ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

АЧИМГАЗ

Разработка системы мониторинга состояния трубопроводов

Усачёв Александр Игоревич

Исполнительный директор

usachev@its-samara.com

+7 (919) 800 87 49

Беркович Глеб Михайлович

Руководитель проектов департамента информационных технологий

berkovich@its-samara.com

+7 (919) 800 87 30



Содержание

1	**Описание проекта**	1.1 Цель и основные задачи СПД 1.2 Целевые пользователи СПД
2	**Архитектура СПД**	2.1 Блоки системы 2.2 Взаимодействие между блоками системы
3	**Пример исследования трубопроводов обвязки скважины**	3.1. Исследование состояния трубопроводов обвязки скважины по состоянию на январь 2022 г. 3.2. Идентификация проблемных участков. Выбор участков, требующих внимания 3.3. Учёт выполненных ремонтов 3.4. Прогноз толщины стенки выбранных участков
4	**Пример исследования шлейфа**	4.1. Исследование состояния шлейфа по состоянию на декабрь 2022 г. 4.2. Прогноз толщины стенки в двух точках шлейфа

Цель и основные задачи системы

Полное наименование:
Информационная система мониторинга состояния трубопроводов обвязки газоконденсатных скважин и шлейфов (далее Интеллектуальная система)

Цель:
Разработка программно-технического комплекса (Интеллектуальной Системы) мониторинга состояния трубопроводов обвязки газоконденсатных скважин и шлейфов на предмет коррозионно-эрозионного износа, а также интерактивного картирования паспортов оборудования и иной необходимой информации

Задачи:

- Двухмерное и трехмерное отображение трубопроводов с привязкой к местности на основе данных проектной и исполнительной документации с отображением динамики пространственного изменения положения трубопровода
- обеспечение автоматизированного отслеживания и анализа технического состояния элементов трубопроводной сети
- интерактивное картирования паспортов оборудования и иной необходимой информации
- оперативное предоставление текущей и аналитической информации по коррозионно-эрозионному износу и остаточному ресурсу элементов трубопроводной сети
- планирование и ведение операций по техническому обслуживанию и ремонту трубопроводов

Основные пользователи системы

1. Инженер службы «ТОиР» (эксплуатационной службы УКПГ (механик/ мастер по добыче Н.Г.К.))

- занесение результатов толщинометрии (УЗД для трубопроводов обвязки газоконденсатных скважин и ВТД для шлейфов)
- просмотр и интерпретация информации о текущих и прогнозируемых скоростях коррозионного и эрозионного износа, остаточной толщины по всей протяженности трубопроводов
- принятие решения по мероприятиям в рамках обслуживания и ремонта

2. Отдел автоматизации и метрологического обеспечения

- внесение изменений в ИС
- добавление новых элементов сети

3. Служба информационно-управляющих систем

- контроль и мониторинг функционирования системы с точки зрения программных и сетевых компонент системно-технической инфраструктуры информационно-управляющей системы производственно-хозяйственной деятельности (за исключением ИУС ДУ, АСУ ТП)

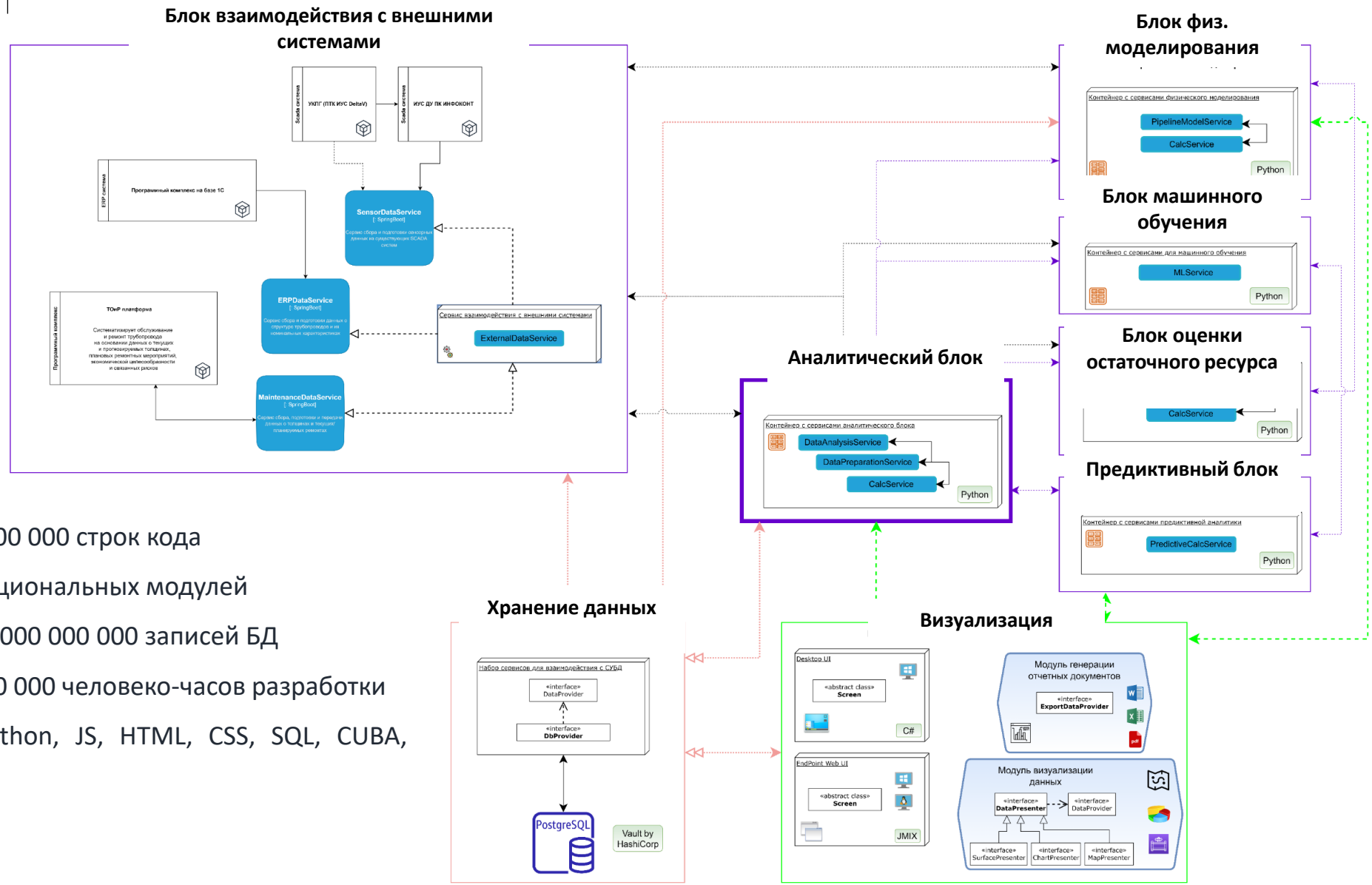
4. Руководство компании

- оперативная информация о состоянии трубопроводной системы, планировании и проведении ремонтов
- использование интерактивной интеллектуальной системы для аналитики, презентаций и подготовки отчетности

5. Инженер компании поставщика ИС

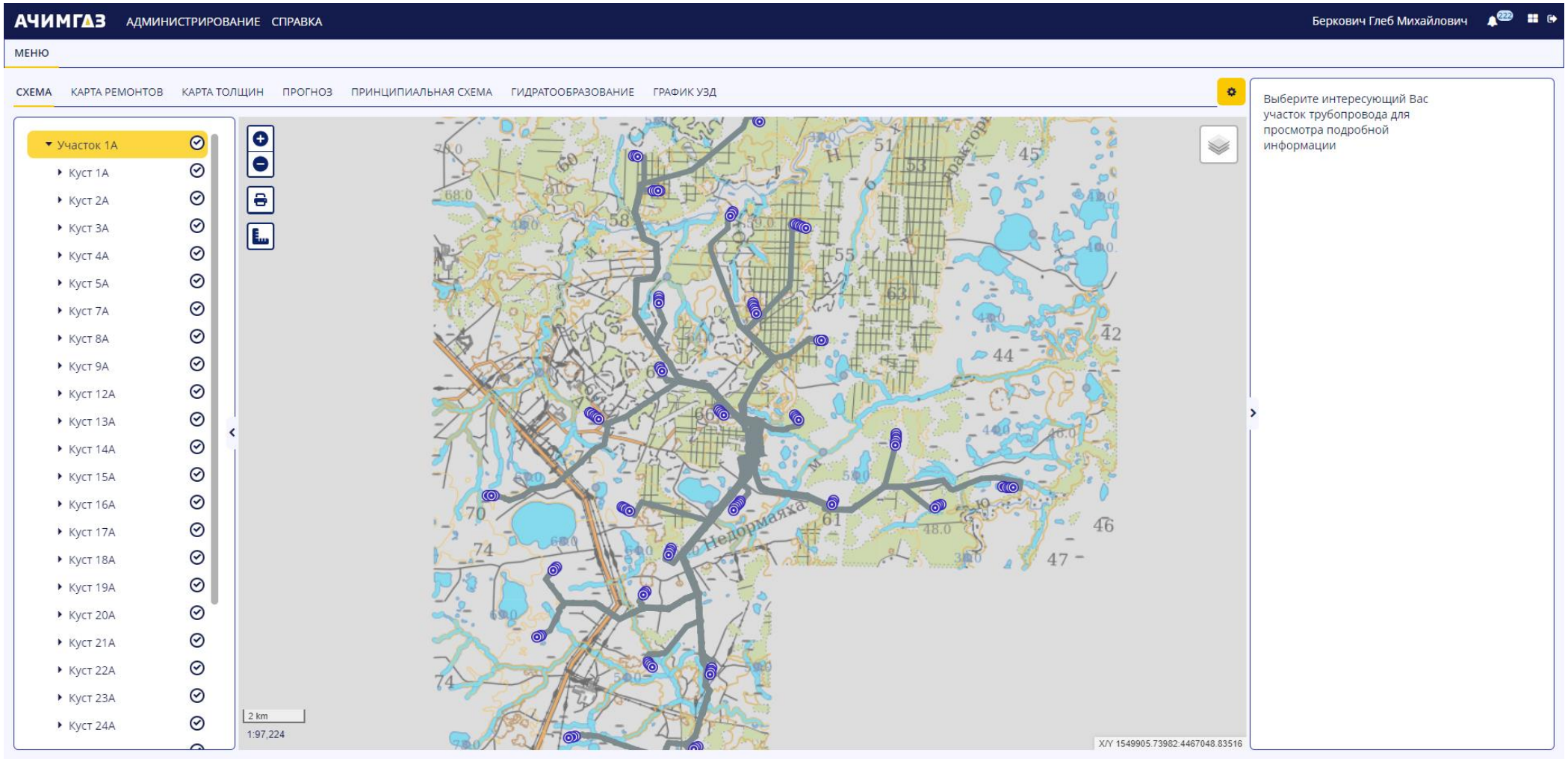
- внесение существенных обновлений в систему (в том числе в суррогатные модели)

Архитектура системы



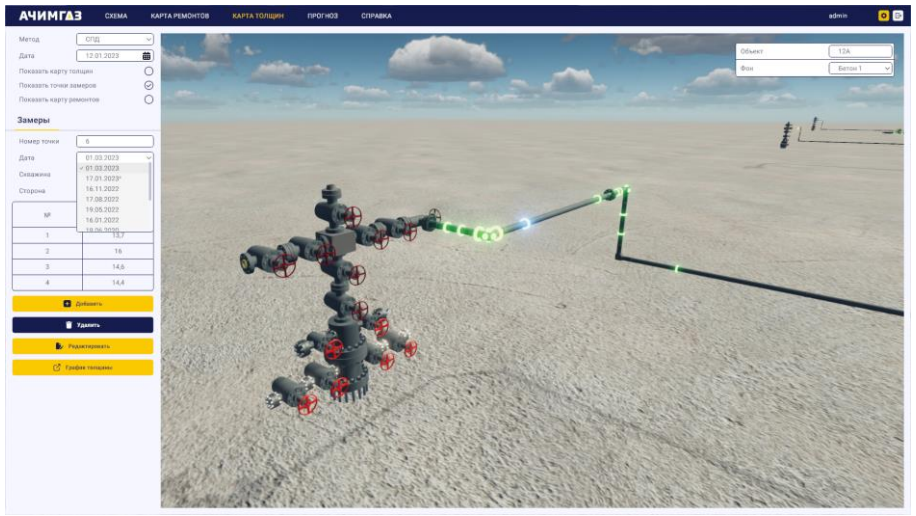
- более 100 000 строк кода
- 12 функциональных модулей
- Более 5 000 000 000 записей БД
- Более 20 000 человеко-часов разработки
- Java, Python, JS, HTML, CSS, SQL, CUBA, Flask

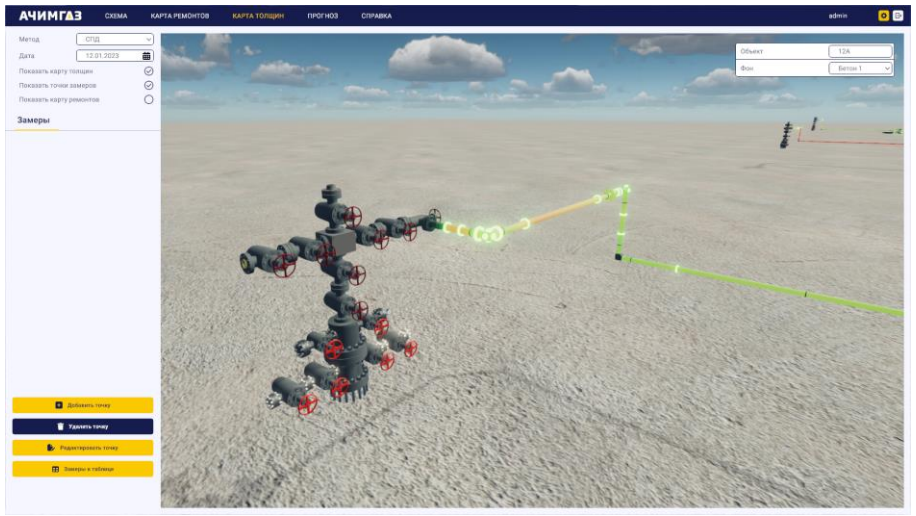
Основной функционал: ГИС

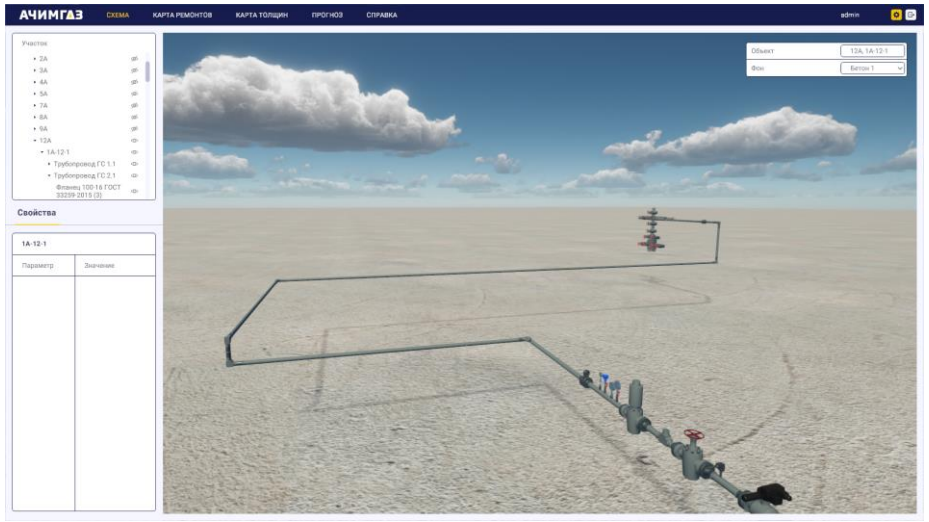


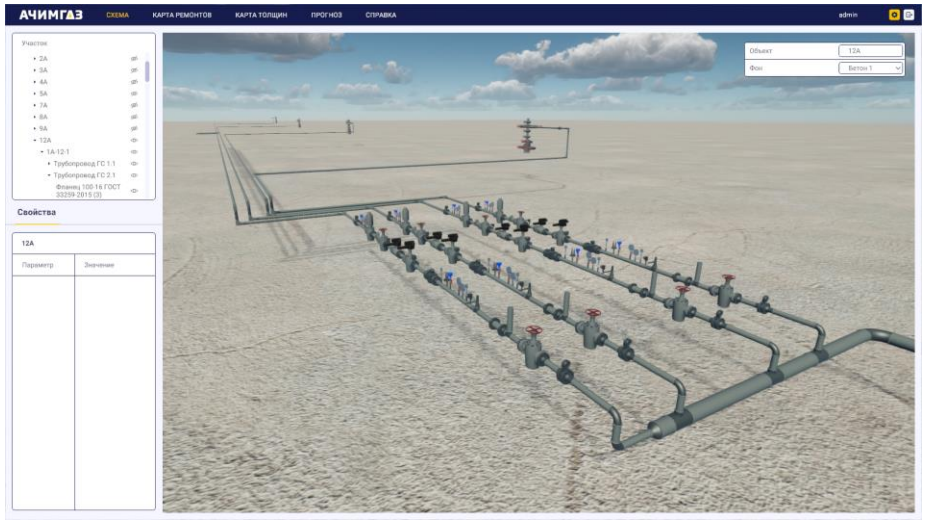
Нанесение на карту объектов инфраструктуры

Основной функционал: 3D



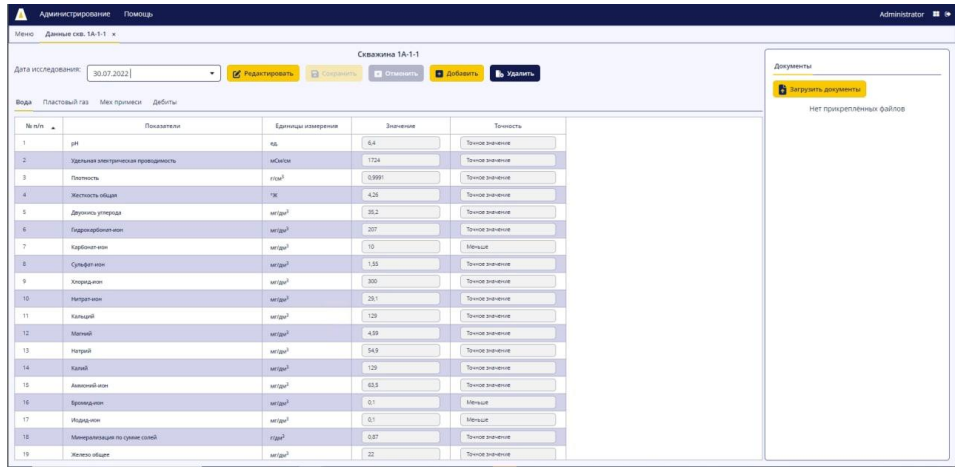






3D-визуализация объектов

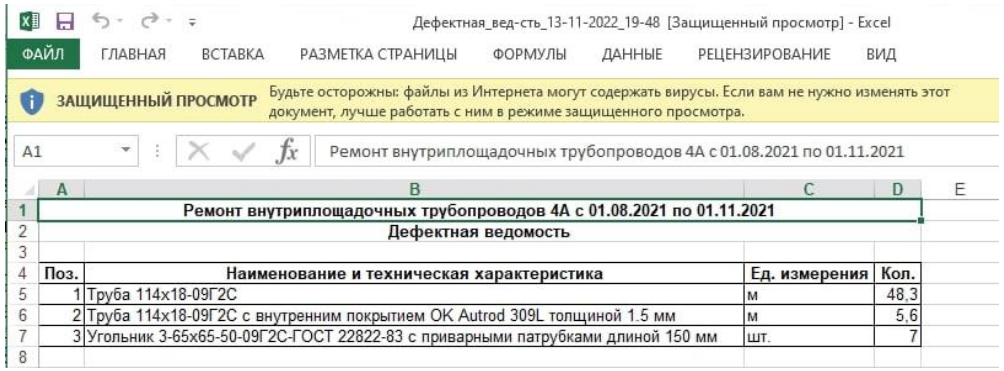
Основной функционал: 3D



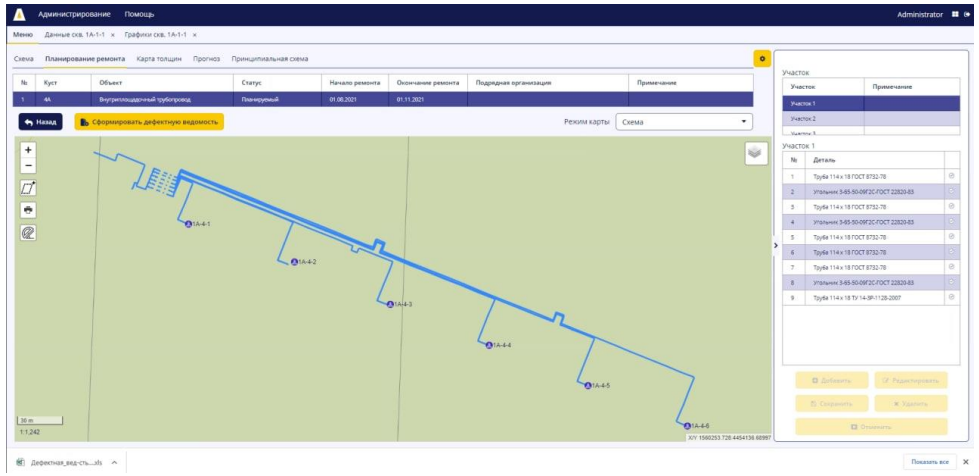
Работа с таблицами



Построение графиков



Генерация отчетов

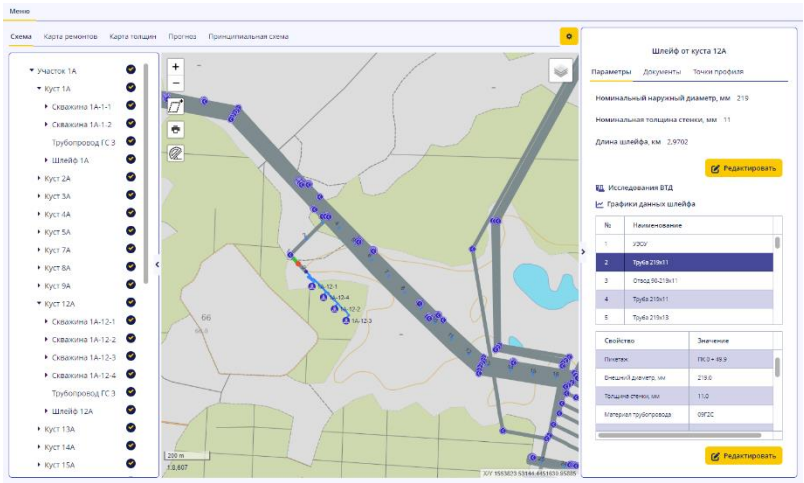


Планирование мероприятий

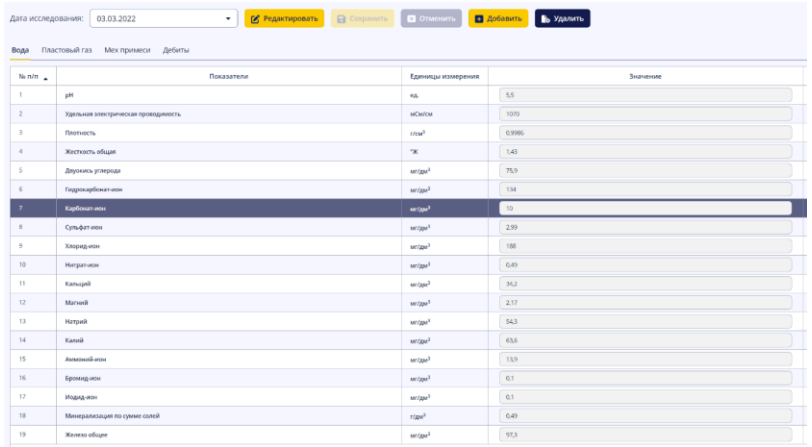
Основной функционал: инструменты для работы



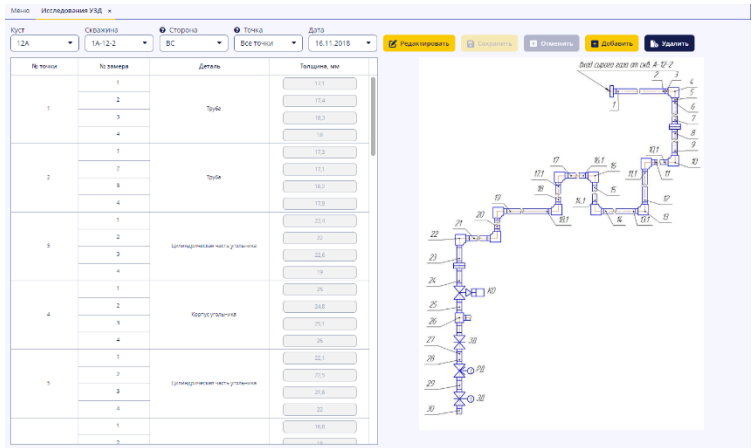
Принципиальные схемы



Интерактивная карта



Лабораторные исследования



Внесение и просмотр данных УЗД и ВТД

Инновационная составляющая: предиктивные модели

Аналитическая модель
(на основе NORSOK M506)

(t); 5 °C, 15 °C, 20 °C, 40 °C, 60 °C, 80 °C, 90 °C, 120 °C and 150 °C is used:

$$CR_t = K_t \times f_{CO2}^{0.62} \times (S/19)^{0.146 + 0.0324 \log(fCO2)} \times f(pH)_t \quad \text{(mm/year)}$$

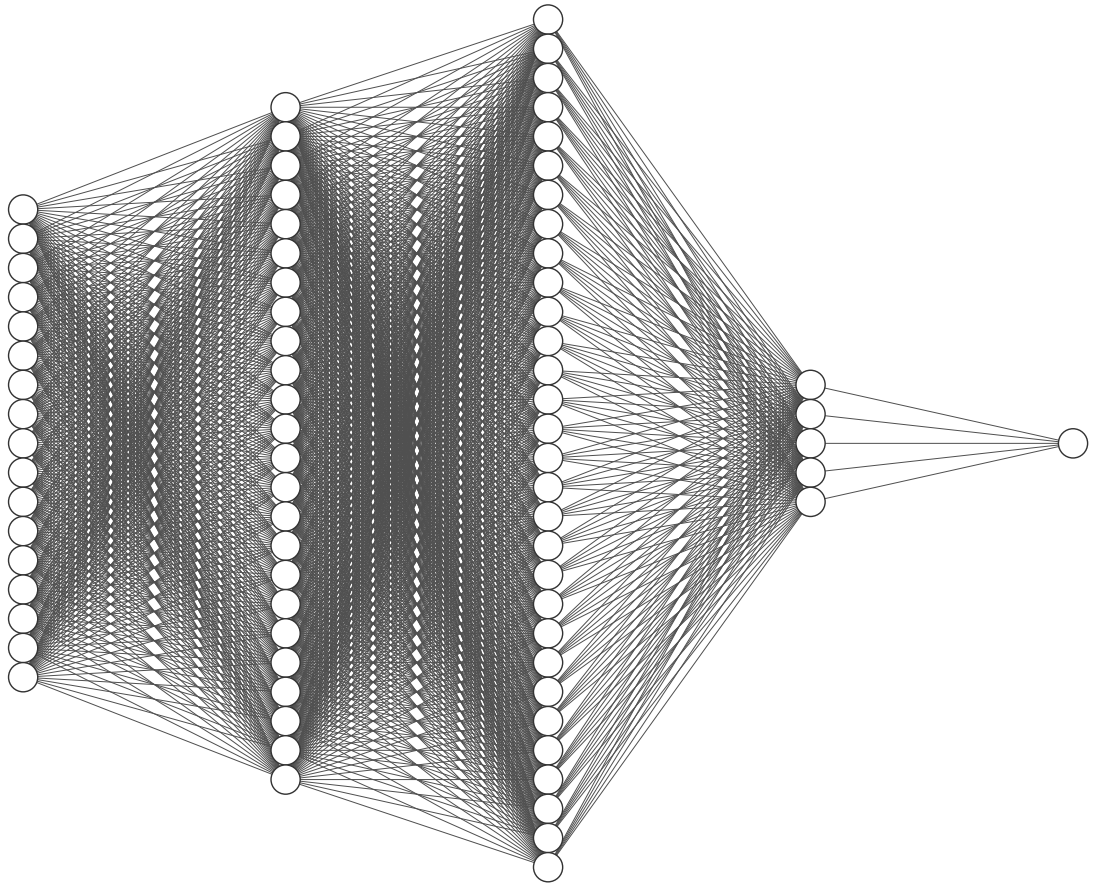
The following equation is used at temperature 15 °C:

$$CR_t = K_t \times f_{CO2}^{0.36} \times (S/19)^{0.146 + 0.0324 \log(fCO2)} \times f(pH)_t \quad \text{(mm/year)}$$

The following equation is used at temperature 5 °C:

$$CR_t = K_t \times f_{CO2}^{0.36} \times f(pH)_t \quad \text{(mm/year)}$$

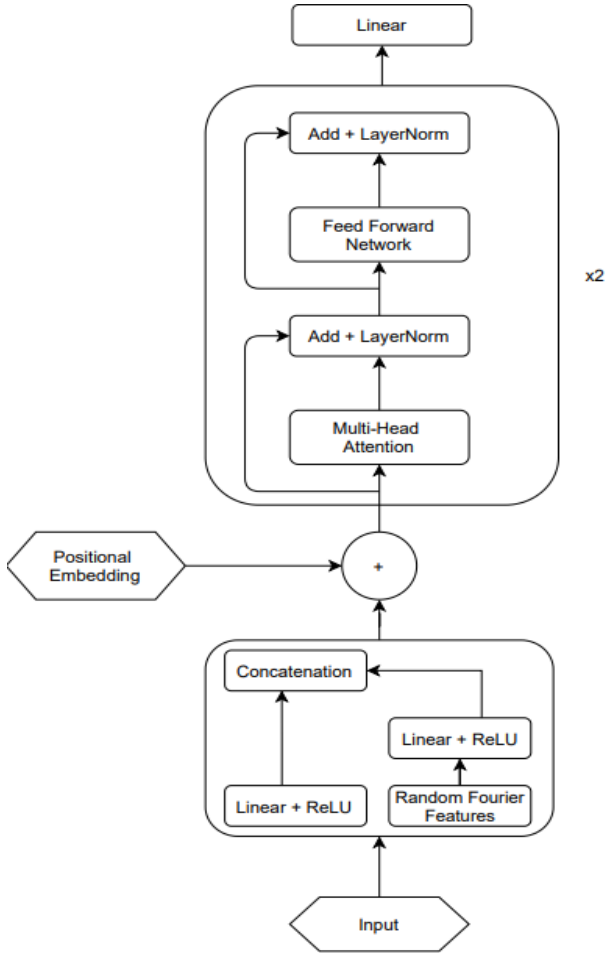
Модель машинного обучения. Полносвязная нейронная сеть (FCN)



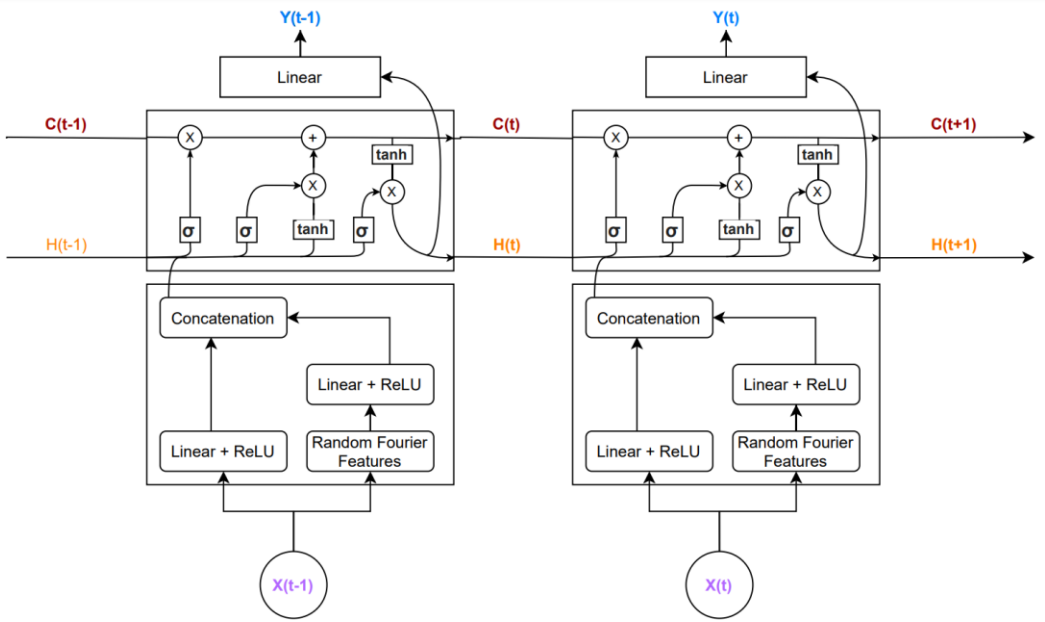
Признаки Скрытые слои Утонение

Инновационная составляющая: предиктивные модели

Модель машинного обучения.
Нейронная сеть Трансформер (TR)



Модель машинного обучения.
Рекуррентная нейронная сеть (RNN)



Y(t) - ответ (значения истончения) на временном шаге t.
H(t) - скрытое состояние рекуррентного слоя на временном шаге t.
C(t) - значение-кандидат рекуррентного слоя на временном шаге t.
X(t) - вектор признаков (значения замеров параметров трубы) на временном шаге t.

Инновационная составляющая

- **4 модели** (1 аналитическая и 3 модели машинного обучения)
- более **100 модификаций** архитектур моделей
- более **4 000 моделей** для каждой скважины на этапе исследования
- более 1**0 000 часов** обучения моделей
- по **25 000 векторов признаков** для каждой скважины

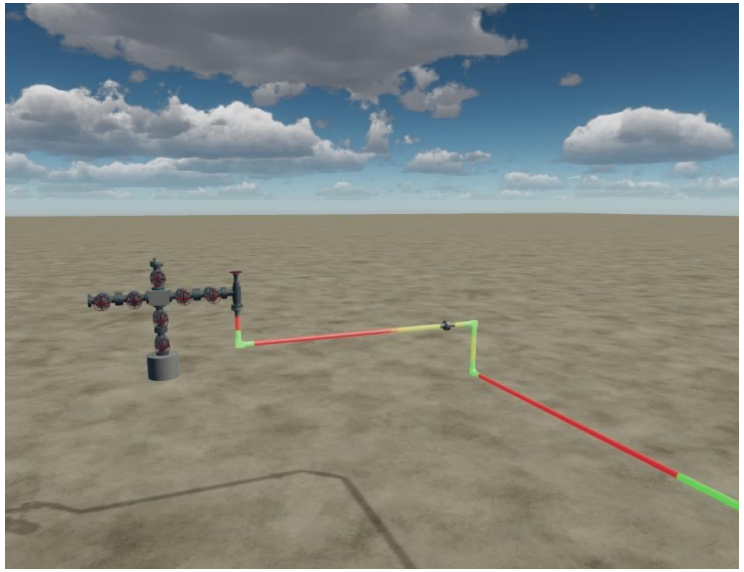
Планируемые результаты работы предиктивного блока в частности и разрабатываемая интеллектуальная система в целом обладают научной новизной и представляют собой большой интерес для научных публикаций и написания кандидатских и докторских диссертаций в области технических наук.

Исследование состояния обвязки скважины

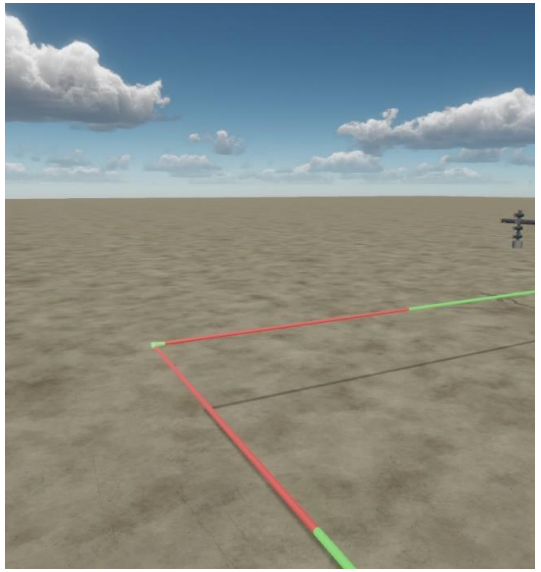
Командой ООО “ИТ-Сервис” было исследовано состояние обвязки трубопровода по наблюдениям на январь 2022 года. Ниже представлен вид сверху на участки ГС1 и ГС2 трубопровода обвязки скважины в десктоп-приложении СПД для просмотра 3D-моделей. При просмотре был задействован режим отображения толщин в виде цветовой индикации: зелёный цвет - значения близкие к номинальной толщине стенки, красный - критическое утонение. Из рисунка особо выделяются 3 участка:

- участок близкий к фонтанной арматуре;
- участок, находящийся на расстоянии примерно 30 м от фонтанной арматуры вдоль трубы;
- участок, расположенный ближе к блоку ЗРА.

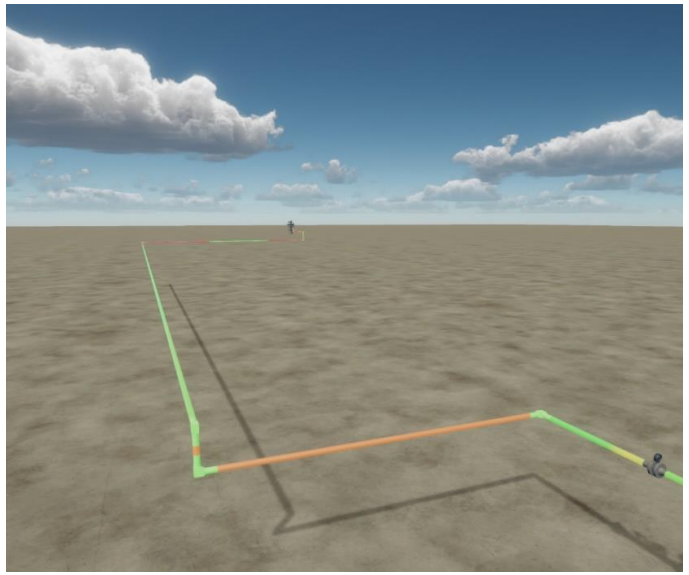
Последний из указанных участков обладает минимальной толщиной стенки около 15 мм, что не является критическим значением. Поэтому для более тщательного исследования были выбраны точки на участках 1 и 2.



1



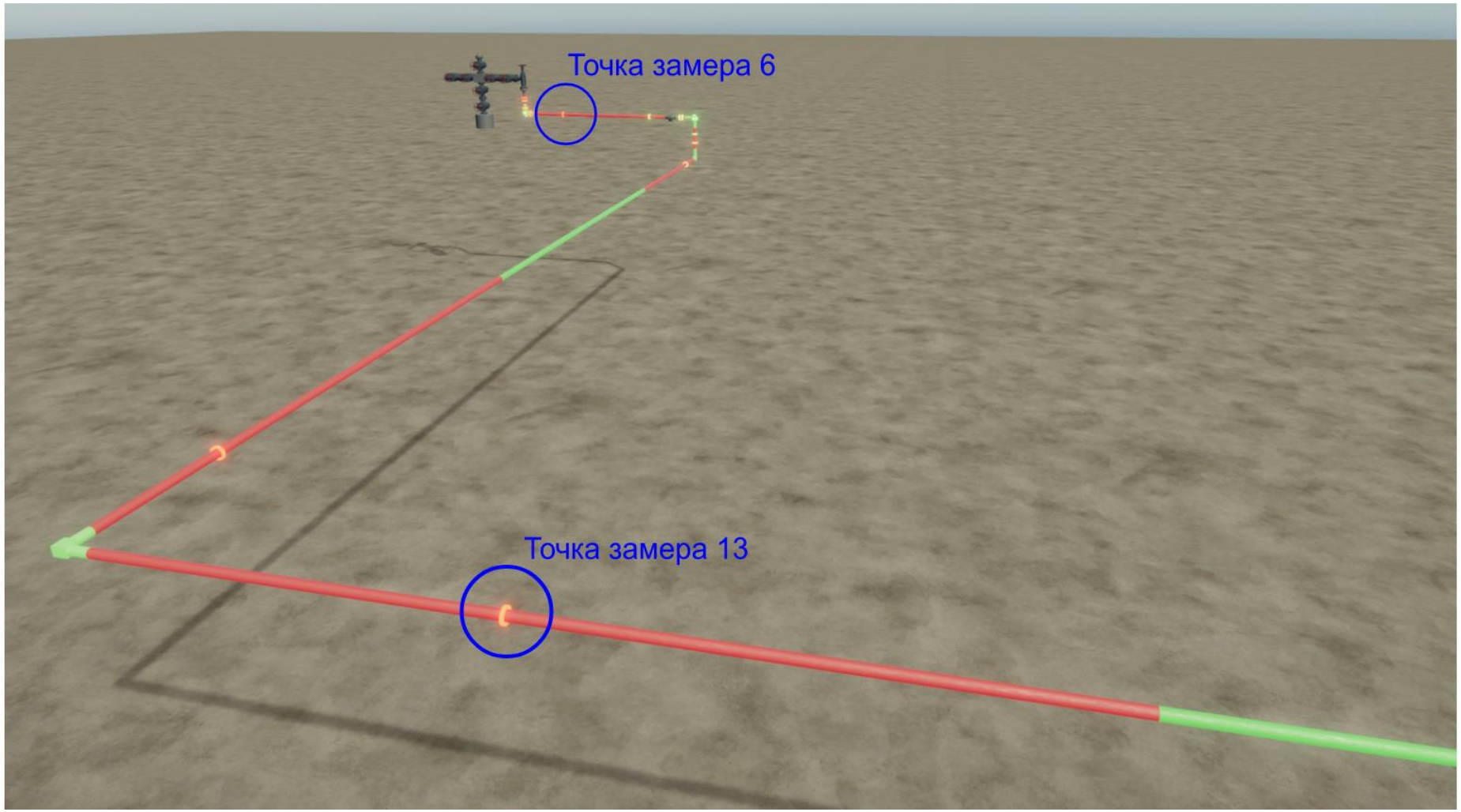
2



3

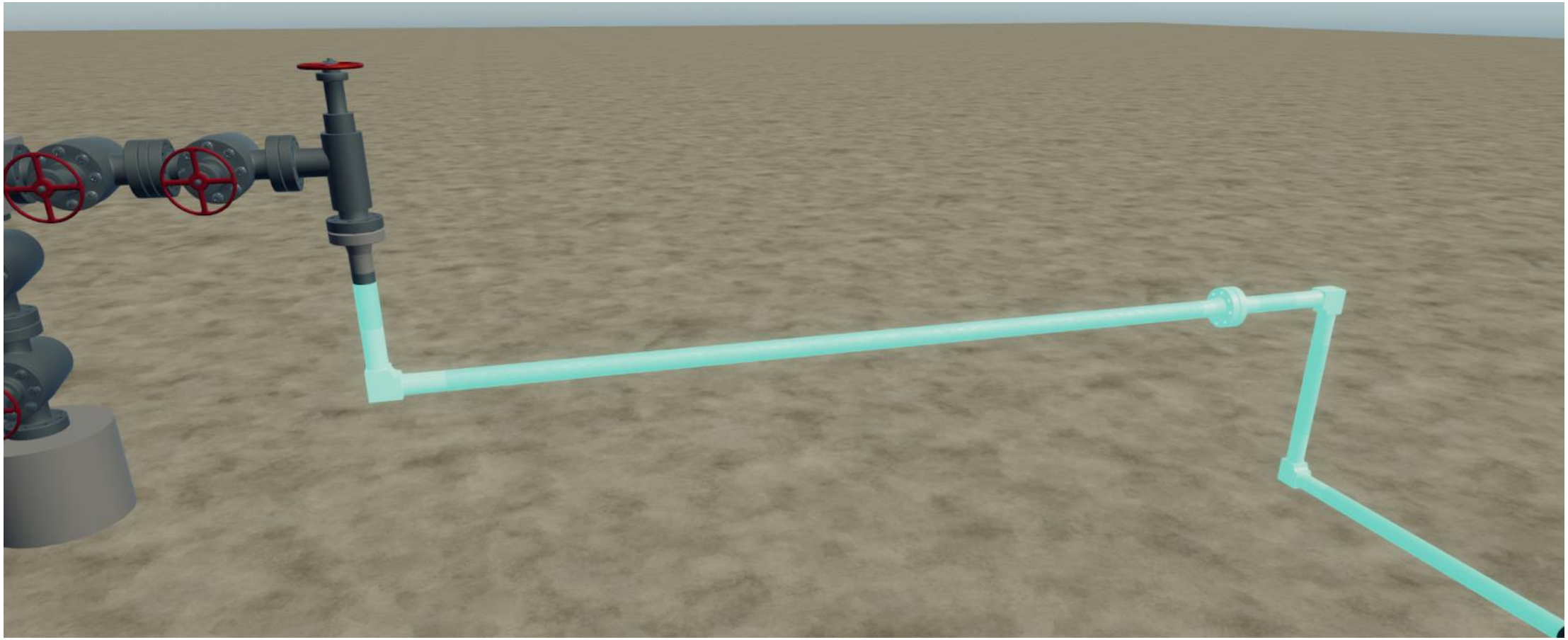
Исследование состояния обвязки скважины

Расположение точек замера при УЗД с номерами 6 и 13, которые были выбраны для исследования

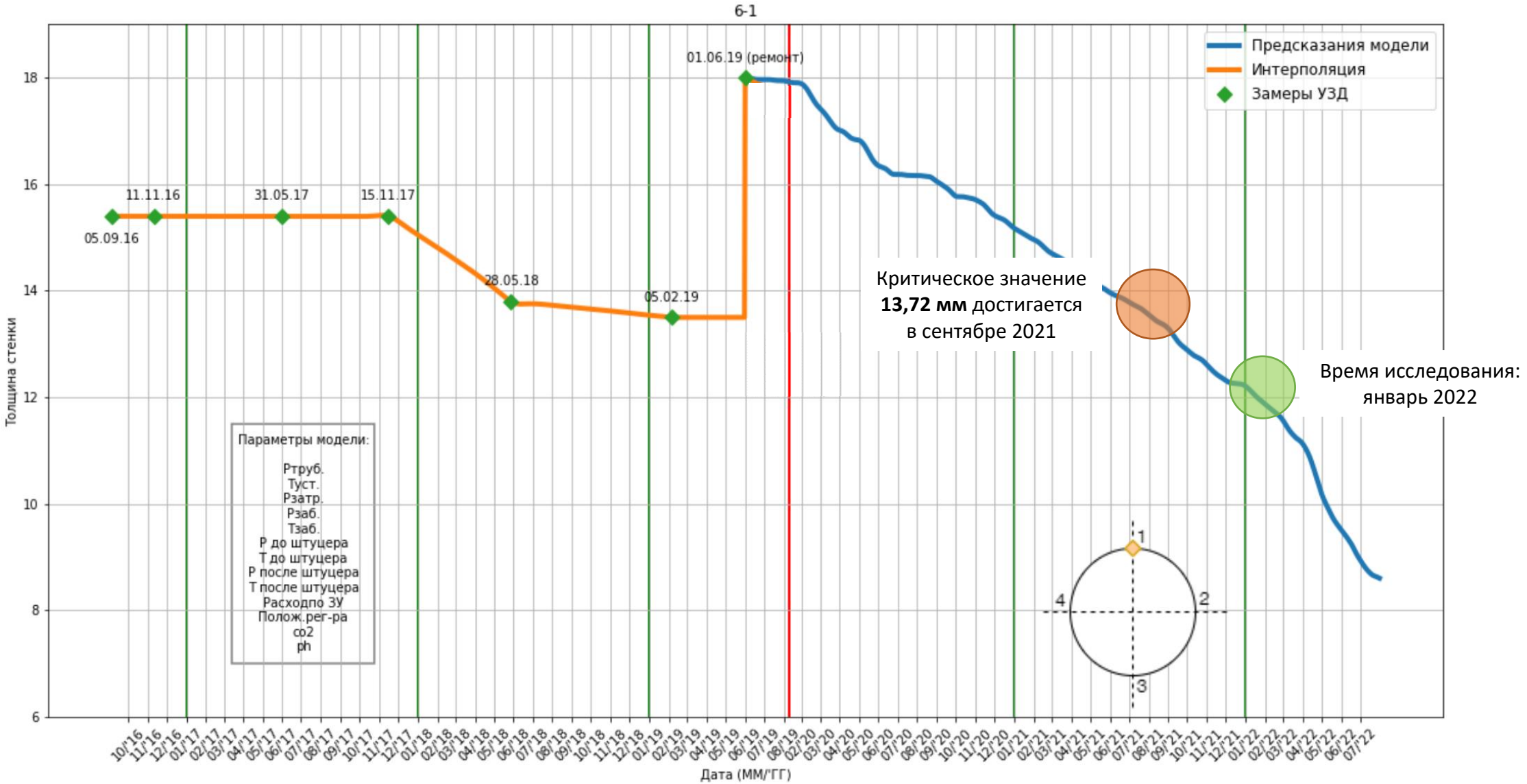


Исследование состояния обвязки скважины

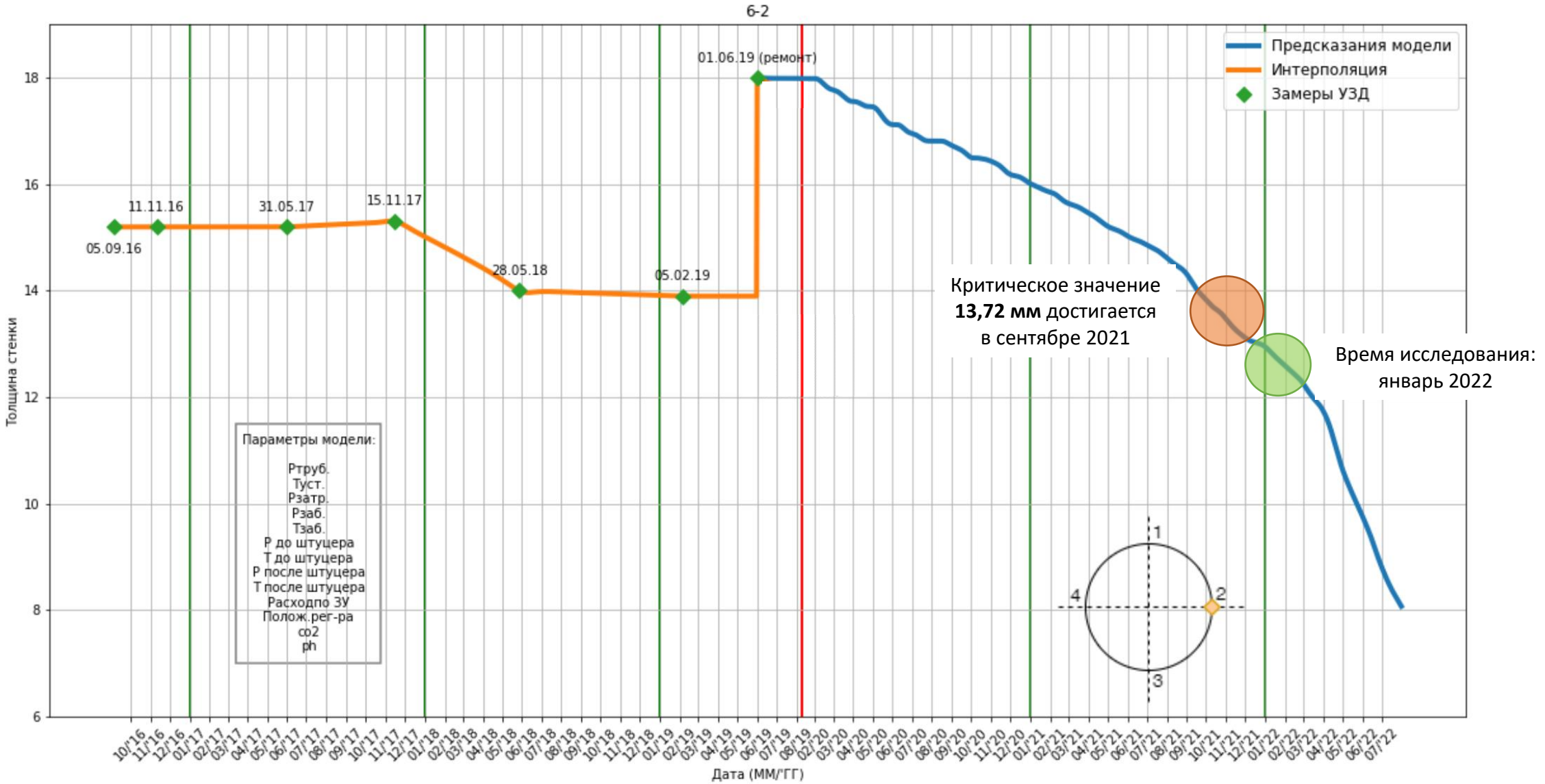
Ранее в систему была внесена информация о ремонте первого участка в 2019 году, поэтому при исследовании точки 6 было учтено, что в 2019 году толщина трубопровода на этом участке была “восстановлена” до номинальных 18 мм.



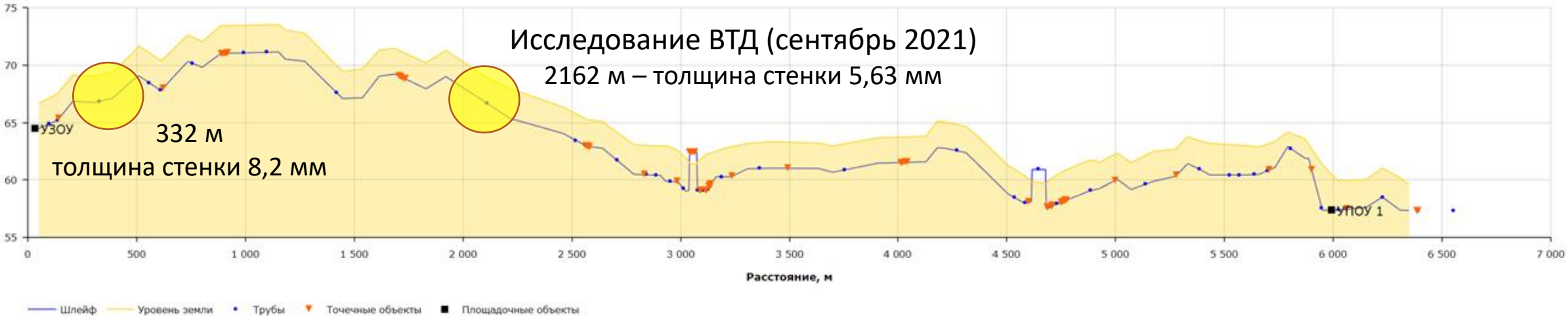
Исследование состояния обвязки скважины

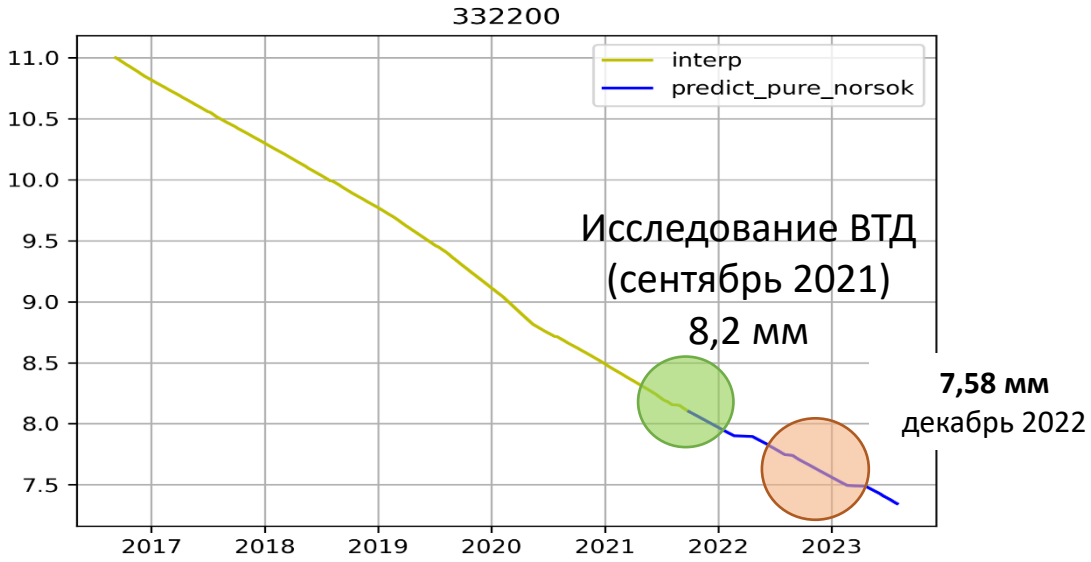


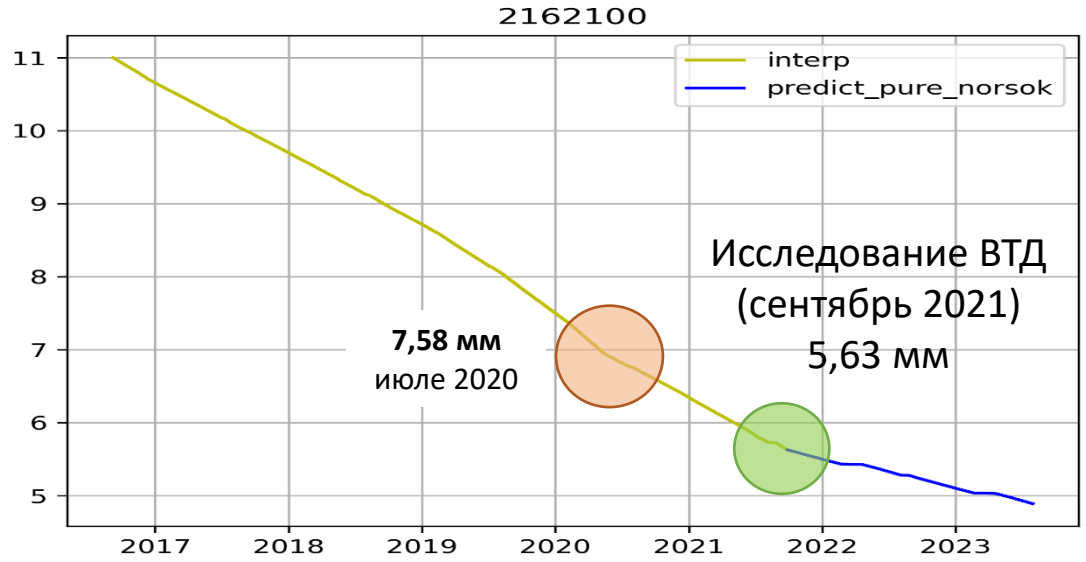
Исследование состояния обвязки скважины



Исследование состояния шлейфа







Александр
Усачёв

Исполнительный директор
+ 7 846 212 00 49
+7 919 800 87 49
usachev@its-samara.com

Глеб
Беркович

Руководитель проектов департамента
информационных технологий
+ 7 919 800 87 30
berkovich@its-samara.com







АГЗУ (АВТОМАТИЧЕСКИЕ ГРУППОВЫЕ ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ) И БГ (БЛОКИ ГРЕБЁНОК) С ВНУТРЕННИМ ЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ.

ООО «БАЙТЕКС»

2023

MOLGROUP

ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА



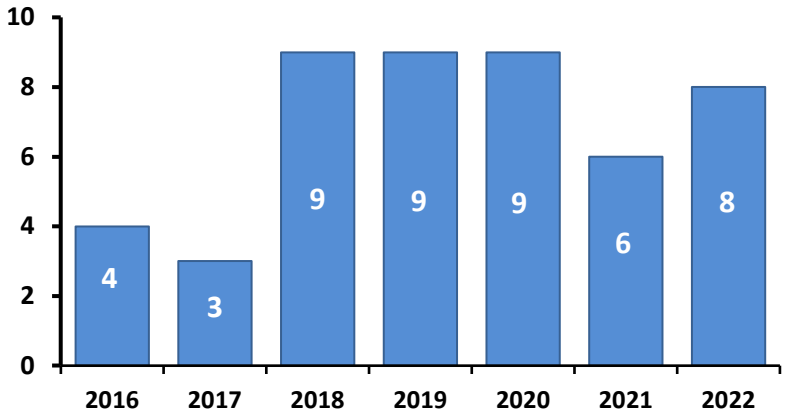
- В ООО «БайТекс» существует острая проблема с обеспечением целостности площадочных объектов, а именно АГЗУ и БГ по причине коррозии, приводящей к преждевременным отказам важного оборудования, потере нефти и контроля производственных процессов.

АГРЕССИВНЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТИ, ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ И ГАЗА ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПЛАСТОВ

- Агрессивный химический состав рабочих сред (H_2S, CO_2, бактерии), что приводит к появлению язв и охрупчиванию металла с последующим растрескиванием;
- Значительное воздействие коррозионных процессов на объекты наземной инфраструктуры

Причина коррозии

Динамика порывов и отказов АГЗУ и БГ 2016-2022гг.







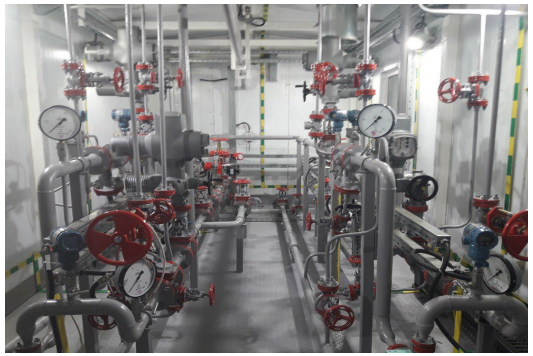
ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ – АГЗУ И БГ С ВНУТРЕННИМ ПОКРЫТИЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

- Для минимизации проблемы отказов в ООО «БайТекс» было принято решение подобрать технологию защиты АГЗУ и БГ от воздействия коррозии на основные узлы установок. Совместно с партнёром ООО «БМК» выбран метод технического перевооружения старых АГЗУ и БГ с заменой основных узлов, деталей, оборудования и нанесением 2-х слойного внутреннего сплошного защитного покрытия на все технологические трубопроводы, включая сварные стыки, фасонные изделия и ПСМ по технологии Hempel (покрытия HEMPADUR 85671, Hempadur Multi-Strength GF 35870 или аналоги) с предварительной пескоструйной сплошной очисткой и обработкой внутренних поверхностей и с проведением контроля качества адгезии каждого слоя. Разработана технологическая карта производственного процесса нанесения покрытия.
- Внутреннее покрытие обладает высокими защитными свойствами, обеспечивающими высокую долговечность в процессе эксплуатации оборудования. Применение внутренних покрытий дает ряд преимуществ: увеличение срока службы технологических трубопроводов; увеличение пропускной способности; снижение парафино и солеобразований на стенках трубопроводов, повышение надежности и снижение ежегодных эксплуатационных расходов.



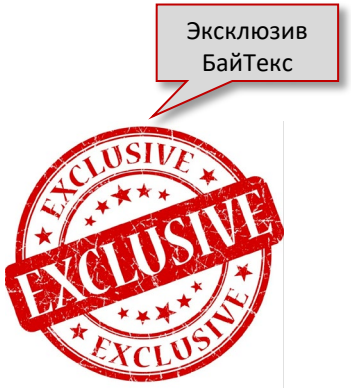






АГЗУ и БГ со 100% защитным внутренним покрытием трубопроводов, в том числе с защитой сварного шва без уменьшения сечения



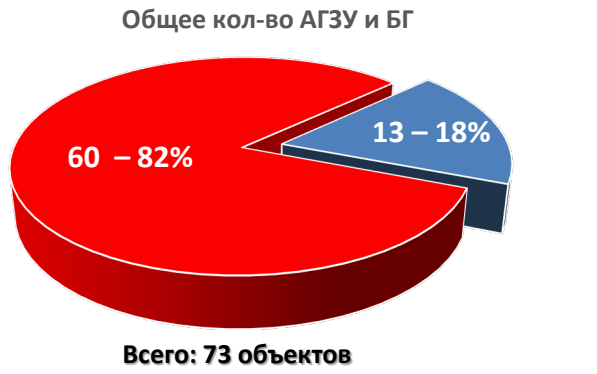


РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ АГЗУ И БГ

- В 2020г. началась реализация проекта технического перевооружения АГЗУ и БГ. В период 2020г. - 2022г. модернизировано 13 установок. Средняя стоимость технического перевооружения одной установки составляет 3 600 тыс.руб. Закупка новой АГЗУ или БГ составила бы в среднем 5 000 тыс.руб.
- Для возможности проведения периодического контроля состояния внутреннего защитного покрытия, в технологической обвязке трубопроводов АГЗУ и БГ предусмотрены съёмные элементы. для возможности проведения периодического контроля состояния внутреннего защитного покрытия (без остановки работы отдельных скважин и АГЗУ в целом).



Состояние внутреннего защитного покрытия после эксплуатации в течении двух лет.



- **Разработана программа поэтапной модернизации АГЗУ и БГ до 2031г.**

Критерии приоритетности по срокам тех.перевооружения не защищённых объектов.

- Объекты, на которых ранее были зафиксированы отказы;
- Объекты с предписанием замены по результатам экспертизы промышленной безопасности;
- Продолжительность работы объектов (год ввода в эксплуатацию);
- Степень коррозионной агрессивности перекачиваемой среды.



Спасибо за внимание!



Работы РН-БашНИПИнефть для расширения применимости ПКТ и снижения их аварийности

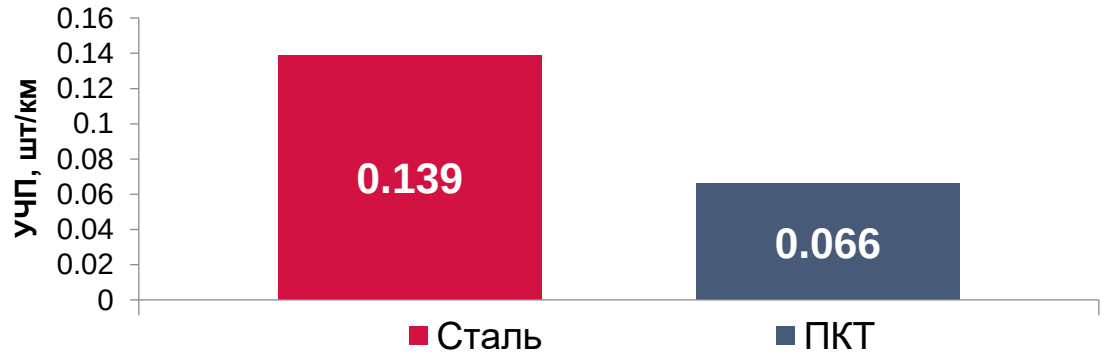
Буркутбаев А.Б. ООО «РН-БашНИПИнефть»

VII Научно-техническая конференция,
«КОРРОЗИЯ И УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»,
г. Самара 6-7 сентября 2023

АВАРИЙНОСТЬ ПКТ

Общая удельная Аварийность ПКТ по Компании шт/(км*год)

Конструкция ПКТ	0-5 лет	6 - 10 лет	11-15 лет	16-20 лет
ГПАТ	**0.005**	**0.027**	**0.068**	**0.116**
ЖПАТ	**0.012**	**0.018**	**0.019**	**0.068**
СПТ	**0.001**	**0.031**	**0.049**	**0.023**



- В настоящий момент времени в Компании Роснефть эксплуатируется порядка 2 600 км действующих ПКТ
- Аварийность ПКТ является одной из причин, сдерживающих их широкое применение

АНАЛИЗ НТД

КОНСТРУКЦИЯ ПКТ	ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ	ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ	ЗАРУБЕЖНЫЕ СТАНДАРТЫ
Гибкие полимерные трубы, армированные металлическими элементами	Технические условия	+	+
	Проектирование	±	+
	Изготовление	±	–
	Испытания	±	+
	Эксплуатация	±	±
Гибкие полимерные трубы, армированные неметаллическими элементами	Технические условия	+	+
	Проектирование	±	+
	Изготовление	±	–
	Испытания	±	+
	Эксплуатация	±	±
Жесткие полимерные армированные трубы	Технические условия	+	–
	Проектирование	±	–
	Изготовление	–	–
	Испытания	±	±
	Эксплуатация	±	–
Стеклопластиковые трубы	Технические условия	+	+
	Проектирование	+	+
	Изготовление	–	+
	Испытания	+	+
	Эксплуатация	+	+

ТРЕБОВАНИЯ К ПКТ

КОНСТРУКЦИЯ ПКТ	ЭЛЕМЕНТ	ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ	ЗАРУБЕЖНЫЕ СТАНДАРТЫ
Гибкие полимерные трубы, армированные металлическими элементами	Слои полимера	+	+
	Армирующие слои	±	+
	Трубы	±	+
	Фитинги	±	+
Гибкие полимерные трубы, армированные неметаллическими элементами	Слои полимера	+	+
	Армирующие слои	–	+
	Трубы	±	+
	Фитинги	±	+
Жесткие полимерные армированные трубы	Слои полимера	±	–
	Армирующие слои	±	–
	Трубы	+	–
	Фитинги	+	–
Стеклопластиковые трубы	Материал	±	+
	Трубы	±	+
	Фитинги	±	+

ТРЕБОВАНИЯ К ПКТ

КОНСТРУКЦИЯ ПКТ	ИСПЫТАНИЯ/ЗАМЕРЫ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ	ЗАРУБЕЖНЫЕ СТАНДАРТЫ
Гибкие полимерные трубы, армированные металлическими элементами	Испытания на воздействие повышенной и пониженной температур и температурных циклов	–	+
	Жесткость к осевой нагрузке	–	+
Гибкие полимерные трубы, армированные неметаллическими элементами	Физические свойства армирующих нитей	–	+
	Долговременные гидростатические испытания	±	+
	Испытания на воздействие повышенной и пониженной температур и температурных циклов	–	+
	Жесткость к осевой нагрузке	–	+
Жесткие полимерные армированные трубы	Физические свойства полимерного материала	±	–
	Физические свойства армирующего материала	±	–
Стеклопластиковые трубы	Физические свойства материала	±	+
	Статическая и циклическая длительная гидростатическая прочность	±	+
	Испытания на воздействие температур	–	+

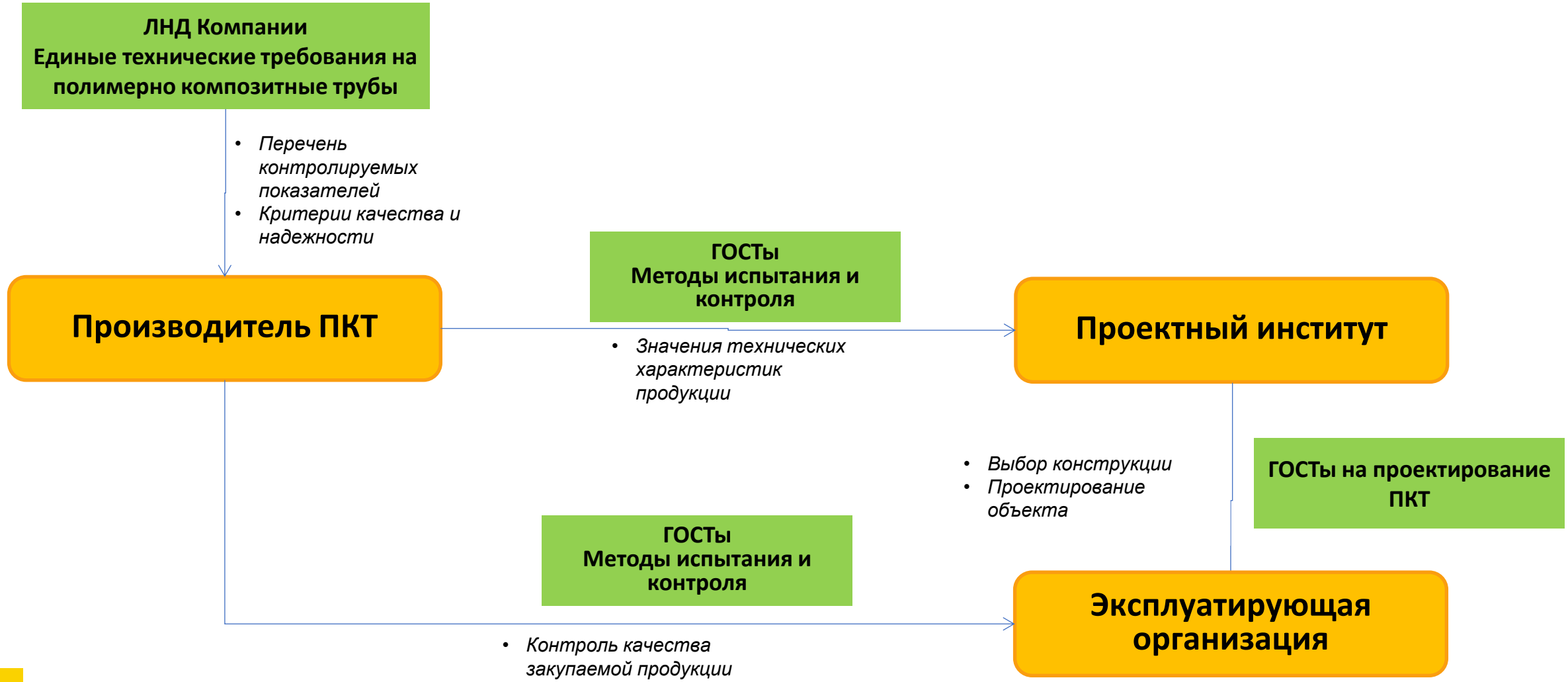
РАБОТЫ В ОБЛАСТИ РАСШИРЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ПКТ В КОМПАНИИ

Проект	Реализация	Примечания
Методика оценки технического состояния и определения остаточного срока службы ПАТ с металлическим армированием.	Завершен (2020-2022)	На основе контроля изменений механических свойств ПАТ. Включается в текущие ТЗ на проведение ТД трубопроводов.
Методика оценки технического состояния и определения остаточного срока службы ПАТ с неметаллическим армированием	2022-2024	Оценка проводится по образцам-свидетелям.
Методика ТЭО использования ПКТ	2023	Позволяет уйти от экспертной оценки при выборе материального исполнения промысловых трубопроводов
Технические требования к Методам испытаний ПКТ	2023	Устанавливает процедуру испытаний ПКТ для допуска к монтажу на действующих объектах
Единые Технические Требования к показателям качества и надежности ПКТ	2024-2025	Регламентация требований к продукции ПКТ для подтверждения надежности и наличия исходных данных при проектировании
Инструкция по оценке тех. состояния ГПАТ при их повторном использовании	2024-2025	Регламентация процесса контроля гибких труб после их демонтажа и/или хранения для подтверждения надежности
Оценка конструктивных решений эксплуатируемого полимерно-армированного трубопровода. Разработка рекомендаций по поддержанию надежности.	2024-2025	Необходимость в работе в связи с отсутствием ГОСТ на проектирование. Работа включает в себя моделирование нагрузок на трубопровод в ПО; лабораторные испытания, имитирующие внешнее воздействие, температурные режимы и т. д., разработка методики оценки тех состояния для ГПАТ в надземном исполнении

ДОРОЖНАЯ КАРТА РАЗРАБОТКИ ОСНОВНЫХ НТД



ВЗАИМОСВЯЗЬ СТАНДАРТОВ



ПРИЧИНЫ РАСШИРЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ К ПКТ

- На основе анализа применения ПКТ сформирован перечень основных эксплуатационных и технологических факторов, влияющих на их аварийность, а также номенклатура соответствующих испытаний для оценки надежности трубной продукции

№ п/п	Фактор, влияющий на аварийность	Описание причин выявленных отказов ПКТ	Испытания для минимизации риска подобных отказов
1	Использование некачественных материалов при изготовлении (заводской брак)	Разрыв по телу трубы, в следствии использования полиэтилена с низкой пластичностью материала	Механические испытания материалов ПКТ
2	Использование не коррозионно стойких элементов металлического армирующего корда в H2S содержащих средах (неверный подбор материала)	Разрушение металлокорда по механизму водородного охрупчивания стали в присутствии сероводорода	Испытания материалов, применяемых для металлических элементов ПКТ, предназначенных для эксплуатации в H2S содержащих средах, на стойкость к водородному и сульфидному растрескиванию
3	Внешнее механическое воздействие	Разрушение в следствие механических повреждений внешнего слоя, оголение каркаса	Испытания с целью определения нормативных показателей стойкости к внешнему воздействию и жесткости конструкции
4	Высокая температура	Разрушение по причине воздействия перекачиваемой среды высокой температуры	Гидравлические испытания при повышенных температурах и после подобного воздействия (имитация разогрева сторонним воздействием)

ПРИЧИНЫ РАСШИРЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ К ПКТ

№ п/п	Фактор, влияющий на аварийность	Описание причин отказа ПКТ	Испытания для минимизации риска подобных отказов
5	Низкая температура	Разрушение по причине эксплуатации в условиях низкой температуры окружающей среды	Испытания на стойкость к пониженным температурам
6	Циклические температурные перепады	Разрушение по причине перепадов температуры	Испытания на стойкость к циклическим температурным перепадам
7	Декомпрессия	Разрушение по причине декомпрессионного схлопывания	- Испытания на работоспособность системы вентиляции газов - Испытания для оценки скорости проникновения перекачиваемой среды в межслойное пространство
8	Коррозия фитинга	Разрушение по фитингу	- Испытания на стойкость к внешней и внутренней коррозии в среде

ПРОБЛЕМАТИКА ВОПРОСА И АКТУАЛЬНОСТЬ ЗАДАЧИ ЕТТ К ПКТ

- Отечественные стандарты предъявляют менее жесткие требования к продукции ПАТ, по сравнению с зарубежными стандартами
- В зарубежных стандартах зачастую отсутствуют конкретные критерии качества/отбраковочные значения технических характеристик ПКТ
- Требования в ТУ заводов-изготовителей на ПКТ не в полной мере соответствуют принятым существующим стандартам (отечественным и зарубежным) в части испытаний, подтверждающих их надёжность, а также наличия исходных данных для прочностных расчетов (в т. ч. при проектировании)
- Необходим входной барьер для не допуска некачественной продукции
- **Для возможности увеличения объемов внедрения и повышения качества новой продукции ПКТ на объектах Компании, силами ООО «РН-БашНИПИнефть» разрабатываются ЕТТ к продукции ПКТ.**

ВАРИАНТЫ, АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ РАЗАРБОТКЕ ЕТТ

Вариант	Плюсы	Минусы
Допуск ПКТ на основе требований отечественных стандартов (ГОСТ-53201, ГОСТ-59834, ГОСТ 59910)	▪ Отказ от ОПИ объектах Компании	▪ Отечественные стандарты предъявляют менее жесткие требования к продукции ПКТ в сравнении с зарубежными ▪ Отсутствуют требования для получения полного перечня исходных данных для проектирования
Допуск ПКТ на основе результатов ОПИ на объектах ОГ Компании	▪ Накопление опыта эксплуатации различных конструкций ПКТ в условиях конкретных месторождений,	▪ Отсутствие возможности тиражирования результатов на другие объекты Компании ▪ Длительные сроки проведения ОПИ ▪ Не очевидные результаты проведения ОПИ из-за снижения прочностных характеристик полимеров со временем
Предлагаемые к разработке ЕТТ Компании на ПКТ, допуск ПКТ в соответствии с данным документом	▪ Отказ от ОПИ объектах Компании ▪ Получение полного перечня ИД для проектирования ПКТ ▪ Полный перечень испытаний для подтверждения надежности ПКТ	

Вывод:

- Разработка ЕТТ на ПКТ сократит сроки внедрения ПКТ и повысит безопасность эксплуатации промыслового транспорта

КОРПОРАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПКТ (РАЗРАБОТКА ЛНД)

- ✓ Требования к элементам конструкции ПКТ:
- ❑ Стойкость внутреннего полимерно слоя к перекачиваемой среде
- ❑ Физико-механические свойства полимерных слоев
- ❑ Свойства армирующего каркаса ПКТ
- ❑ Коррозионная стойкость металлических элементов ПКТ
- ✓ Требования к готовой продукции:
- ❑ Геометрические параметры
- ❑ Стойкость к декомпрессии
- ❑ Стойкость к внутреннему давлению
- ❑ Стойкость к растягивающим и изгибающим нагрузкам
- ✓ Требования к фитингам и соединениям
- ✓ Требования к исходному сырью, используемому при изготовлении ПКТ

Принцип оценки испытаний, проводимых заводом-изготовителем

Испытания проводятся в лаборатории Заказчика, либо при испытаниях в сторонней лаборатории – с привлечением инспекционного контроля

ЧТО НЕОБХОДИМО СДЕЛАТЬ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ЕТТ

Анализ перечня исходных данных для выполнения проектирования согласно проекта ГОСТ

Разработка перечня технических характеристик необходимых для проектирования ПКТ

Разработка методик замеров технических характеристик

Разработка перечня технических характеристик ПКТ для допуска ПКТ ко всем типовым условиям эксплуатации в Компании Роснефть

- *Анализ зарубежных стандартов*
- *Анализ типовых условий и сценариев эксплуатации ПКТ*
- *Анализ опыта эксплуатации ПКТ*

Разработка методик испытаний/замеров технических характеристик

- *Анализ зарубежных стандартов*
- *Выполнение лабораторных и стендовых исследований для апробации методик*

Разработка критериев допуска продукции

- *Анализ результатов лабораторных и стендовых испытаний и их соотнесение с типовыми условиями эксплуатации*

ЕТТ Компании Роснефть

ЗАКЛЮЧЕНИЕ



- По заданию Компании, разрабатываются ЕТТ к ПКТ для подтверждения заявленных производителем характеристик и их допуска для применения на действующих объектах промыслового трубопроводного транспорта



Практическая значимость:
Применение разработанной методики будет способствовать:
- ускорению темпов внедрения новой продукции ПКТ
- повышению надежности трубопроводного парка добывающих предприятий


РОСНЕФТЬ
СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!



РОСНЕФТЬ

ООО «РН-БашНИПИнефть»

По всем возникающим вопросам просьба общаться к

Буркутбаеву Арсену Багдатовичу

по адресу электронной почты: BurkutbaevAB@bnipi.rosneft.ru или телефону: +7 (912) 342 60 84

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРЕЗЕНТАЦИИ

ЕТТ – единые технические требования
ОПИ – опытно-промысловые испытания
ПКТ – полимерно композитные трубы
ТУ – технические условия



Риск ориентированный подход на примере плана защиты от коррозии установки подготовки природного и попутного нефтяного газа

Туркин Андрей Олегович
Отдел защиты от коррозии ИНК

ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Технологическая безопасность ⟶ Техническая целостность объектов

12 ключевых процессов создающих систему технологической безопасности

При достижении работоспособности всех 12 процессов создаётся кумулятивный эффект - безопасное производство!

Риск ориентированный подход в компании ИНК реализуется через внедрение **системы управления защиты от коррозии** и инспекции с учетом факторов риска **ИУФР (RBI),** которые являются составной частью **технической целостности** дисциплины **технологическая безопасность компании ИНК.**

Цель и основная функция ИУФР (RBI) - получение информации об изменении технического состояния и риска эксплуатации оборудования, ее предоставление для принятия управленческих решений.

Типовые задачи ИУФР:

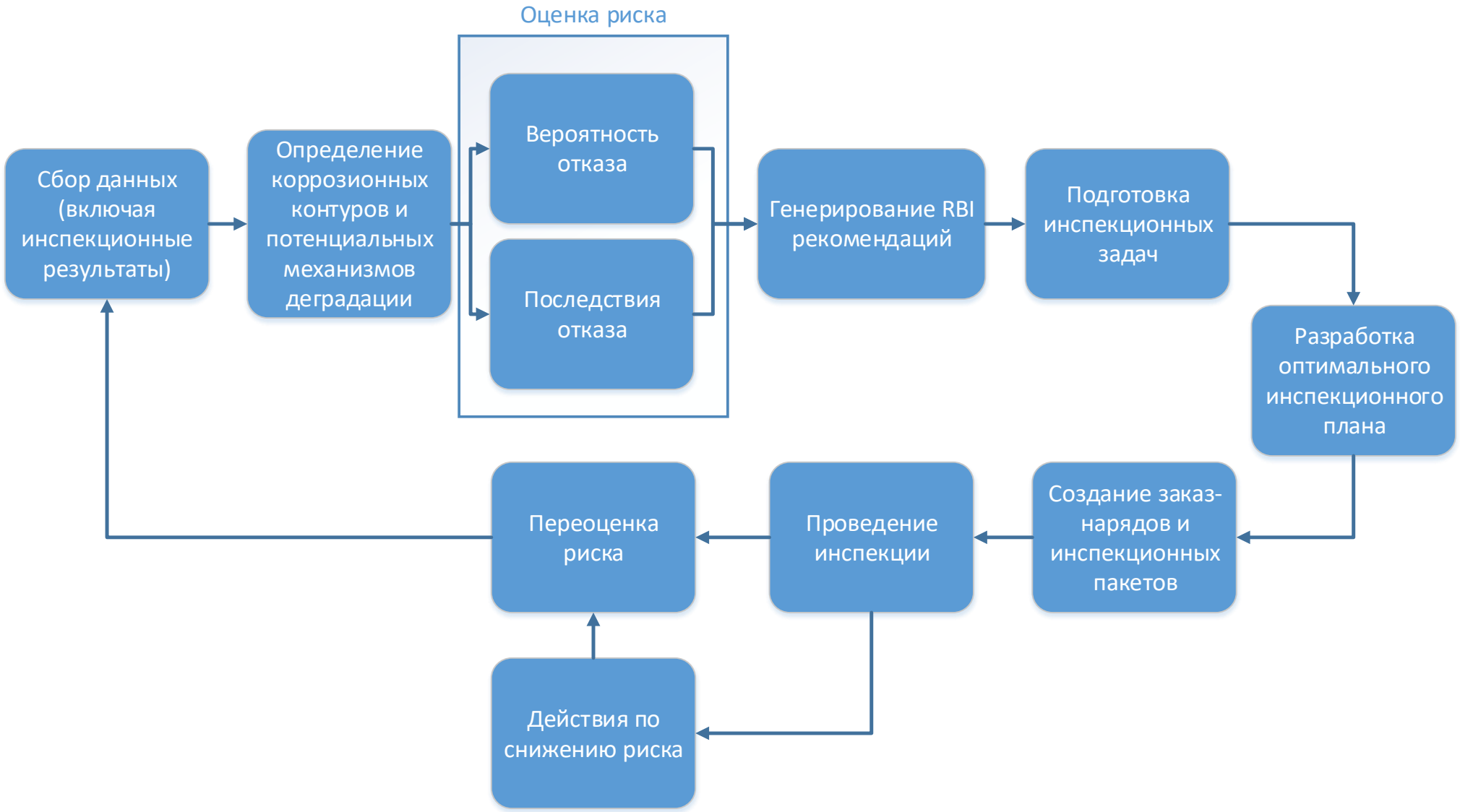
1) Инспекция конкретного оборудования (техническое освидетельствование, ревизия).
2) Подготовка сводных отчетов по состоянию и риску эксплуатации оборудования производственного объекта Компании.
3) Разработка годового плана проведения инспекций по каждому объекту Компании.

Инспекция оборудования является основной задачей ИУФР.



RBI блок-схема ИНК

Рабочий процесс RBI, используемый в ИНК, разработан на основе стандарта API 580 "Инспекция с учетом фактора риска".



Взаимосвязь затрат и риска

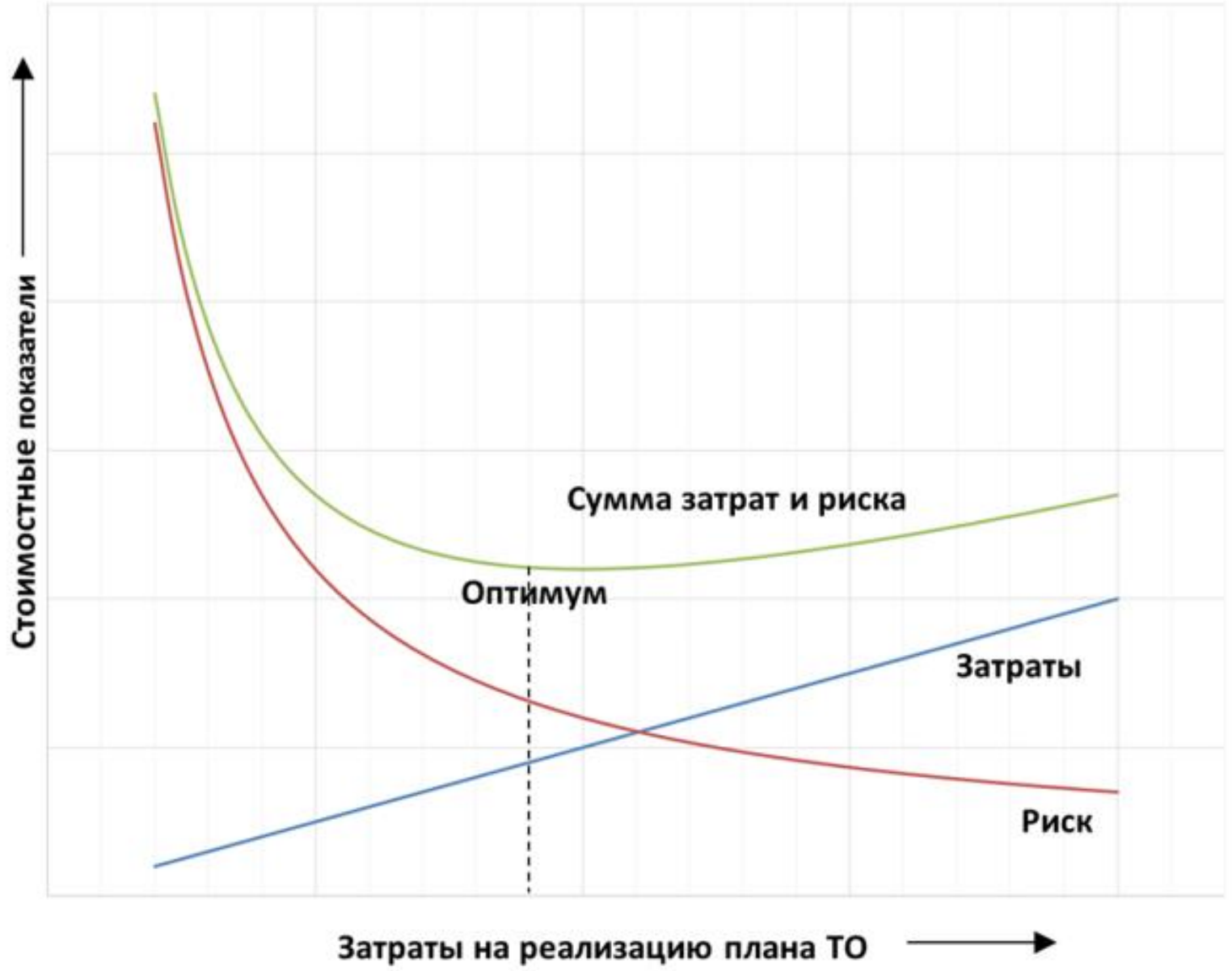
ИУФР позволяет организовать автоматическое составление планов ТОиР, включая:

- обследования, ревизии, техническое освидетельствование (указываются объёмы работ и применяемые методы контроля).
- замену элементов по достижении предельного ресурса.

Рассчитывается набор возможных вариантов планов, для каждого варианта плана определяется величина прямых затрат (бюджетная стоимость) и величина риска.

В результате выбирается оптимальный вариант.

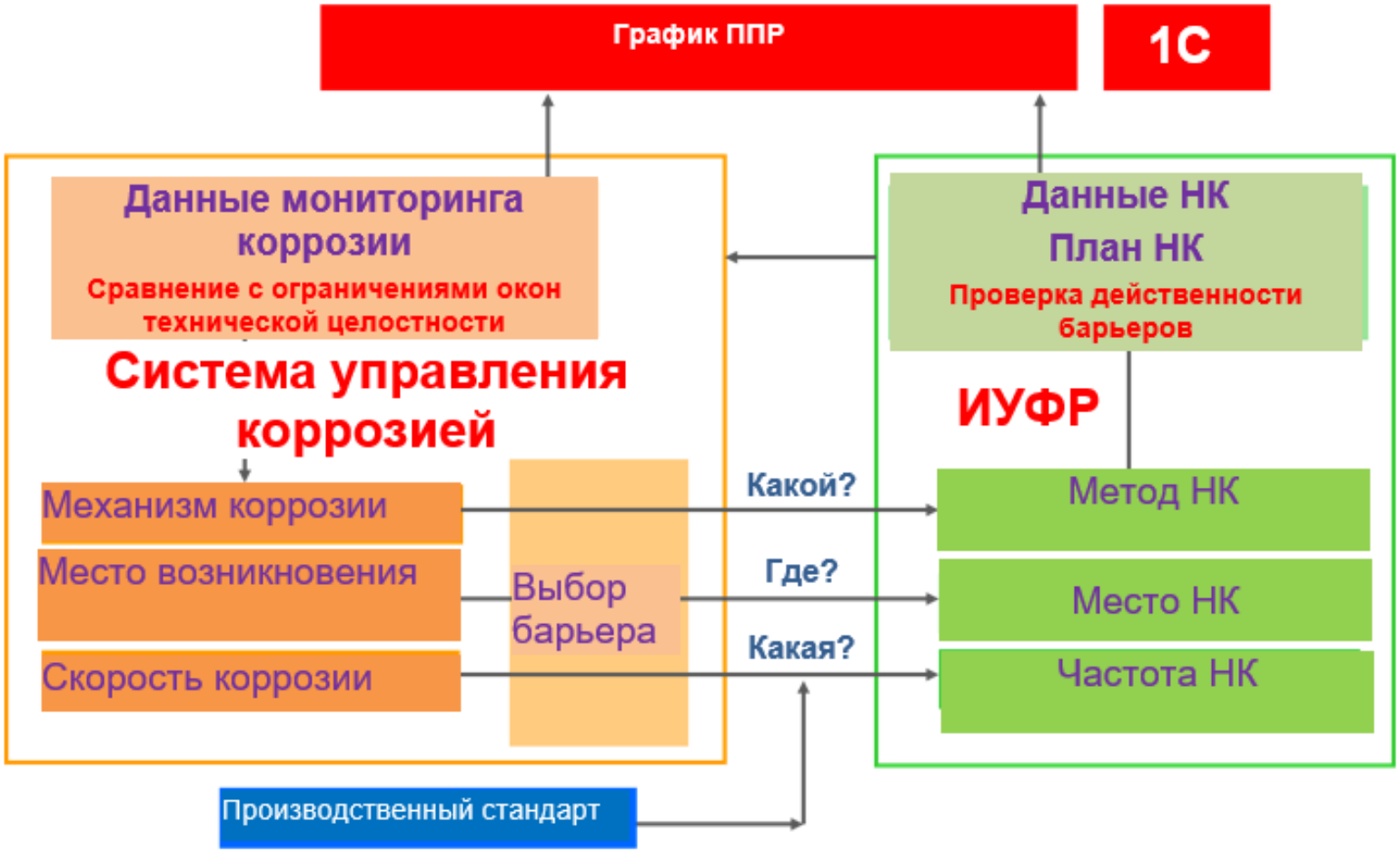
Методика также позволяет сравнивать разные варианты межремонтных пробегов.



Взаимодействие ИУФР с системой управления коррозии ИНК

ИУФР взаимодействует с несколькими процессами, в частности, с процессами системы управления коррозии ИНК, такими как коррозионный мониторинг, **планы защиты от коррозии каждого объекта**, реализация мероприятий защиты от коррозии.

Действия, которые производятся на непрерывной или ежедневной основе описываются процедурами. Действия более прерывистого характера помещаются в план техобслуживания и вносятся в информационную систему управления ТО и Р для обеспечения составления графика их выполнения.

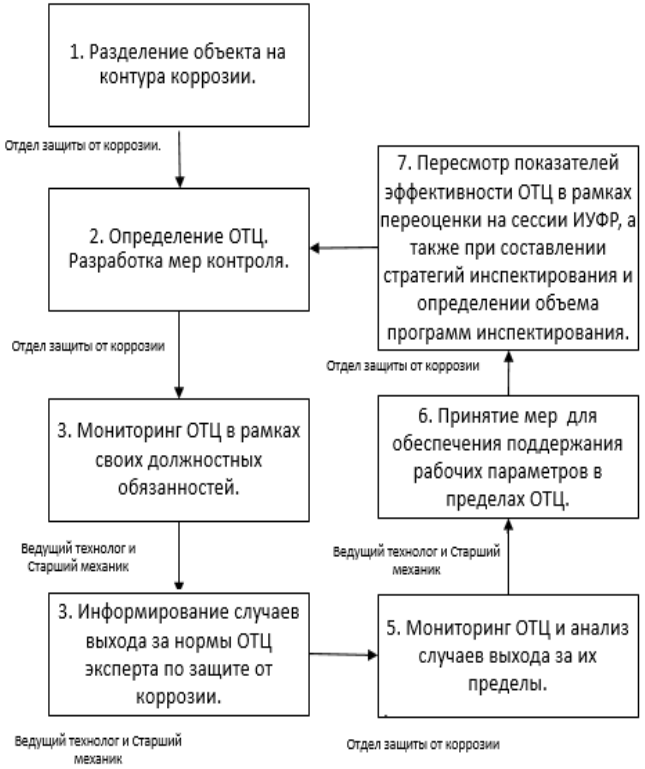


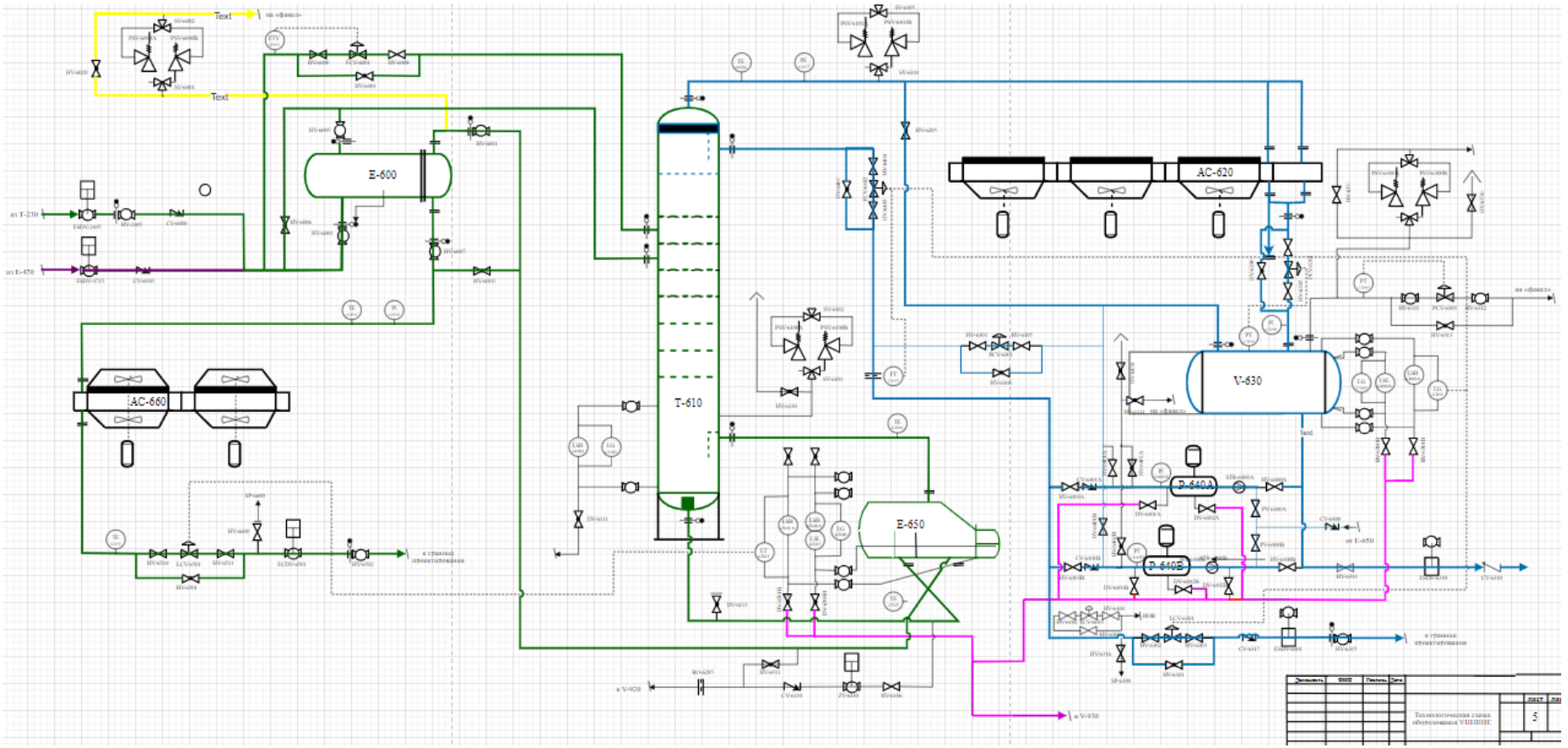
Обмен данными между системой управления коррозией, ИУФР и информационной системой управления ТО и Р.

Контура коррозии – процессная схема плана защиты от коррозии

Контур коррозии – часть производственного комплекса, технологической схемы, включающая технологически связанные оборудование, устройства, трубопроводы, и их элементы, которые изготовлены из аналогичных материалов, эксплуатируется в аналогичных режимах и имеют аналогичные условия, вид и скорость развития деградации.

Процессная схема плана защиты от коррозии.





Процесс идентификации коррозионных контуров проводится в несколько этапов:

1. Определение расчетных характеристик: марка материала и тип изоляции для каждой единицы оборудования на основе проектных документов.
2. Определение параметров технологического процесса на основе материально-теплового баланса, технических паспортов и данных PI.
3. Определение свойств и состава рабочей среды на основе материально-теплового баланса и результатов лабораторного анализа.
4. Определение границ коррозионных контуров и входящих в них единиц оборудования и обозначение на схемах PFD, P&ID.
5. Определение потенциальных механизмов деградации для каждого коррозионного контура на основе свойств материалов и сред и условий процесса.

План защиты от коррозии – разделение объекта на контура коррозии

Цель работы - снижение рисков нарушения технической целостности оборудования и трубопроводов до практически целесообразно низкого уровня.

Разработан план защиты от коррозии для эксплуатационной стадии проекта УППНГ. Объект разделён на группы оборудования и трубопроводов – контура коррозии, подверженные аналогичным механизмам деградации.

№	Название контура коррозии	Точка мониторинга
КК01	Сырье на УППНГ: природный газ (ПГ) с добывающих скважин	Трубопровод ПГ на входе во входной сепаратор поз. V-120
КК02	Сырье на УППНГ: природный нефтяной газ (ПНГ) с ДКС	Трубопровод ПНГ на входе во входной сепаратор поз. V-120
КК03	ВМР потоки аппаратов V-120, V-210, V-940, V-950	Трубопровод ВМР на выходе входного сепаратора поз. V-120
КК04	Конденсат потоки аппаратов V-120, E-130, V-210, F-220 – T-230	Трубопровод конденсата на выходе сепаратора деэтанизатора поз. V-210
КК05	Конденсат потоки аппаратов T-230 (низ), E-240, E-600 (трубное пространство), T-610, E-650, E-600, AC-660	Колонна деэтанизатора на выходе конденсата поз. T-230
КК06	Конденсат потоки аппаратов T-610 (верх), AC-620, V-630	Емкость флегмы деэтанизатора на выходе конденсата поз. V-630
КК07	Газ потоки аппаратов T-230 (верх), V-250 A/B – C-260 A/B	-
КК08	Газ потоки аппаратов V-120, C-260 A/B, E-110, F-300 – V-310 A, B, C	Входной фильтр сепаратор выход ВМР поз. F-300
КК09	Газ потоки аппаратов V-310 A,B,C, F-320 - E-400	
КК10	Конденсат потоки аппаратов E-400, V-410, T-430 (низ), T-420 (верх)	Основной теплообменник на входе газа поз. E-400 a Холодный сепаратор на выходе конденсата поз. V-410

№	Название контура коррозии	Точка мониторинга
КК11	Газ - конденсат потоки аппаратов T-420 (верх), E-400 (в), V-410 (верх), XC-460, T-430 (верх), E-440 (a), E-400 (c), XC-460, AC-480	-
КК12	Конденсат потоки аппаратов T-420 (низ), E-470, E-600 – T-610	Нижняя колонна на выходе конденсата поз. T-420
КК13	Конденсат потоки аппаратов C-330, H-340, AC-350, V-360	Скруббер газа регенерации на выходе конденсата поз. V-360
КК14	ВМР потоки ёмкости V-910 закрытого дренажа от аппаратов T-420, V-410, XC-460, T-430, P-450A/B	Холодная дренажная ёмкость на выходе ВМР поз. V-910
КК15	ВМР потоки ёмкости V-920 закрытого аварийного дренажа от аппаратов V-120, T-230, T-610, E-650, C-260A/B, XC-460, T-420, V-630	Закрытая углеводородная дренажная ёмкость на выходе ВМР поз. V-920
КК16	ВМР потоки ёмкости V-930 открытого дренажа от аппаратов и насоса F-220, P-640A/B, V-120, V-210, T-230, E-240, T-610, V-630, E-650, V-910, V-920	Открытая углеводородная дренажная ёмкость на выходе ВМР поз. V-930
КК17	Терминол потоки ёмкостей и печи V-810, H-800, V-960 от аппаратов E-110, E-130, E-495, E-240, E-470, E-650, H-340, H-800 и ёмкости V-119	Расширительная ёмкость теплоносителя на выходе терминола поз. V-810
КК18	Отработанное масло потоки ёмкости V-970 от аппаратов C-260A/B, C-330, XC-460	Дренажная ёмкость на выходе отр. компрессорного масла поз. V-970
КК19	Воздух КИПиА потоки аппаратов V-1100, F-11000	Ресивер воздуха КИПиА на выходе дренажа поз. V-1100
КК20	Газ потоки факельного коллектора аппаратов E-3, ФС-3	Дренажная ёмкость на выходе ВМР поз. E-3

КК05, 12, 16, 20

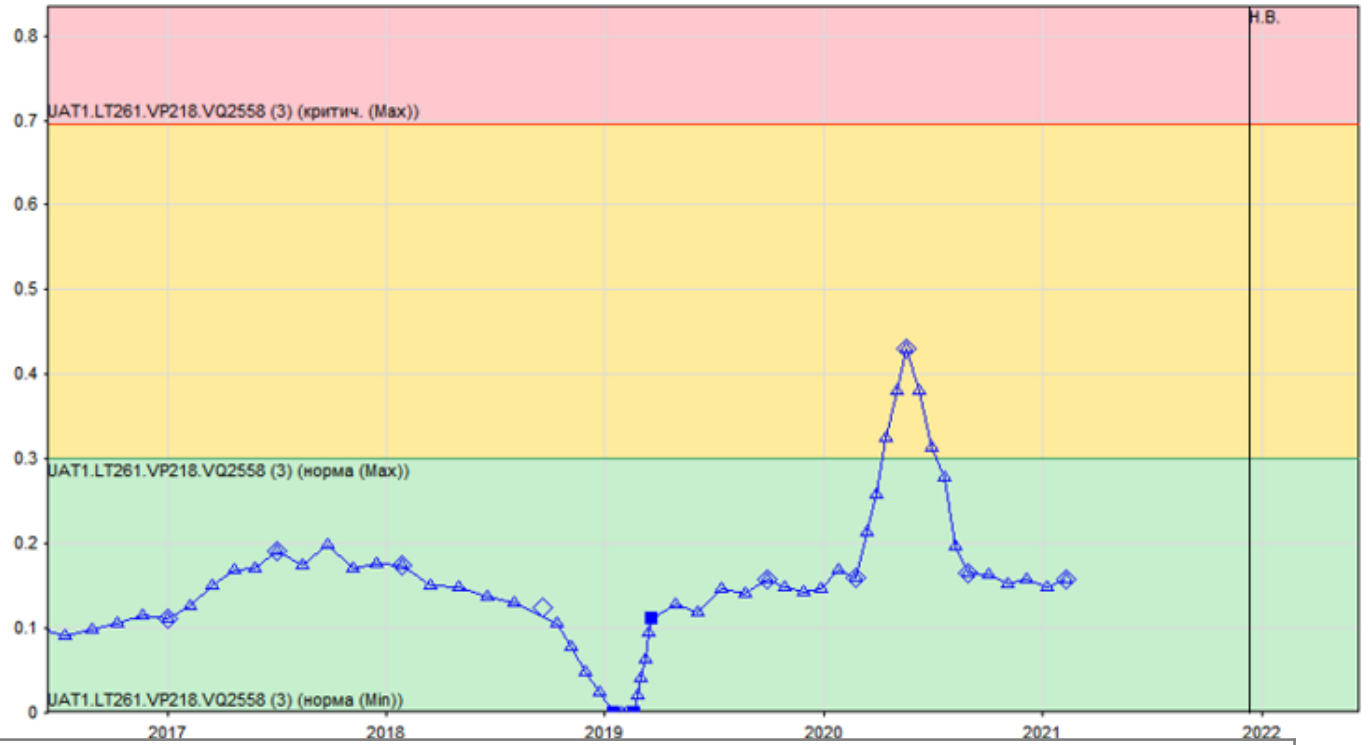
План защиты от коррозии УППНГ основан на подходе применения окон технической целостности. Мониторинг ОТЦ необходим для контроля и минимизации воздействия процессов деградации материалов, например, коррозии и растрескивания. Такой мониторинг также позволяет принять решение о ремонте или реконструкции того или иного оборудования.

Контур коррозии	Механизм деградации	Мероприятия по снижению риска	Аппарат / Поток	Точка отбора	Точка отбора в графике	Параметр мониторинга	Окна технической целостности	Частота отбора / снятия показаний (средняя)	Техническое окно целостности		Лаборатории
									Минимум	Максимум	
КК05	CO2 коррозия O2 коррозия Коррозия в хлоридсо-держащих высокомине-рализованных средах (рассолы)	Ингибитор коррозии	Т-230 низ, Е-240, Е-600 трубн., Т-610 низ, Е-650, Е-600, АС-660 - конденсат	Е-240 конденсат.	В графике нет (новая точка)	ВМР, %	ОТЦ12	Еженедельно	0	0	ПЛ отд. УПДТ
						Скорость коррозии, мм/год	ОТЦ11	Ежемесячно	0	0,1	АЛТИМ
КК12	Хлоридное растрескивание нержавеющей стали под напряжением.	Промывка дистиллиро-ванной водой в период летнего останова.	Т-420 низ, Е-470, Е-600 – Т-610 - конденсат.	Т-420 конденсат.	Точка "Т-420 ГК" (проект), отбор проб с момента оборудования точки обора (июль 2023).	CL-, мг/л	ОТЦ10	Еженедельно	0	1000	ПЛ отд. УПДТ
КК16	Хлоридное растрески-вание нержавеющей стали под напряжени-ем. Хлоридная коррозия углеродистой стали (коррозия высокосолёного раствора).	Ингибитор коррозии	V-930 открытый дренаж (F-220, P-640A/B, V-120, V-210, T-230, E-240, T-610, V-630, E-650, V-910, V-920) – вмр.	V-930 вмр.	Точка "V-930 ВМР" (проект), отбор проб с момента оборудования точки обора (июль 2023).	pH	ОТЦ6	Еженедельно	7	10	ПЛ отд. УПДТ
						Fe2+, мг/л	ОТЦ7	Еженедельно	0	10	НИЛИР
						Mn2+, мг/л	ОТЦ8	Еженедельно	0	10	НИЛИР
						Мех. Примеси, мг/л	ОТЦ9	Еженедельно	0	100	ПЛ отд. УПДТ
						CL-, мг/л	ОТЦ10	Еженедельно	0	1000	ПЛ отд. УПДТ
КК20	Коррозия в хлоридсодержащих высокоминерализова нных средах (рассолы)	Мониторинг. Дренировани е воды.	Е-3, ФС-3 – факельный коллектор.	Е-3 вмр.	Точка "Е-3 ВМР" (проект), отбор проб с момента оборудования точки обора (июль 2023).	Концентрация ВМР, %	ОТЦ12	Еженедельно	0	0	ПЛ отд. УПДТ
						pH	ОТЦ6	Еженедельно	7	10	ПЛ отд. УПДТ
						Fe2+, мг/л	ОТЦ7	Еженедельно	0	10	НИЛИР
						Mn2+, мг/л	ОТЦ8	Еженедельно	0	10	НИЛИР
						Мех. Примеси, мг/л	ОТЦ9	Еженедельно	0	100	ПЛ отд. УПДТ
						CL-, мг/л	ОТЦ10	Еженедельно	0	1000	ПЛ отд. УПДТ

Окна технической целостности

Окна технической целостности - установленные ограничения для изменения коррозионного процесса (параметры), которые могут влиять на техническую целостность оборудования, если режим процесса отклоняется от предустановленных лимитов за определённый период времени.

К каждому контуру коррозии предписывается перечень параметров - окон технической целостности ОТЦ в соответствии с API 584.



Параметр	Описание окна технической целостности
Критичный (недопустимый диапазон значений)	При превышении, которого техническая целостность оборудования может быть нарушена в течение короткого периода времени и, следовательно, должен быть скорректирован немедленно. Верхний лимит – коррозия при высокой концентрации H_2S. Нижний лимит – коррозия сильных кислот H_2SO_4, HCl (кислотный pH).
Стандартный (средне высокий / средне нижней диапазон значений)	При превышении, которого техническая целостность оборудования не нарушается в течение короткого периода времени, но должен быть скорректирован в течение допустимого периода времени. (Изменения заметны в течение от недель до нескольких месяцев). Верхний лимит – Постоянная высокая скорость коррозии. Нижний лимит - pH (<5.5); остаточный срок службы (лет); некорректная скорость инжекции химического реагента.
Информационный (допустимый диапазон значений)	При превышении, которого техническая целостность оборудования не нарушается в течение долгого времени. (Изменения заметны в течение от месяцев до несколько лет). Примеры: pCO_2 (<2 bar), растворённый O_2 <20 мкг/л.

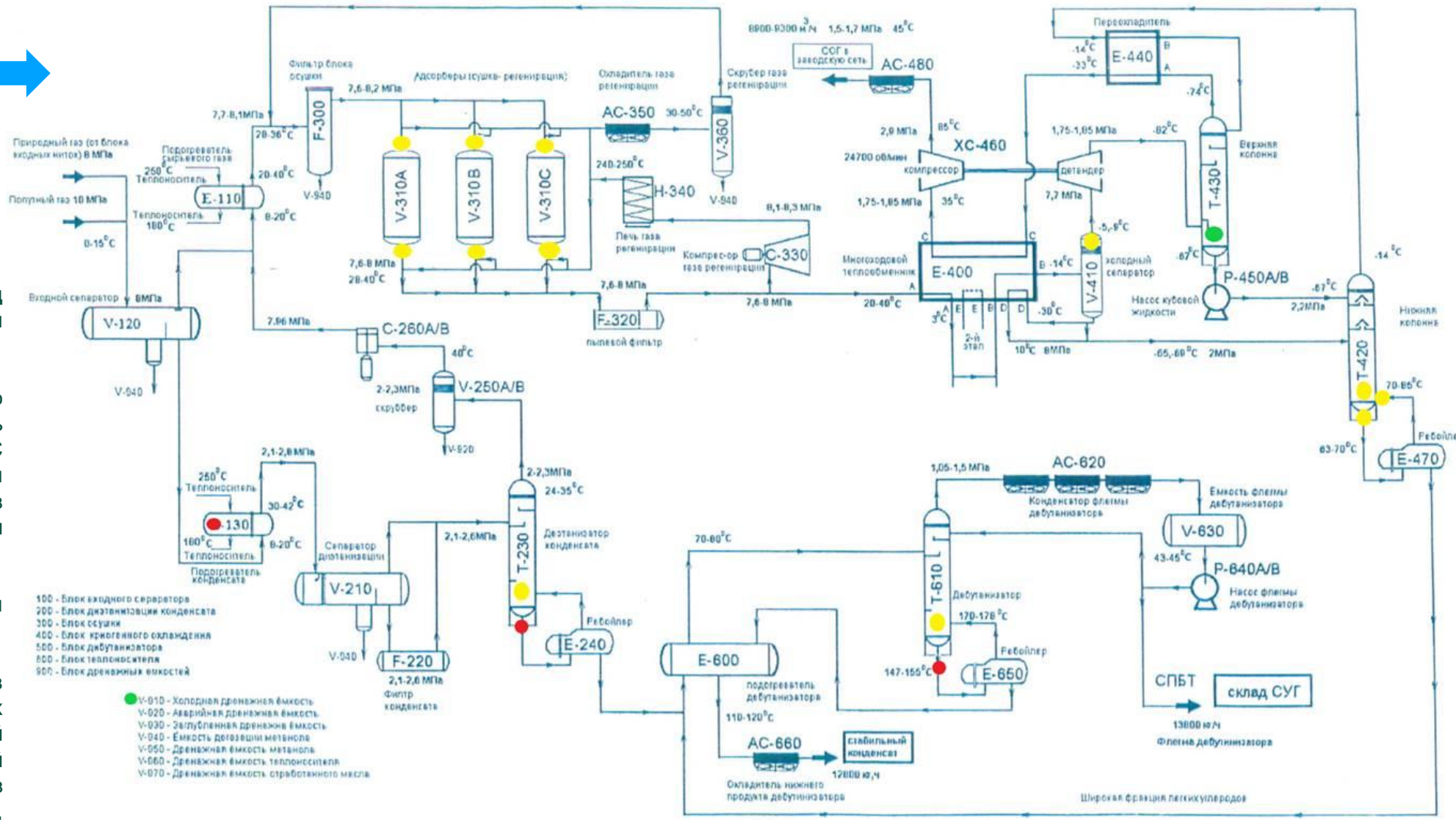
Матрица оценки рисков

Оценка рисков нарушения технической целостности производится в соответствии с внутреннем нормативным документом компании в соответствии с матрицей оценки рисков как ниже:

ТЯЖЕСТЬ	ПОСЛЕДСТВИЯ				ПОВЫШЕНИЕ ВЕРОЯТНОСТИ				
					A	B	C	D	E
	Персонал (P)	Финансы (A)	Экология (E)	Репутация (R)	В отрасли неизвестно При существующих мерах управления риском вероятность возникновения происшествия практически исключена	В отрасли известно Происшествие может произойти только при грубом нарушении / отказе всех существующих мер управления риском	Случалось в компании ИНК или чаще 1 раза в год в отрасли Происшествие может иногда произойти при нарушении / отказе существующих мер управления риском	Случалось на данном обьекте или чаще 1 раза в год на подобном обьекте ИНК Возникновение происшествия зависит от случая, высокая степень возможности реализации	Случалось на данном объекте чаще 1 раза в год При существующих мерах управления риском происшествие обязательно произойдет
5	Критическое воздействие на здоровье/ смерть	Масштабный ущерб	Масштабное воздействие	Масштабное воздействие	III	II	I	I	I
4	Серьезное воздействие на здоровье/ травма	Серьезный ущерб	Серьезное воздействие	Серьезное воздействие	III	II	II	I	I
3	Умеренное воздействие на здоровье/ травма	Умеренный ущерб	Умеренное воздействие	Умеренное воздействие	III	III	II	II	I
2	Малое воздействие на здоровье/ травма	Малый ущерб	Малое воздействие	Малое воздействие	IV	III	III	II	II
1	Незначительное воздействие на здоровье/ травма	Незначительный ущерб	Незначительное воздействие	Незначительное воздействие	IV	IV	III	III	III
0	Воздействия нет	Ущерба нет	Воздействия нет	Воздействия нет					

Механизмы деградации УППГНГ API 571

Схема УППГНГ оценки риска хлоридного растрескивания нержавеющей стали в соответствии с данными из паспортов оборудования и опыта эксплуатации.



1. **Хлоридное растрескивание под напряжением нержавеющей стали. Риск B5.**

- При замене материала трубного пучка Е-130 на углеродистую сталь 20, катушек Т-230 и Т-610 на 09Г2С риск хлоридного растрескивания переходит из красной зоны В5 в зелёную А1 по конденсатной части установки.

2. Локальная коррозия нержавеющей стали. Риск C2.

- При эффективной сепарации ВМР в фильтре F-300 и периодических промывок деминерализованной водой (удаление отложений хлористых солей) оборудования из нержавеющей стали газовой части, риск локальной коррозии нержавеющей стали переходит с жёлтой зоны С2 в зелёную А2.

Риск хлоридного растрескивания нержавеющей стали был оценен принимая во внимания стандарт API571 и S-RBI библиотеку деградации Шелл OG.03207305, при условиях эксплуатации выше 80 С, ph более 7, наличии напряжений и содержания хлорид ионов в ВМР выше 1000 мг/л.

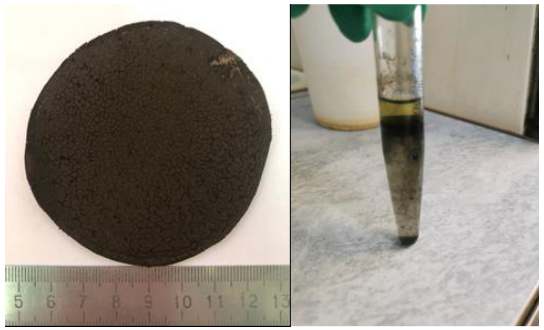
Механизмы деградации стали УППНГ API 571

3. Коррозия в хлоридсодержащих высокоминерализованных средах (рассолы). Риск B4.

- Применение ингибитора коррозии переведёт риск из оранжевой зоны B4 в зелёную A1.

Проба отложений с BMP V-120 23.08.2022 - По результатам исследования элементного состава рентгенфлуоресцентным методом (РФА), было определено, что в отложении присутствуют большей частью железо (30,6 %), сера (3,06 %). Остальные элементы находятся на уровне примесных вкраплений.

Fe	S	Cr	Co	Ni	Cu	Zn	Sr	Ba
железо	сера	хром	кобальт	никель	медь	цинк	стронций	барий
30,6	3,06	0,022	0,015	0,017	0,014	2,76	0,49	0,32



4. Коррозия под изоляцией. B4.

Вскрытие теплоизоляции трубопроводов / оборудования, работающего при температуре ниже точки росы, инспекция, восстановление покрытия при необходимости для определения риска и гарантии его в зелёной зоне A0.



Вход V-210 конденсат



V-120 – E-130 конденсат



V-120 – E-130 конденсат



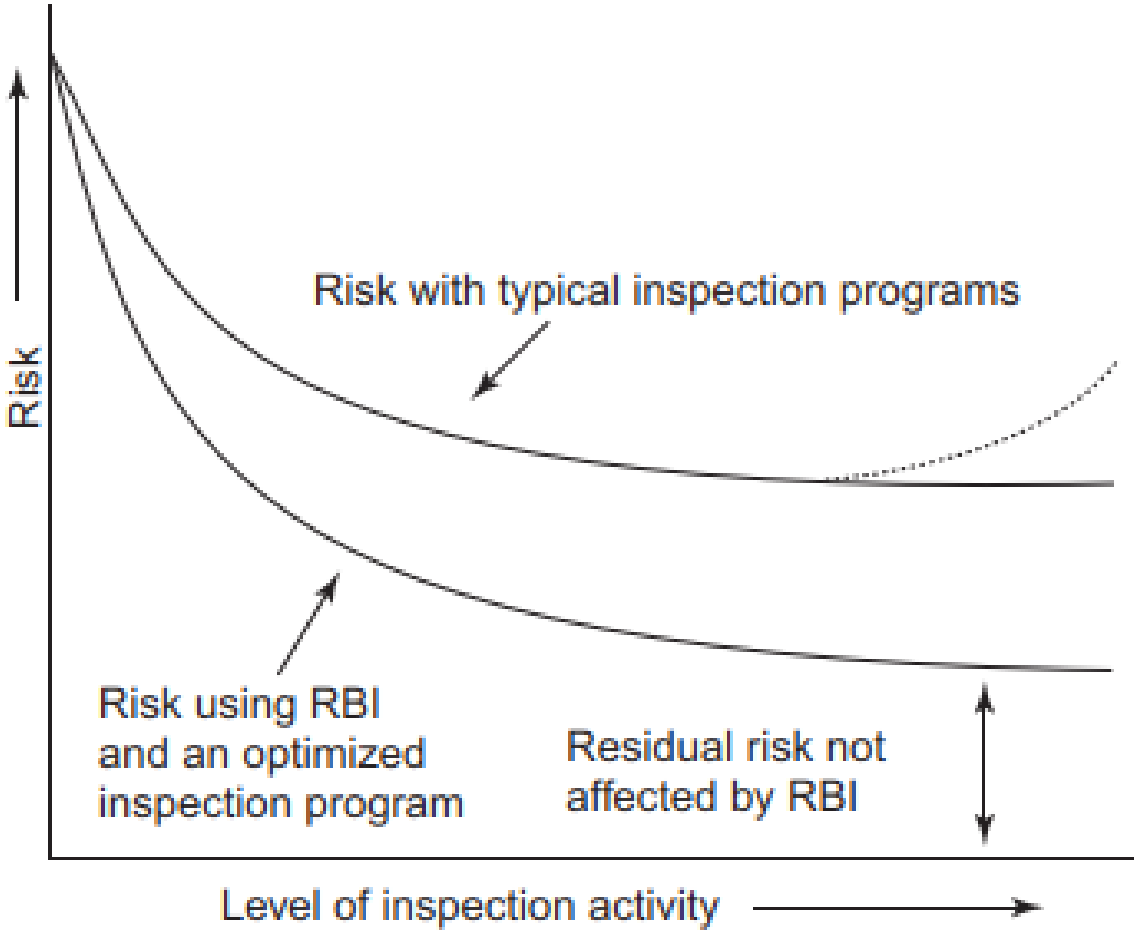
ПГ вход V-120

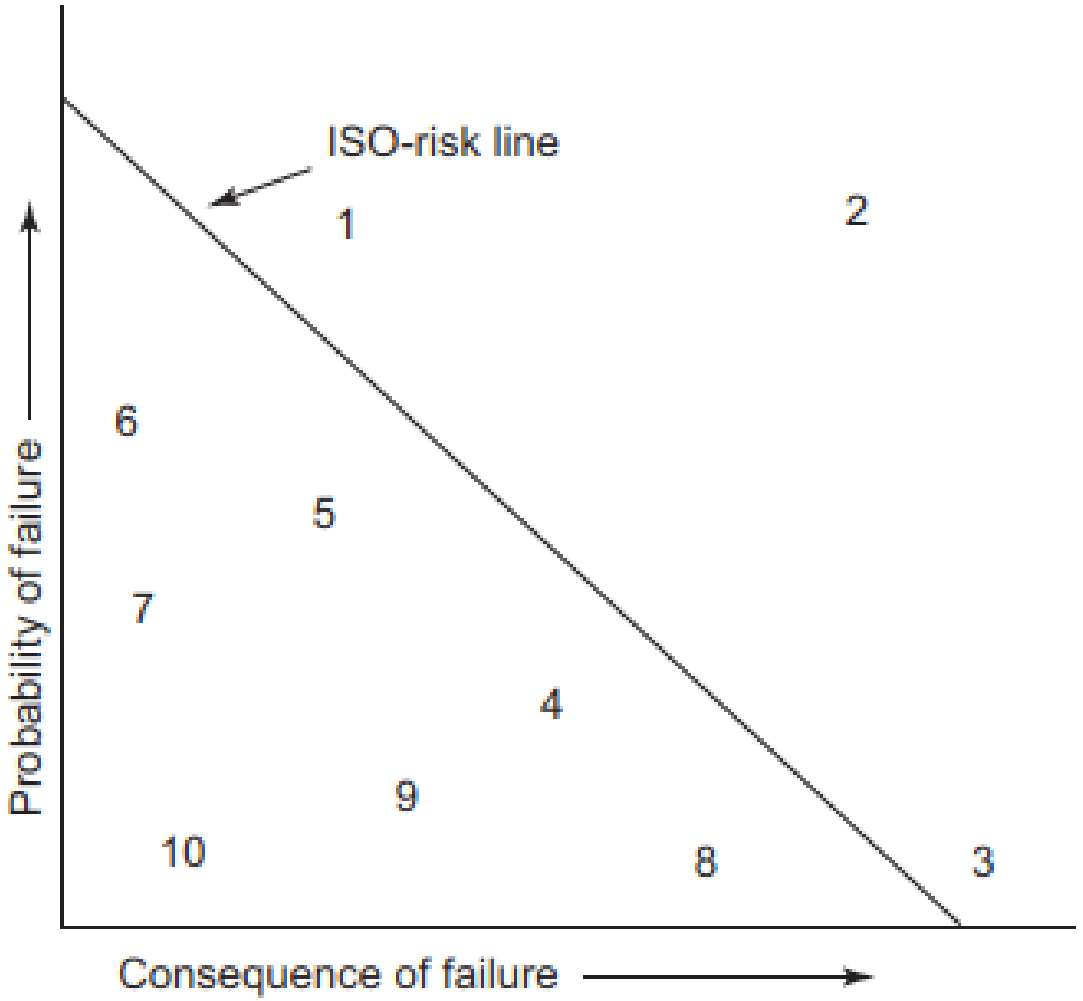
5. Жидкометаллическое охрупчивание алюминиевой стали. Риск B5.

Концентрация ртути в газе на входе в УППНГ варьируется в приделах 3-5 нг/м3 при максимально допустимой 10 нг/м3 в соответствии с лучшими практиками компаний Shell и Exxon. Установка аппарата – уловителя ртути гарантирует риск в зоне A0.

Спасибо за внимание

Back up - Management o risk using RBI / risk plot





Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»

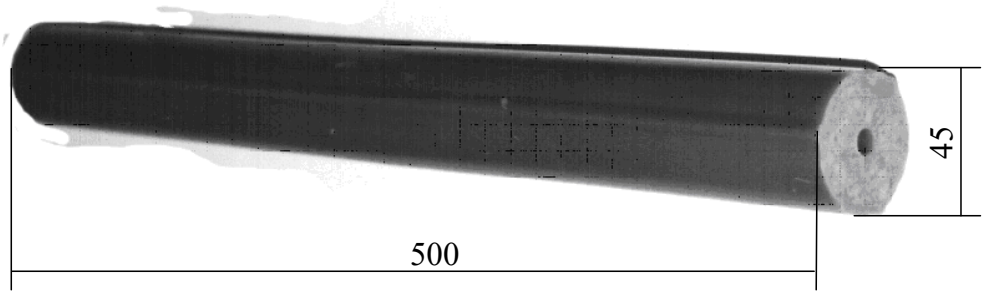
САМАРСКИЙ ПОЛИТЕХ
Опорный университет

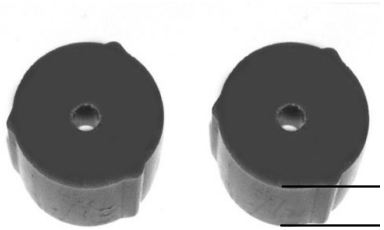
Теплогенерирующие составы для технологических работ на нефтегазовых объектах в условиях отрицательных температур

Разработка огнепроводной ленты (ОГЛ) и огнепроводного полотна (ОГП) по валково-каландровой технологии

Епифанов Владимир Борисович (д.т.н., профессор, лауреат премии имени академика РАН Б.П. Жукова)
Поликарпова Ксения Александровна (студент 6 курса инженерно-технологического факультета)

Самара 2023





1 2

Рис. 1. Заряды из БРТТ:

1 – исходный заряд БРТТ РСИ-60; 2 – ДД, полученный резанием

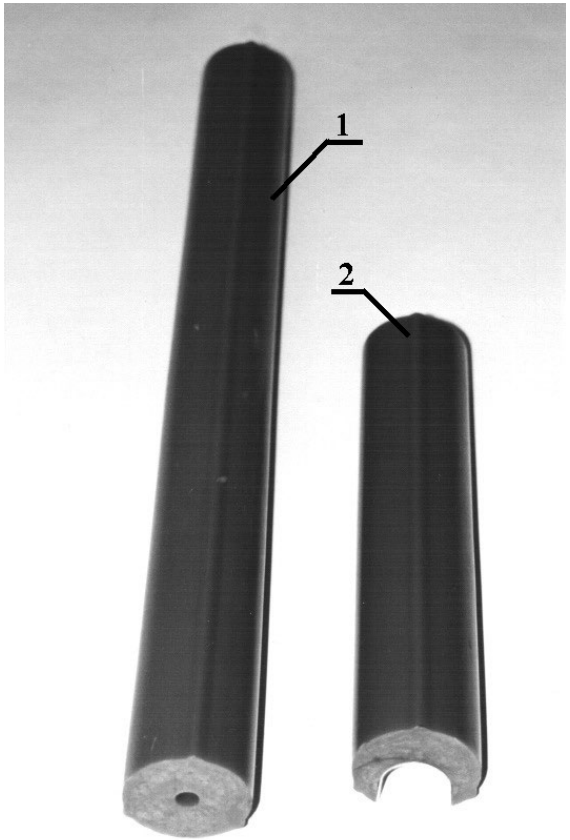
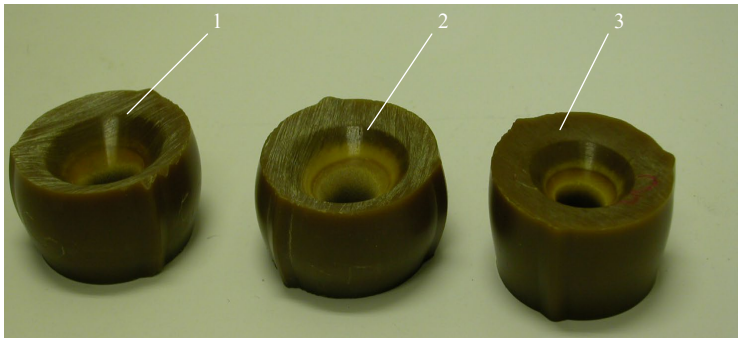
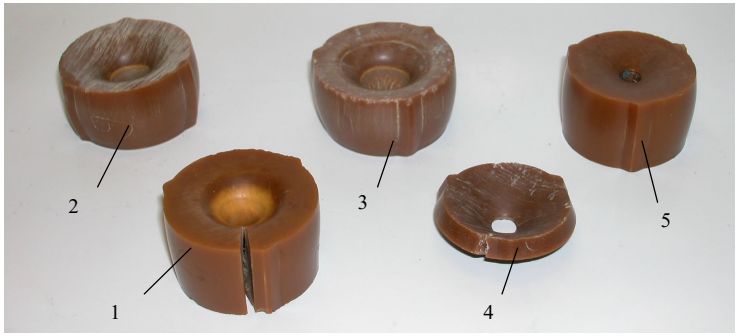


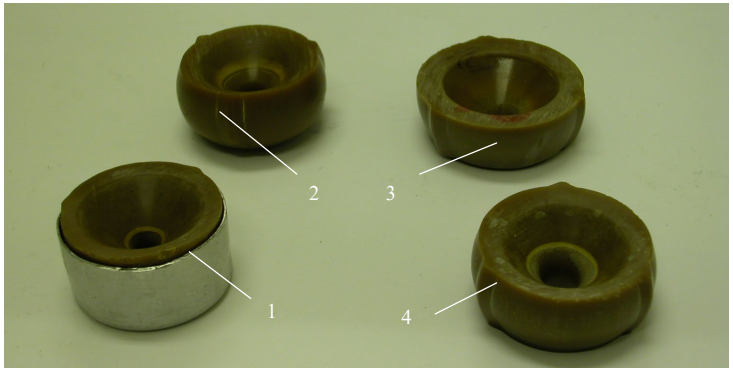
Рис. 2. Заряд из РСИ-60 (1) и УКЗ (2), изготовленный методом фрезерования



а)



б)



в)

Рис. 3. НКЗ полученные путем прессования (высота всех НКЗ 30 мм):

а) некондиционное изделие, температура формования 70 °С: 1,2 – охлаждение под нагрузкой, 3 – охлаждение без нагрузки; б) некондиционное изделие, температура формования 60 °С: 1, 4 – разрушение заряда при прессовании, 2, 3 – охлаждение под нагрузкой, 5 – охлаждение без нагрузки; в) кондиционное изделие, температура формования 85 °С: 1 – прессование в дюралиевой оболочке, 2 – прессование в матрице с центральным каналом, 3 – прессование конусом Ф=32 мм, 4 – прессование конусом 40 мм

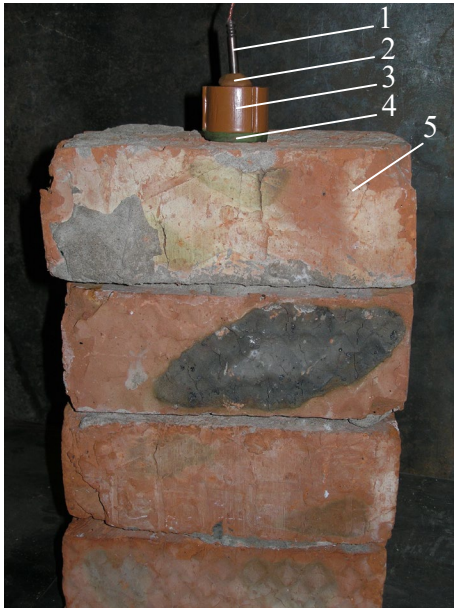


Рис. 5. Испытание ЗКН-БРТТ-80 при дроблении кирпича (до подрыва):

1 – электродетонатор; 2 - передаточный заряд; 3 – НКЗ; 4 – фокусирующее кольцо; 5 – мишень



Рис. 6. Испытание ЗКН-БРТТ-80 при дроблении кирпича (результаты подрыва)



Рис. 7. Мишень из бетона для испытаний НКЗ на дробление негабарита



Рис. 8. Испытание ЗКН-БРТ- 80
при дроблении бетонного блока (до подрыва)





Рис. 9. Испытание ЗКН-БРТ- 80 при дроблении бетонного блока (результат подрыва). Заряд расположен непосредственно на преграде



Рис. 10. Испытания ЗКН-БРТ- 80 при дроблении бетонного блока. Повторный подрыв



Рис. 11. Испытания ЗКН-БРТ- 80 при дроблении бетонного блока. Результат повторного подрыва

САМАРСКИЙ ПОЛИТЕХ
Опорный университет

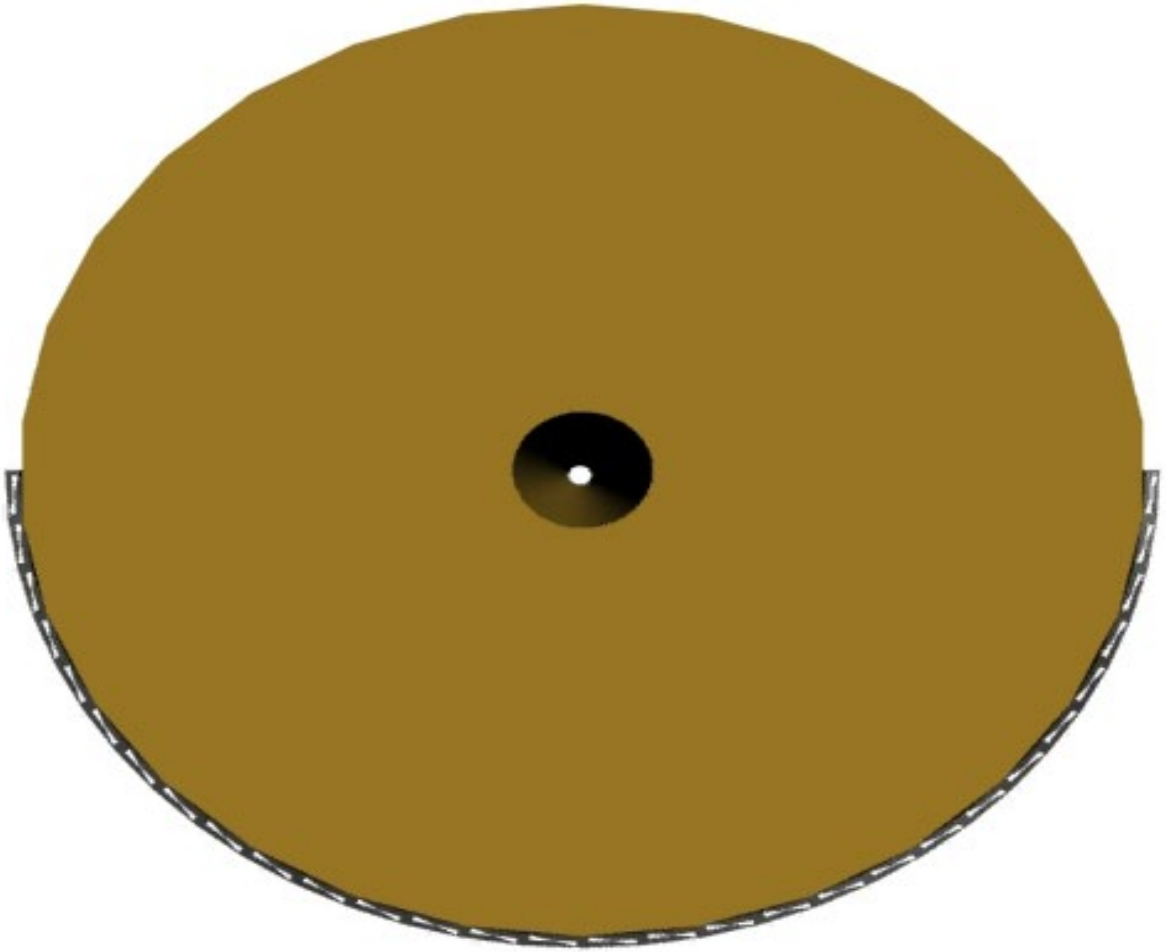




Рис. 12. Поточно-механизированная линия ПМЛП-БРТТ-НКЗ:

1 – пресс-форма; 2 – термостат с транспортером подачи форм; 3 – плита; 4 – редуктор; 5 – рама; 6 – электродвигатель; 7 – плита подвижная; 8 – стойки; 9 – основание; 10 – стол

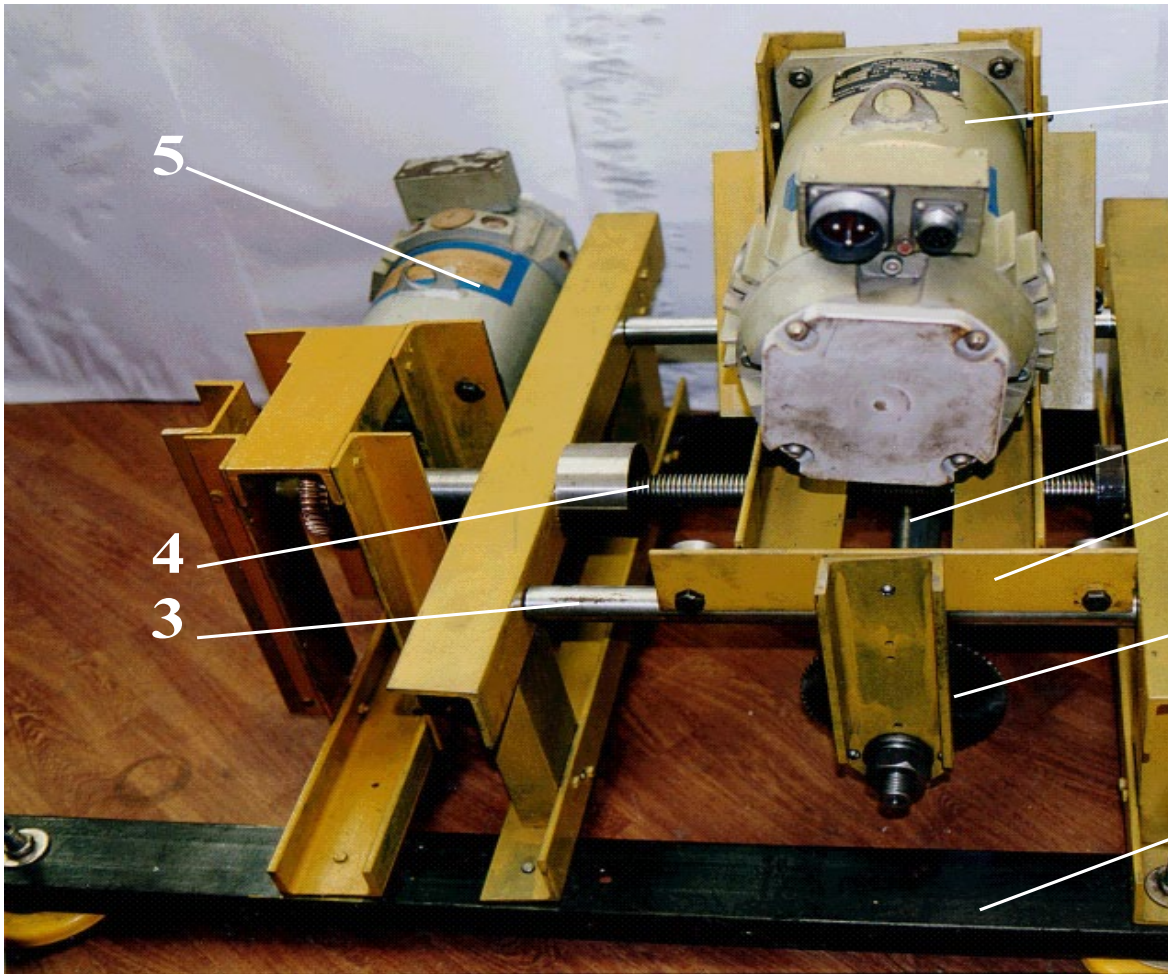


Рис. 13. Общий вид установки СРШ-01 М для разрезания зарядов БРТТ на фрагменты:

1 – электродвигатель привода главного движения; 2 – подвижной стол; 3 – направляющие; 4 – передача винт-гайка; 5 – электродвигатель привода подачи; 6 – станина; 7 – вал с фрезой; 8 – заряд в зажимном устройстве

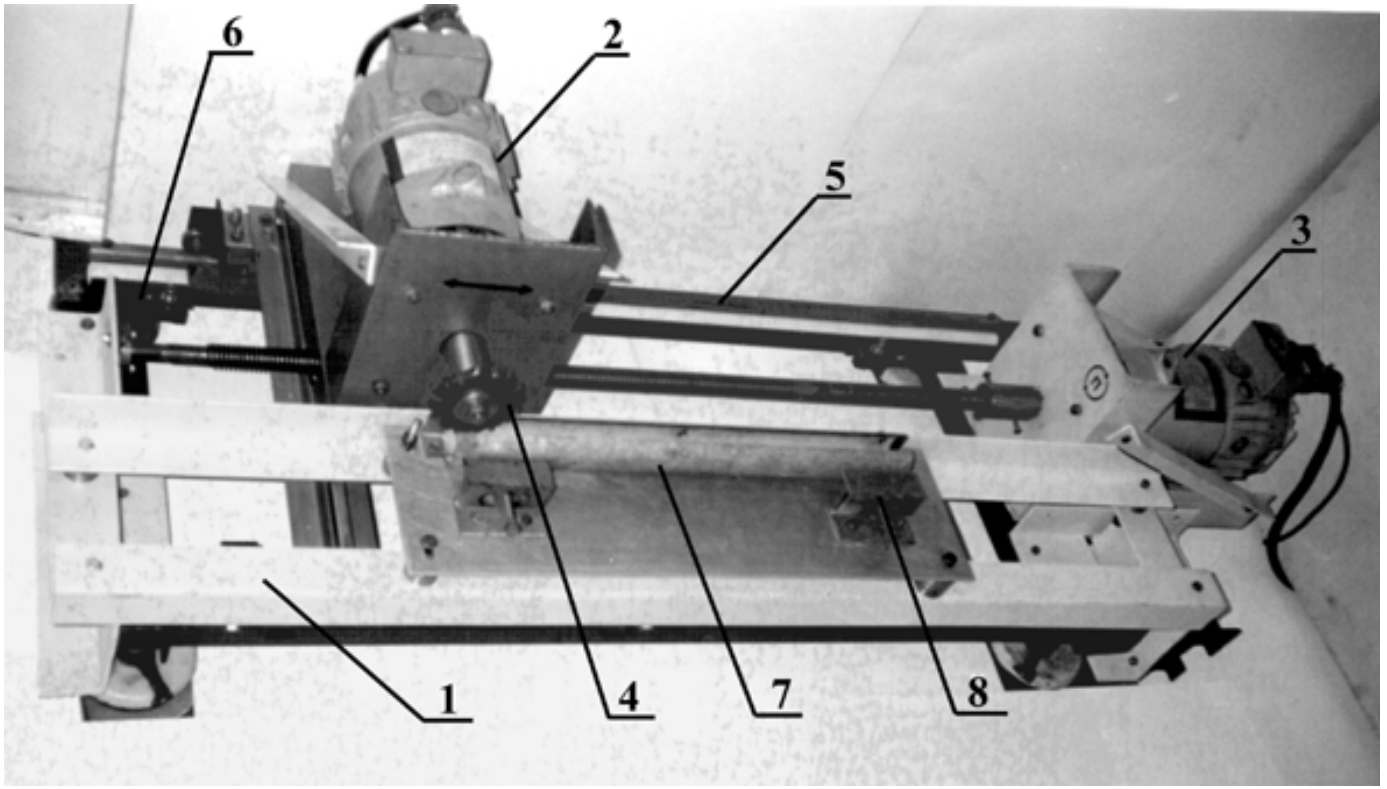


Рис. 14. Установка СФК-01:

1 – станина; 2 – привод главного движения; 3 – привод подачи; 4 – фреза; 5 – направляющие; 6 – концевой выключатель; 7 – зажимные губки с БРТТ; 8 – зажимное устройство

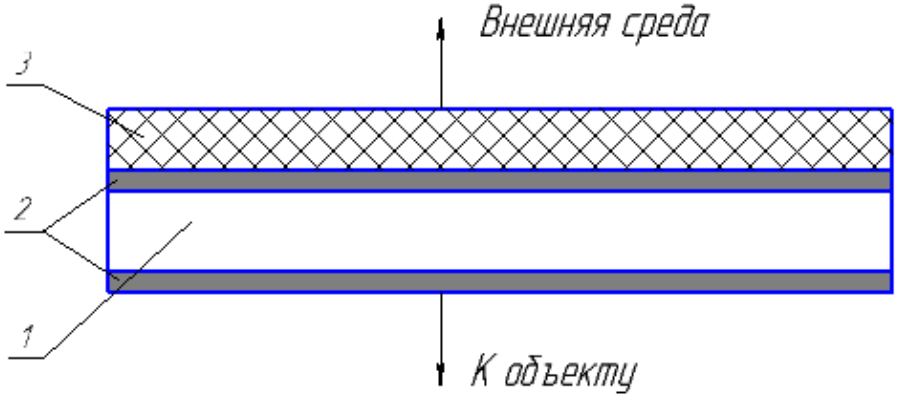


Рис. 15. Структура ОГ-ТАП:

1 – огнепроводящий теплоаккумулирующий слой; 2 – ткань шифон; 3 – изолирующий слой

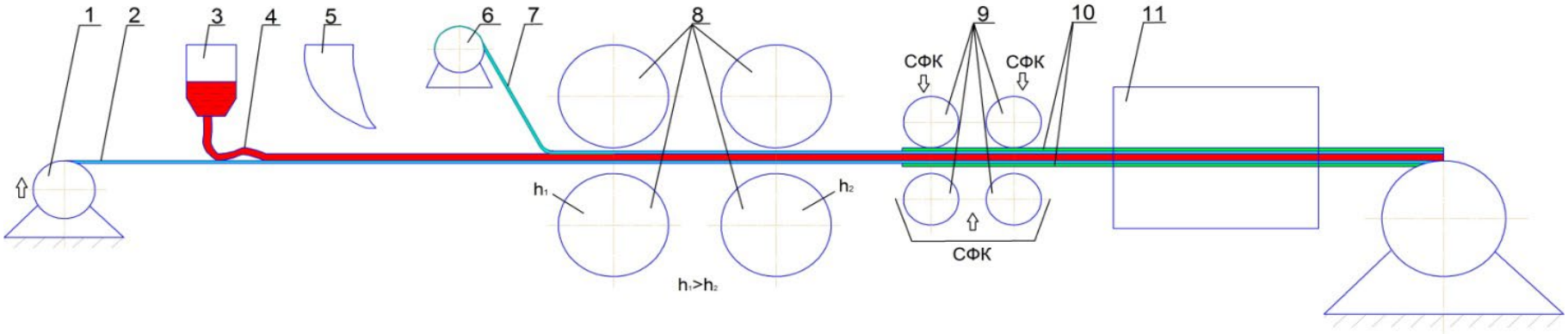


Рис. 16. Принципиальная технологическая схема производства изделий типа ОГ-ТАП:

1 – отдающее устройство; 2 – тканевая основа; 3 – питатель с ОГТАС; 4 – ракельный выравнивающий нож; 5 – второе отдающее устройство; 6 – второй, верхний слой ткани; 7 – формирующие валки; 8 – промазные валки, 9 - полимеризационная сушильная камера с ИК-нагревателями и тепловентиляторами; 10 - приемно-тянущее устройство готового изделия

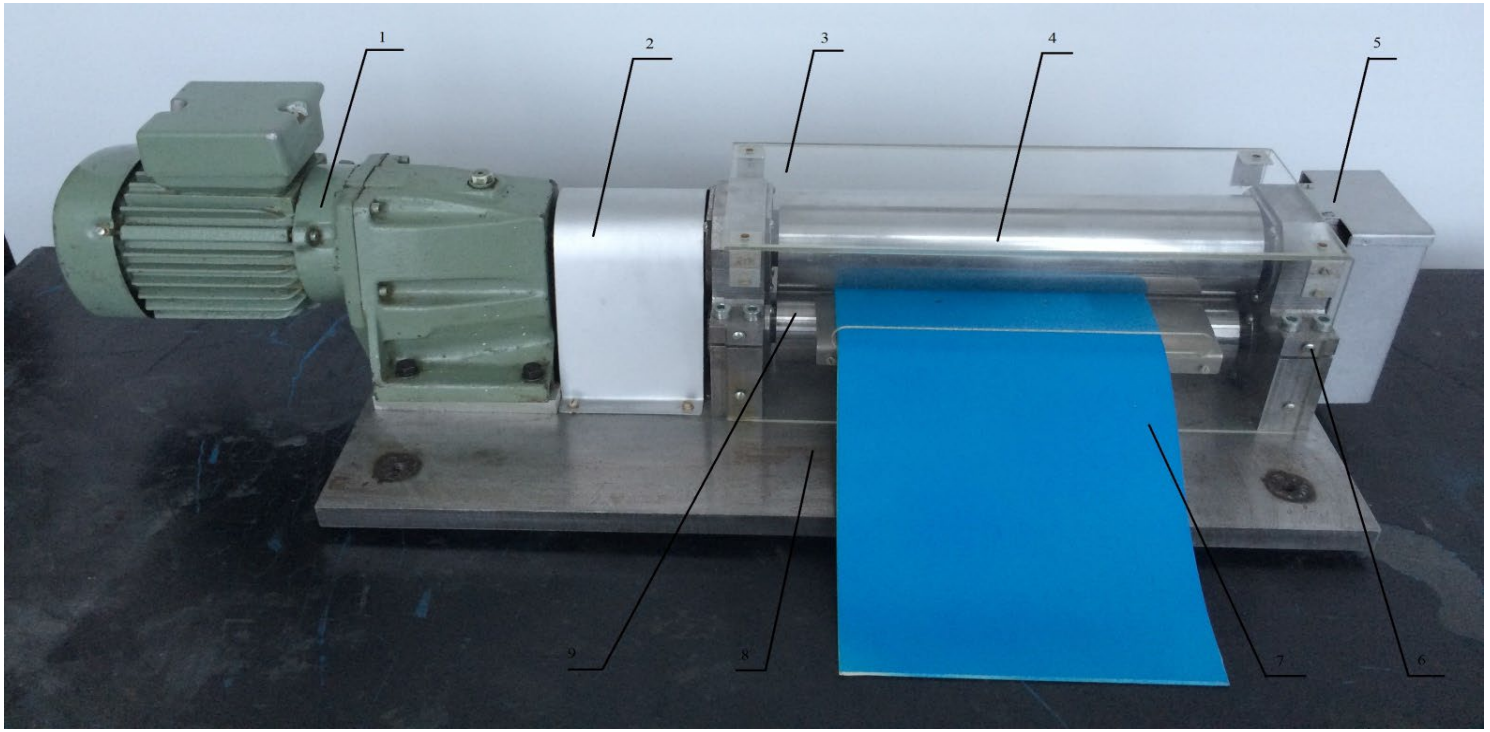


Рис. 17. Валковая машина:

1 - мотор-редуктор привод рабочего валка; 2 - зубчатая передача; 3 - защитный экран; 4 - рабочий валок; 5 - блокировочное устройство; 6 - опора валка; 7 - образец; 8 - платформа; 9 - холостой валок

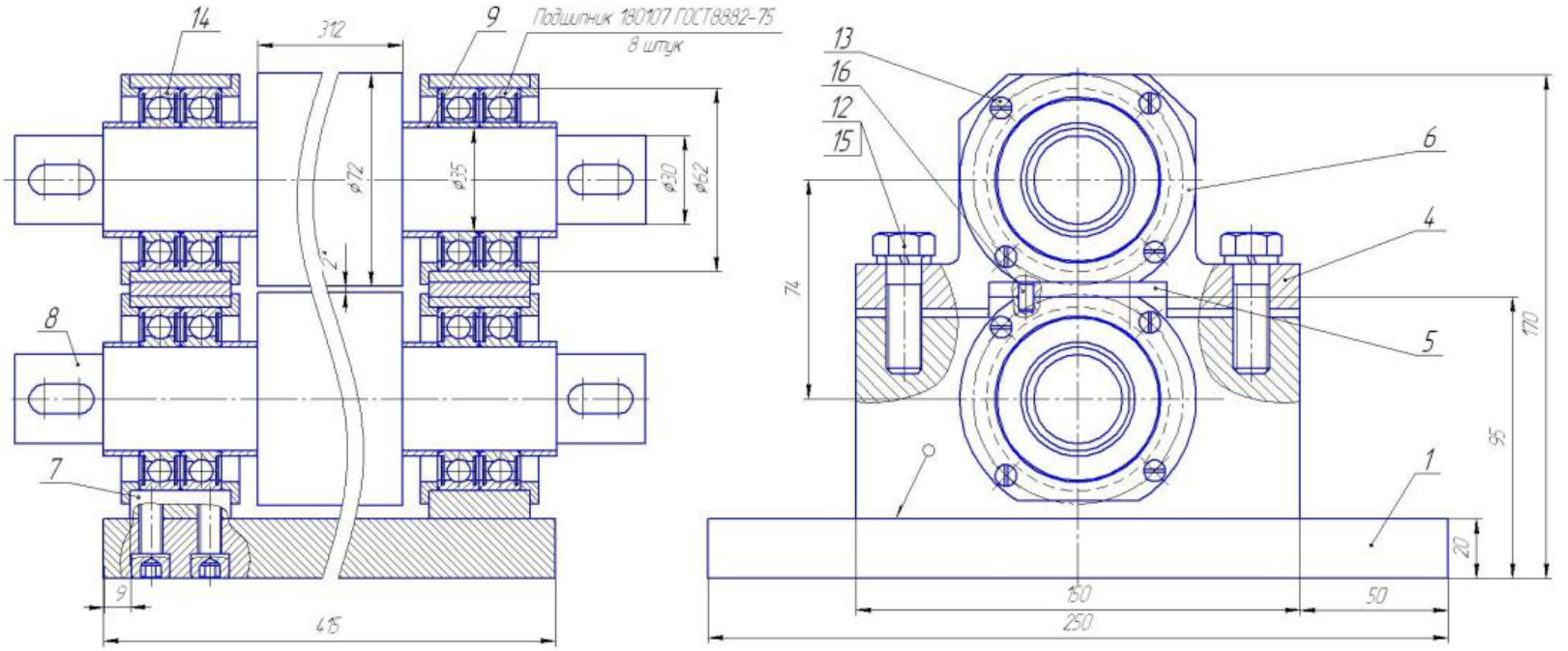


Рис. 18. Механизм для обжимки ленты:

1 – корпус; 4 – стойка; 5 – прокладка; 6 – крышка; 7 – опора; 8 – валик; 9 – втулка;

12 – болт; 13 – винт; 14 – подшипник; 15 – шайба; 16 - штифт

Таблица 1

Состав паст

№	Компонент	Процентное содержание компонента, %						
1	Бутилкаучук	-	-	-	10	8	8	-
2	ЭД-20	10	8	8	-	-	-	-
3	Пороховая крошка	90	85	85	90	85	85	-
4	NH_4NO_3	-	7	5	7	5	-	-
5	Пироксилиновая масса (мякоть)	-	-	-	-	-	-	100
6	Al	-	-	2	-	2	-	-

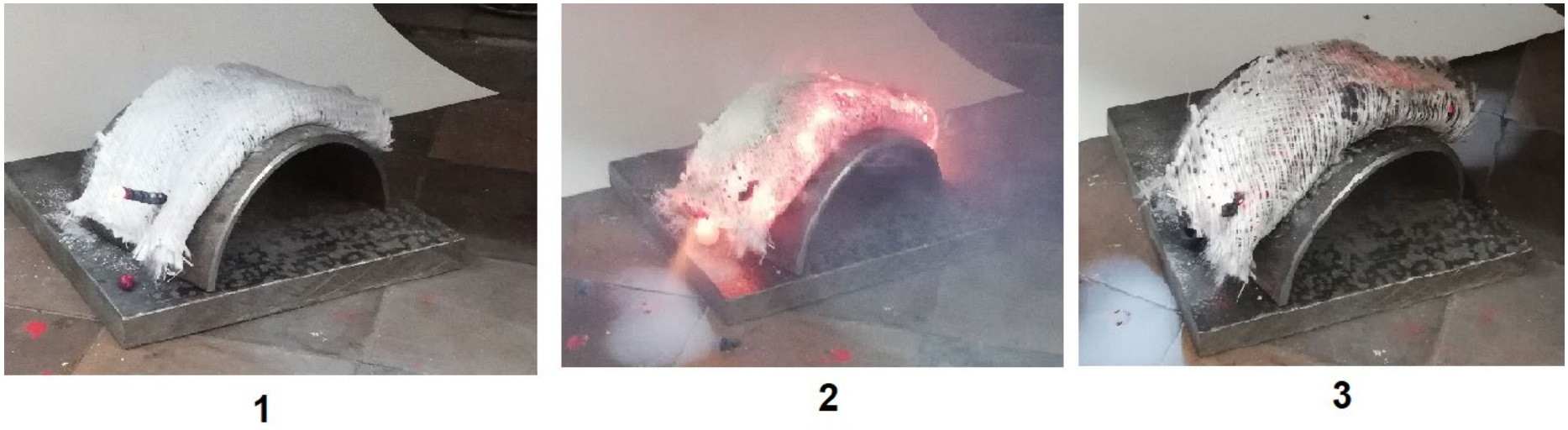


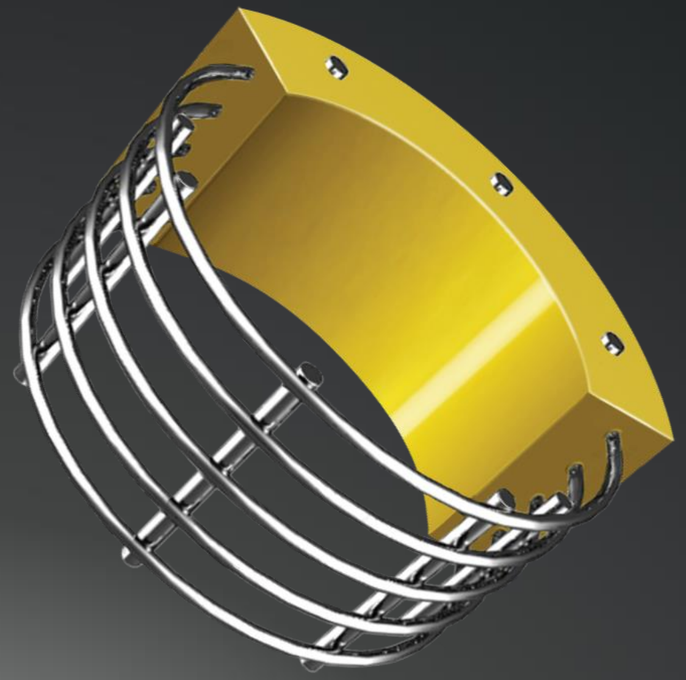
Рис. 19. Фрагмент пиротехнического устройства для прогрева труб:

1 - фрагмент устройства до зажигания пиросостава спичкой-воспламенителем; 2 - горение пиросостава фрагмента устройства; 3 - фрагмент устройства после сгорания пиросостава



Рис. 20. Фото огнепроводного полотна (ОГП)

ОГП – для нагрева породы перед проведением взрывных работ с целью разрыхления грунта, а также массивов льда



МЕПОС

ИННОВАЦИОННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

О НАС

Компания МЕПОС основана в 1991 году на базе завода Стройпластполимер разработчиками технологии

Производственная площадка ООО «МЕПОС» расположена в г. Екатеринбург, Свердловской области.

Технология разработана в качестве замены труб из нержавеющей стали для добычи урана на глубинах до 800 метров

Технология производства и продукция являются инновационными российскими разработками

Технология и продукция запатентованы в США, Канаде, Австралии, Европейском союзе и Китае

На сегодняшний день более 2000 километров труб проложено в различных отраслях промышленности

Подтвержденный срок эксплуатации нашей продукции составляет уже более 30 лет без претензий к качеству

Производственные мощности завода составляют всего 240000 метров в год на 2 технологических линиях

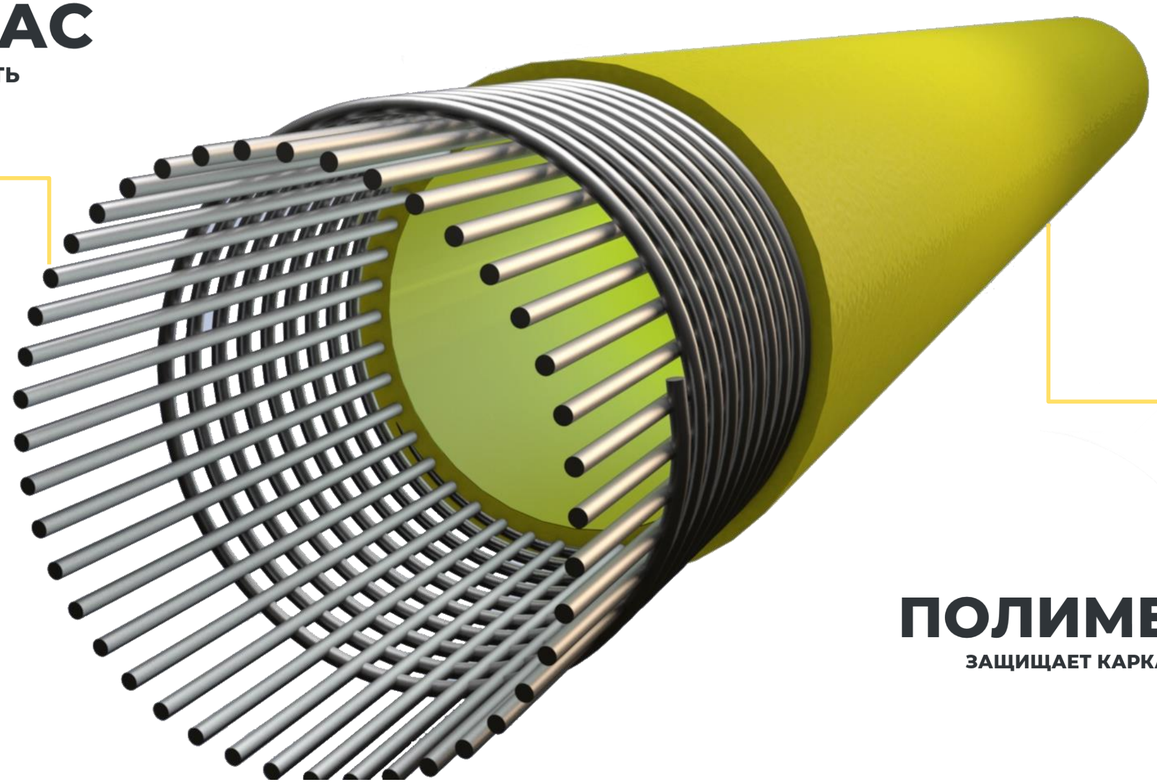
Оборудование технологических линий спроектировано и изготовлено собственными силами ООО «МЕПОС» с привлечением машиностроительных и электротехнических предприятий Российской Федерации.

ЧТО ТАКОЕ МПТ

МПТ – это полимерная труба, армированная сетчатым каркасом, сваренным из стальной проволоки.

СТАЛЬНОЙ КАРКАС

ПРИДАЕТ ТРУБЕ МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ



ПОЛИМЕРНОЕ ПОКРЫТИЕ

ЗАЩИЩАЕТ КАРКАС И ГАРАНТИРУЕТ ХИМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА МПТ

МПТ объединяет свойства стальных и полимерных труб

Высокая Прочность

Имеет прочность сопоставимую со стальной трубой, стойкость к высоким давлениям

Химическая Стойкость

Высокая стойкость при транспортировке агрессивных сред в том числе кислот и щелочей

Стойкость к Коррозии

Отсутствие необходимости проведения антикоррозионных мероприятий

Уникальность Конструкции

Совмещение лучших свойств материала каркаса и полимерной матрицы без взаимных напряжений

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА МПТ

Высокая прочность (как у стальных труб) и стойкость к коррозии и агрессивным средам (как у полимерных труб). Коэффициент температурного расширения равен стальному

Вес МПТ в два раза меньше аналога из стали. Простота монтажа, надежные неразъемные сварные соединения. Удешевление монтажных работ на 30%

Теплоотдача стенки МПТ в 12 раз ниже теплопередачи стенки стальной трубы. Уменьшение на 10% капитальных затрат на теплоизоляцию

Не требует катодной, ингибиторной или электрохимической защиты. Уменьшение капитальных и эксплуатационных затрат на 20% ежегодно

Коэффициент сопротивления потоку в 1,3 раза меньше, чем у стальной трубы. Снижение энергозатрат на транспортировку на 30%

Коэффициент сопротивления абразивному износу в 4 раза выше, чем у стали. Срок службы трубопроводов 25 лет и более

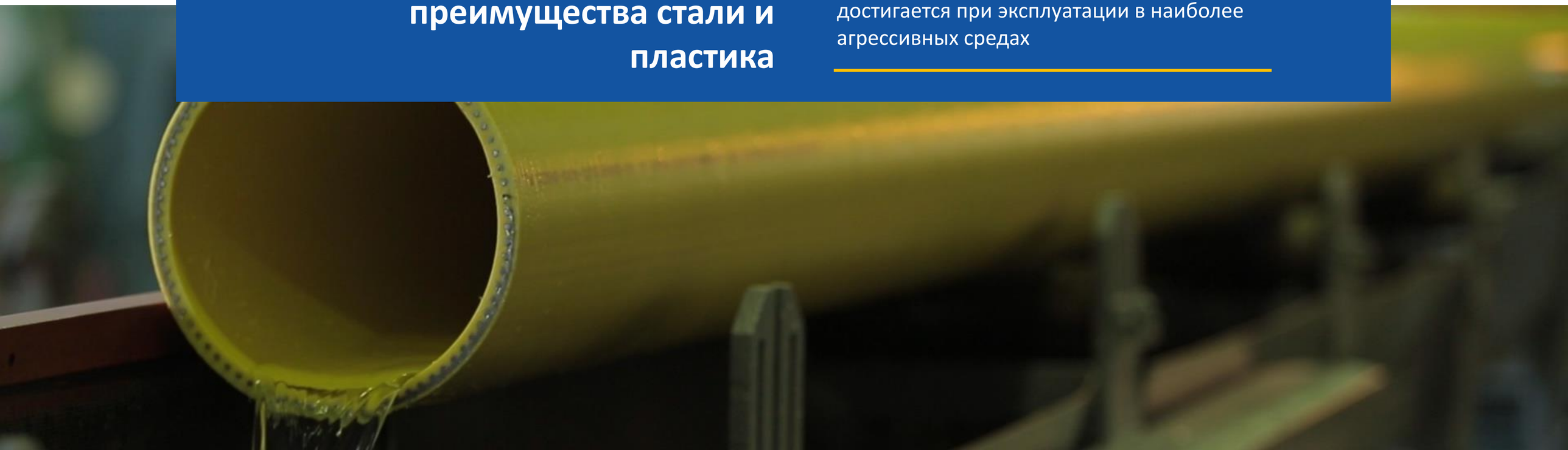
Отсутствие минеральных и парафиновых отложений (АСПО) на стенках трубы. Снижение первоначальных капитальных затрат на 10%, ежегодных энергозатрат на 20%

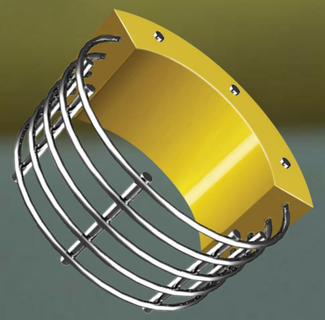
Десятикратный запас прочности по избыточному давлению и пятикратный по стойкости к смятию в сравнении с трубами из пластика

МЕТАЛЛОПОЛИМЕРНАЯ ТРУБА

Универсальная труба для различных отраслей промышленности и ЖКХ, сочетающая в себе преимущества стали и пластика

Более 2 000 километров МПТ работают на территории России и стран СНГ в различных отраслях промышленности с подтвержденным сроком службы более 25 лет. Наибольший экономический эффект достигается при эксплуатации в наиболее агрессивных средах





Menoc

ИНТРАТУЛ

Эксплуатация полимерных трубопроводов с неметаллическим армированием

Докладчик: А.В. Никитин



Интратул сегодня. Ключевые факты

ООО «ГК «ИНТРАТУЛ» - Российская производственно-инжиниринговая компания, деятельность которой направлена на создание, поддержку и развитие инфраструктуры предприятий ТЭК.

Компания реализует сложные инженерно-технические проекты, направленные на повышение эффективности и безопасности работы промышленных предприятий в нефтегазовой, горно-металлургической, химической и машиностроительной отраслях


Ремонтная инфраструктура

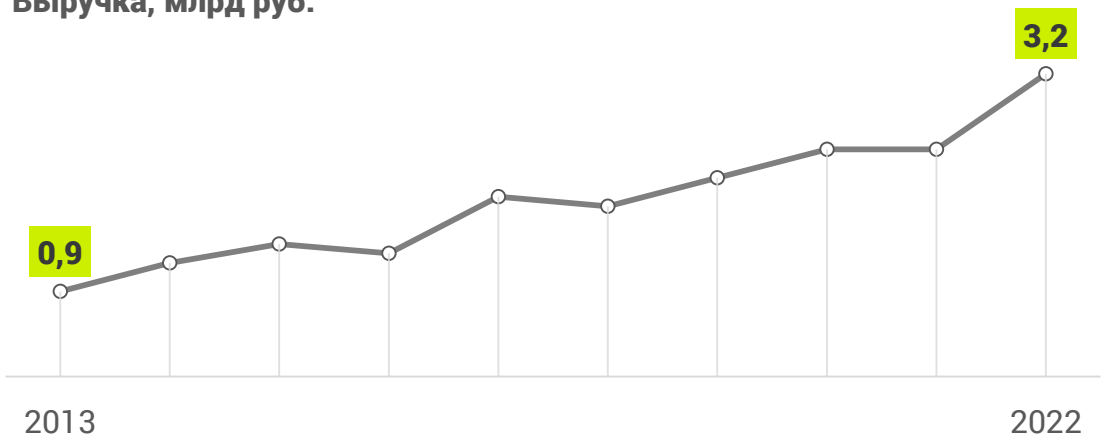

Технологии машиностроения


Эстакады слива-налива


Промышленный мониторинг


Полимерные трубопроводы

Выручка, млрд руб.



350%

Рост выручки компании за 10 лет

2002

Год основания

160

Постоянный штат сотрудников

600 000+ м²

Площадь реализованных объектов

Интратул сегодня. Полимерные трубопроводы

Специалисты ООО «ГК «ИНТРАТУЛ» более 10 лет занимаются развитием направления гибких полимерных армированных трубопроводов, предназначенных для транспортировки нефти, газа, газового конденсата, пластовой воды, и других хим. жидкостей. Участвуют в составе рабочей группы в разработке государственных стандартов (в том числе в ГОСТ Р 59834-2021). За это время, успешно реализованы проекты в дочерних обществах ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ООО «ИНК» и др.

С 2018 года, после проведения испытаний на прочность и долговечность, а также опытно-промышленных испытаний, применяется ГПАТ с неметаллическим армированием. Данный трубопровод полностью состоит из полимерных материалов, устойчив к агрессивным средам и коррозионным агентам.



О продукте

ОПИСАНИЕ



Гибкий полимерный армированный трубопровод (ГПАТ) российского производства, предназначенный для транспортировки нефти, газа, нефтепродуктов, пластовой воды, химических реагентов.

Применение современных технологий производства повышают эффективность и надежность при эксплуатации.



ПРИМЕНЕНИЕ

Нефтесборные трубопроводы
для внутрипромысловой транспортировки

Выкидные линии
Отвод скважины жидкости и газа на безопасное расстояние

Высоконапорные водоводы
для поддержания пластового давления

Временные байпасные линии
при проведении плановых и срочных работ

Технология ГПАТ

Внутренний лайнер

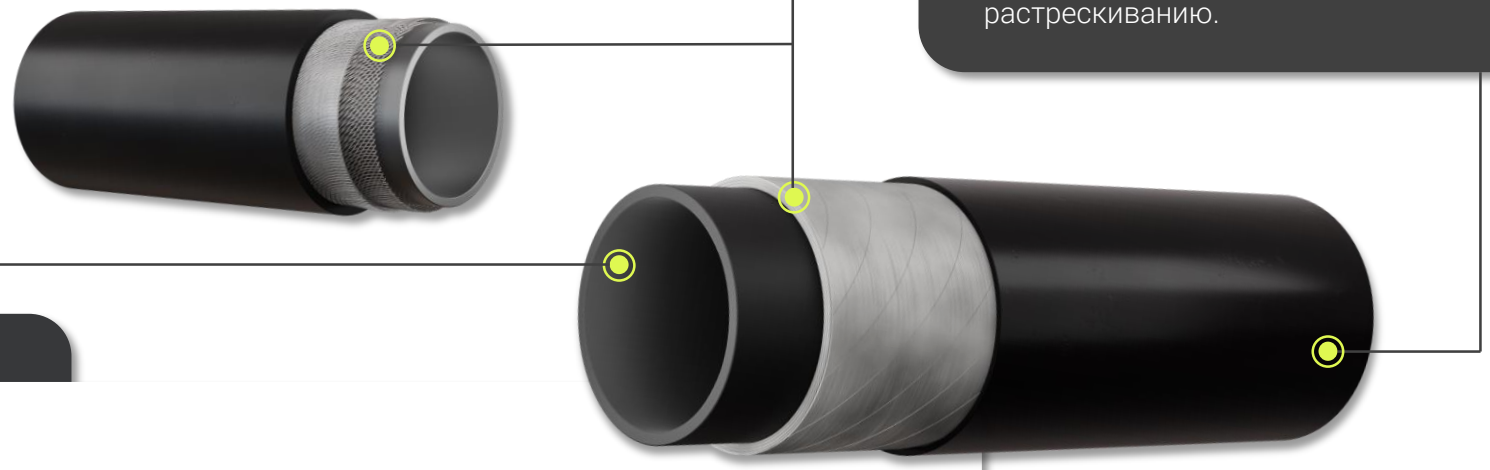
выполняется из материалов поддерживающих стойкость к элементам перекачиваемой среды (ПЭ100, PE-RT, PEX). Отвечает за герметичность

Армирующий слой

выполняется из полиэстерных волокон или стекловолоконной UD-Ленты. Отвечает за прочность конструкции

Наружный слой

выполняется из полиэтилена высокой плотности методом непрерывной экструзии. Обладает повышенной пластичностью, стойкостью УФ излучению, разрывам и растрескиванию.



МОДИФИКАЦИЯ ПОД ЗАДАЧУ



- Конструкция со связанными или несвязанными слоями;
- Применение дополнительных (одного или нескольких) барьерных слоев;
- Применение температуростойких материалов.

Соединительные элементы - фитинги

ФИТИНГИ

Гибкий армированный трубопровод оборудуется на концах соединительными элементами – **обжимными фитингами**, выполненными из нержавеющей или углеродистой стали с полимерным антикоррозийным покрытием.

Фитинги обеспечивают возможность соединения гибкого армированного трубопровода с металлическими трубами, отводами, запорно-регулирующей арматурой, фитингами, технологическим оборудованием



1 ФЛАНЦЕВЫЙ



2 ПОД ПРИВАРКУ



3 СИММЕТРИЧНЫЙ



Дополнительное оборудование

Устройство намотки/размотки с гидравлическим приводом

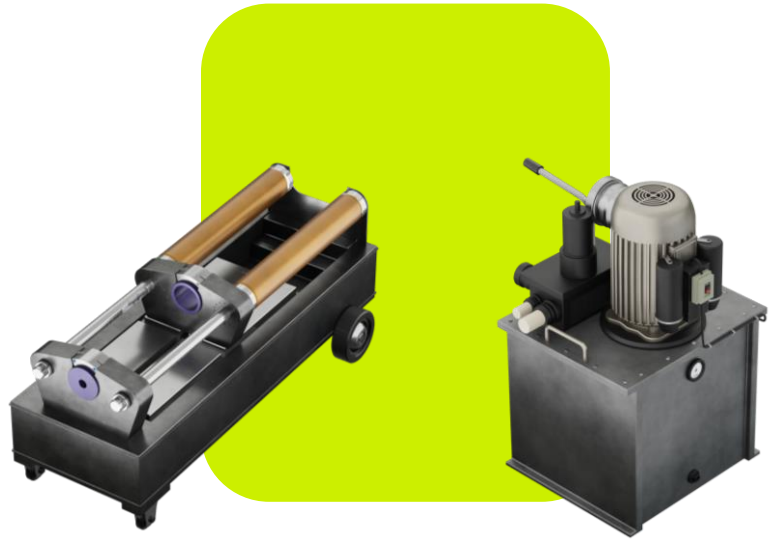
Обеспечивает размотку и смотку любых типов трубопровода в «полевых условиях».



Обжимное устройство

Обеспечивает соединение отрезков ГПАТ в «полевых условиях»

Применяется для любых типов фитингов.



Направления ГПАТ

ВОДА. Высоконапорные/низконапорные водоводы

Для транспортировки воды от кустовой насосной станции (КНС) до нагнетательных или поглощающих скважин, через которые вода закачивается в нефтеносные иди водоносные горизонты.

Полиэстерная нить интегрирована в полимерную матрицу, что создает монолитную конструкцию.



HDPE лайнер

Армирующий слой (полиэстерные нити)

HDPE лайнер

Преимущества:

- Высокое рабочее давление
- Не подвержена коррозии
- Возможность применения на высокотемпературных средах
- Высокая эластичность и минимальный радиус изгиба



ДИАМЕТР
От DN50 до DN200

РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ (с трехкратным запасом прочности) до 21 МПа

ТЕМПЕРАТУРА
От -60 до +70°С (постоянная)
До +80°С (кратковременная)

Направления ГПАТ

НЕФТЬ. Промысловые и технологические трубопроводы

Для транспортировки всех видов нефти и нефтесодержащей жидкости.



HDPE лайнер

Армирующий слой (стекловолоконная лента) в полимерной матрице

HDPE лайнер

Преимущества:

- не подвержена коррозии
- применяется на высокоагрессивных средах
- применяется на высокотемпературных средах

Термостойкий полиэтилен

на основе этилен-октенового сополимера, позволяет достичь высоких показателей сопротивления гидростатическому напряжению в широком интервале температур (Т раб. до +80°С)

ДИАМЕТР
От DN50 до DN200

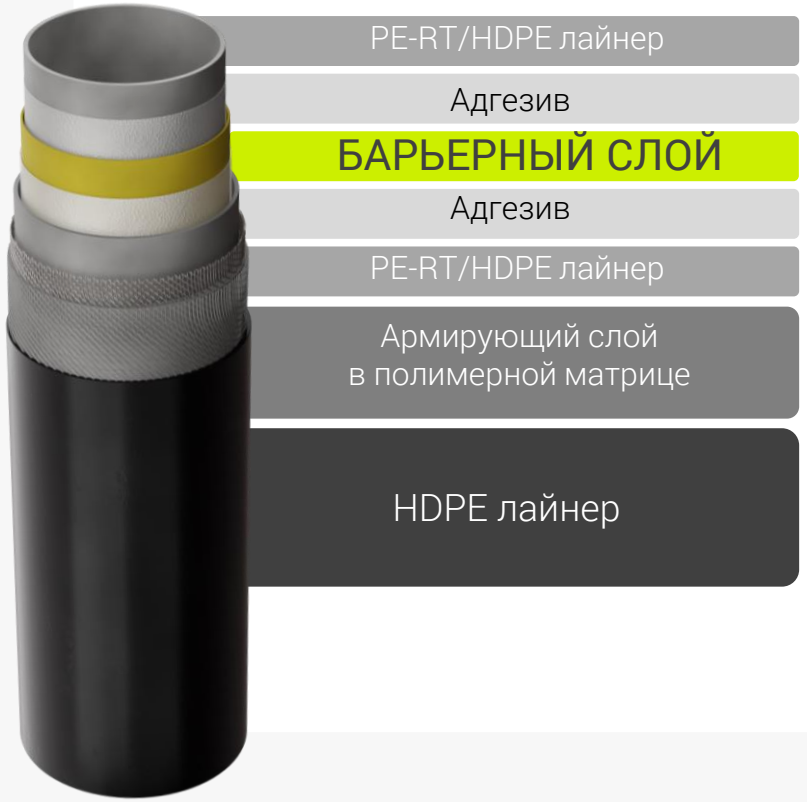
РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ (с трехкратным запасом прочности) до 16 МПа

ТЕМПЕРАТУРА
От -60 до +80°С (постоянная)
До +130°С (кратковременная)

Направления ГПАТ

ГАЗ. Промысловые и технологические трубопроводы

Для транспортировки газа или сред с высоким содержанием газа, применяются дополнительные барьерные слои



5-слойный внутренний лайнер с применением специализированного барьерного слоя



снижает до **98%*** проницаемость газа

* по сравнению с ГПАТ в стандартном исполнении

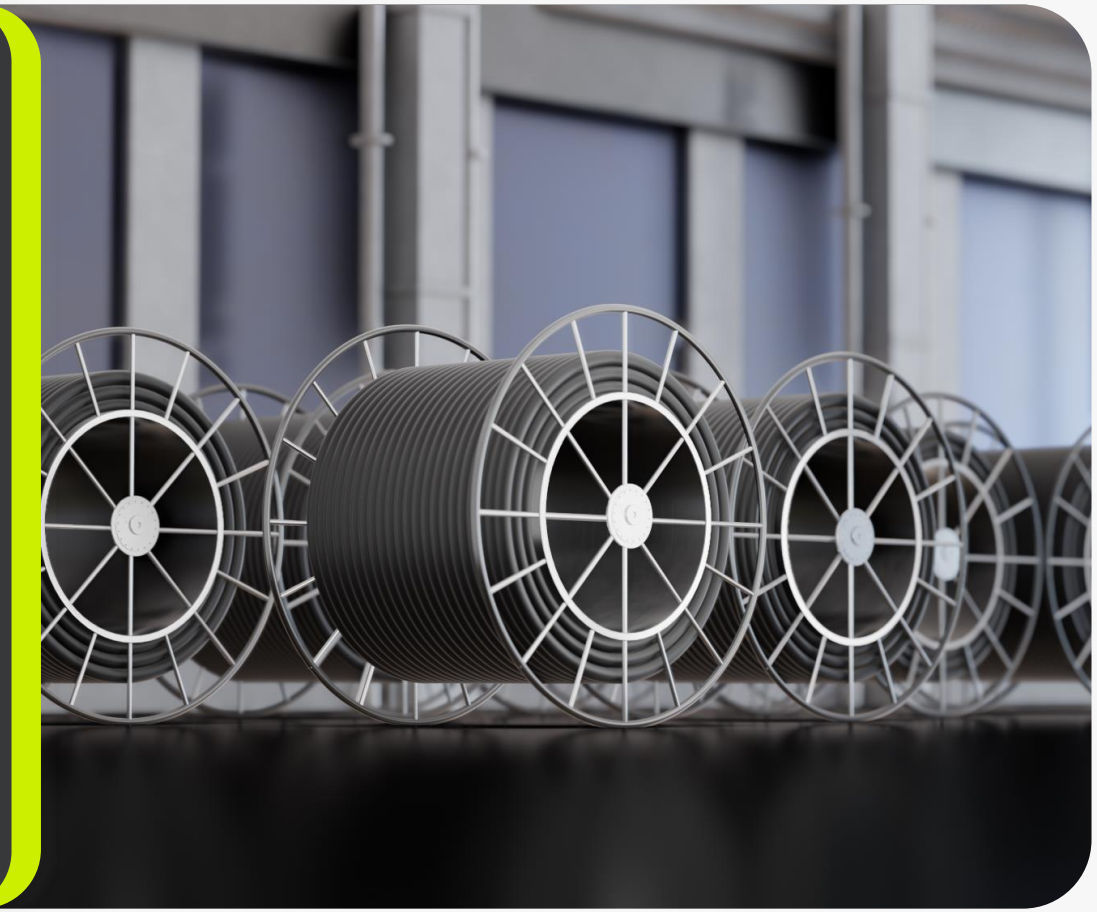
ДИАМЕТР
От DN50 до DN200

РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ
(с трехкратным запасом прочности) до 16 МПа

ТЕМПЕРАТУРА
От -50 до +80°С (постоянная)

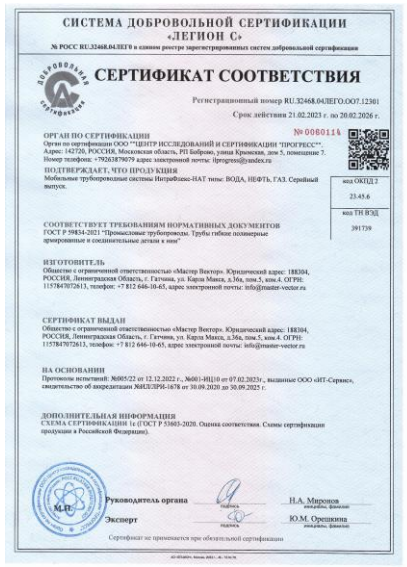
Преимущества ГПАТ с неметаллическим армированием

- Стойкость к агрессивным средам (H_2S, CO_2, Cl^-)
- Возможность исполнения с давлением 4х от рабочего
- Легкость конструкции. Удобство монтажа
- Долговечность. Не подлежит коррозии
- Вариативность дизайна конструкции





Сертификаты и протоколы испытаний



СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ
«ЛЕГИОН С»

№ РОСС RU.32468.04ЛЕГО в едином реестре зарегистрированных систем добровольной сертификации

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

Регистрационный номер RU.32468.04ЛЕГО.ООТ.12301
Срок действия 21.02.2023 г. по 20.02.2026 г.

№ 0080114

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ
Орган по сертификации ООО "ЦЕНТР ИССЛЕДОВАНИЙ И СЕРТИФИКАЦИИ "ПРОГРЕСС".
Адрес: 142720, РОССИЯ, Московская область, РП Бобровo, улица Кронская, дом 5, помещение 7.
Номер телефона: +79263879079 адрес электронной почты: lprogress@yandex.ru

ПОДТВЕРЖДАЕТ, ЧТО ПРОДУКЦИЯ
Мобильные трубопроводные системы Интрафлекс-НАТ типы: ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ. Серийный выпуск.

код ОКПД 2
23.45.6

код ТН ВЭД
391739

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
ГОСТ Р 59834-2021 "Промысловые трубопроводы. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним"

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью «Мастер Вектор». Юридический адрес: 188304, РОССИЯ, Ленинградская Область, г. Гатчина, ул. Карла Маркса, д.36а, пом.5, ком.4. ОГРН: 1157847072613, телефон: +7 812 646-10-65, адрес электронной почты: info@master-vector.ru

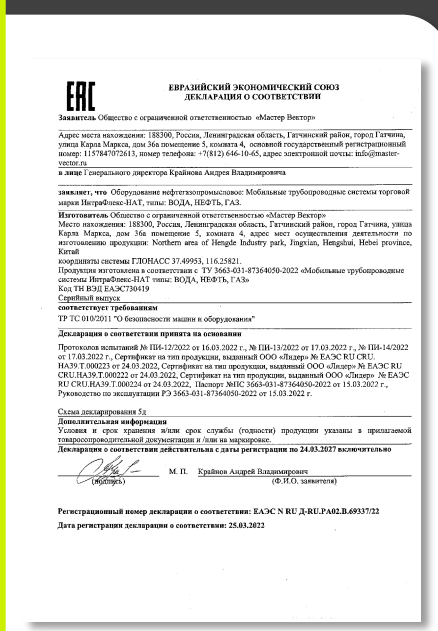
СЕРТИФИКАТ ВЫДАН
Общество с ограниченной ответственностью «Мастер Вектор». Юридический адрес: 188304, РОССИЯ, Ленинградская Область, г. Гатчина, ул. Карла Маркса, д.36а, пом.5, ком.4. ОГРН: 1157847072613, телефон: +7 812 646-10-65, адрес электронной почты: info@master-vector.ru

НА ОСНОВАНИИ
Протоколы испытаний: №005/22 от 12.12.2022 г., №001-ИЦ10 от 07.02.2023г., выданные ООО «ИТ-Сервис», свидетельство об аккредитации АИЕЗ.ПРБ-1678 от 30.09.2020 до 30.09.2025 г.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ
СХЕМА СЕРТИФИКАЦИИ 1с (ГОСТ Р 53603-2020. Оценка соответствия. Схемы сертификации продукции в Российской Федерации).

М.П. Руководитель органа Н.А. Миронов
Эксперт Ю.М. Орешкина

Сертификат не применяется при обязательной сертификации



ЕАС

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ

Заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Мастер Вектор»

Адрес места нахождения: 188300, Россия, Ленинградская область, Гатчинский район, город Гатчина, улица Карла Маркса, дом 36а помещение 5, комната 4, основной государственный регистрационный номер: 1157847072613, номер телефона: +7(812) 646-10-65, адрес электронной почты: info@master-vector.ru
в лице Генерального директора Крайнова Андрея Владимировича

заявляет, что Оборудование нефтегазопромыслового: Мобильные трубопроводные системы торговой марки Интрафлекс-НАТ, типы: ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ.

Изготовитель Общество с ограниченной ответственностью «Мастер Вектор»
Место нахождения: 188300, Россия, Ленинградская область, Гатчинский район, город Гатчина, улица Карла Маркса, дом 36а помещение 5, комната 4, адрес мест осуществления деятельности по изготовлению продукции: Northern area of Hengde Industry park, Jingxian, Hengshui, Hebei province, Китай
координаты системы ГЛОНАСС 37.49993, 116.25821
Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3663-031-87364050-2022 «Мобильные трубопроводные системы Интрафлекс-НАТ типы: ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ»
Код ТН ВЭД ЕАЭС730419
Серийный выпуск
соответствует требованиям
ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"

Декларация о соответствии принята на основании
Протоколов испытаний № ПИ-12/2022 от 16.03.2022 г., № ПИ-13/2022 от 17.03.2022 г., № ПИ-14/2022 от 17.03.2022 г., Сертификат на тип продукции, выданный ООО «Лидер» № ЕАЭС RU CRU.НА39.Т.000223 от 24.03.2022, Сертификат на тип продукции, выданный ООО «Лидер» № ЕАЭС RU CRU.НА39.Т.000222 от 24.03.2022, Сертификат на тип продукции, выданный ООО «Лидер» № ЕАЭС RU CRU.НА39.Т.000224 от 24.03.2022, Паспорт №ИС 3663-031-87364050-2022 от 15.03.2022 г., Руководство по эксплуатации РЭ 3663-031-87364050-2022 от 15.03.2022 г.

Схема декларирования 5д
Дополнительная информация
Условия и срок хранения и/или срок службы (годности) продукции указаны в прилагаемой товаросопроводительной документации и /или на маркировке.
Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 24.03.2027 включительно

(подпись) М. П. Крайнов Андрей Владимирович (Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-RU.PA02.B.69337/22
Дата регистрации декларации о соответствии: 25.03.2022



UTC
эффективный инжиниринг

ООО «ИТ-Сервис» 443081, г. Самара, ул. Ульяновская/Прикарпатская, д.32/35
7 (846) 212-00-39 www.it-service.com
ИНН 6317063413 КПП 631501001 ОГРН 1026306962995

ПРОТОКОЛ
проведения проверки
№ 005/22
по программе типовых испытаний ГПАТ
на соответствие ГОСТ Р 59834 - 2021

1. Дата выдачи: 12.12.2022
2. Заказчик: ООО «Мастер Вектор»
3. Основание для проведения работ:

Заявка № 001 от 30.06.2022 к договору № договору № 10-01-29/22 от 15.06.2022 перечень согласно «Программа» - Приложение к заявке № 001 от 30.06.2022.

4. Объект испытаний:

Гибкая армированная полиэтиленовая колонное труба с концевыми фитингами

Интрафлекс-НАТ НФТЬ УХЛ-П-DN6-6,3 ТУ 3663-031-87364050-2022 Интрафлекс-НАТ 150/175 ПЭ100ПЭТПВП/ПЭ100/3-НФТЬ/МОР 6,3 МПа/60ºС ТУ 3663-031-87364050-2022 (обозначение по МУ 02.27), Партия трубы 001-015/01, Партия трубы 016-030/02.

Партия трубы 001-015/01, Партия трубы 016-030/02.

- диаметр номинальный 150 мм;
- рабочее давление 6,3 МПа;
- испытательное давление 9,45 МПа;
- разрушающее давление 25,2 МПа

5. Условия испытаний

- тип транспортируемой среды смешанный (вода/нефть/газ)
- класс эксплуатации 1,2
- температура транспортируемой среды + 60 °С;
- минимальная температура окружающей среды при эксплуатации - 60 °С.

Условия кондиционирования образцов при испытаниях: окружающая температура по ГОСТ 12423.

Образцы, изготовленным из поступивших на Испытания труб маркировка МВ.

Протокол проходная проверка № 005/22 от 12.12.2022 стр. 1 из 5

UTC
эффективный инжиниринг

ООО «ИТ-Сервис» 443081, г. Самара, ул. Ульяновская/Прикарпатская, д.32/35
7 (846) 212-00-39 www.it-service.com
ИНН 6317063413 КПП 631501001 ОГРН 1026306962995

2022 г.
УТВЕРЖДАЮ
ПРИКАЗОВ ПО НАУКЕ
ООО «ИТ-СЕРВИС»
Н.А. Тепляш

ПРОТОКОЛ
проведения проверки
№ 006/22
по программе типовых испытаний ГПАТ
на соответствие МУ 02.27 ООО «ИТС»

1. Дата выдачи: 12.12.2022
2. Заказчик: ООО «Мастер Вектор»
3. Основание для проведения работ:

Заявка № 001 от 30.06.2022 к договору № договору № 10-01-29/22 от 15.06.2022 перечень согласно «Программа» - Приложение к заявке № 001 от 30.06.2022.

4. Объект испытаний:

Гибкая армированная полиэтиленовая колонное труба с концевыми фитингами

Интрафлекс-НАТ НФТЬ УХЛ-П-DN6-6,3 ТУ 3663-031-87364050-2022 Интрафлекс-НАТ 150/175 ПЭ100ПЭТПВП/ПЭ100/3-НФТЬ/МОР 6,3 МПа/60ºС ТУ 3663-031-87364050-2022 (обозначение по МУ 02.27), Партия трубы 001-015/01, Партия трубы 016-030/02.

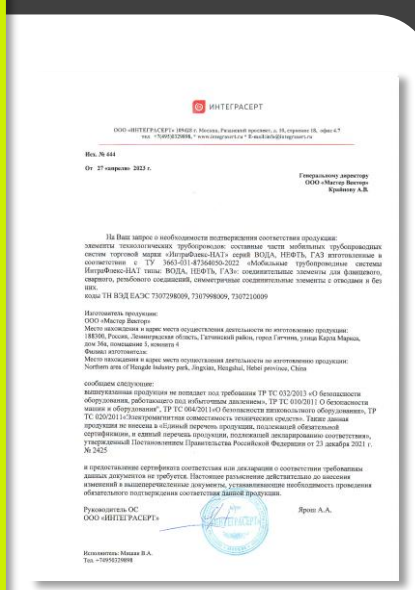
- диаметр номинальный 150 мм;
- рабочее давление 6,3 МПа;
- испытательное давление 9,45 МПа;
- разрушающее давление 25,2 МПа

5. Условия испытаний

- тип транспортируемой среды смешанный (вода/нефть/газ)
- уровень требований 4 по МУ 02.27
- температура транспортируемой среды + 60 °С;
- минимальная температура окружающей среды при эксплуатации - 60 °С.

Условия кондиционирования образцов при испытаниях: окружающая температура по ГОСТ 12423.

Протокол проходная проверка № 006/22 от 12.12.2022 стр. 1 из 5



ИНТЕГРАСЕРТ

ООО «ИНТЕГРАСЕРТ» 109428 г. Москва, Рязанский проспект, д. 8, строение 18, офис 6.7
тел. +7(495)8320858, * www.integrasert.ru * E-mail:info@integrasert.ru

Исх. № 444
От 27 января 2023 г.

Генеральному директору
ООО «Мастер Вектор»
Крайнову А.В.

На Ваш запрос о необходимости подтверждения соответствия продукции:
элементы технологических трубопроводов: составные части мебельных трубопроводных систем торговой марки «Интрафлекс-НАТ» серий ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ изготовленные в соответствии с ТУ 3663-031-87364050-2022 «Мобильные трубопроводные системы Интрафлекс-НАТ типы: ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ»: соединительные элементы для фланцевого, сварного, резьбового соединений, симметричные соединительные элементы с отводами и без них;
коды ТН ВЭД ЕАЭС 7307298009, 7307998009, 7307210009

Изготовитель продукции:
ООО «Мастер Вектор»
Место нахождения и адрес мест осуществления деятельности по изготовлению продукции:
188300, Россия, Ленинградская область, Гатчинский район, город Гатчина, улица Карла Маркса, дом 36а, помещение 5, комната 4.
Филиал изготовителя:
Место нахождения и адрес мест осуществления деятельности по изготовлению продукции:
Northern area of Hengde Industry park, Jingxian, Hengshui, Hebei province, China

сообщаем следующее:
выпускаемая продукция не попадает под требования ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», ТР ТС 010/2011 О безопасности машин и оборудования", ТР ТС 004/2011«О безопасности низковольтного оборудования», ТР ТС 020/2011«Электромагнитная совместимость технических средств». Также данная продукция не внесена в «Единый перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единый перечень продукции, подлежащей декларированию соответствия», утвержденный Постановлением Правительства Российской Федерации от 23 декабря 2021 г. № 2425

и предоставление сертификата соответствия или декларации о соответствии требованиям данных документов не требуется. Настоящее разъяснение действительно до внесения изменений в вышеперечисленные документы, устанавливающие необходимость проведения обязательного подтверждения соответствия данной продукции.

Руководитель ОС
ООО «ИНТЕГРАСЕРТ» Ярош А.А.

Исполнитель: Мишин В.А.
Тел. +74955329898



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

УТВЕРЖДАЮ
И.о. проректора по науке и инновациям ПНИПУ,
профессор, д.т.н.
Н.Ю. Коротаев
2022 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
«ИССЛЕДОВАНИЕ ГИБКОГО ПОЛИМЕРНОГО АРМИРОВАННОГО ТРУБОПРОВОДА НА ПОЛИЭСТЕРНОЙ ОСНОВЕ, НАГНЕТАТЕЛЬНЫЙ ВОДОВОД СТОЧНОЙ ВОДЫ «ВПР41- СКВ. 625», УНЬВИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, КУСТ №41, ЦДНГ - 11, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»»

выполнено на основании договора № 20/0685
«ПРОВЕДЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ (ТСК, ПАТ, ПАСП И Т.Д.) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Директор ДНН д.т.н. Д.Н. Трушников

Заведующий научно-исследовательской лабораторией «ВАКиДо» д.т.н., профессор А.Ф. Сальников

ПЕРМЬ 2022 г.

Выполняемые работы

01
ПРОЕКТНЫЕ РАБОТЫ

Разработка документации стадии П, Р (раздел ТХ)



02
ПОСТАВКА МТР

Подбор оборудования

Изготовление оборудования, заводские испытания 100% партии

03
ШМР/ПНР

Разработка ППР

Шеф монтажные и пуско-наладочные работы

Ввод в эксплуатацию

Возможность реализации проектов в формате EPC (под ключ).

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

www.intratool.com

intratool@intratool.ru

+7 (812) 313 50 92

www.intratool.com

НИКИТИН АЛЕКСЕЙ
Директор департамента «Добыча нефти и газа»
+7 (911) 269-86-90

БЕЛОУСОВ ДМИТРИЙ
Ведущий специалист
+7 (911) 960-71-60

ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Развитие коррозионных трещин в межпромысловых трубопроводах

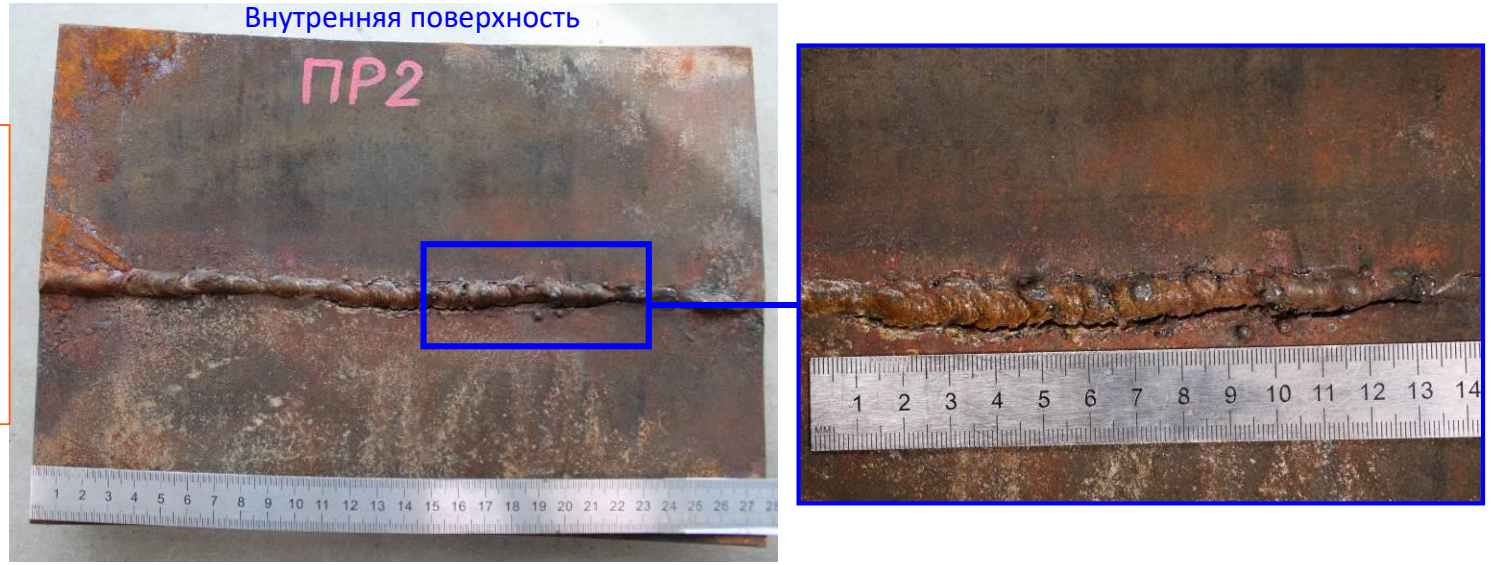
Докладчик:
Инженер отдела металловедения
Мачалкина Анна Николаевна

Входные данные по эксплуатации поступивших объектов исследования

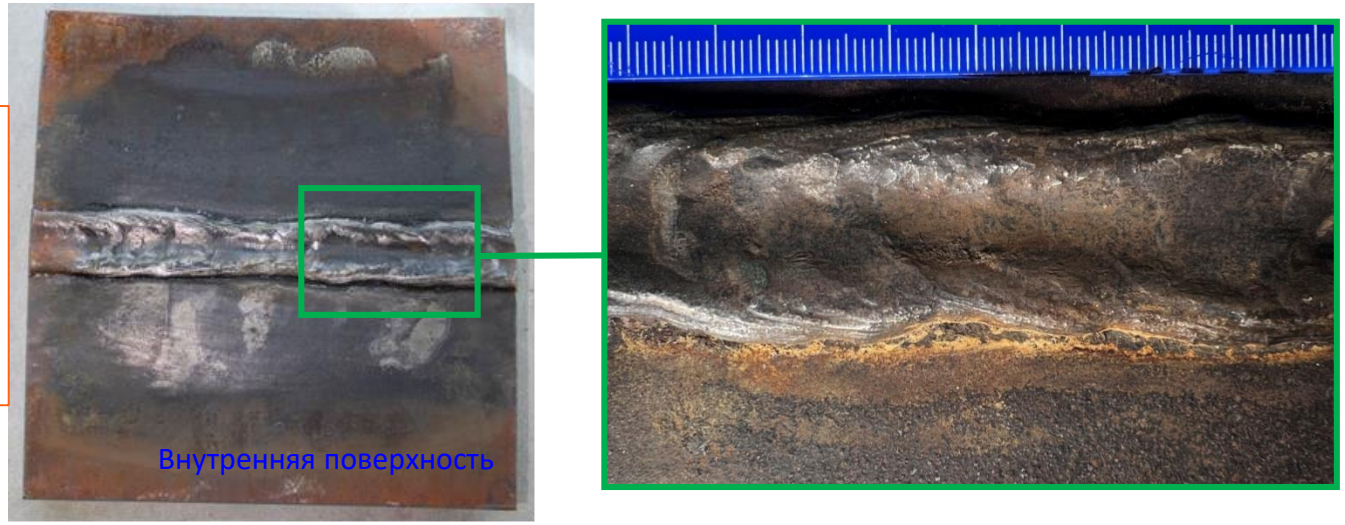
Входные данные по поступившим объектам	
Месторождение	Ямбургское
Назначение трубопровода	Межпромысловый
Изготовитель труб	Германия (Маннесман)
Исполнение	Подземное
Ввод в эксплуатацию	1988
Сортамент трубопровода	1420х18,7
Техническая документация на проектирование и стройку	СНиП 2.00.5.06-85, ВСН-012, ВСН-011, СНиП 3.01.04.-87
Проектное давление, МПа	7,5
Рабочее давление, МПа	3,1-3,59
Температура газа, °С	1,9
Транспортируемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-87
	Масс. концентрация H_2S: ≤0,02 г/м^3;
	Масс. концентрация меркоптановой серы: ≤0,036 г/м^3;
	Молярная доля диоксида углерода: ≤2,5%;
	Объемная доля кислорода ≤1,0%

Внешний вид поступивших образцов сварных соединений межпромыслового трубопровода

Образец №1



Образец №2



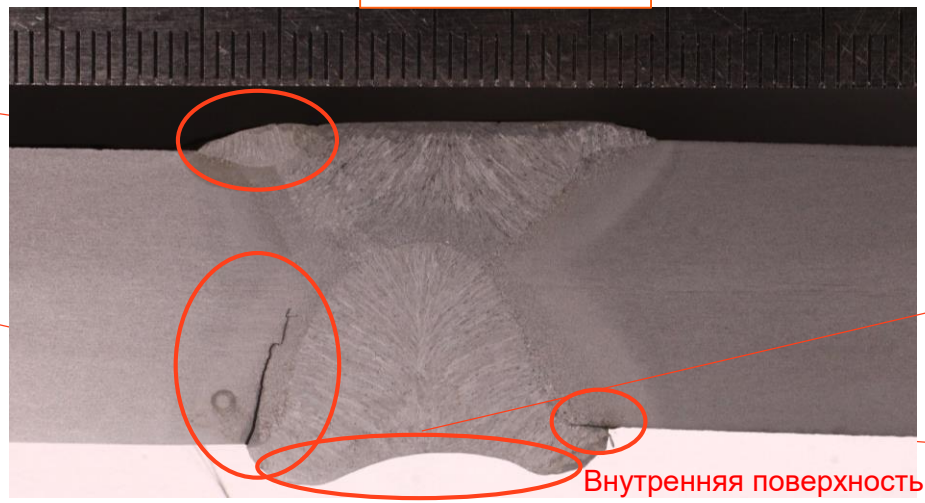
Макроанализ сварных соединений

- Метод электродуговой ручной сварки;
- Подогрев кромок от +50 до +100°С

Образец №1



Образец №2

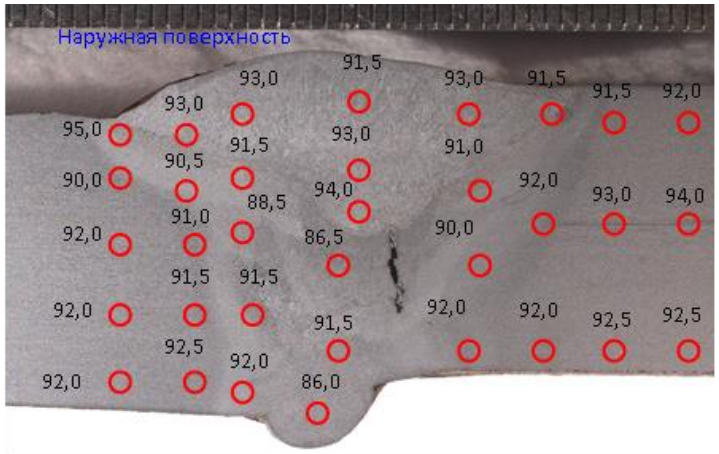


- Метод двусторонней автоматической сварки под флюсом.

Оценка твердости металла в различных областях сварных соединений по ГОСТ 6996 и ГОСТ 9013

Образец №1

Односторонний сварной шов

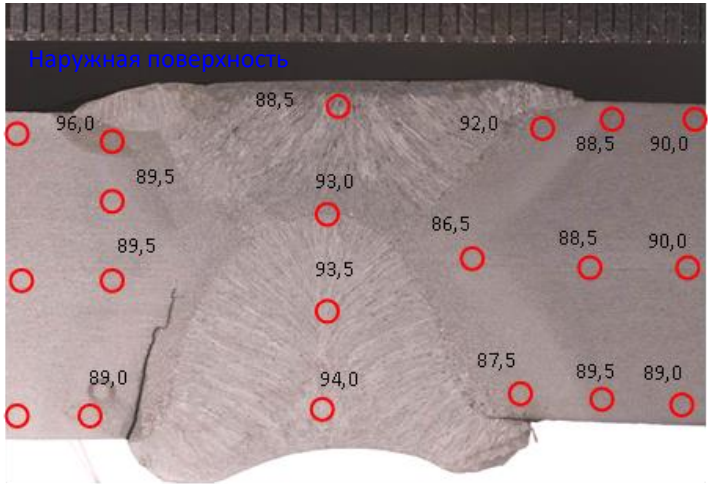


Твердость основного металла: ≤94
Твердость ЗТВ: ≤92
Твердость корневого слоя: ≤86
Твердость по сечению сварного шва: ≤94

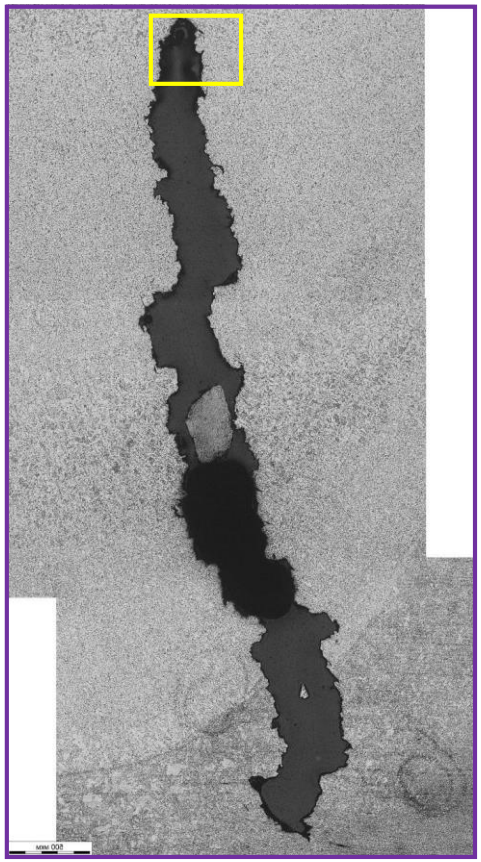
Образец №2

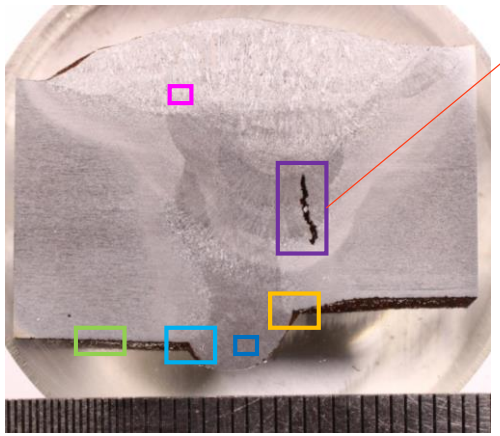
Твердость основного металла: ≤90
Твердость ЗТВ: ≤96
Твердость корневого слоя: ≤94
Твердость заполнения : ≤93

Двусторонний сварной шов

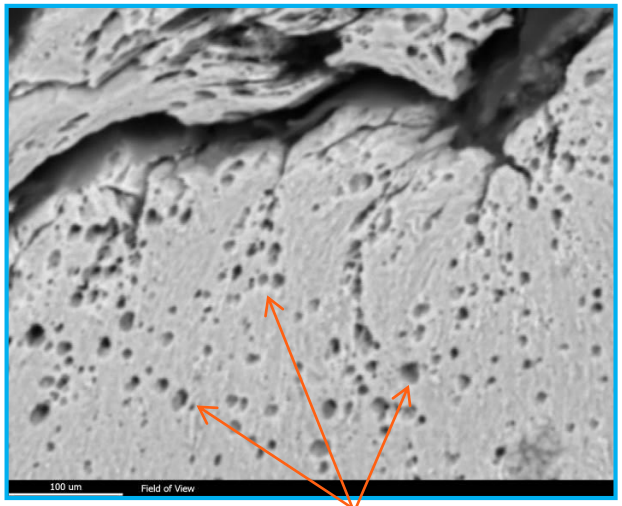


Оптическая и электронная микроскопия одностороннего сварного соединения.

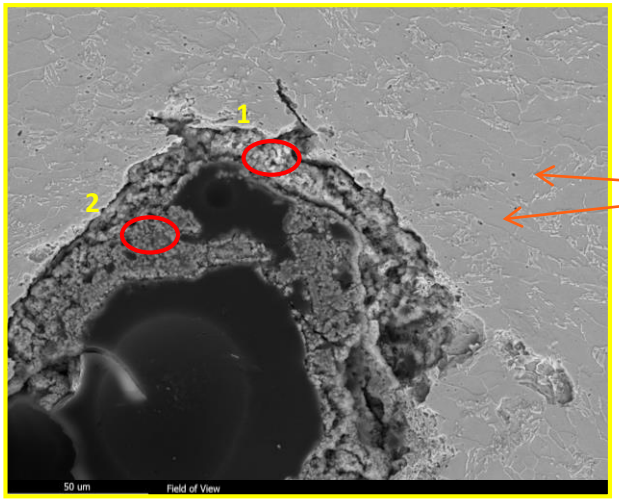




Горячая трещина



Вторичное окисление

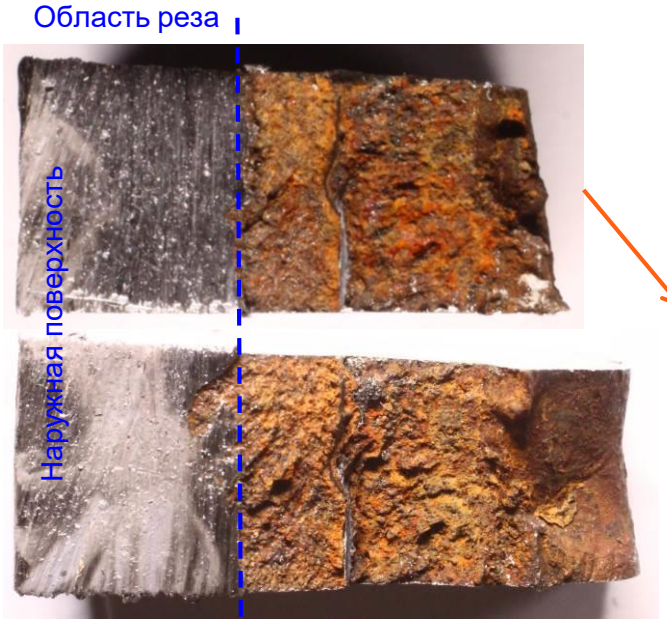


	Массовая концентрация элементов, %						
	C	O	Si	S	Ca	Mn	Fe
1	15,25	26,04	0,33	0,26	0,40	1,02	Ост.
2	4,12	7,49	0,83	0,28	-	1,50	Ост.

Внешний вид раскрытого излома одностороннего сварного соединения



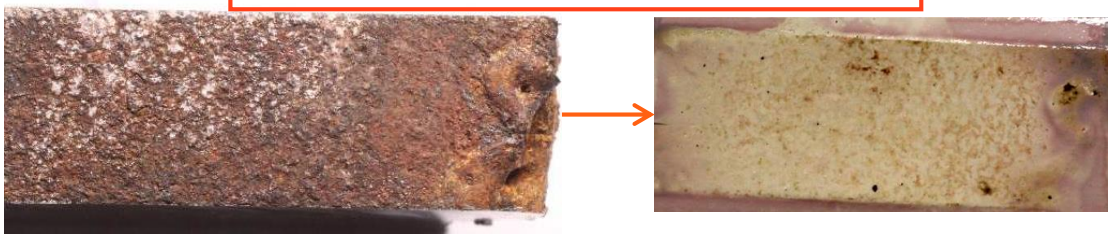




Серный отпечаток с излома по методу Баумана

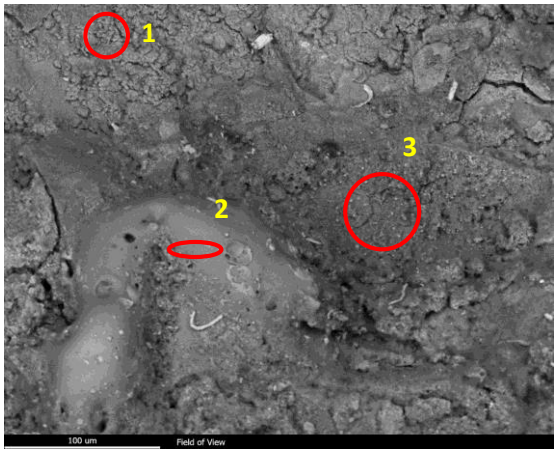


Серный отпечаток с внутренней поверхности по методу Баумана

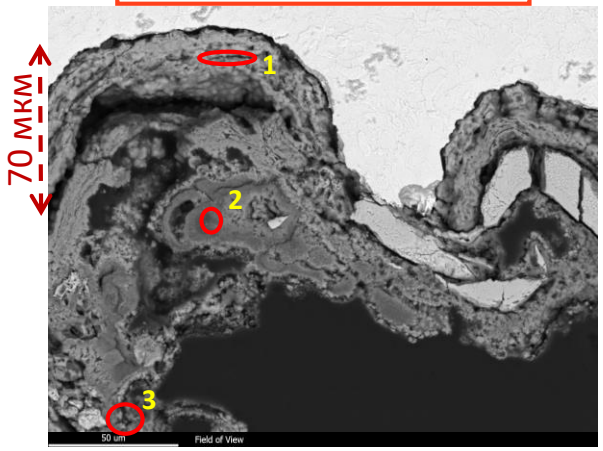


Внешний вид и химический состав продуктов коррозии в различных областях одностороннего сварного соединения

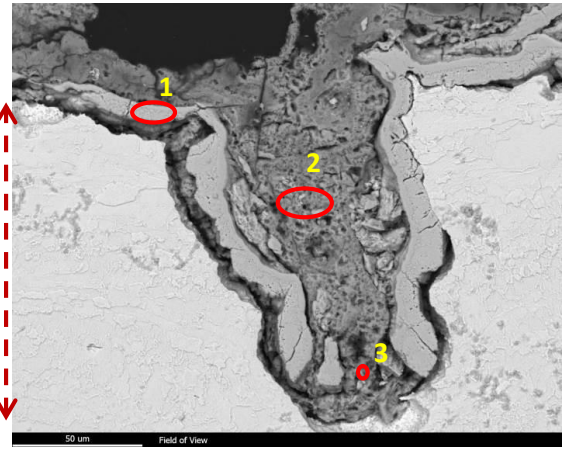
Поверхность излома



Линия сплавления корневого слоя

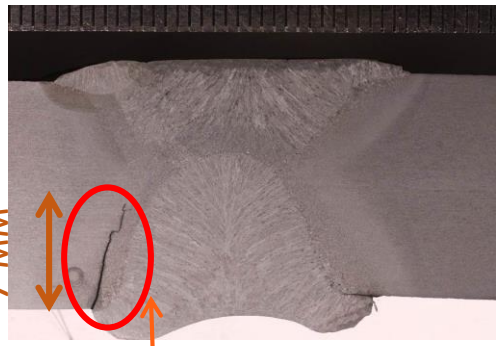


ПК в области основного металла



		Массовая концентрация элементов, %											
		C	O	Mg	Al	Si	S	K	Ca	Cl	Ti	Mn	Fe
Поверхность	1	6,52	23,71	-	-	0,41	**0,60**	-	-	0,64	-	0,74	Ост.
	2	-	35,16	1,04	2,66	18,32	-	0,83	27,20	-	5,26	2,36	Ост.
	3	11,89	29,43	0,72	3,73	9,71	**1,84**	0,79	1,75	-	-	1,00	Ост.
Вблизи корневого слоя	1	9,50	21,26	-	-	1,02	**1,62**	-	-	0,76	-	1,09	Ост.
	2	18,18	20,87	-	-	3,89	**0,72**	-	-	0,57	-	-	Ост.
	3	26,28	17,54	-	-	0,83	**0,50**	-	0,89	0,55	-	1,20	Ост.
Область ОМ	1	17,55	20,42	-	-	0,52	**1,23**	-	0,59	0,42	-	1,00	Ост.
	2	8,81	25,62	-	-	0,41	**0,50**	-	0,72	1,13	-	1,16	Ост.
	3	9,46	29,89	-	-	0,34	**0,76**	-	-	0,59	-	0,80	Ост.

Внешний вид раскрытого излома двухстороннего сварного соединения



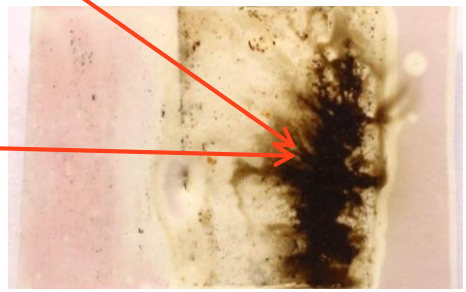


Трещина SOHIC

Вид поверхности раскрытого излома



Серный отпечаток с излома

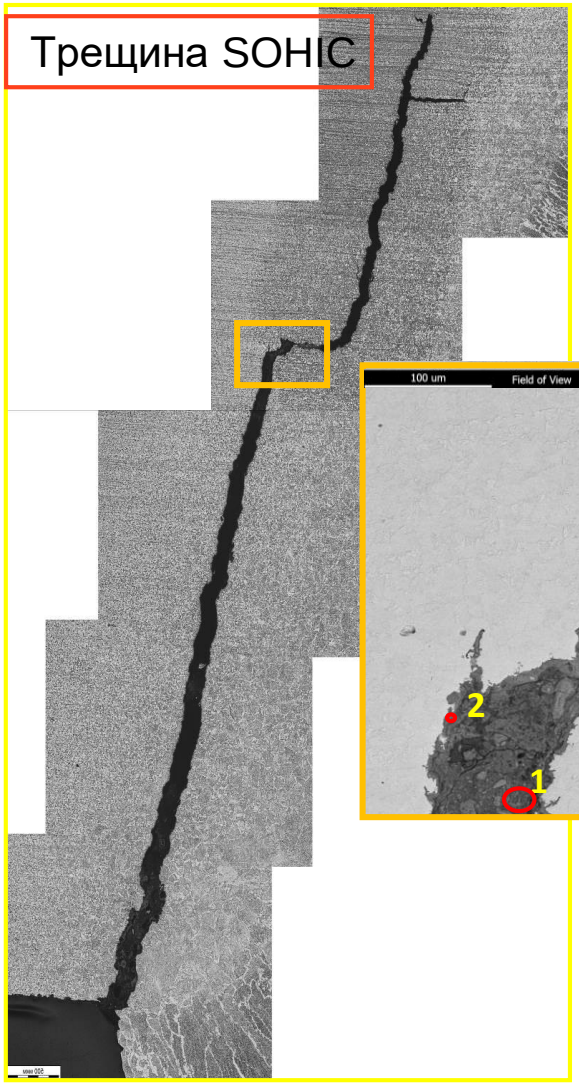


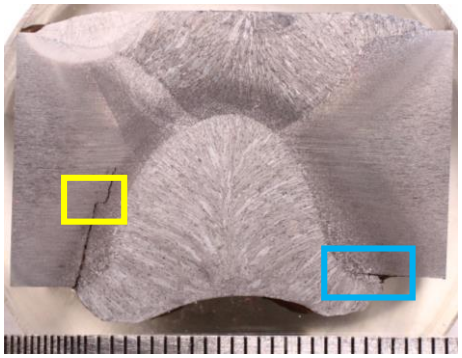
Серный отпечаток с внутренней поверхности трубы

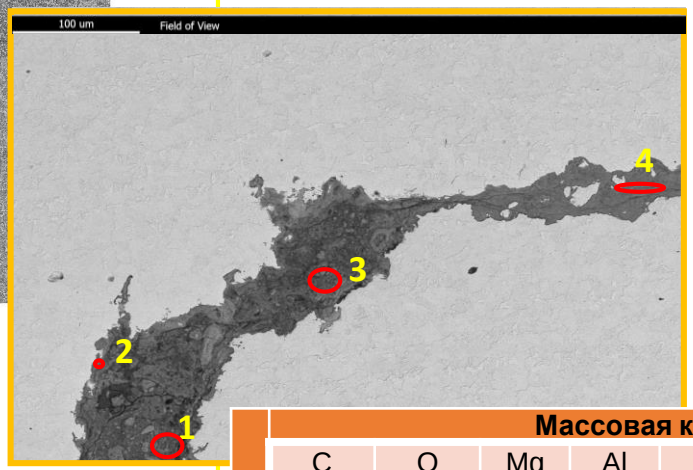


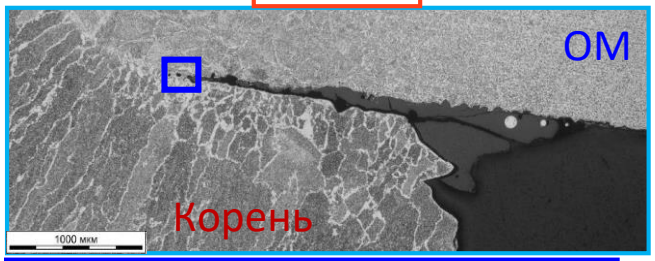


Оптическая и электронная микроскопия в области дефектов двухстороннего сварного соединения.







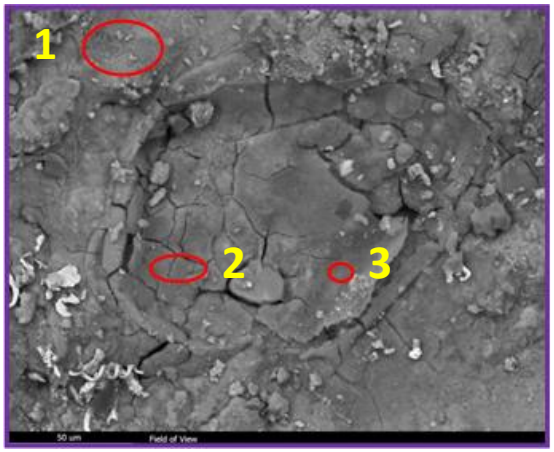




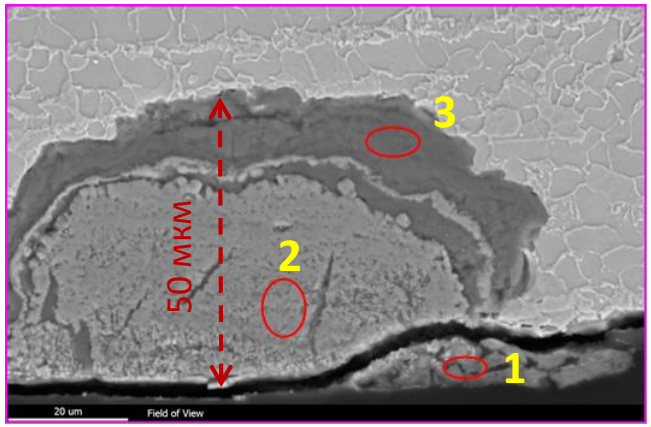
	Массовая концентрация элементов, %										
	C	O	Mg	Al	Si	S	K	Cl	Ca	Mn	Fe
1	17,04	22,77	-	-	1,19	0,78	-	0,45	-	0,88	Ост.
2	14,26	13,57	-	-	1,90	0,59	-	-	-	1,38	Ост.
3	16,89	27,57	-	-	0,72	**1,78**	-	-	-	0,81	Ост.
4	6,34	22,16	-	-	0,61	0,57	-	-	-	1,47	Ост.
5	24,70	-	5,66	6,36	18,59	-	0,70	-	17,41	17,03	Ост.
6	5,89	13,84	-	1,05	4,15	0,39	-	0,48	0,93	2,59	Ост.
7	-	16,58	-	1,73	51,38	-	2,63	-	-	8,23	Ост.

Внешний вид и химический состав продуктов коррозии в различных областях двустороннего сварного соединения.

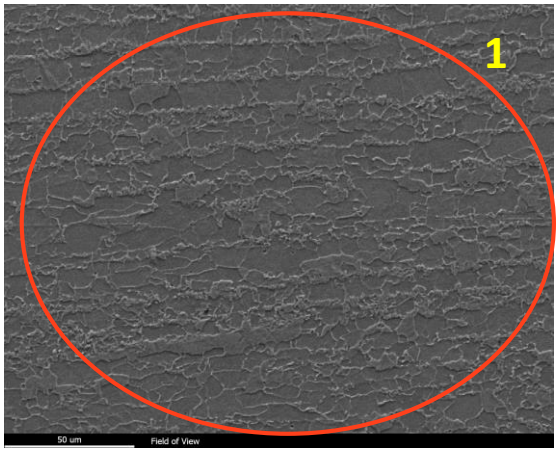
Поверхность излома



ПК в области основного металла



Основой металл



		Массовая концентрация элементов, %								
		C	O	Na	Si	S	Ca	Cl	Mn	Fe
Поверхность	1	6,94	22,51	-	-	**9,26**	-	-	0,79	Ост.
	2	11,15	22,93	-	-	6,91	-	-	0,96	Ост.
	3	10,71	21,44	-	-	2,00	-	-	1,08	Ост.
Область ОМ	1	16,60	21,63	-	1,12	0,63	0,65	-	1,05	Ост.
	2	3,92	17,46	-	1,16	-	-	-	1,42	Ост.
	3	8,48	24,92	1,69	1,78	0,55	-	0,96	1,30	Ост.
ОМ	1	-	-	-	0,72	-	-	-	1,94	Ост.

ВЫВОДЫ

Анализируя проведённые исследования, можно заключить, что:

- выявленные дефекты в сварных швах- это коррозионные трещины, очагами для образования и дальнейшего развития которых являются дефекты сварки;
- присутствие серы на поверхности излома (до 9 масс.%) свидетельствует о том, что в процессе многолетней эксплуатации произошло повышение уровня агрессивности транспортируемого газа, что могло послужить причиной развития коррозионных трещин с внутренней поверхности трубопровода;
- коррозионные трещины начинают развиваться преимущественно по линии сплавления и ЗТВ, которые обладают твердостью более 22 HRC, тем самым являются самыми уязвимым областями сварного соединения.

Результаты коррозионных испытаний трубных марок сталей в углекислотной среде в присутствии сероводорода и кислорода

Евгений Соснин,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Актуальность темы

Объект исследований

Проектируемый подводный морской трубопровод транспорта смеси пластовой (**67**%) и морской (**33**%) воды.
Осложняющие коррозионные факторы:
Содержание **СВБ** в морской воде до **26000 кл/см^3**;
Содержание **CO_2** в смеси вод **100 мг/дм^3**;
Содержание **H_2S** в смеси вод **5 мг/дм^3**;
Содержание **O_2** в смеси вод до **0,5 мг/дм^3**;
Содержание **Cl^-** в смеси вод **38 г/дм^3**;
Температура транспортируемой среды до **65 °С;**

Цель исследований

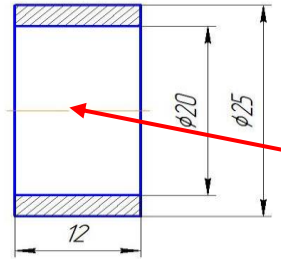
Подбор оптимального по коррозионной стойкости материального исполнения трубопровода в условиях транспорта смеси пластовой и морской воды.



Перечень исследуемых материалов и условия испытаний

Тип материала	Марка стали
1. Углеродистые и низколегированные стали	Сталь 20, 20ЮЧ, 09Г2С, низкоуглеродистая сталь с содержанием ≈ 1% Cr и 1% Mn – «ХГ»
2. Нержавеющие стали аустенитного класса	08Х18Н10Т (имитация плакирующего слоя)

Скорость потока, м/с	Температура,°С	Давление, МПа
0,5	+ 65	1,0
1,0		
1,5		





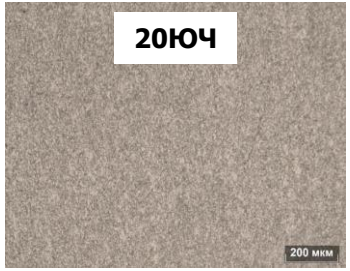
Минерализация, г/дм³	Ионный состав воды, мг/дм³						H_2S, мг/дм³	CO_2, мг/дм³	O_2, мг/дм³
	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$			
64	214	37985	901	3000	730	21182	5	100	0,5

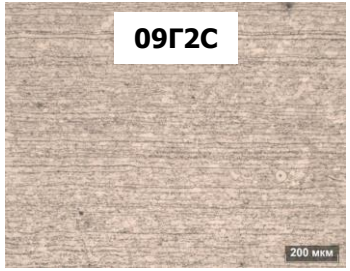
Испытания проводились на модели смеси пластовой и морской воды. Влияние микробиологических факторов, гидроабразивное влияние твердых взвешенных частиц в данной работе не моделировалось.

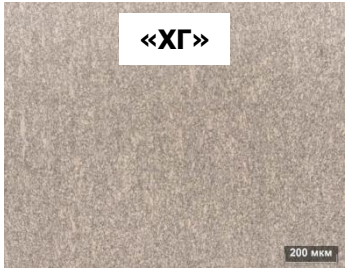
Результаты металлографических исследований

Образец	Микроструктура
Сталь 20	Феррито-перлит с размером зерна 11 балла, микроструктура соответствует требованиям НД.
20ЮЧ	Феррито-перлит с размером зерна 11 балла, микроструктура соответствует требованиям НД.
09Г2С	Феррито-перлит с размером зерна 9 балла, микроструктура соответствует требованиям НД.
«ХГ»	Феррито-перлит с размером зерна 11 балла, микроструктура соответствует требованиям НД.
08Х18Н10Т	Аустенит, микроструктура соответствует требованиям НД.









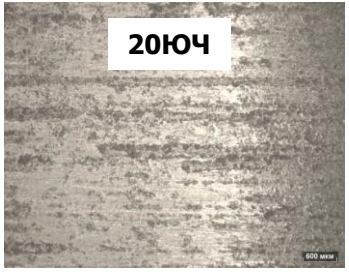


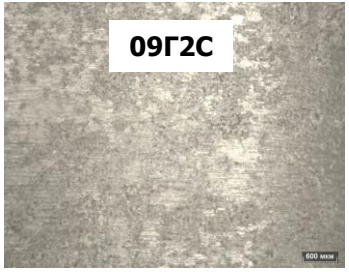
Микроструктура материалов предоставленных образцов соответствуют требованиям НД.
Химический состав, механические свойства, по данным документов о качестве, соответствует требованиям НД.

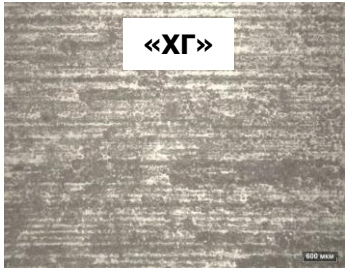
Результаты коррозионных испытаний

Материал	Скорость коррозии, мм/год при линейной скорости потока, м/с (при температуре +65 °С)					
	0,5		1,0		1,5	
	Общая	Локал.	Общая	Локал.	Общая	Локал.
Сталь 20	0,27	≈3,0	0,32	≈3,4	0,47	≈3,6
20ЮЧ	0,25	≈1,6	0,31	≈1,8	0,38	≈1,7
09Г2С	0,29	≈2,8	0,34	≈2,8	0,39	≈2,6
«ХГ»	0,21	≈3,1	0,26	≈3,2	0,38	≈3,1
08Х18Н10Т	0,006	0	0,008	0	0,007	0











С ростом линейной скорости потока в диапазоне 0,5 - 1,5 м/с скорость коррозии материалов монотонно возрастает.
Коррозионная стойкость сталей повышается в ряду: Сталь 20, 09Г2С, «ХГ», 20ЮЧ, 08Х18Н10Т.

Выводы

1. С ростом линейной скорости потока смеси пластовой и морской воды в диапазоне 0,5 - 1,5 м/с скорость коррозии материалов монотонно возрастает.

2. Коррозионная стойкость испытанных образцов сталей повышается в ряду: Сталь 20, 09Г2С, «ХГ», 20ЮЧ, 08Х18Н10Т (имитация плакирующего слоя). Согласно классификации ГОСТ Р 58284-2018 в условиях транспорта смеси пластовой и морской воды проектируемого объекта стали Сталь 20, 09Г2С, «ХГ», 20ЮЧ относятся к категории «пониженной стойкости», 08Х18Н10Т – «весьма стойкие».

3. С целью достижения нормативной остаточной скорости коррозии материала трубопровода из углеродистой или низколегированной стали (не более 0,1 мм/год согласно требованиям ГОСТ Р 58284-2018) необходима организация ингибиторной защиты, бактерицидных обработок и доведение качества транспортируемой смеси пластовой и морской воды до требований ОСТ 39-225-88.

ЛУКОЙЛ

Всегда в движении!



ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

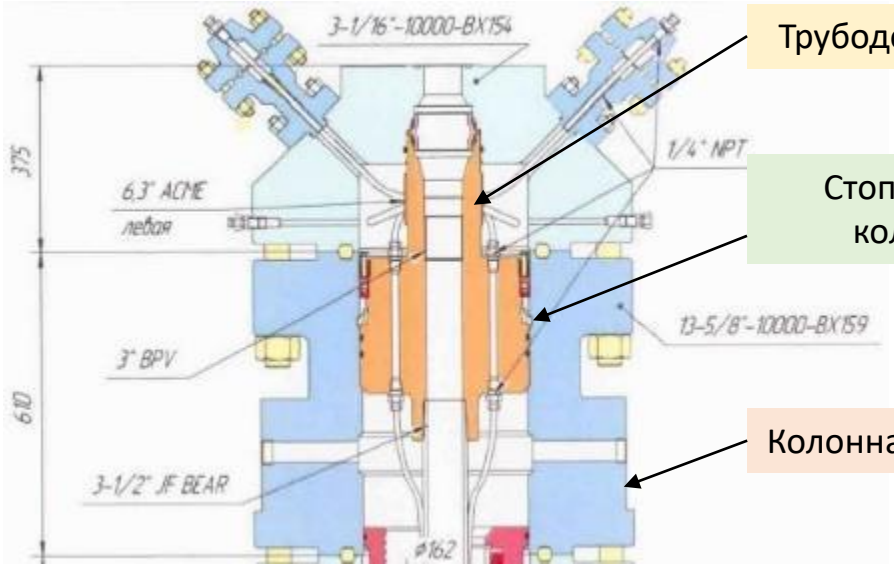
Особенности разрушения моноблочного устьевого оборудования (МУО) при эксплуатации на месторождении Западной Сибири

Цель работы и объекты исследований

Определение причин разрушения моноблочного устьевого оборудования (МУО) при эксплуатации на месторождении Западной Сибири.
Анализ характеристик металла элементов МУО на предмет их соответствия паспортным данным.

Объекты исследования

Наименование объекта	Марка стали	Назначение	Место эксплуатации	Температура окружающей среды в момент инцидента	Параметры эксплуатации, МПа		
					Среднее за год устьевое давление	Среднее за год забойное давление	Среднее за год затрубное давление
Колонная головка	30ХМА наплавка Св-08ХГСМФА+ 309L	Обвязка устья скважины	Западня Сибирь	**Минус 30°С**	20	30	10
Трубодержатель	07Х16Н6						
Стопорное кольцо	-						



Трубодержатель

Стопорное кольцо

Колонная головка



Методы исследования

- Визуальный осмотр в соответствие с требованиями ГОСТ Р ЕН 13018 и РД 03-606-03 с применением цифрового фотоаппарата Canon EOS100D, оснащённым объективом EF 50mm f/2.5 Compact-Makro.
- Определение химического состава материала на спектрометре «ДФС-500Н».
- Замер твёрдости HRB, HRC ГОСТ 9013 на стационарном твердомере HR 150A и прибор твердости по Роквеллу TOKYO KOKI.
- Измерение микротвердости HV производилось на микротвердомере ПМТ-3.
- Определение механических свойств при одноосном растяжении в соответствие с требованиями ГОСТ 1497 с использованием машины испытательной универсальной ТРМ-П 100 С1 Tochline и машины испытательной электромеханической WDW-100E.
- Определение величины ударной вязкости по ГОСТ 9454 для основного металла труб на маятниковом копре КМ-30 при температурах минус 30°С и минус 60 °С.
- Микроструктурные исследования проводились на оптическом микроскопе «Olympus» марки «GX51» и растровом электронном микроскопе «XL30» фирмы «Philips».
- Фрактографические исследования с анализом распределения основных химических элементов энергодисперсионным рентгеноспектральным методом производились при помощи растрового электронного микроскопа «XL30» фирмы «Philips» и химанализатора «EDAX» и оптического микроскопа «Olympus» марки «GX51».

Анализ характеристик металла элементов МУО

Химический состав (спектральный метод)

Объект исследований	Марка стали	Массовая концентрация, %											
		C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Al	Nb	W	V
Колонная головка	30ХМА*	0,35	0,24	0,57	0,020	0,001	0,98	0,22	0,085	0,022	0,001	-	0,004
Наплавка (первая) колонной головки толщиной более 10 мм	12ХГМФ**	0,13	0,50	1,14	0,008	0,005	1,12	0,53	0,118	0,007	0,001	-	0,224
Вставка в металле колонной головки	07Х16Н6***	0,08	0,26	0,27	0,007	0,013	16,53	0,13	6,070	0,039	0,002	-	0,018
Трубодержатель	07Х16Н6***	0,06	0,22	-	0,007	0,016	15,94	0,18	5,767	0,039	0,001	0,146	0,025
Стопорное кольцо	40ХН	0,42	0,28	0,59	0,005	0,004	0,58	0,07	1,054	0,022	0,001	-	0,008
Данные паспорта на колонную головку	требования	0,26-0,33	0,17-0,37	0,4-0,7	≤0,25	≤0,025	0,8-1,1	0,15-0,25	≤0,3	-	-	-	≤0,05
	Данные	0,31	0,27	0,69	0,006	0,005	0,96	0,2	0,08	-	-	-	0,005
Данные паспорта на трубодержатель	Требования	0.05-0.09	≤0,8	≤0,8	≤0,035	≤0,02	15,5-17,5	-	5,0-8,0	-	-	-	-
	Данные	0.07	0,26	0,26	0,019	0,007	16,22	-	5,85	-	-	-	-

* ГОСТ 4543, AISI 4130

** Проволока Св-08ХГСМФА ГОСТ-2246

*** ГОСТ 5632-72, AISI 4130

Химический состав (энергодисперсионный метод)

Объект исследований (маркировка)	Массовая концентрация элементов, %									
	Si	Mg	Cr	Mo	Ni	Al	Nb	V	Ti	Fe
Наплавка (вторая) колонной головки толщиной до 5 мм*	-	-	16,11	2,95	43,7	0,57	4,03	0,15	0,83	ост.

* Проволока ОК AutRod309L ТУ1222-063-55224353-2009

Анализ характеристик металла элементов МУО

Механические свойства

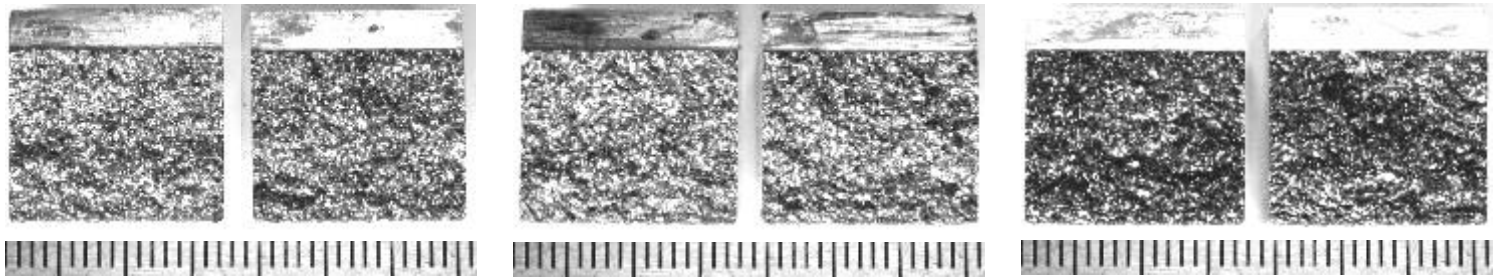
Наименование детали МУО	Марка стали	Предел прочности, σв, Мпа	Предел текучести, σт, МПа	Относительное удлинение δ, %	σт/σв	Твердость
Колонная головка (ближе к внутренней поверхности)	30ХМА	**550; 550; 560 ср. знач. 553**	**245; 235; 255 ср. знач. 245**	26,0; 27,0; 27,0 ср. знач. 27	0,45; 0,43; 0,46 ср. знач. 0,44	**HBW(HB)150 (HRB 80,0)**
Колонная головка (ближе к наружной поверхности)		**580, 650, 590 ср. знач. 607**	**250, 445, 260 ср. знач. 318**	24, 26, 26 ср. знач. 25	0,43; 0,68; 0,44 ср. знач. 0,52	**HBW(HB)213 (HRB 95,6)**
Нормативные требования по паспорту к колонной головке		≥ 655	≥ 517	≥ 17	-	≥ HBW(HB) 197 (HRB 92)
Фактические паспортные данные по колонной головке		783	588	17	-	HBW(HB) 233 (HRB 99)
Трубодержатель	07Х16Н6	1314; 1324; 1313 ср. знач. 1317	1162; 1235; 1181 ср. знач. 1193	17; 13; 12 ср. знач. 14	0,88; 0,93; 0,90 ср. знач. 0,91	HRC 40
Нормативные требования по паспорту к трубодержателю		≥ 930	≥ 785	≥ 11	-	HRC 30…40
Фактические паспортные данные по трубодержателю		1183	972	12	-	≥ HRC 40
Стопорное кольцо	40ХН	-	-	-	-	HRC 47,0

Анализ характеристик металла элементов МУО

Ударная вязкость

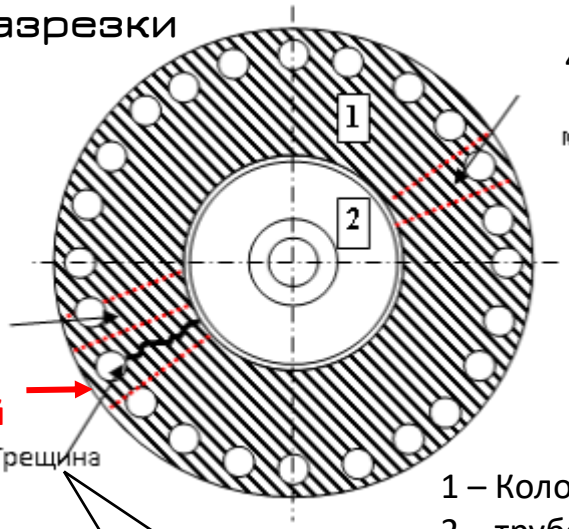
Наименование детали МУО	Марка стали	Работа удара, KV –60°С, кгс·м (Дж)	Ударная вязкость KCV –60°С, кгс·м/см² (Дж/см²)	Доля вязкой составляющей в изломе. %
Колонная головка	30ХМА	**0,5 (4,9); 0,5 (4,9); 0,5 (4,9) ср. знач. 0,5 (4,9)**	**0,63 (6,1); 0,63 (6,1); 0,63 (6,2) ср. знач. 0,63 (6,1)**	0; 0; 0
		0,7 (6,9); 0,8 (7,8); 0,8 (7,8) ср. знач. 0,8 (7,5)	**0,88 (8,6); 1,0 (9,8) ; 1,0 (9,8) ср. знач. 1,0 (9,4)**	0; 0; 0
Нормативные требования по паспорту к колонной головке, Дж		20 min, 27 max	-	-
Фактические паспортные данные по колонной головке		122,4; 86,4; 112,2	-	-
Трубодержатель	07Х16Н6	5,1 (50,0); 4,0 (39,2); 3,8 (37,2) ср. знач. 4,3 (42,1)	6,3 (62); 5,0 (49); 4,8 (47) ср. знач. 5,4 (52,7)	18; 15; 15
Нормативные требования по паспорту к трубодержателю, Дж		20 min, 27 max	-	-
Фактические паспортные данные по трубодержателю, Дж		43,2; 39,6; 45,0	-	-

Характерный вид изломов образцов металла колонной головки после испытаний на ударную вязкость (доля вязкой составляющей 0%)



Определение причин разрушения колонной головки

Схема разрезки

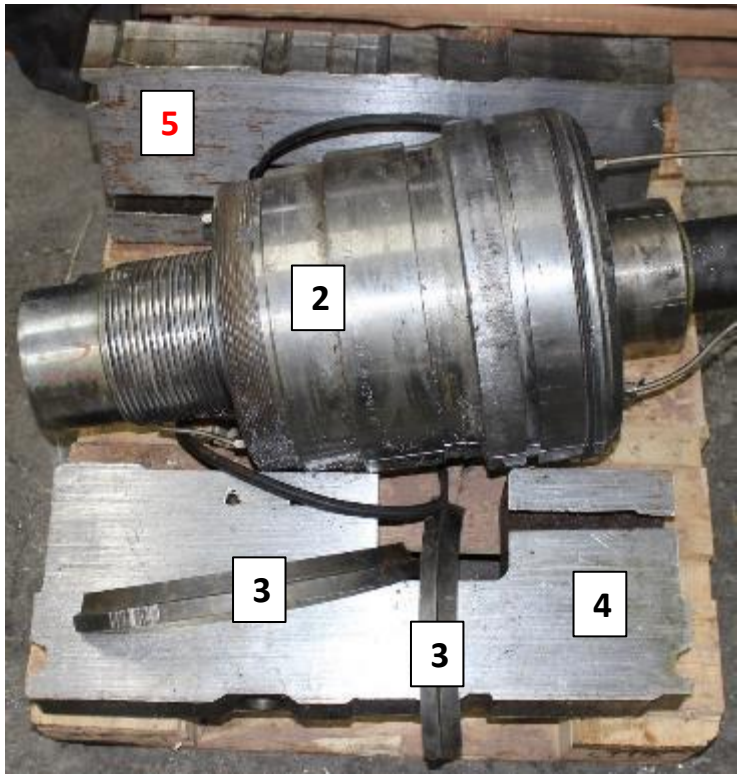


Templet для изготовления образцов для мех. испытаний

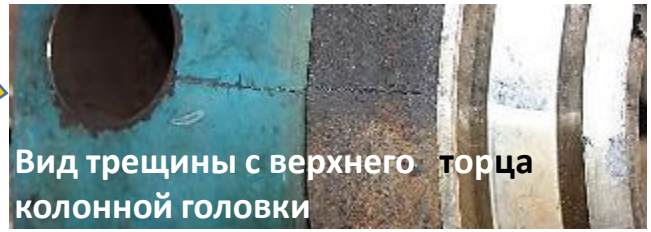
4 - Templet для дополнительных металлографических исследований

5 - Templet с трещиной

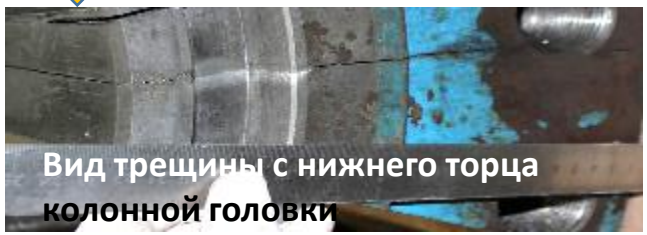
1 – Колонная головка,
2 – трубодержатель,
3 – стопорное кольцо





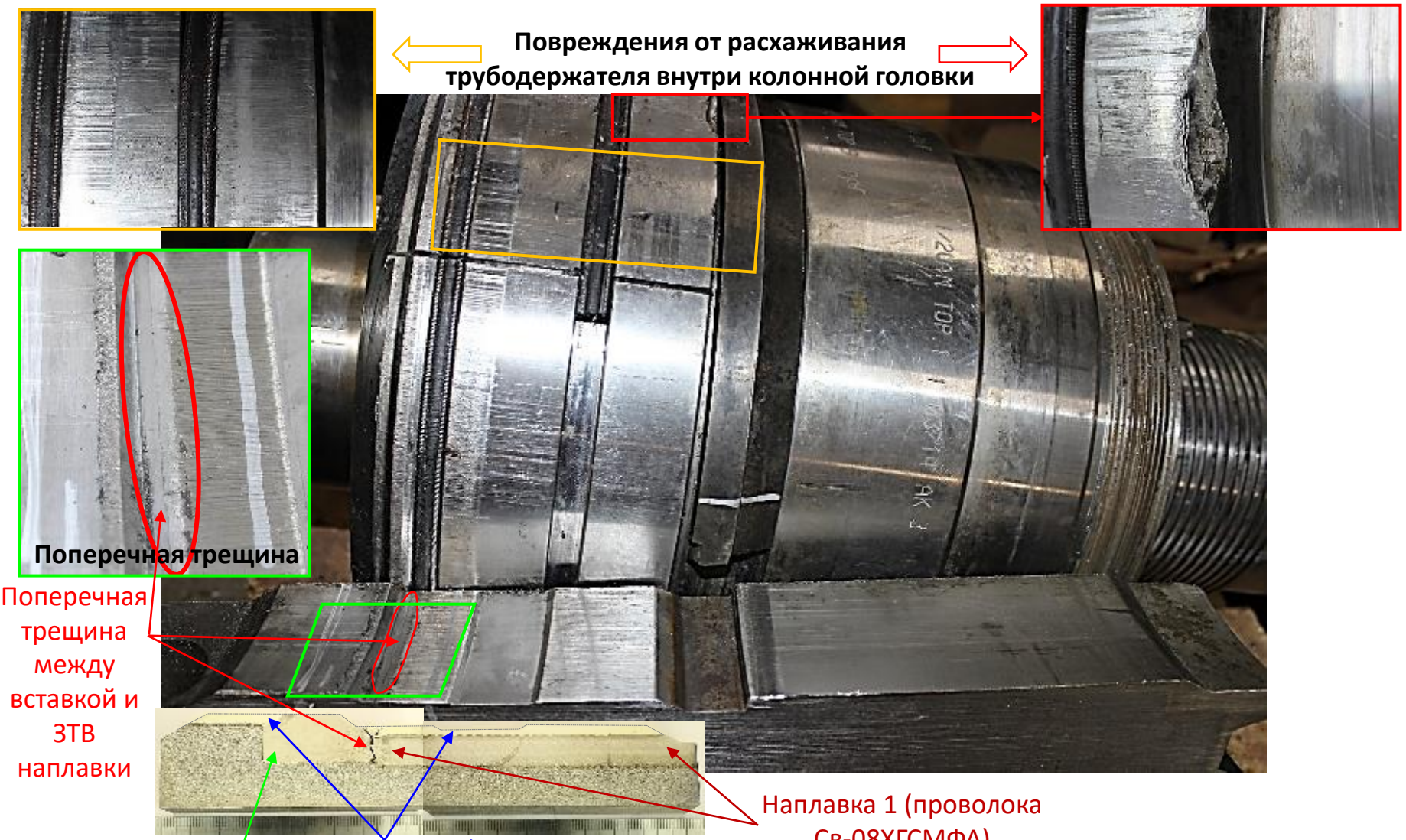


Вид трещины с верхнего торца колонной головки

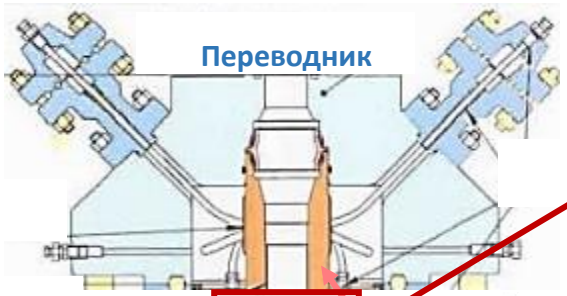


Вид трещины с нижнего торца колонной головки

Определение причин разрушения колонной головки



Определение причин разрушения колонной головки

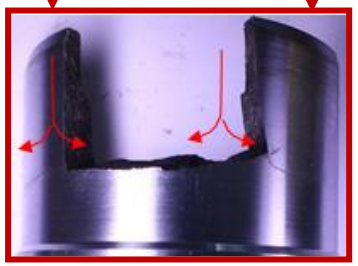




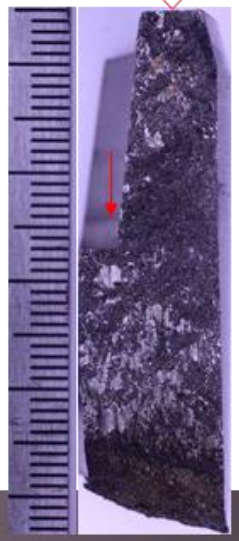
Очаг разрушения



Распространение разрушения

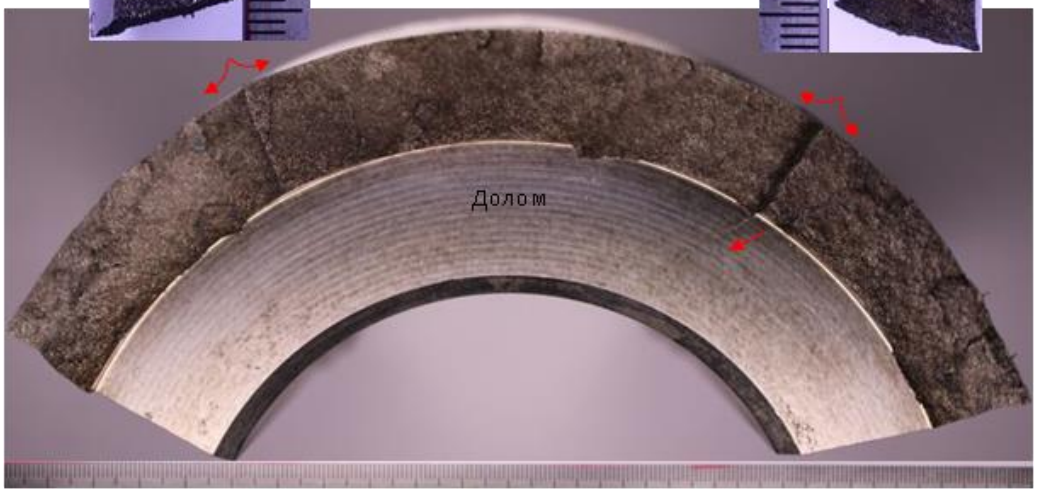


Очаг разрушения



Трубодержатель, разрушенный в самом слабом сечении

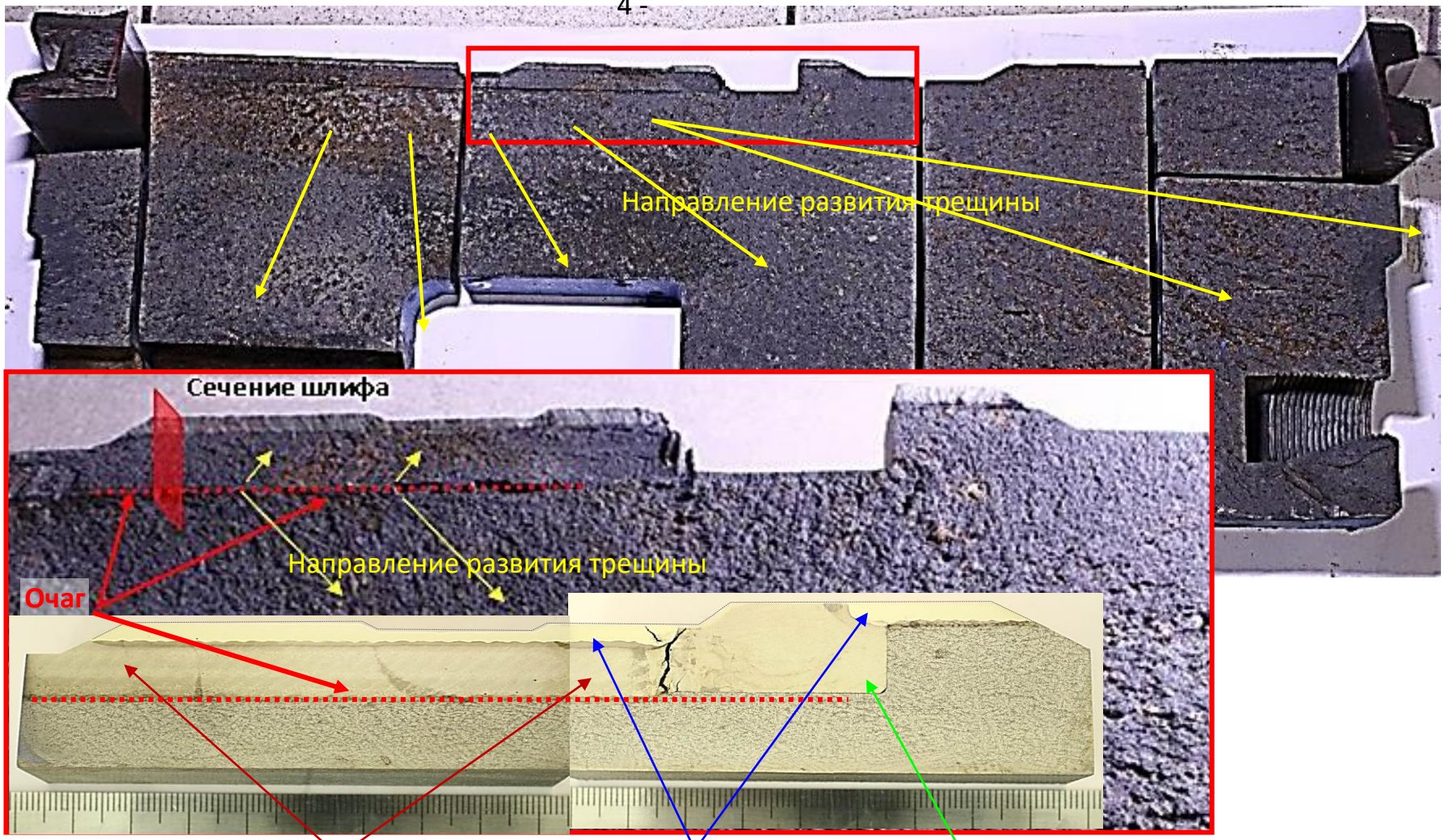




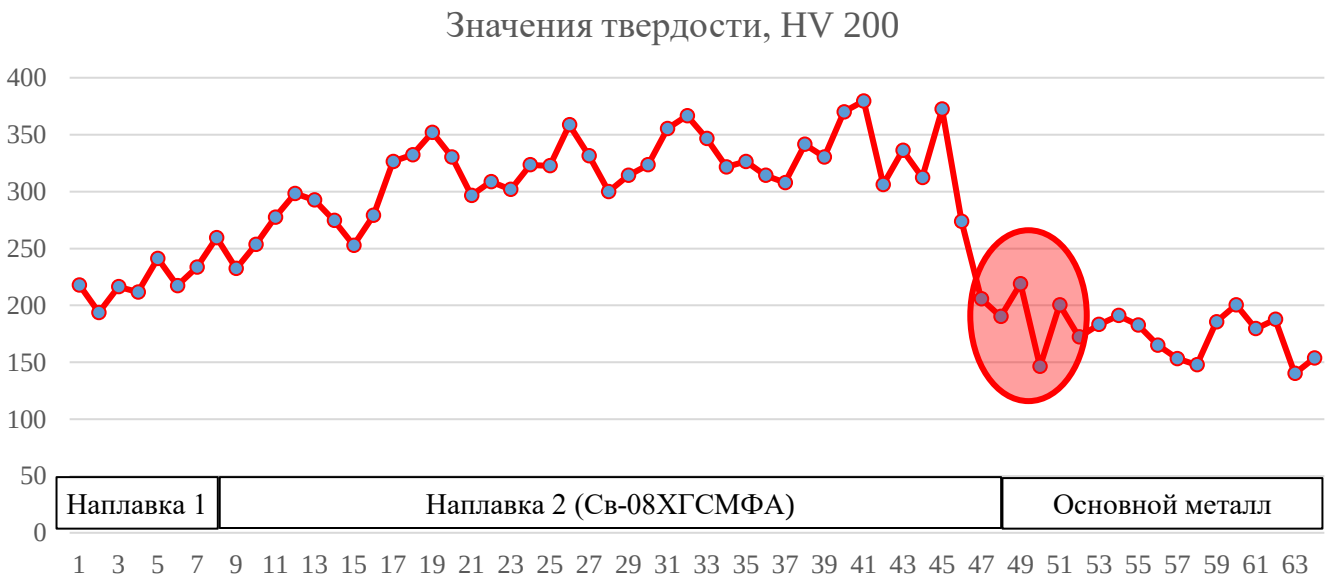
Определение причин разрушения колонной головки

Фрактография поверхности разрушения

4 -

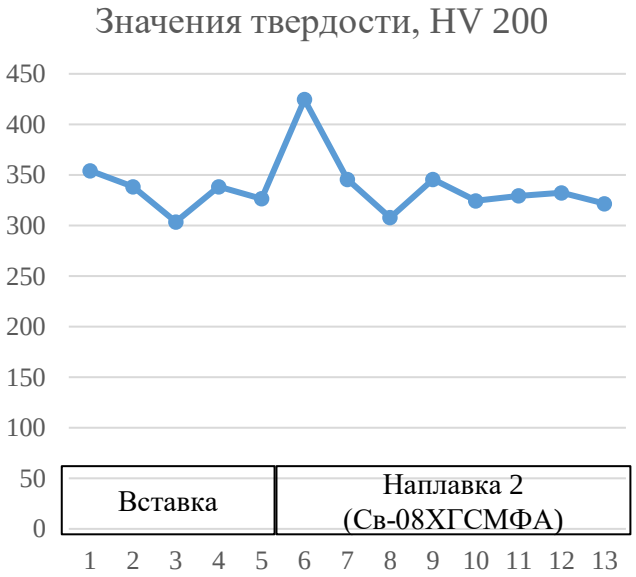


Определение причин разрушения колонной головки









Заключение

Разрушение колонной головки моноблочного устьевого оборудования (МУО) при эксплуатации на скважине Западной Сибири обусловлено:

- внутренним механическим воздействием существенно более твердого трубодержателя, имеющего длинный рычаг в виде колонны НКТ;
- низкими прочностными и вязкопластическими свойствами металла колонной головки;
- отсутствием хладостойкости у металла колонной головки (температура окружающей среды на момент разрушения минус 30°С).

Спасибо за внимание!

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Выводы

В результате проведенных исследований качества металла деталей аварийного моноблочного устьевого оборудования (МУО), а также определения причин их разрушения при эксплуатации Западной Сибири, установлено следующее.

1. В результате оценки химического состава объектов исследований установлено:
   - ✓ состав основного металла колонной головки соответствует требованиям ГОСТ 4543 к стали марки 30ХМА за исключением превышения по концентрации углерода (0,35 % масс., по ГОСТ 4543 содержание С 0,25-0,34 % масс., с учетом допустимого отклонения ±0,01 % масс.);
   - ✓ состав основного металла колонной головки в области первой наплавки (толщиной более 10 мм, проволока Св-08ХГСМФА по ГОСТ-2246) близок к стали типа 12ХГМФ;
   - ✓ материал второй наплавки (толщиной до 5 мм) колонной головки содержит 16 % масс. хрома, 3 % масс. молибдена, 44 % масс. никеля, 4 % масс. ниобия, 1 % титана и 0,1 % масс. ванадия. Следует учесть, что в результате выполнения наплавки ее химический состав может отличаться от состава проволоки ОК AutRod 309 L (ТУ1222-063-55224353-2009);
   - ✓ материал вставки в колонной головке (под посадку трубодержателя) соответствует требованиям ГОСТ 5632 к стали марки 07Х16Н6;
   - ✓ материал трубодержателя соответствует требованиям ГОСТ 5632 к стали марки 07Х16Н6;
   - ✓ материал стопорного кольца соответствует марки стали типа 40ХН.

2. В результате проведенных механических испытаний металла объектов исследований установлено, что:
   - ✓ Колонная головка имеет заниженные, относительно требований паспорта, прочностные и вязкопластические свойства:
     - средняя величина предела прочности металла вблизи внутренней поверхности стенки детали (на расстоянии не менее чем 2 см от ЗТВ наплавки) составляет 553 МПа, а вблизи ее наружной поверхности - 607 МПа. Требования паспорта - не менее 655 МПа;
     - средняя величина предела текучести металла вблизи внутренней поверхности стенки детали (на расстоянии не менее чем 2 см от ЗТВ наплавки) составляет 245 МПа, а вблизи ее наружной поверхности - 318 МПа. Требования паспорта - не менее 517 МПа;
     - уровень твердости металла колонной головки соответствует значениям предела прочности, она составляет в среднем 80 единиц HRB у внутренней поверхности стенки детали, 96 единиц HRB – у наружной. Требования паспорта - не менее 92 единиц HRB;
     - средний уровень ударной вязкости металла колонной головки (KCV_{-60°) не превышает 1 кгс м/см^2. Величина работы удара вблизи внутренней поверхности стенки детали (на расстоянии не менее чем 2 см от ЗТВ наплавки) составляет 4,9 Дж, а вблизи ее наружной поверхности - 7,5 Дж. Требования паспорта - не менее 20 Дж. Доля вязкой составляющей в изломе образцов Шарпи составляет 0%, т.е. металл колонной головки склонен к хрупкому разрушению, особенно при отрицательных температурах. Он является абсолютно не хладостойким.
   - ✓ Металл трубодержателя соответствует требованиям паспорта по значениям пределов прочности и текучести, а также твердости. Уровень ударной вязкости при температуре испытаний – 60°С превышает требования паспорта (работа удара составляет 42,1 Дж, при максимально допустимом паспортном значении 27 Дж).
   - ✓ Металл стопорного кольца имеет твердость 47 единиц HRC.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Выводы (продолжение 2)

3. После разрезки в результате визуального осмотра аварийных деталей МУО установлено, что разрушение колонной головки произошло из-за механических знакопеременных нагрузок, вызванных перемещениями трубодержателя внутри корпуса, которые происходили за счет воздействия на трубодержатель колонны НКТ. Это подтверждается следами деформации на трубодержателе и характером развития трещин в верхней части трубодержателя, который был жестко закреплен в переводнике.
4. В области посадки трубодержателя в колонной головке находится вставка, представляющая собой кольцо из нержавеющей стали 07Х16Н6. Вставка закреплена на корпусе трубодержателя только с двух сторон с помощью наплавок. Вдоль линии сплавления вставки и первой наплавки толщиной 12 мм (проволока Св-08ХГСМФА ГОСТ-2246) развилась поперечная трещины по всей окружности колонной головки.
5. В результате фрактографического анализа поверхности продольной хрупкой трещины установлено, что очаг разрушения имеет протяженную форму и расположен вдоль границы между первой наплавкой (проволока Св-08ХГСМФА ГОСТ-2246) и основным металлом колонной головки.

6. По данным металлографических исследований установлено, что:
   - ✓ Микроструктура основного металла колонной головки из стали 30ХМА представлена крупнозернистым перлитом, карбидная составляющая перлита имеет округлую и пластинчатую форму цементита. Внутри ферритных зерен присутствуют карбидные выделения молибдена в виде разнонаправленных иголок.
   - ✓ Наплавка толщиной 12 мм (первая, Св-08ХГСМФА) имеет крупнозернистую структуру, представленную смесью видманштетта и ячеистой структурой, где видманшетт окаймляется сплошной сеткой из зерен феррита. При дальнейшем приближении к основному металлу колонной головки формируется перекристаллизовавшаяся структура, представленная феррито-карбидной смесью.
   - ✓ Наплавка толщиной до 5 мм (вторая, ОК AutRod 309L) из Cr-Ni-сплава имеет литое состояние с дендритной структурой кристаллов.
7. В результате оценки микротвердости по линии, проходящей через обе наплавки и основой металл колонной головки установлено, что при твердости наплавки 92 HRB – 24 HRC, твердость ЗТВ изменяется в диапазоне 23 HRC – 38 HRC. При этом максимальные значения твердости имеет металл первой наплавки (Св-08ХГСМФА) вблизи основного металла колонной головки, который в свою очередь имеет твердость 79 HRB – 96 HRB. При этом минимальный уровень твердости выявлен у основного металла колонной головки вблизи границы «первая наплавка (Св-08ХГСМФА) - основной металл» там, там где установлен очаг разрушения.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Испытания характеристик колонной головки на заводе-изготовителе

Источник данных	Марка стали	Массовая концентрация, %										
		C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Al	Nb	V	Co
ООО «ИТ-Сервис»	30ХМА (по ГОСТ 4543, AISI 4130)	0,35	0,24	0,57	0,020	0,001	0,98	0,22	0,085	0,022	0,001	0,004	0,011
Завод-изготовитель		0,35	0,35	0,41	0,012	0,005	1,04	0,23	0,107	-	-	-	-
Паспортные данные	требования	0,26-0,33	0,17-0,37	0,4-0,7	≤0,25	≤0,025	0,8-1,1	0,15-0,25	≤0,3	-	-	≤0,05	-
	Данные	0,31	0,27	0,69	0,006	0,005	0,96	0,2	0,08	-	-	0,005	-

Источник данных	Испытываемая область металла элемента МУО	Предел прочности, σв, МПа	Предел текучести, $\sigma_{0,2}$, МПа	Относительное удлинение δ, %	σт/σв	Твердость
ООО «ИТ-Сервис»	Ближе к внутренней поверхности	550; 550; 560 ср. знач. 553	245; 235; 255 ср. знач. 245	26,0; 27,0; 27,0 ср. знач. 27	0,45; 0,43; 0,46 ср. знач. 0,44	HBW(HB)150 (HRB 80,0)
	Ближе к наружной поверхности	580, 650, 590 ср. знач. 607	250, 445, 260 ср. знач. 318	24, 26, 26 ср. знач. 25	0,43; 0,68; 0,44 ср. знач. 0,52	HBW(HB)213 (HRB 95,6)
Завод-изготовитель	До 50 мм от наружной поверхности	548	274	27,4	0,50	HBW(HB) 167,167,164 ср. знач. 166
	До 10 мм от наружной поверхности	655	442	23,4	0,67	HBW(HB) 197,195,198,207 ср. знач. 199
Нормативные требования по паспорту		≥ 655	≥ 517	≥ 17	-	≥ HBW(HB) 197 (HRB 92)
Фактические данные по паспорту		783	588	17	-	HBW(HB) 233 (HRB 99)

Источник данных	Испытываемая область металла элемента МУО	Работа удара, KV–60°C, кгс·м (Дж)	Ударная вязкость KCV –60°C, кгс·м/см² (Дж/см²)	Доля вязкой составляющей в изломе, % (–60°C)	Работа удара, KV–30°C, кгс·м (Дж)	Ударная вязкость KCV –30°C, кгс·м/см² (Дж/см²)	Доля вязкой составляющей в изломе, % (–30°C)
ООО «ИТ-Сервис»	Ближе к внутренней поверхности	0,5 (4,9); 0,5 (4,9); 0,5 (4,9) ср. знач. 0,5 (4,9)	0,63 (6,1); 0,63 (6,1); 0,63 (6,2) ср. знач. 0,63 (6,1)	0; 0; 0 (Рис. 3)	0,5 (4,9); 0,8 (7,8); 0,5 (4,9) ср. знач. 0,6 (5,9)	0,62 (6,1); 1,00 (9,8); 0,63 (6,1) ср. знач. 0,75 (7,3)	0; 0; 0
	Ближе к наружной поверхности	0,7 (6,9); 0,8 (7,8); 0,8 (7,8) ср. знач. 0,8 (7,5)	0,88 (8,6); 1,0 (9,8); 1,0 (9,8) ср. знач. 1,0 (9,4)	0; 0; 0	0,9 (8,8); 0,9 (8,8); 1,1 (10,8) ср. знач. 1,0 (9,5)	1,1 (10,8); 1,1 (10,8); 1,4 (13,7) ср. знач. 1,2 (11,8)	0; 0; 0
Завод-изготовитель	До 30 мм от наружной поверхности	0,4 (3,6); 0,6(5,7); 0,4 (4,2) ср. знач. 0,5 (4,5)	0,46 (4,5); 0,73 (7,1); 0,54 (5,3) ср. знач. 0,57 (5,6)	0; 0; 0 (Рис. 4)	0,5 (4,8); 0,6(5,4); 0,5 (4,8) ср. знач. 0,5 (5,0)	0,61 (6,0); 0,69 (6,8); 0,61 (6,0) ср. знач. 0,64 (6,3)	0; 0; 0 (Рис. 4)
Нормативные требования по паспорту		20 min, 27 max	-	-	-	-	-
Фактические данные по паспорту		122,4; 86,4; 112,2	-	-	-	-	

ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Особенности возникновения интенсивного коррозионного износа на элементах подземного оборудования в условия Оренбургского НГКМ

Докладчик: Чистопольцева Елена Александровна

Проблематика

•Одной из основных задач при освоении и эксплуатации скважины является четкое выполнение технологического регламента проведения работ, сохранение работоспособности и целостности дорогостоящего оборудования, безопасное выполнение работ.

•Погружное скважинное оборудование работает в жестких условиях, подвергаясь различным знакопеременным нагрузками и многофакторному коррозионному воздействию добываемой среды. Кроме того, при эксплуатации возможно применение дополнительных химических реагентов, которые вносят свой вклад в процесс развития повреждений и выхода из строя оборудования в случае отклонения от порядка проведения операций. Возможно присутствие синергетического эффекта от нескольких агрессивных факторов.

•Проблема данного инцидента связана с тем, что интенсивный коррозионный износ на элементах подземного оборудования на одной из скважин произошел после 9 месяцев с освоения скважины. После монтажа и спуска подземного оборудования, в процессе освоения скважины образовалась глухая пробка в стволе скважины, которая препятствовала извлечению газа из пласта, на уровне 1600 м. Глухую пробку извлечь не удалось. Для повышения отдачи пласта проводилась кислотная обработка (СКО) пласта ингибированной кислотой.

Объекты исследования

Цель: Исследование причин возникновения интенсивного коррозионного износа на элементах подземного оборудования после выполнения работ на скважине.

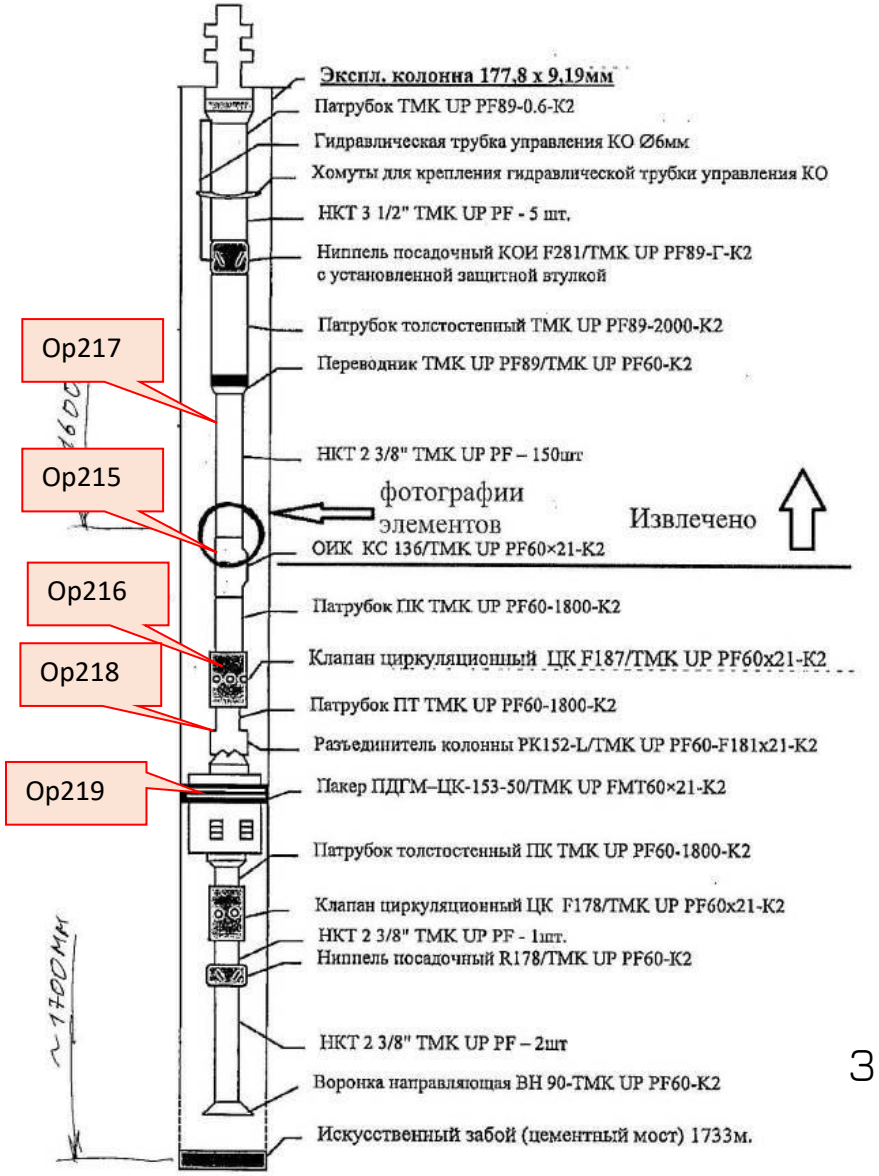
Условия эксплуатации:

-среда с содержанием сероводорода (P_{H2S} около 0,25 МПа), углекислый газ, продукту глушения на основе NaCl;
-температура эксплуатации 29°С;
-давление 12 МПа;
-солянокислотная обработка с последующей обработкой продуктов реакции;
Продолжительность эксплуатации 9 мес.

Объекты исследования:

-камера скважинная КС 136/ТМК UP PF 60х21-К2, сталь 08Х17Н5М3;
-клапан циркуляционный ЦК F187/ТМК UP PF 60х21-К2, сталь 08Х17Н5М3;
-НКТ 60 мм;
-разъединитель колонны РК 152-L/ТМК UP PF60-F181х21-К2, сталь 08Х17Н5М3;
-муфта пакерная ПДГМ-ЦК-153-50/ТМК UP PF60х21-К2, сталь 08Х17Н5М3.

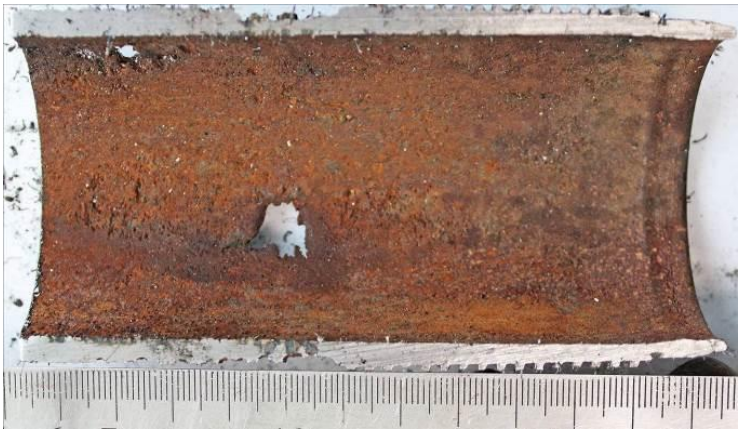
Схема компоновки подземного оборудования скважины



Вид переданного на исследование оборудования





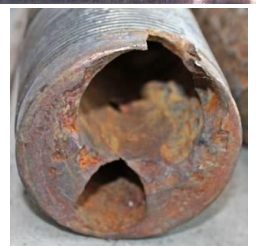


Вид НКТ 60 мм
С90S 25ХГМА











Вид камеры скважинной КС 136/ТМК UP PF 60х21-К2 08Х17Н5М3







Вид клапана циркуляционного ЦК F187/ТМК UP PF 60х21-К2 08Х17Н5М3

Вид переданного на исследование оборудования









Вид разъединителя колонны РК 152-L/TMK UP PF60-F181x21-K2
08Х17Н5М3





Вид муфты пакерной ПДГМ-ЦК-153-50/TMK UP PF60x21-K2
08Х17Н5М3

Химический состав и механические свойства материала

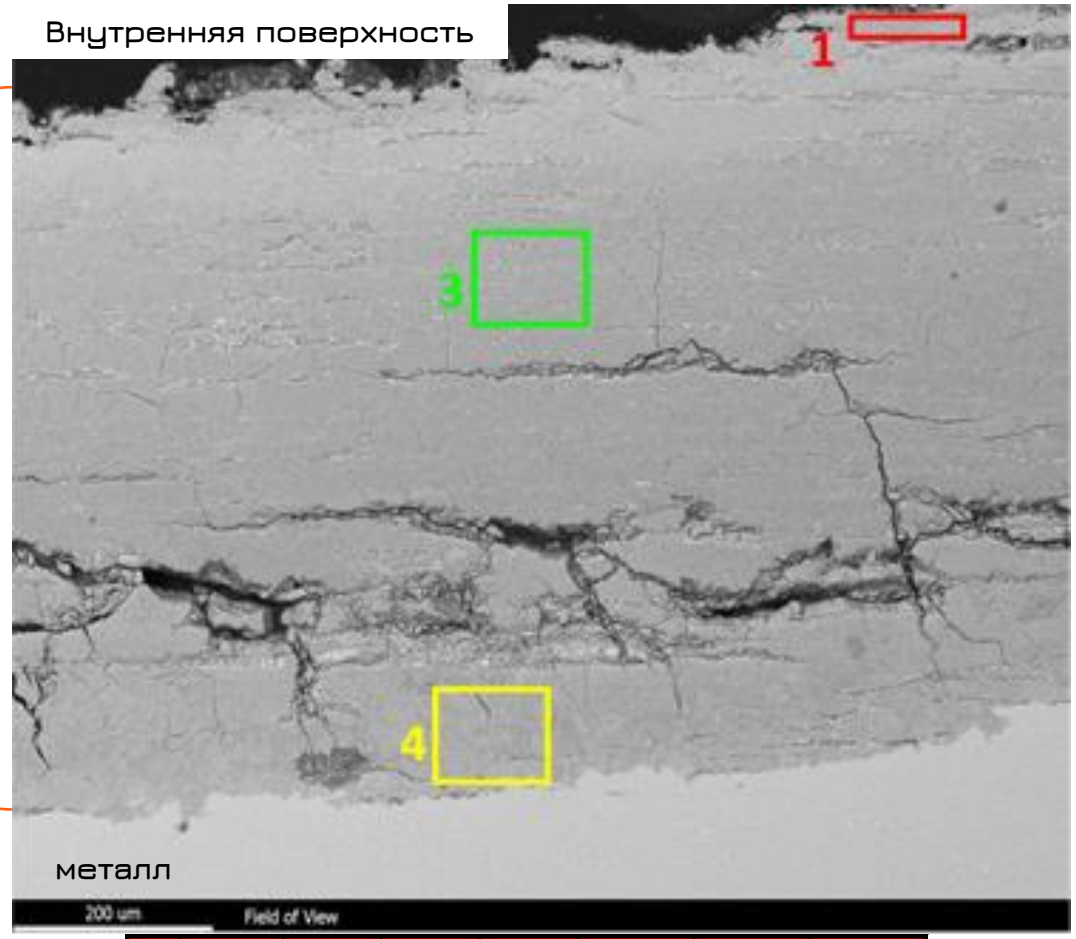
Химический состав

Маркировка / наименование оборудования	Содержание химических элементов %													
	Fe	C	Mn	Si	Cu	Cr	Al	Ni	Mo	Co	Ti	V	S	P
Камера скважинная КС 136/ТМК UP PF 60x21-K2	Осн.	0,09	0,36	0,29	0,20	16,5	0,060	5,24	3,03	0,05	0,01	0,033	0,017	0,018
Клапан циркуляционный ЦК F187/ТМК UP PF 60x21-K2	Осн.	0,09	0,38	0,30	0,22	16,7	0,069	5,29	3,06	0,05	0,01	0,034	0,017	0,022
Разъединитель колонны РК 152-L/ТМК UP PF60-F181x21-K2	Осн.	0,09	0,39	0,29	0,21	16,7	0,058	5,19	3,02	0,05	0,01	0,034	0,016	0,019
Муфта пакерная ПДГМ-ЦК-153-50/ТМК UP PF60x21-K2	Осн.	0,09	0,42	0,44	0,22	16,7	0,076	5,19	3,05	0,05	0,01	0,033	0,003	0,016
Требования ГОСТ 5632 к стали марки 08Х17Н5М3	Осн.	0,06-0,10	≤0,80	≤0,80	-	16,00-17,50	-	4,50-5,50	3,00-3,50	-			≤0,020	≤0,035
НКТ 60мм	Осн.	0,26	0,62	0,22	0,18	0,80	0,015	0,12	0,48	0,017	0,004	0,047	0,006	0,004
Требования ТУ 14-161-237-2018 к трубам группы прочности С90S	Осн.	≤0,35	≤1,20	≤0,40	≤0,30	0,40-1,20	-	≤0,25	0,25-0,85	-			≤0,007	≤0,010

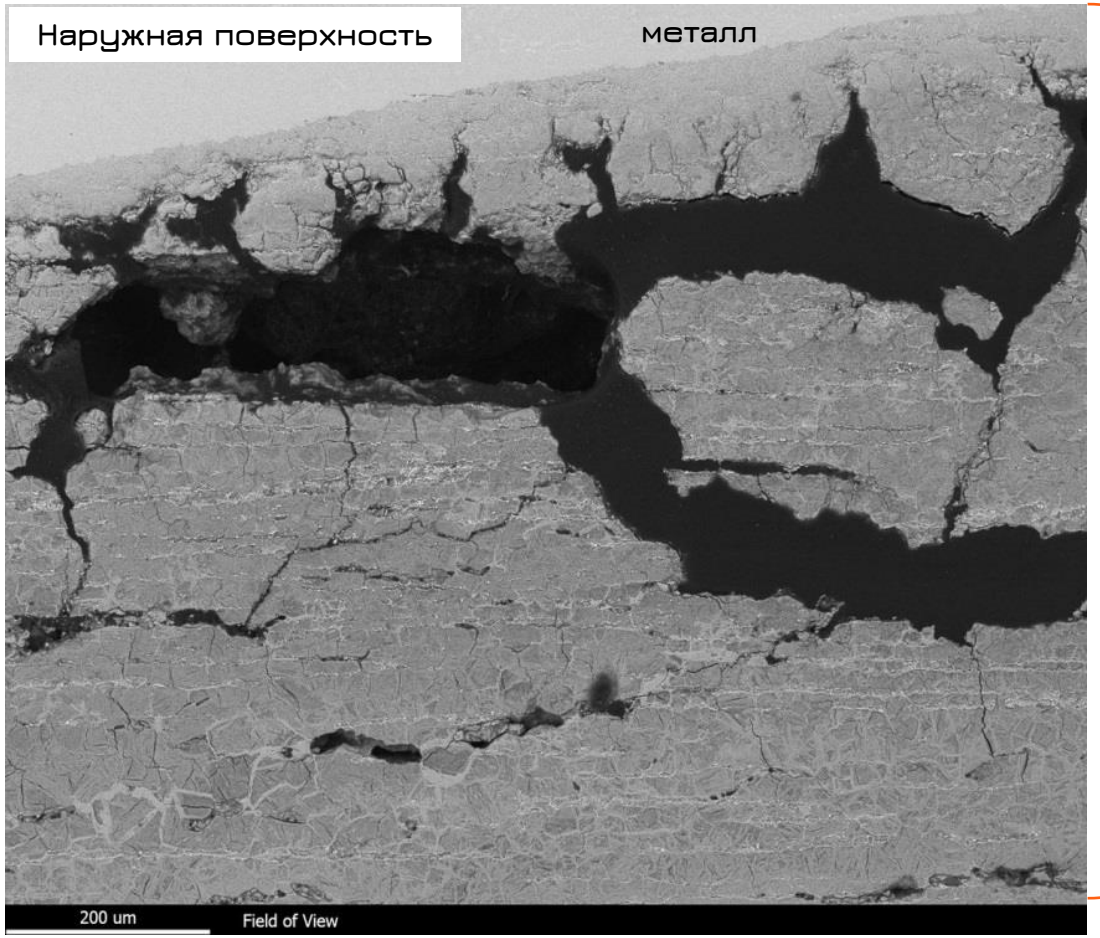
Механические свойства

Маркировка / наименование оборудования	$\sigma_в$, МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ_5, %	ψ, %	Твердость HRC	Данные паспортов
Камера скважинная КС 136/ТМК UP PF 60x21-K2	930	620	21,0	51	28,0 – 29,0	255 – 286 HB (25 – 30 HRC*)
	940	630	19,0	49		
Клапан циркуляционный ЦК F187/ТМК UP PF 60x21-K2	960	670	22,0	53	28,0 – 28,5	
	960	670	24,0	52		
Разъединитель колонны РК 152-L/ТМК UP PF60-F181x21-K2	960	680	19,5	50	28,5 – 29,5	
	950	660	21,0	51		
Муфта пакерная ПДГМ-ЦК-153-50/ТМК UP PF60x21-K2	950	690	21,0	52	29,0 – 30,0	26 – 31 HRC
	960	690	20,0	52		
НКТ 60мм					25,0 – 26,5	24 HRC макс
* перевод согласно таблице ASTM A370						

Типичный вид микроструктуры и химического состава отложений на элементах камеры скважинной (КС), сталь 08Х17Н5М3



Продукты коррозии

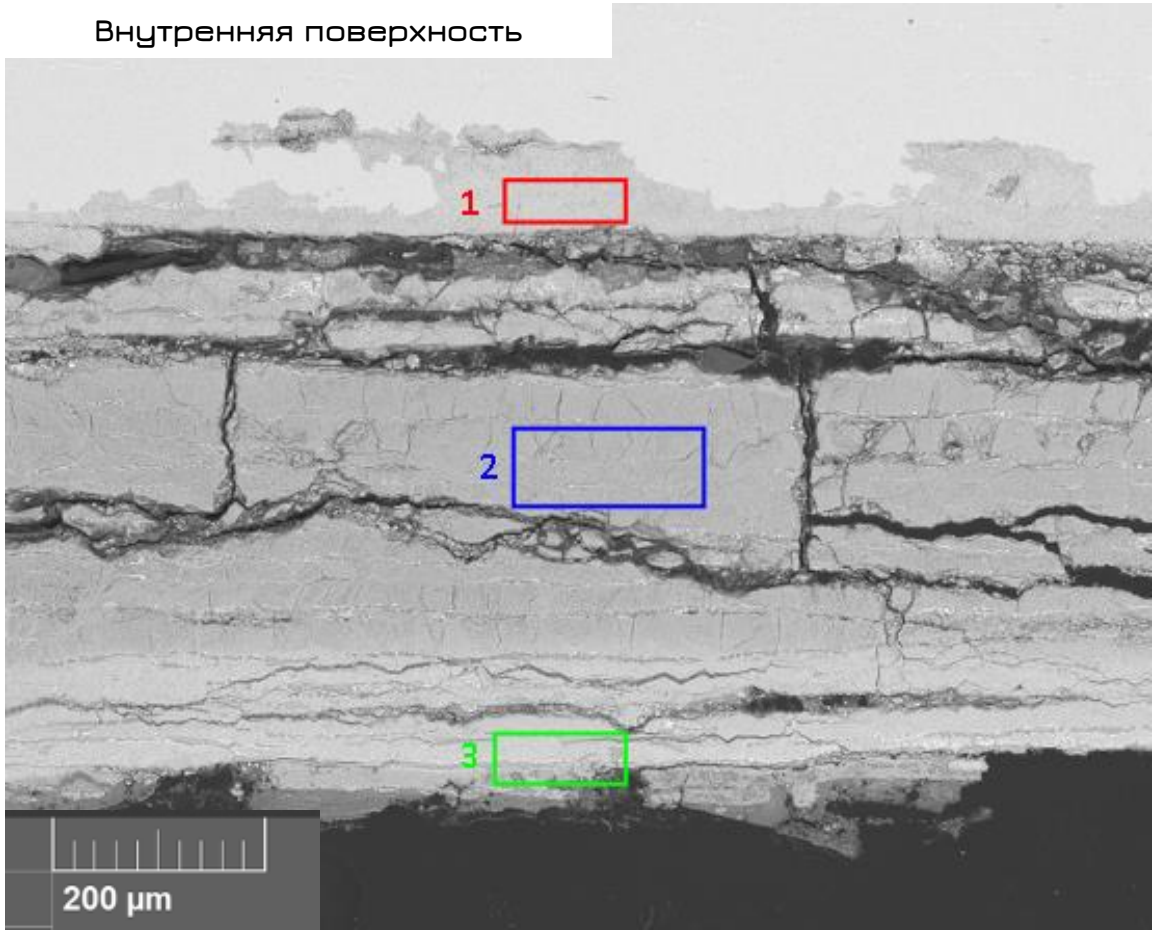


Продукты коррозии

	Fe	C	O	Si	S	Cr	Ni
1	Осн.	-	-	-	35,34	4,13	19,82
3	Осн.	5,85	6,82	-	31,39	7,54	16,94
4	Осн.	4,22	7,90	0,58	10,17	18,45	10,32

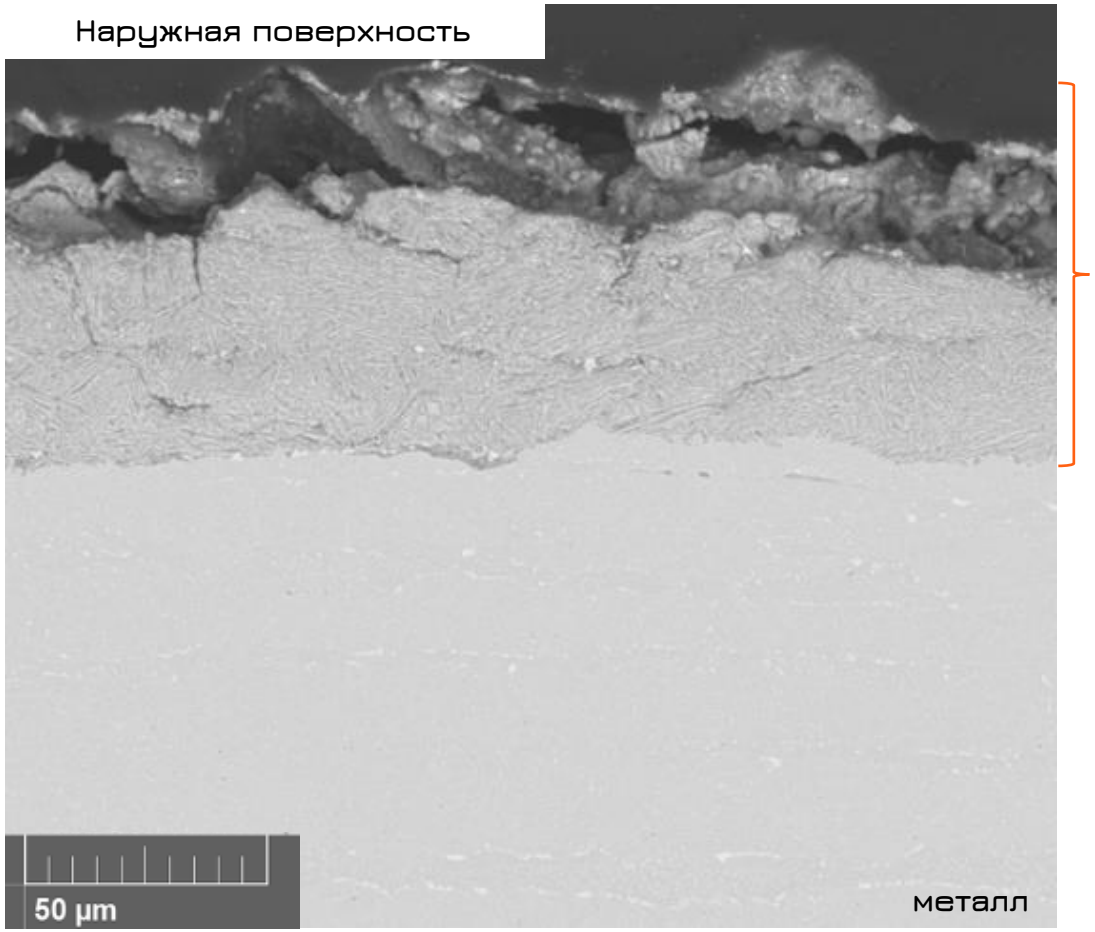
Типичный вид микроструктуры и химического состава отложений на элементах циркуляционного клапана (ЦК), сталь 08Х17Н5М3

Внутренняя поверхность



Продукты коррозии

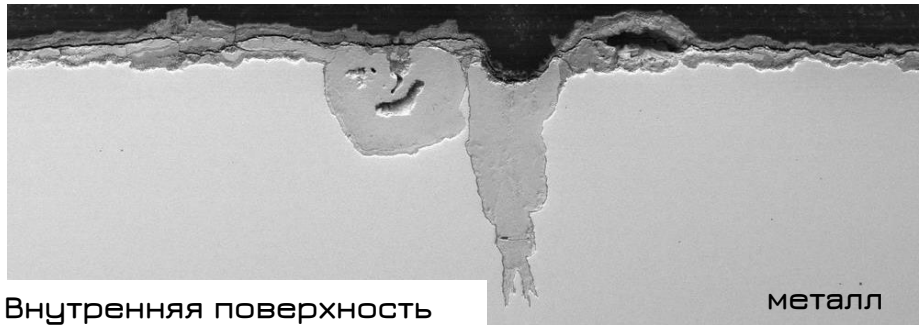
Наружная поверхность

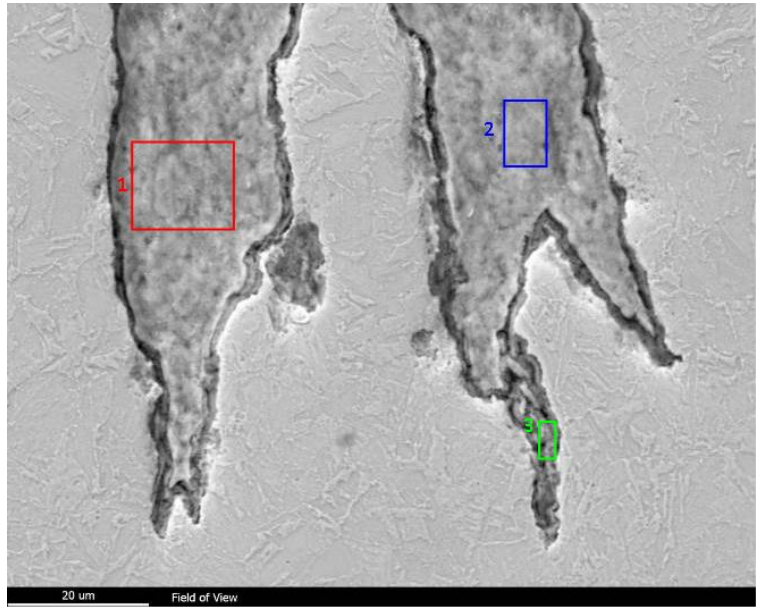


Продукты коррозии

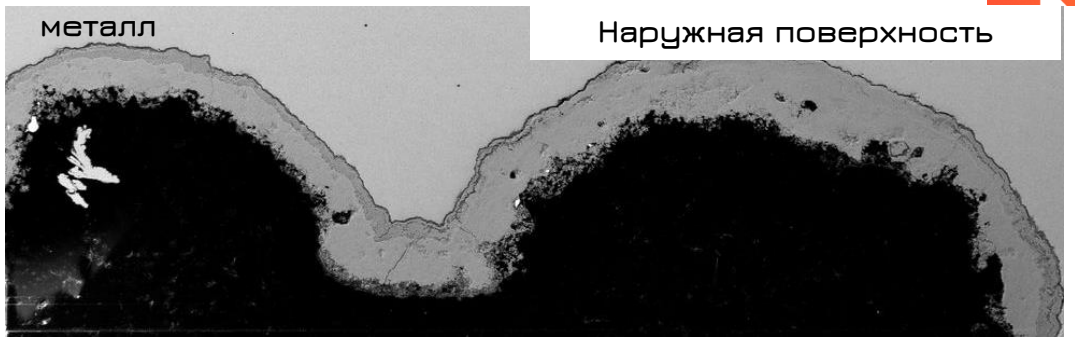
	Fe	C	O	Si	S	Cr	Ni	Mo	Cl	Mn
1	Осн.	9,01	8,82	0,43	3,61	16,39	8,41	3,69	0,25	0,45
2	Осн.	14,32	15,31	0,29	20,77	10,28	12,33	6,13	-	0,10
3	Осн.	13,16	5,15	-	16,88	7,70	14,93	5,12	0,54	0,28

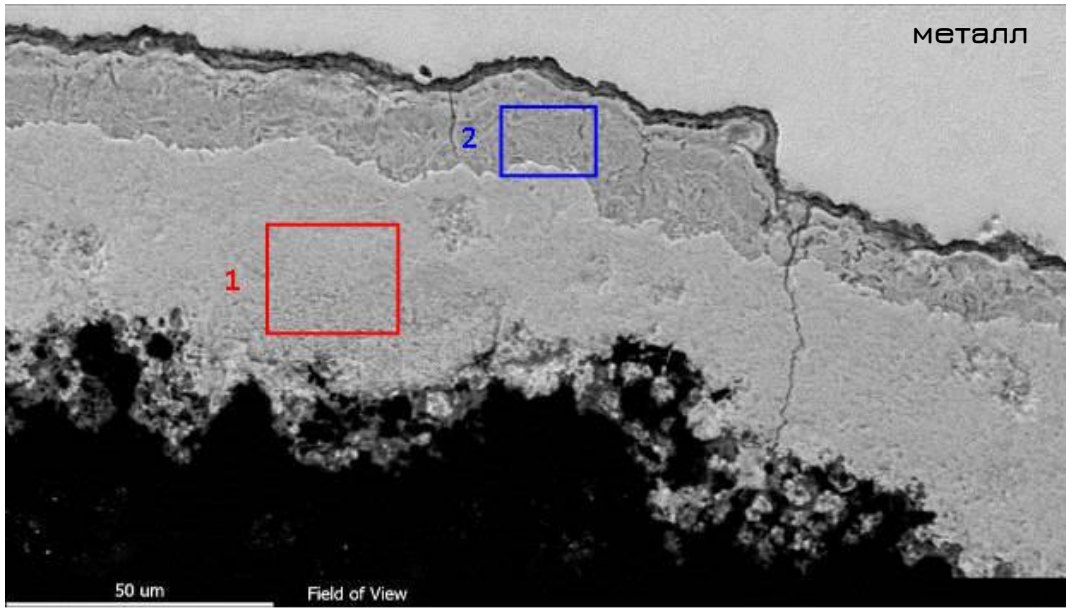
Типичный вид микроструктуры и химического состава отложений на элементах НКТ, сталь 25ХГМА





	Fe	C	O	S	Cr	Mn
1	Осн.	5,42	4,16	27,27	1,71	0,46
2	Осн.	4,88	-	31,43	1,84	-
3	Осн.	5,22	4,10	26,98	1,67	0,45





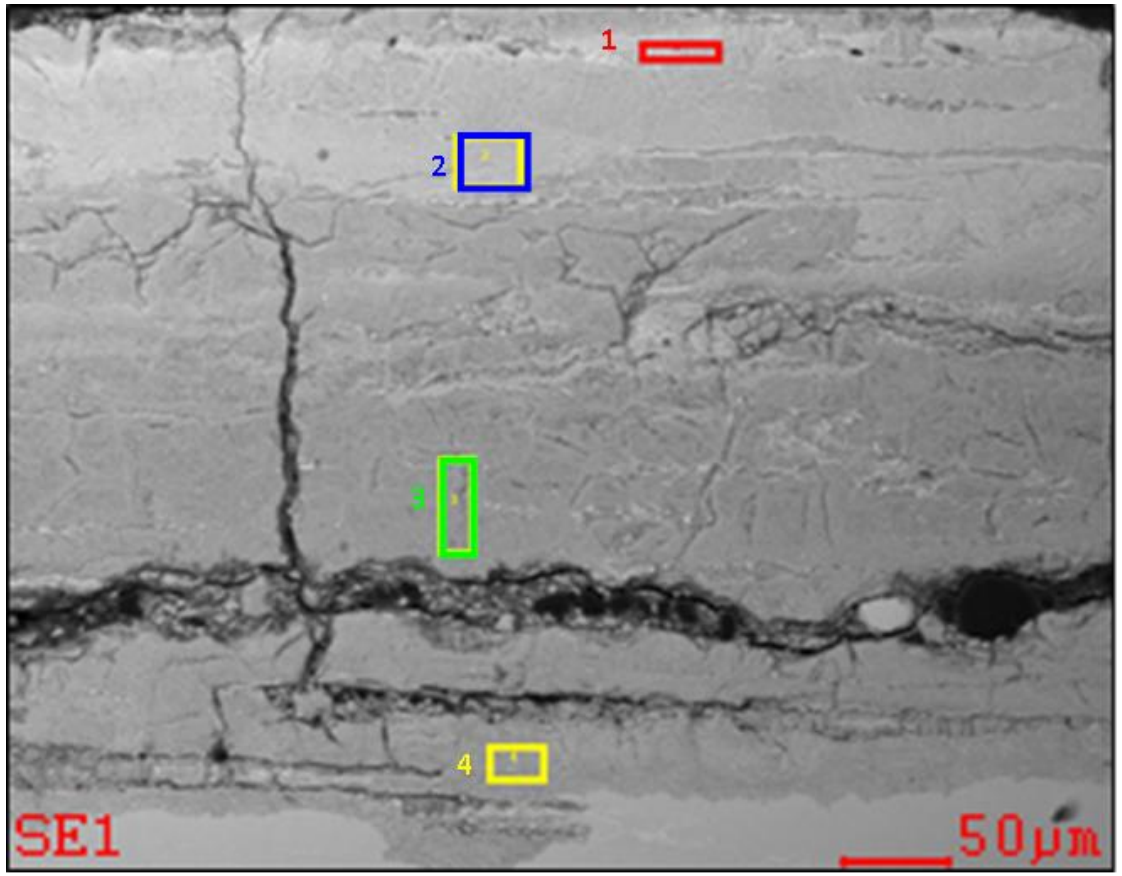
Продукты коррозии

	Fe	C	O	S	Cr	Mn
1	Осн.	-	-	35,21	1,50	-
2	Осн.	3,50	4,93	29,78	2,24	0,45

Типичный вид микроструктуры и химического состава отложений на элементах оборудования, сталь 08Х17Н5М3

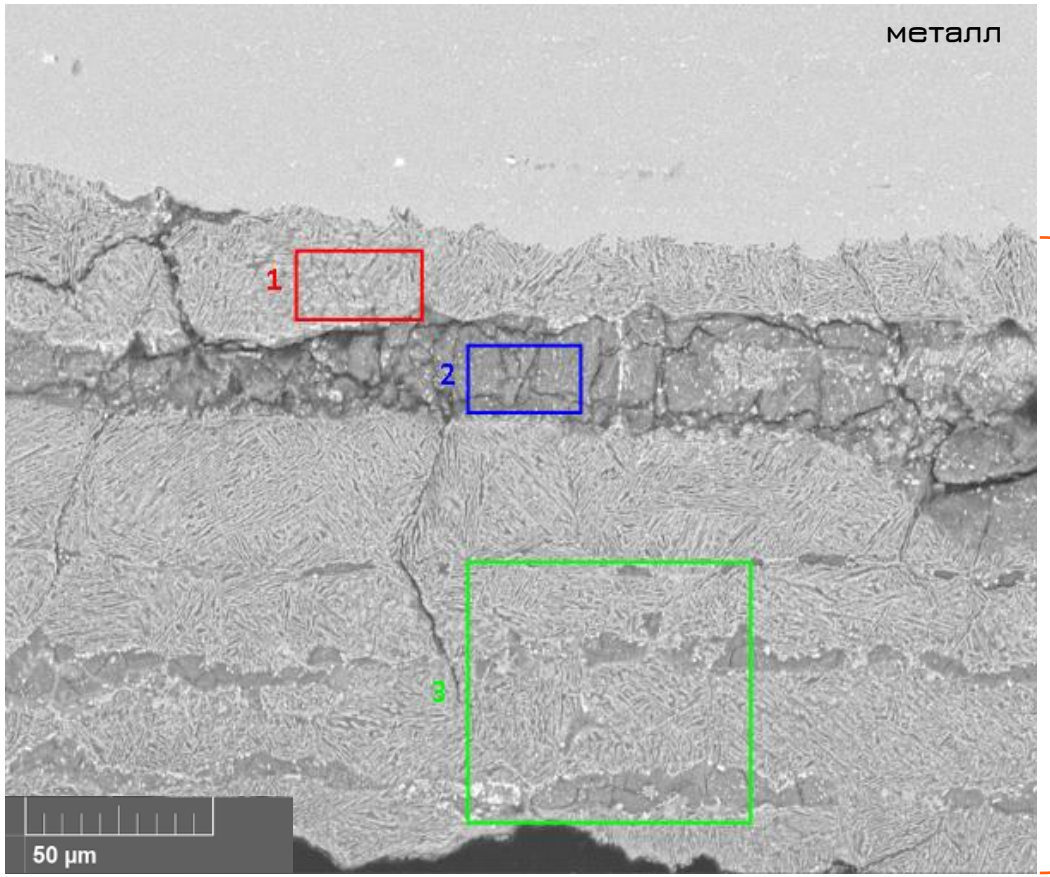
Разъединитель колонны (внутренняя поверхность)

Продукты коррозии



	Fe	C	O	Si	S	Cl	Cr	Ni
1	Осн.	10,70	-	-	30,09	-	2,43	45,79
2	Осн.	8,33	-	-	18,92	-	9,24	13,02
3	Осн.	10,55	8,61	-	26,61	-	11,65	14,79
4	Осн.	6,48	6,94	0,45	9,69	0,33	18,65	8,38

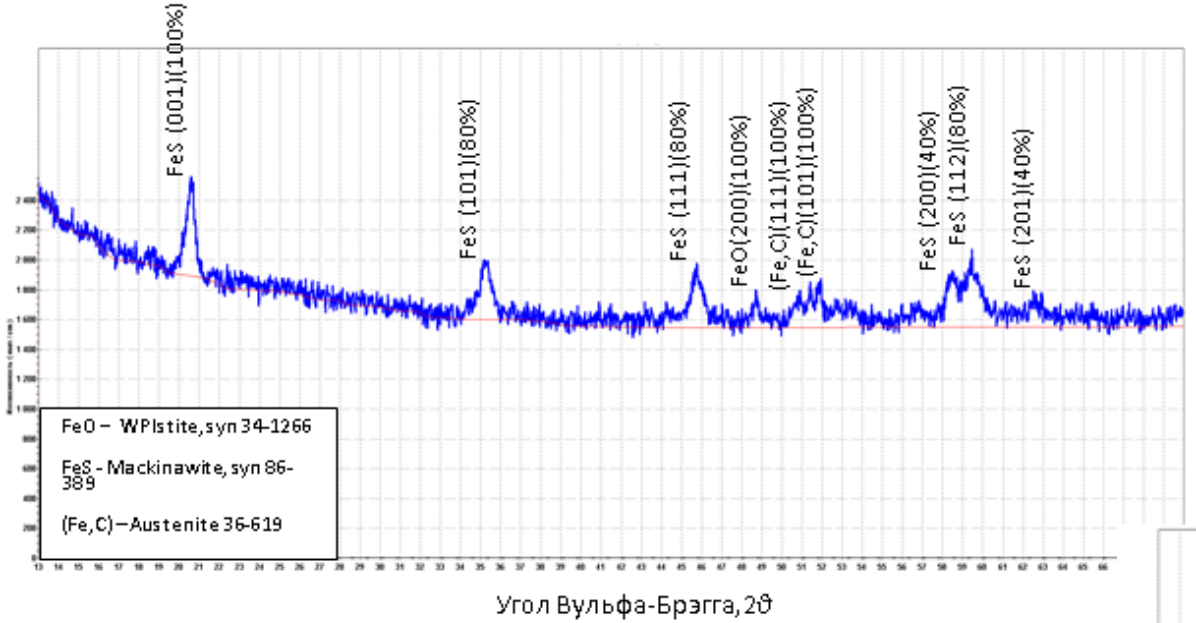
Пакерная муфта (внутренняя поверхность)



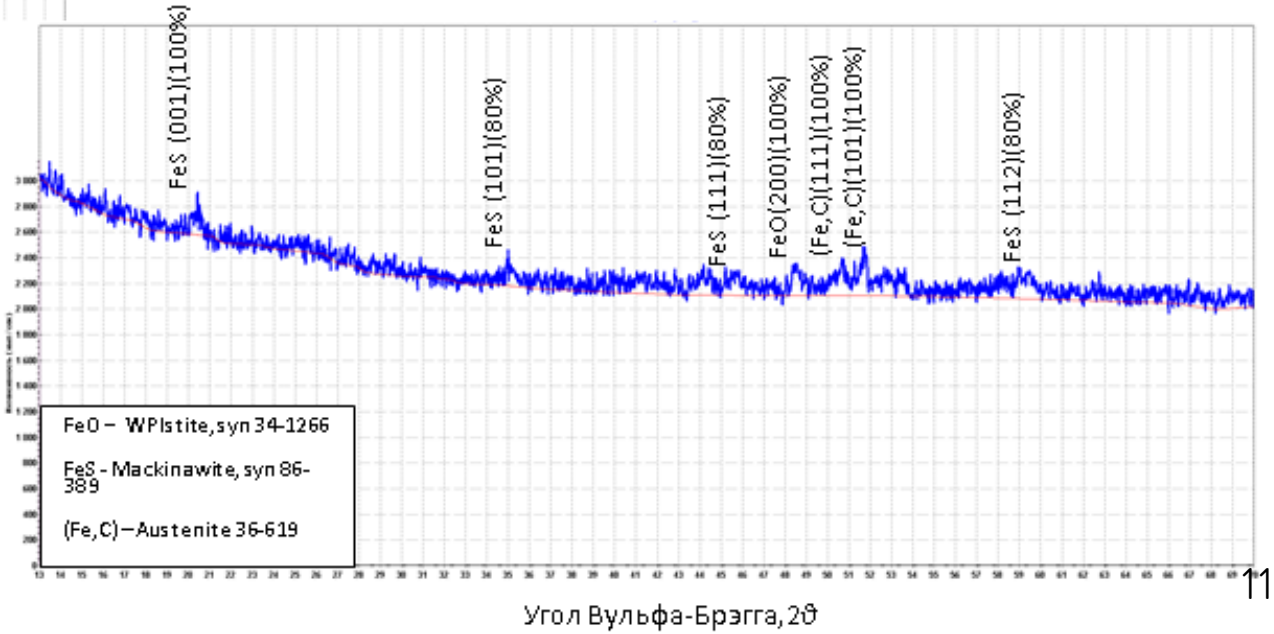
Продукты коррозии

	Fe	C	O	Si	S	Cr	Ni	Mo	Cl	Na	K	Ca	Mn
1	Осн.	4,52	11,78	0,74	3,08	17,61	9,20	3,77	-	-	-	-	0,47
2	Осн.	6,21	29,84	0,94	10,12	18,69	7,51	10,77	0,49	1,36	0,53	0,27	0,23
3	Осн.	7,08	14,90	0,63	7,68	17,35	8,45	5,06	0,36	0,42	-	-	0,46

Результаты рентгенофазового анализа отложений продуктов коррозии

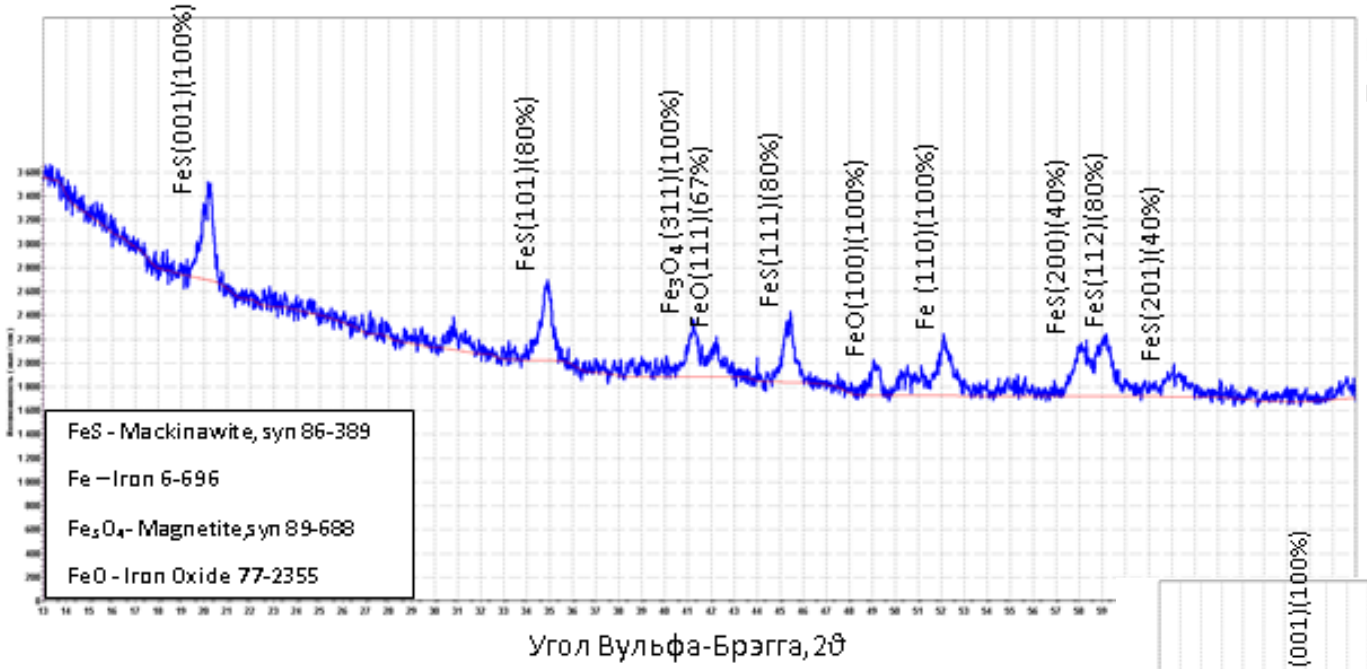


Результаты рентгенофазового анализа отложений продуктов коррозии с внутренней поверхности скважинной камеры

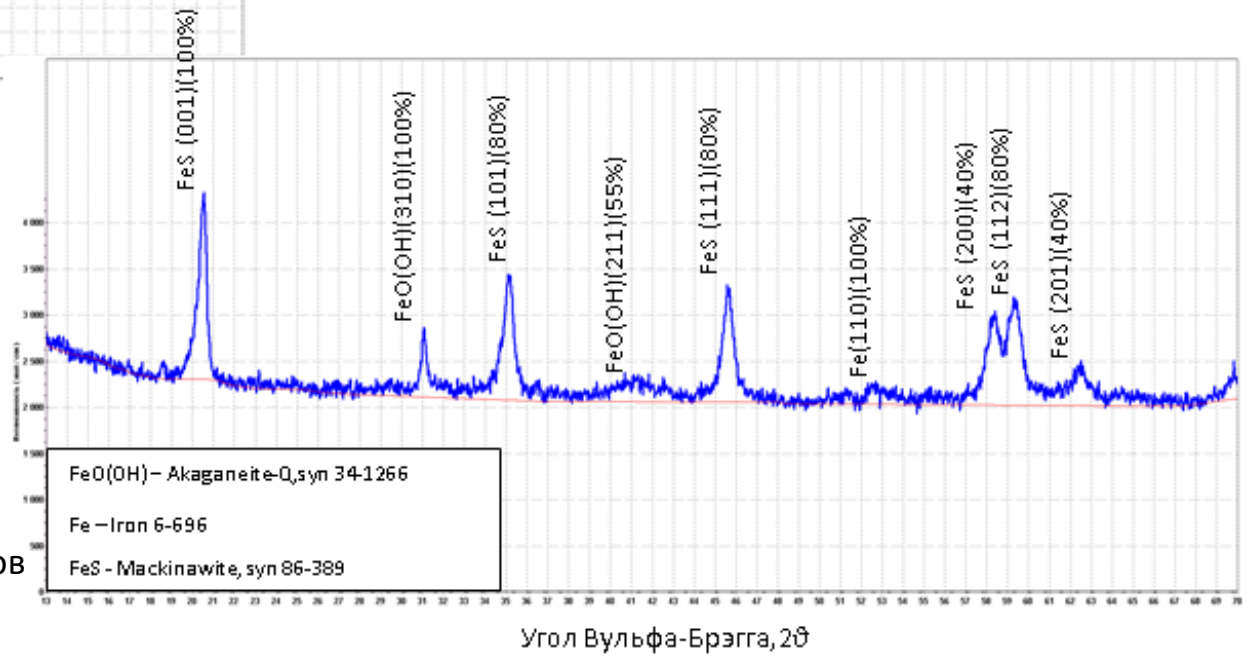


Результаты рентгенофазового анализа отложений продуктов коррозии с наружной поверхности циркуляционного клапана

Результаты рентгенофазового анализа отложений продуктов коррозии



Результаты рентгенофазового анализа отложений продуктов коррозии с внутренней поверхности НКТ



Результаты рентгенофазового анализа отложений продуктов коррозии с наружной поверхности НКТ

Лабораторные испытания в средах, содержащих H_2S и HCl

Объекты: образцы из стали 08Х17Н5М3, размер образцов 40х10х4 мм.

- **Модельные растворы:**

1. Среда NACE TM0177, тип А (5% NaCl+ 0,5 масс. % CH3COOH)
2. Среда NACE TM0177, тип А + 5% HCl
3. Среда NACE TM0177, тип А + 15% HCl
4. Водный раствор HCl (концентрация 24%);
5. Среда NACE TM0177, тип А + 5% HCl (ингибированный раствор, паспорт №04/91-2023)
6. Среда NACE TM0177, тип А + 15% HCl (ингибированный раствор, паспорт №04/91-2023)
7. Раствор ингибированной HCl (концентрация 24%) по паспорту №04/91-2023;

Продолжительность выдержки в модельных растворах за исключение № 4,7- 96 часов.

Продолжительность выдержки образцов в растворах №4,7 составляла 12 часов.

Лабораторные испытания в средах, содержащих H_2S и HCl

среда, содержащая HCl (не ингибированный)



Среда NACE TM0177, тип А



Среда NACE TM0177, тип А+ 5%HCl

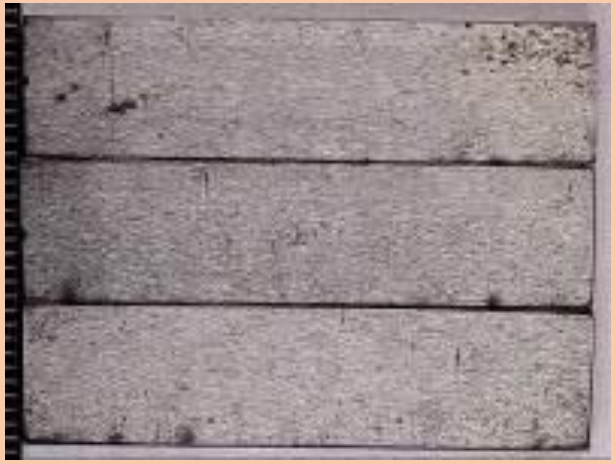


Среда NACE TM0177, тип А+15%HCl



Водный раствор HCl (концентрация 24%), 12часов

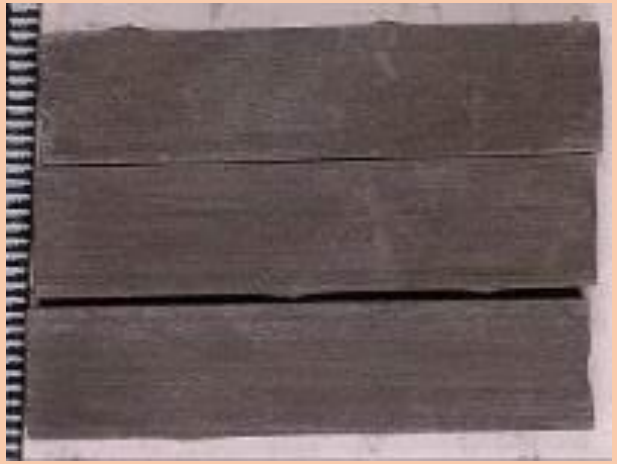
среда, содержащая HCl (ингибированный)



Среда NACE TM0177, тип А



Среда NACE TM0177, тип А+ 5%HCl



Среда NACE TM0177, тип А+15%HCl

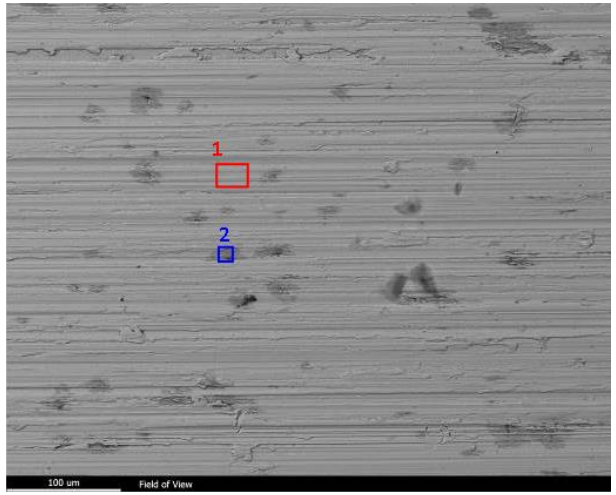


Водный раствор HCl (концентрация 24%), 12часов

Лабораторные испытания в средах, содержащих H_2S и HCl

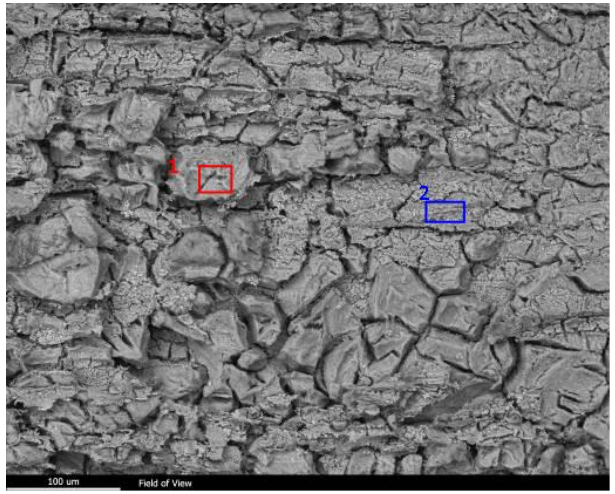
Результаты оценки скорости общей коррозии стали 08Х17Н5М3

Скорость общей коррозии , мм/год				
	NACE TM0177, тип А (96 часов)	NACE TM0177, тип А + 5%HCl (96 часов)	NACE TM0177, тип А + 15%HCl (96 часов)	Раствор HCl (концентрация 24%), 12часов
	Скорость коррозии, мм/год			
HCl без ингибитором	0,26	41,2	44,1	36,0
HCl с ингибитором	0,26	47,4	48,9	0,04



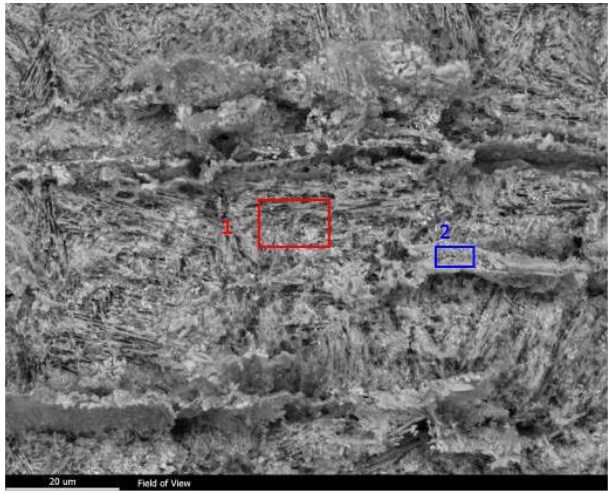
	Fe	O	Si	S	Mo	Cr	Ni
1	73,83	-	00,47	-	03,38	17,82	04,50
2	41,16	05,77	00,41	18,69	-	15,88	18,09

Среда **без ингибитора** NACE TM0177, тип А, 96часов



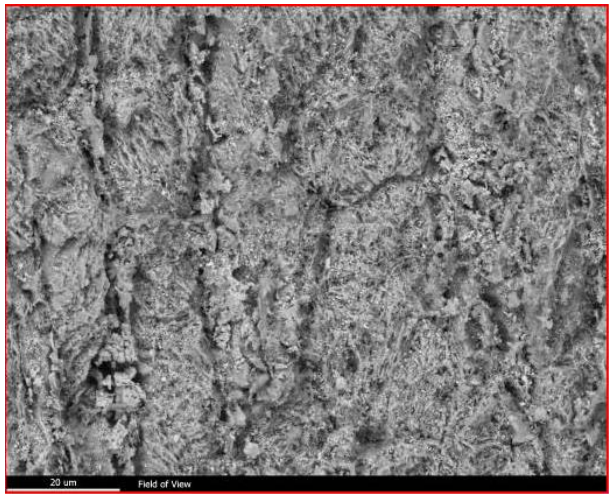
	Fe	O	Si	Mo	S	Cr	Ni
1	17,30	08,11	01,37	50,18	-	13,03	10,02
2	31,90	06,16	01,11	15,25	17,62	20,77	07,19

Среда **без ингибитора** NACE TM0177, тип А +5%HCl, 96часов



	Fe	C	Si	Mo	S	Cr	Ni
1	61,04	01,15	01,00	11,43	-	18,63	06,74
2	03,26	02,99	01,31	12,00	10,22	32,70	03,26

Среда **без ингибитора** NACE TM0177, тип А+15%HCl, 96часов



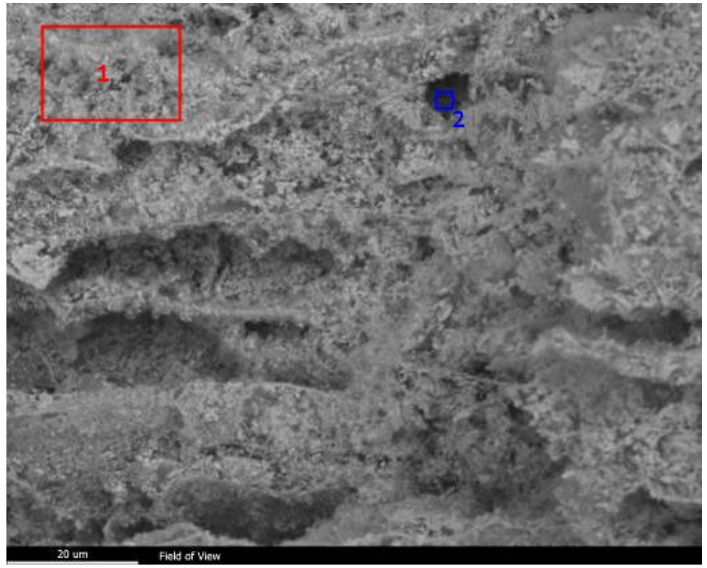
	Fe	O	Si	Mo	Cr	Ni
1	70.67	02.50	00.74	03.96	17.88	04.24

без ингибитора. Водный раствор HCl (концентрация 24%), 12часов

Лабораторные испытания в средах, содержащих H_2S и HCl

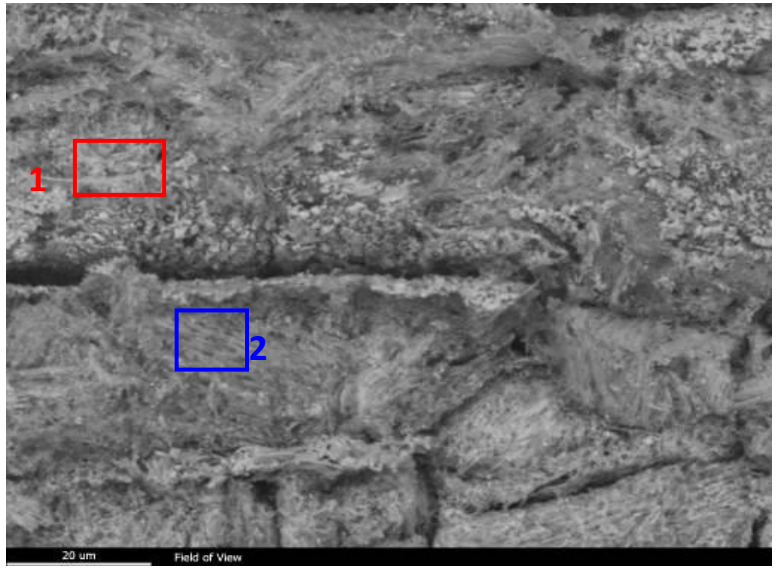
Результаты оценки скорости общей коррозии стали 08Х17Н5М3

Скорость общей коррозии , мм/год				
	NACE TM0177, тип А (96 часов)	NACE TM0177, тип А + 5%HCl (96 часов)	NACE TM0177, тип А + 15%HCl (96 часов)	Раствор HCl (концентрация 24%), 12часов
	Скорость коррозии, мм/год			
HCl без ингибитором	0,26	41,2	44,1	36,0
HCl с ингибитором	0,26	47,4	48,9	0,04



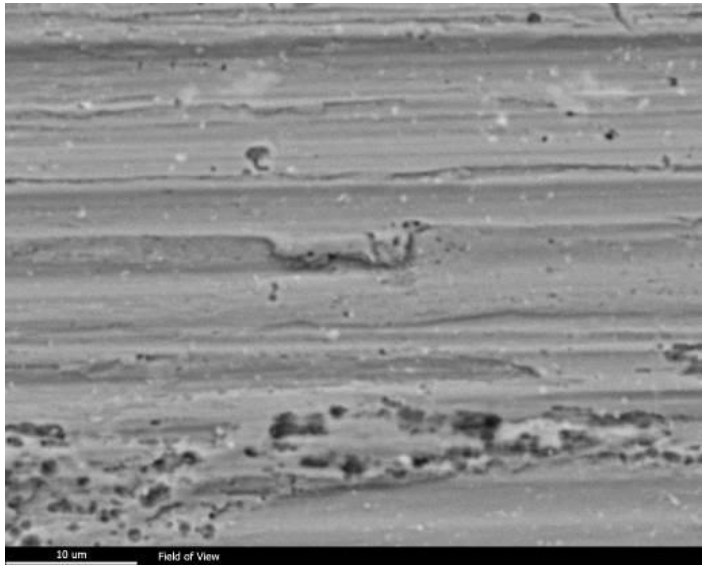
	Fe	Si	Mo	S	Cr	Ni	Mn
1	40,28	01,13	13,90	-	37,54	03,62	01.65
2	60.34	-	01.64	00.80	32.30	04.27	01.65

Среда NACE TM0177, тип А +5%HCl **с ингибитором**, 96часов



	Fe	C	O	Si	Mo	Cl	S	Cr	Ni
1	56.18	00.92	02.04	00.88	06.20	00.47	06.00	21.26	06.06
2	56.83	01.32	03.08	01.05	05.20	00.45	05.76	18.97	07.32

Среда NACE TM0177, тип А+15%HCl **с ингибитором** , 96часов



	Fe	C	O	Si	Mo	Cl	Cr	Ni
1	60,86	01,04	02,18	00,81	09,77	00,19	21,16	03,99

Водный раствор HCl (концентрация 24% **с ингибитором**), 12часов

ВЫВОДЫ:

1. Характер коррозионных поражений на всех элементах колонны различается. НКТ из стали С90S подверглась интенсивной равномерной коррозии изнутри и снаружи. Сильнее всего прокорродировал металл камеры скважинной. Внутренняя поверхность элементов скважинной камеры подверглась локальной язвенной коррозии, местами со сквозными повреждениями. Наружная поверхность скважинной камеры прокорродировала по механизму интенсивной сплошной коррозии.
2. Развитие интенсивной наружной коррозии произошло в результате проникновения в затрубное пространство раствора, содержащего HCl и H_2S. Интенсивная общая и язвенная коррозия, развилась под воздействием на металл агрессивной среды, содержащей одновременно растворенный сероводород и технический раствор (HCl).
3. Высокая агрессивность среды, содержащей сразу растворенный сероводород и технический раствор (HCl) подтверждается результатами моделирующих лабораторных испытаний: при воздействии на металл только сероводорода или ингибированной кислоты наблюдается равномерная общая коррозия со скоростью не более 0,26 мм/год. При одновременном воздействии H_2S (2500 мг/л) и HCl (5-24%) скорость коррозии возрастает более чем в 50 раз и составляет 40-50 мм/год.