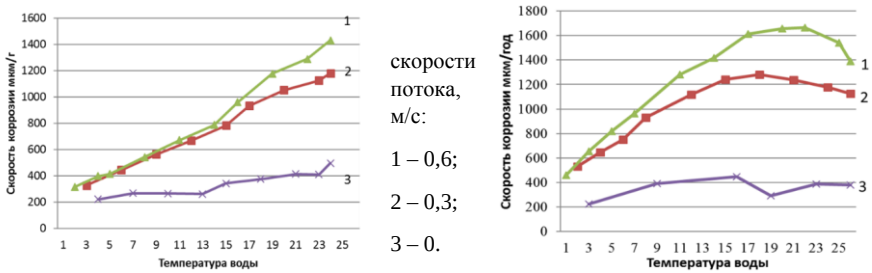
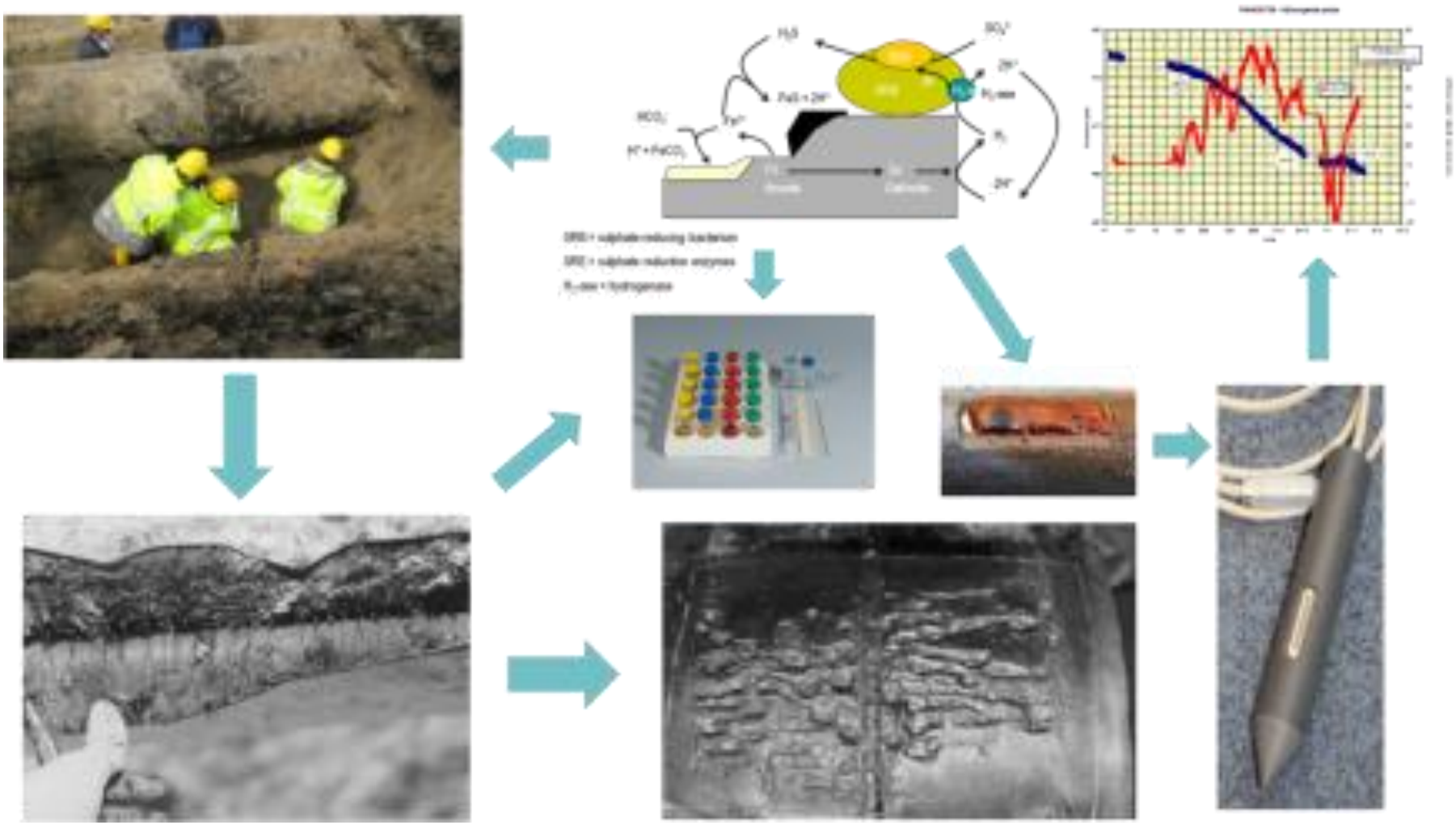


График зависимости скорости коррозии от температуры электролита при солености: а - 0,3 % NaCl (3 г/л), б - 3% NaCl (30 г/л)

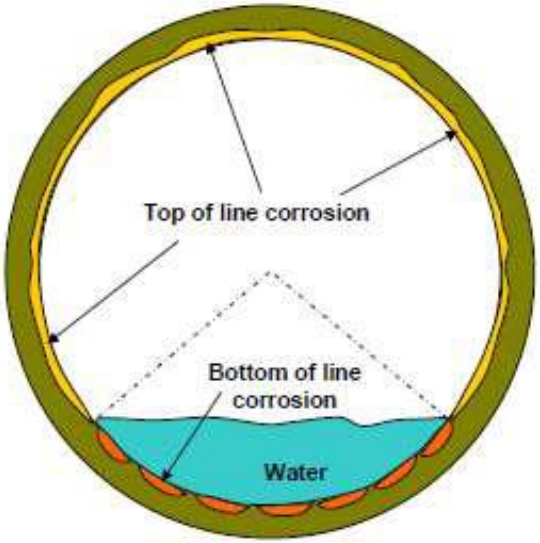
Зависимость скорости коррозии от величин температуры (x_1, °С), солености (x_2, г/л), скорости потока (x_3, м/с), и приложенной нагрузки (x_4, %) на рабочий электрод

$$K(\text{мм/год}) = 0{,}3666 - 0{,}00394 \cdot x_1 - 0{,}00075 \cdot x_2 + 0{,}09425 \cdot x_3 + 0{,}039477 \cdot x_4$$

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО ФАКТОРА НА РАЗВИТИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ



ОЦЕНКА ФАКТОРА ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ



$$CO_2 + H_2O \leftrightarrow H_2CO_3$$

$$Fe^{2+} + CO_3^{2-} \rightarrow FeCO_3$$

$$Fe^{2+}2HCO_3^- \rightarrow Fe(HCO_3)_2$$

$$Fe(HCO_3)_2 \rightarrow FeCO_3 + CO_2 + H_2O$$

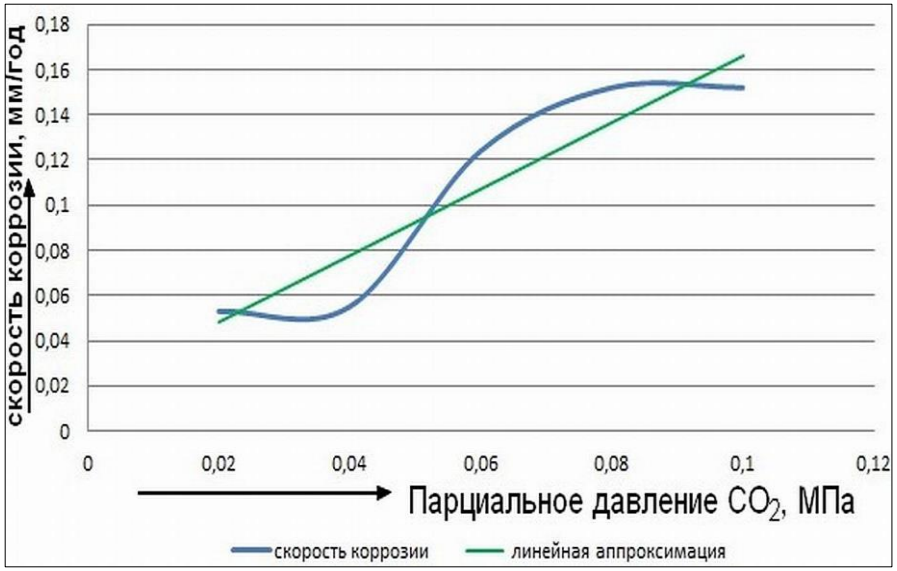
Парциальное давление CO_2, МПа	Дополнительные факторы*		Степень агрессивности	Противокоррозионные мероприятия
менее 0,02 МПа	-	-	Низкая	-
от 0,02 МПа до 0,05	+	повышенная температура, влажность газа, высокая минерализация, кислый pH-фактор или др.*	Средняя	Коррозионный мониторинг (1 дополнительный фактор)
			Высокая	Ингибиторная защита (более 1 дополнительного фактора)
от 0,05 МПа до 0,2	-	-	Средняя	Коррозионный мониторинг
	+	повышенная температура, влажность газа, высокая минерализация, кислый pH-фактор или др.*	Высокая	Ингибиторная защита
свыше 0,2	-	-	Высокая	Ингибиторная защита
	+	повышенная температура, влажность газа, высокая минерализация, кислый pH-фактор или др.*	Высокая	Ингибиторная защита

*дополнительные коррозионно-опасные факторы]

ОЦЕНКА СКОРОСТИ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ПРИСУТСТВИЯ СВЕРХНОРМАТИВНОГО УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Парциальное давление в магистральном газопроводе CO_2, МПа

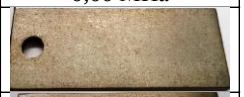
№	Содержание CO_2, %	Парциальное давление CO_2, МПа	
		При общем давлении 7.5 МПа	При общем давлении 9.8 МПа
1.	0.7	0.053	0.069
2.	1.04	0.078	0.1
3.	1.65	0.123	0.162
4.	2.5	0.187	0.245



Скорости протекания коррозионных процессов в условиях конденсации влаги и различных значений парциального давления CO_2.

Агрессивная среда / парциальное давление	Условия	Скорость общей коррозии, мм/год	Скорость локальной коррозии*, мм/год
0,1 МПа CO_2	Конденсация влаги	0,008 - 0,012	0,35 – 1,8
0,075 МПа CO_2	Конденсация влаги	0,008 - 0,018	0,30 – 1,7
0,05 МПа CO_2	Конденсация влаги	0,018 - 0,023	0,30 – 1,3
0,025 МПа CO_2	Конденсация влаги	0,011 - 0,015	0,25 - 0,9
0,0 МПа CO_2**	Конденсация влаги	0,01 - 0,03	Локальная коррозия отсутствует
0,1 МПа CO_2	Сухой газ (без конденсации влаги)	0,01 - 0,03	Локальная коррозия отсутствует

*глубинный показатель коррозии (скорость локальной коррозии для углеродистых сталей типа 09Г2С, Ст 20 и др.) рассчитан, исходя из измерения глубины локальных дефектов за времени эксперимента
** давление создавалось присутствием нейтрального газа N_2

Тип стали	Парциальное давление CO_2		
	0,075 МПа	0,05 МПа	0,00 МПа
Сталь 20			
09Г2С			

Внешний вид образцов стали после испытаний в условиях конденсации влаги и присутствия CO_2 (продукты коррозии удалены).

ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ!