Низколегированные низкоуглеродистые трубные стали с повышенной стойкостью к углекислотной коррозии

ИТ-СЕРВИС

Основные подходы, использованные при разработке сталей с повышенной стойкостью к CO_2 коррозии

Требования к трубам

Х52-Х65 для нефтегазопроводных труб
L80 для НКТ
Хладостойкость до минус 40˚С минус 60˚С
Свариваемость в полевых условиях (для нефтегазопроводных труб)
Стойкость к СКРН (для сред, содержащих H_2S)

Химический состав

Повышенное содержание хрома (0,5%-5%)
- формирования защитных продуктов коррозии, обогащенных $Cr(OH)_3$

Пониженное содержание углерода (менее 0,05%)
- повышение содержания хрома в твердом растворе
- повышение стойкости к углекислотной коррозии
- обеспечение свариваемости
- повышение ударной вязкости и трещиностойкости

Микролегирование (V, Nb, Ti, Zr)
- повышение содержания хрома в твердом растворе
- обеспечение прочностных свойств
- повышение стойкости к углекислотной коррозии (справедливо для V)
- повышение ударной вязкости и трещиностойкости

Легирование молибденом
- повышение содержания хрома в твердом растворе
- обеспечение прочностных свойств
- повышение стойкости к углекислотной коррозии
- повышение ударной вязкости и трещиностойкости

Модифицирование включений
- повышение ударной вязкости и трещиностойкости

Термическая обработка: закалка с отпуском

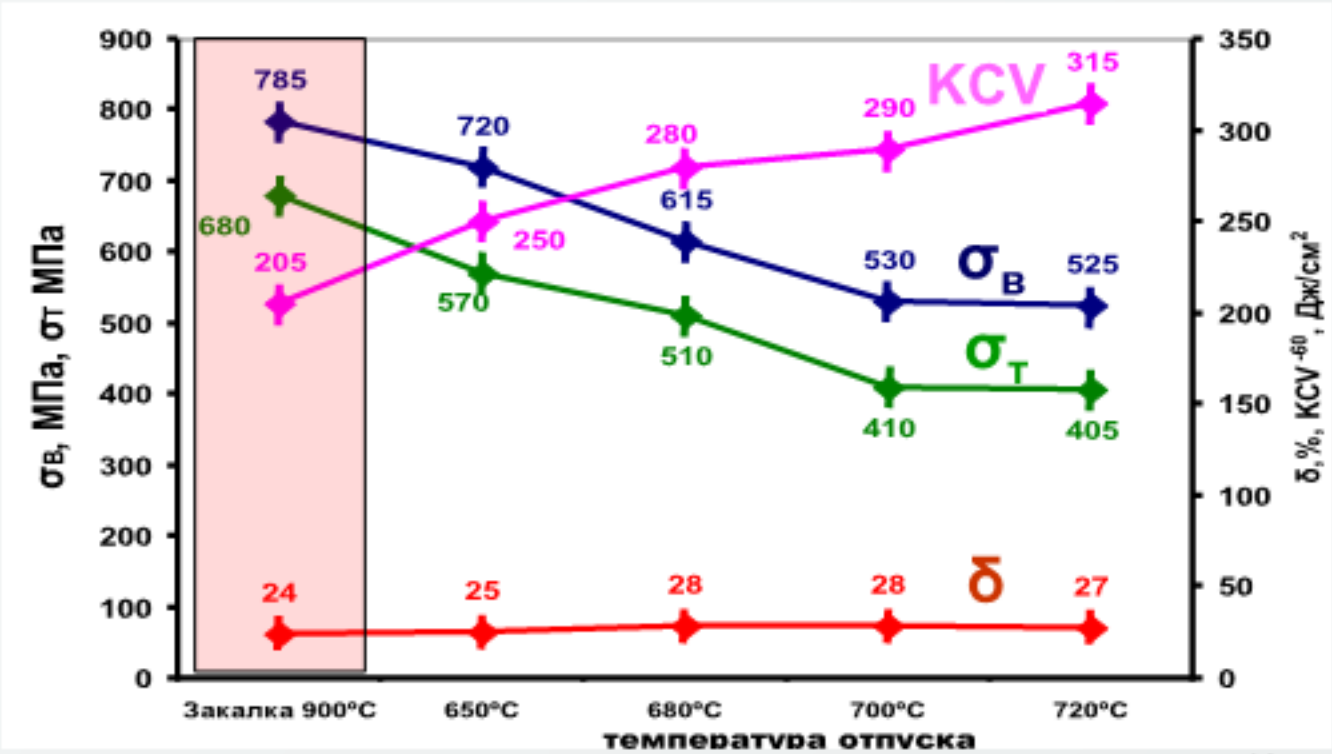
Промышленно освоенные трубы: нефтегазопроводные из сталей 13ХФА, 08ХМФА и др. НКТ из сталей 15Х5МФ и др.

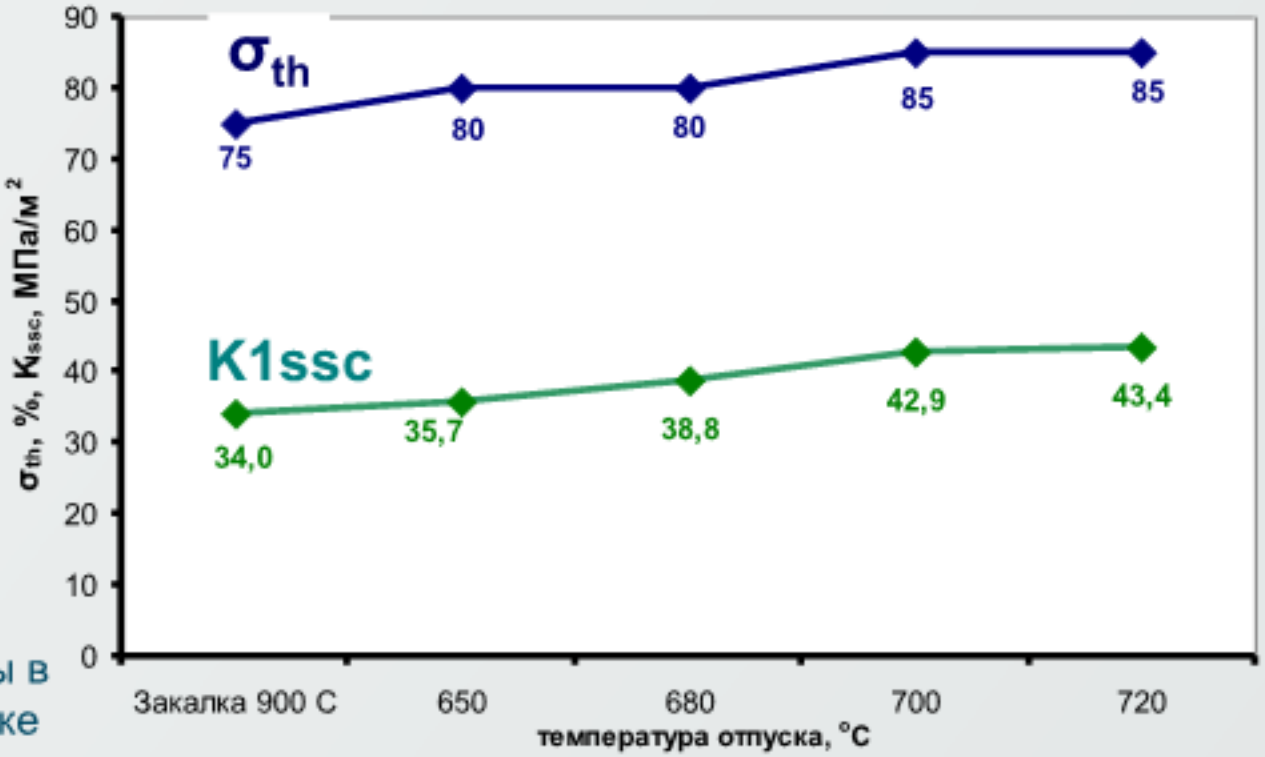
Химический состав исследованных марок

Сталь	C	Si	Mn	Cr	Mo	Nb, V, Zr	S	P
08ХМФА*	0,09	0,39	0,53	0,64	0,15	+	<0,003	<0,010
13ХФА	0,09	0,20	0,44	0,52	<0,01	+	<0,003	<0,010
05ХФА	0,04	0,20	0,46	0,82	<0,01	+	<0,003	<0,010
15ХФА	0,17	0,29	0,43	0,77	<0,01	+	<0,003	<0,010
05Х1МА	0,05	0,24	0,69	0,95	0,27	-	<0,003	<0,010
05Х1МА+	0,06	0,31	0,69	0,93	0,29	+	<0,003	<0,010

В ходе выполнения НИР с АО «ВМЗ» по выбору перспективных химических составов сталей для электросварных и бесшовных труб ИТ-Сервис совместно с ЦНИИТМАШ выплавили более 20 опытных плавок.
В презентацию включены результаты исследований нескольких опытных и промышленных плавок

Механические и коррозионные свойства стали 08ХМФА после промышленной термической обработки

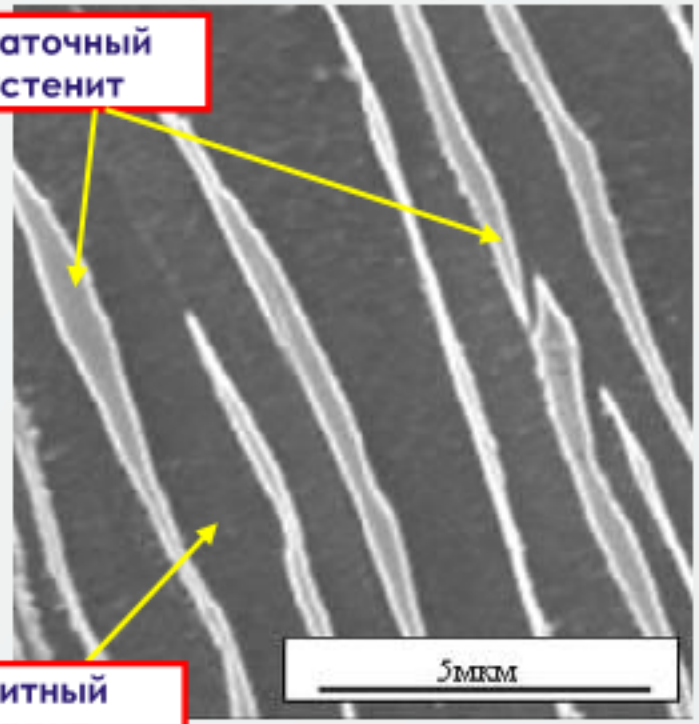




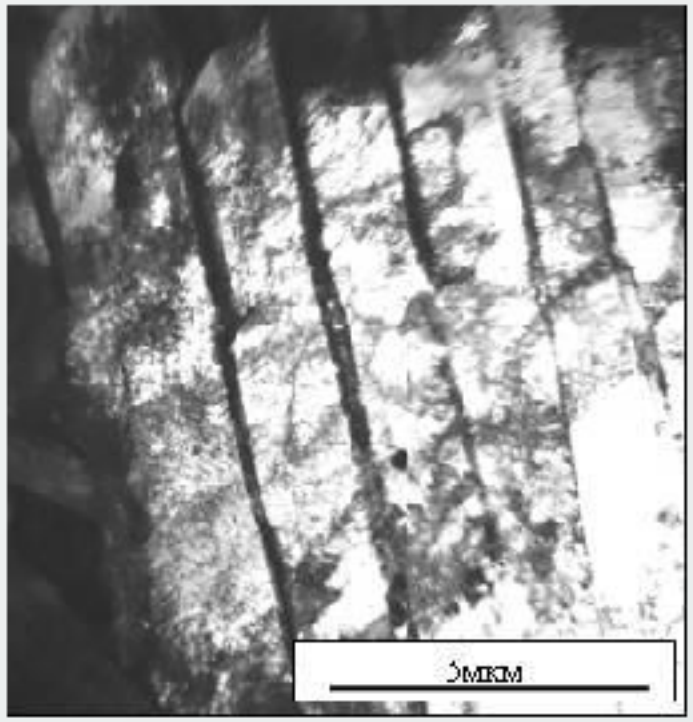
Тетюева Т. В. и др. Особенности формирования структуры в низколегированной стали 08ХМФБЧА при закалке и отпуске //Металловедение и термическая обработка металлов. – 2012. – №. 10. – С. 34-38.

Структура стали 08ХМФА после закалки в заводских условиях

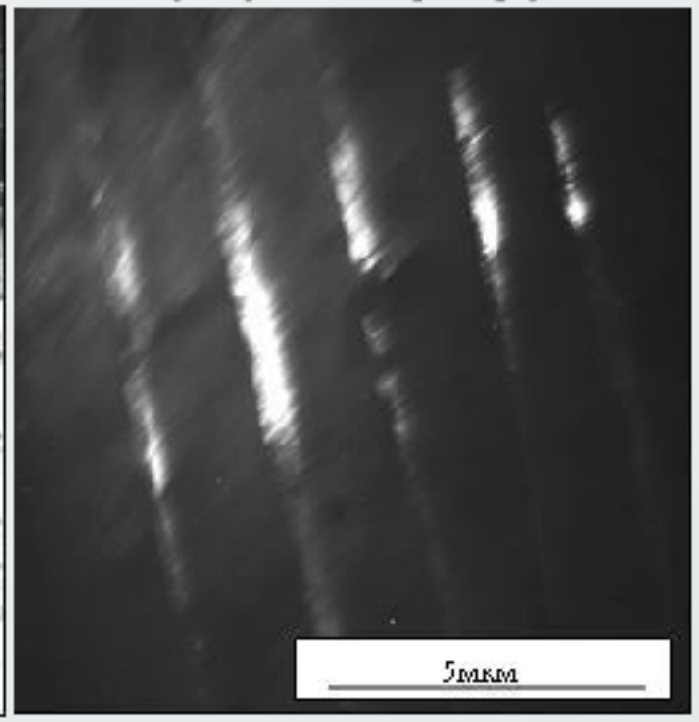
Растровая электронная микроскопия

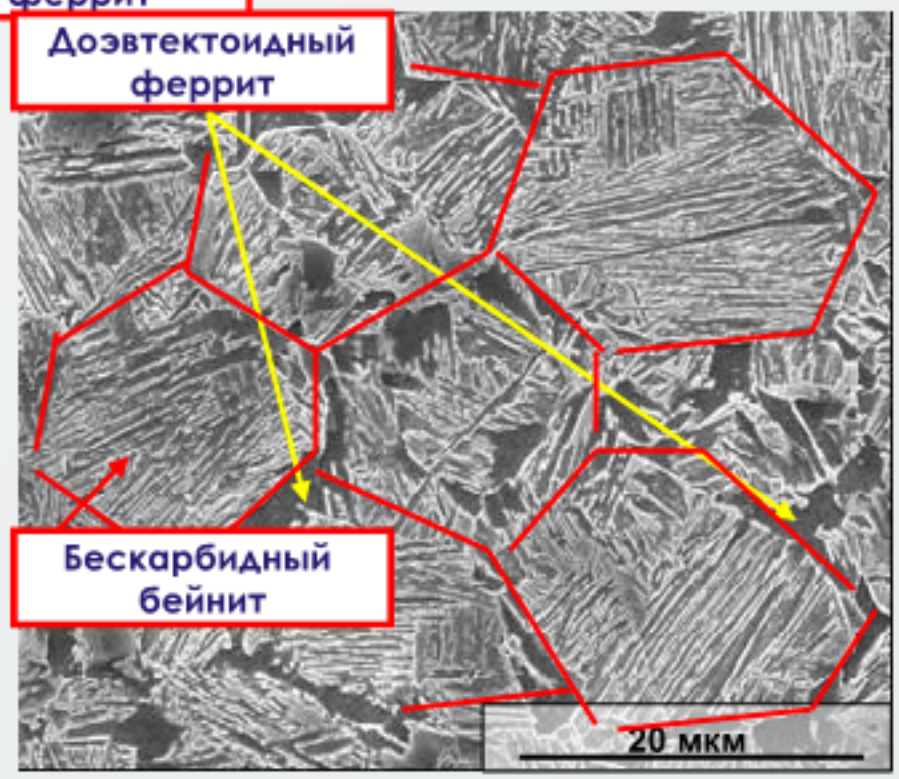


Просвечивающая электронная микроскопия

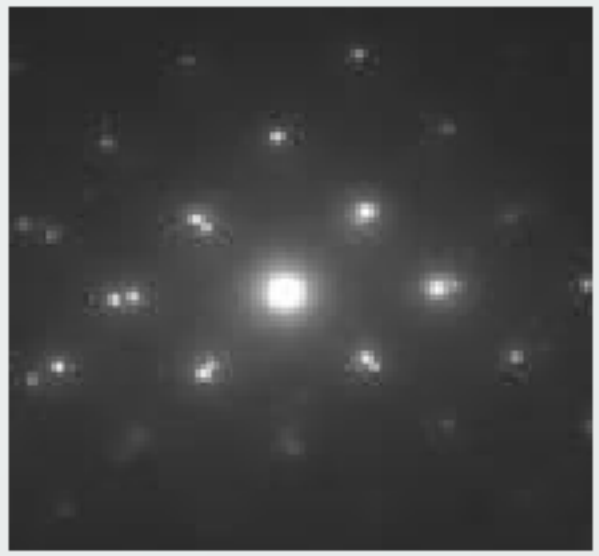


Темнопольное изображение в рефлексе [022] γ-Fe

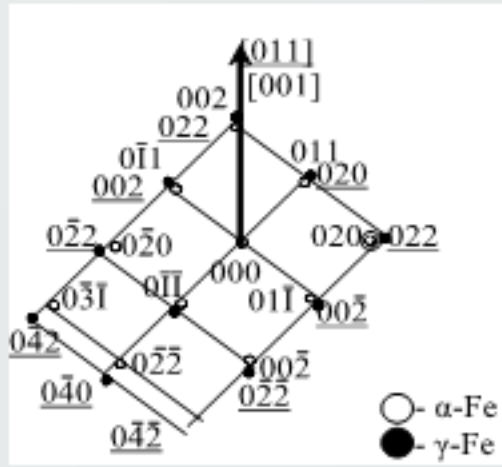




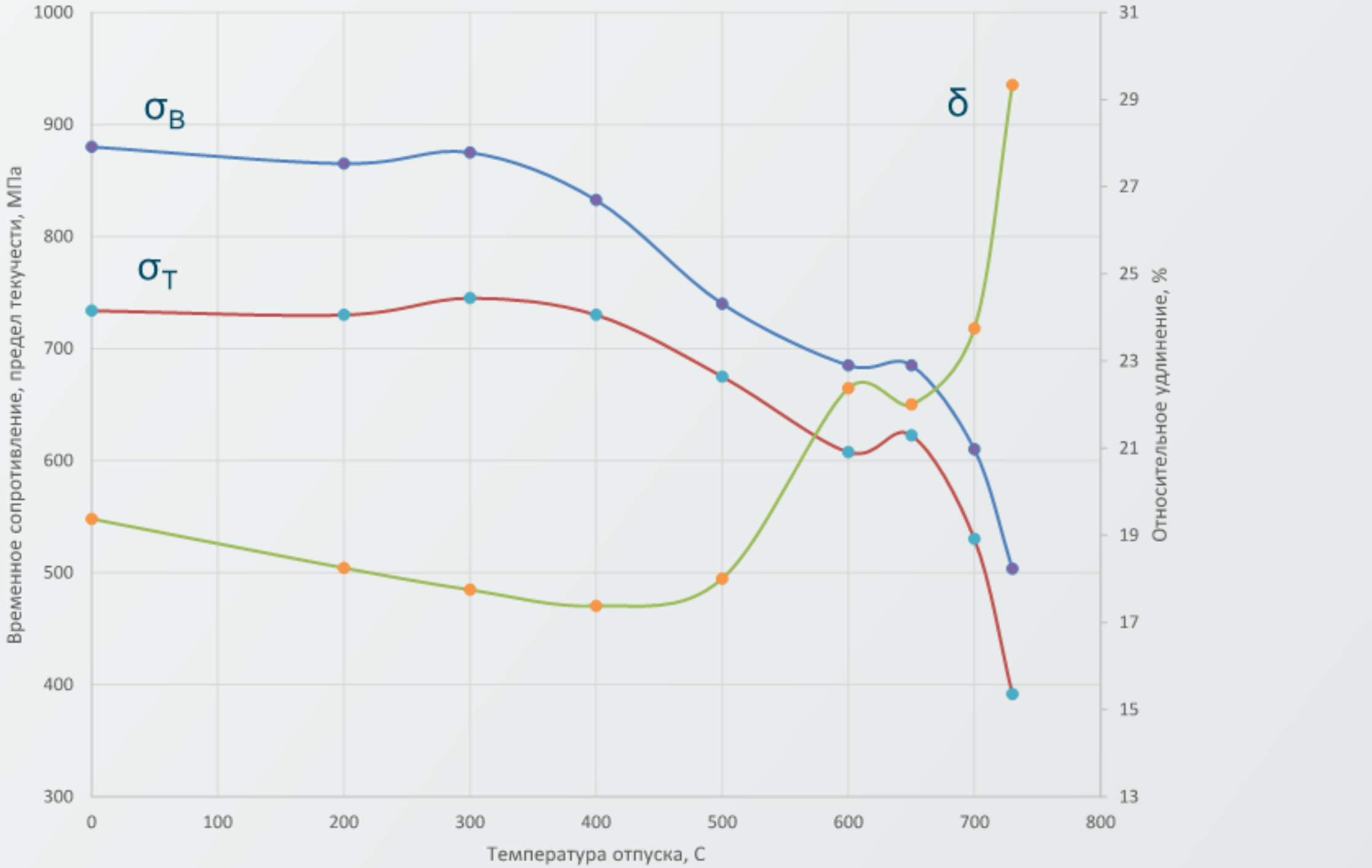
Картина микродифракции



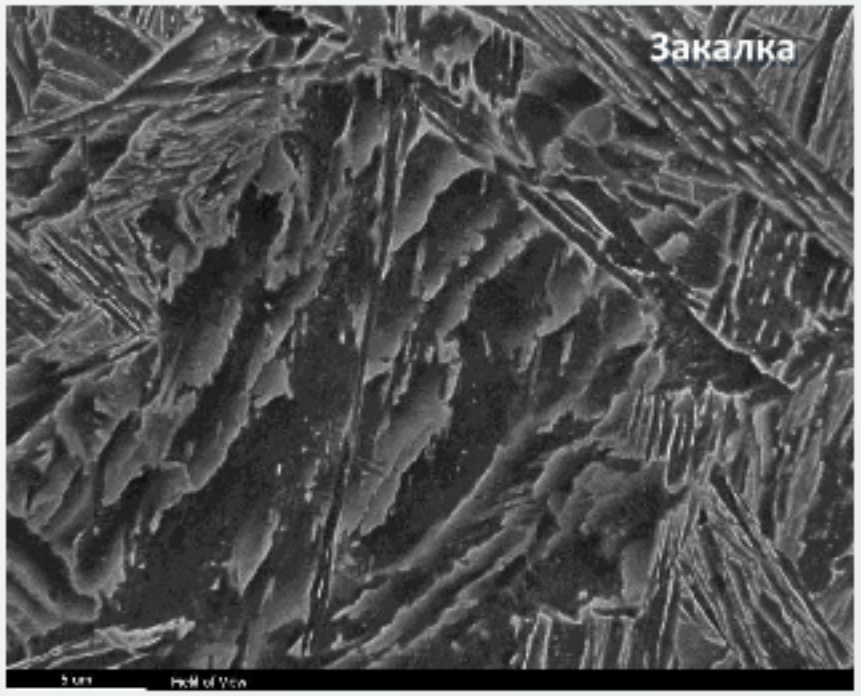
Расшифровка дифракционной картины (аустенит)

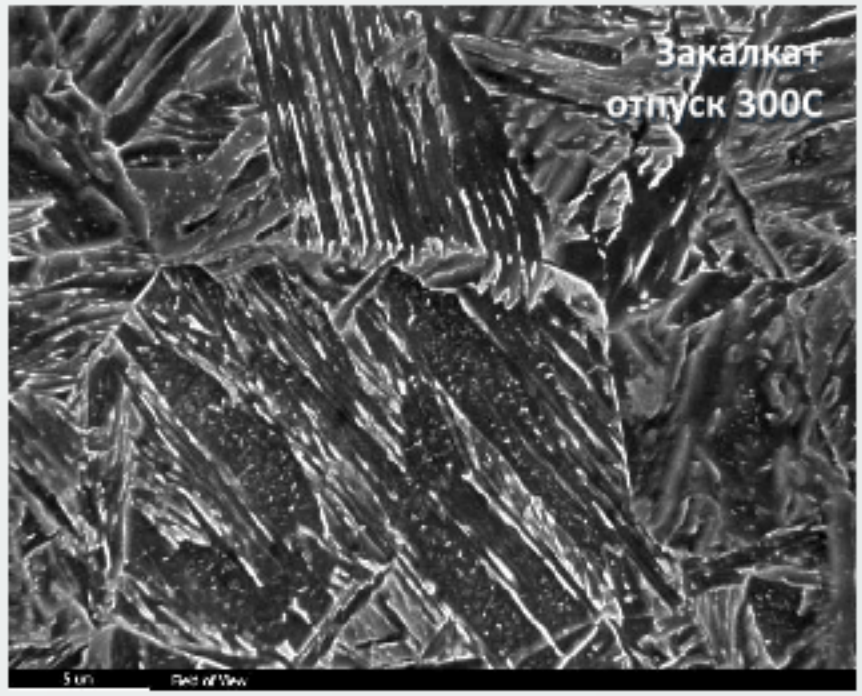


Влияние температуры отпуска на механические свойства стали 13ХФА после закалки в воду

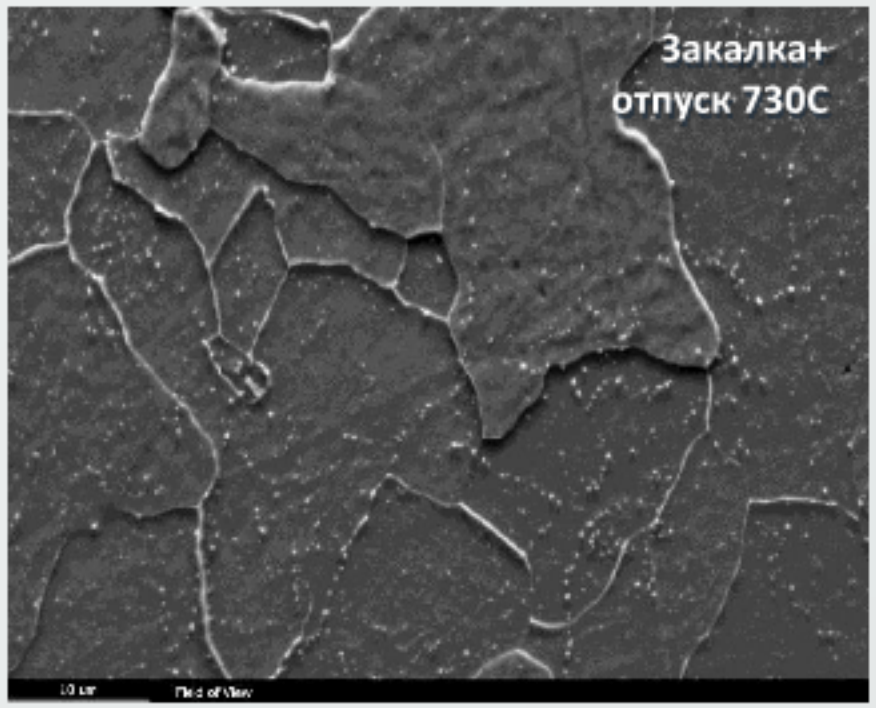


Микроструктура стали 13ХФА после различных режимов отпуска









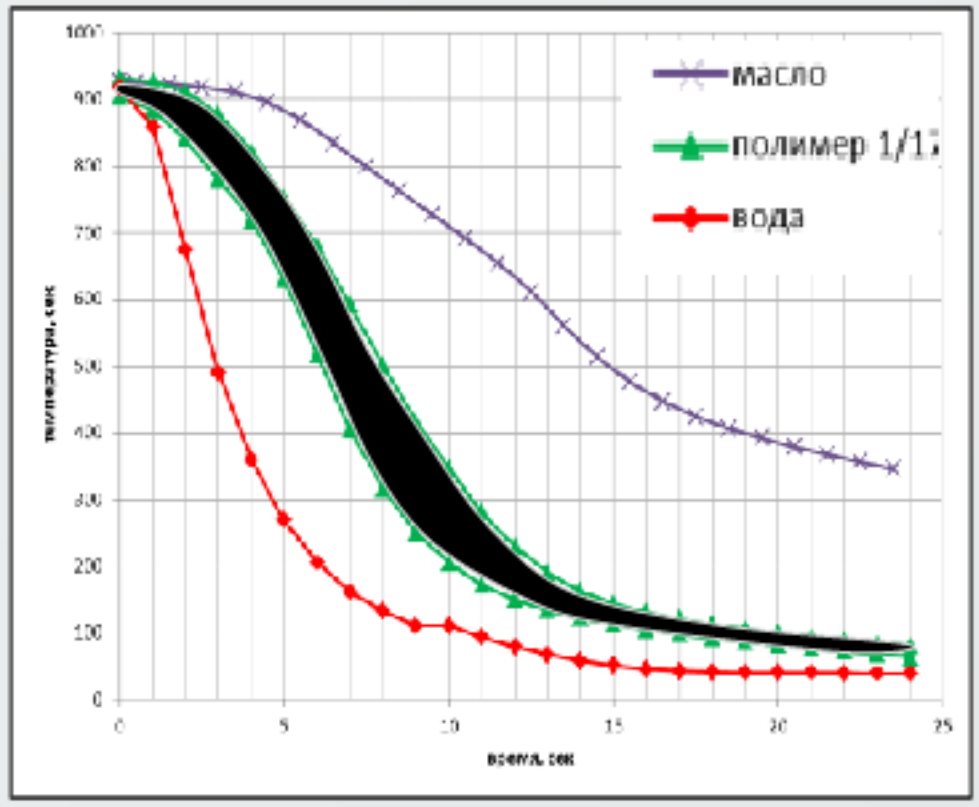
Лабораторная термическая обработка исследуемых сталей

Схема лабораторной термической обработки

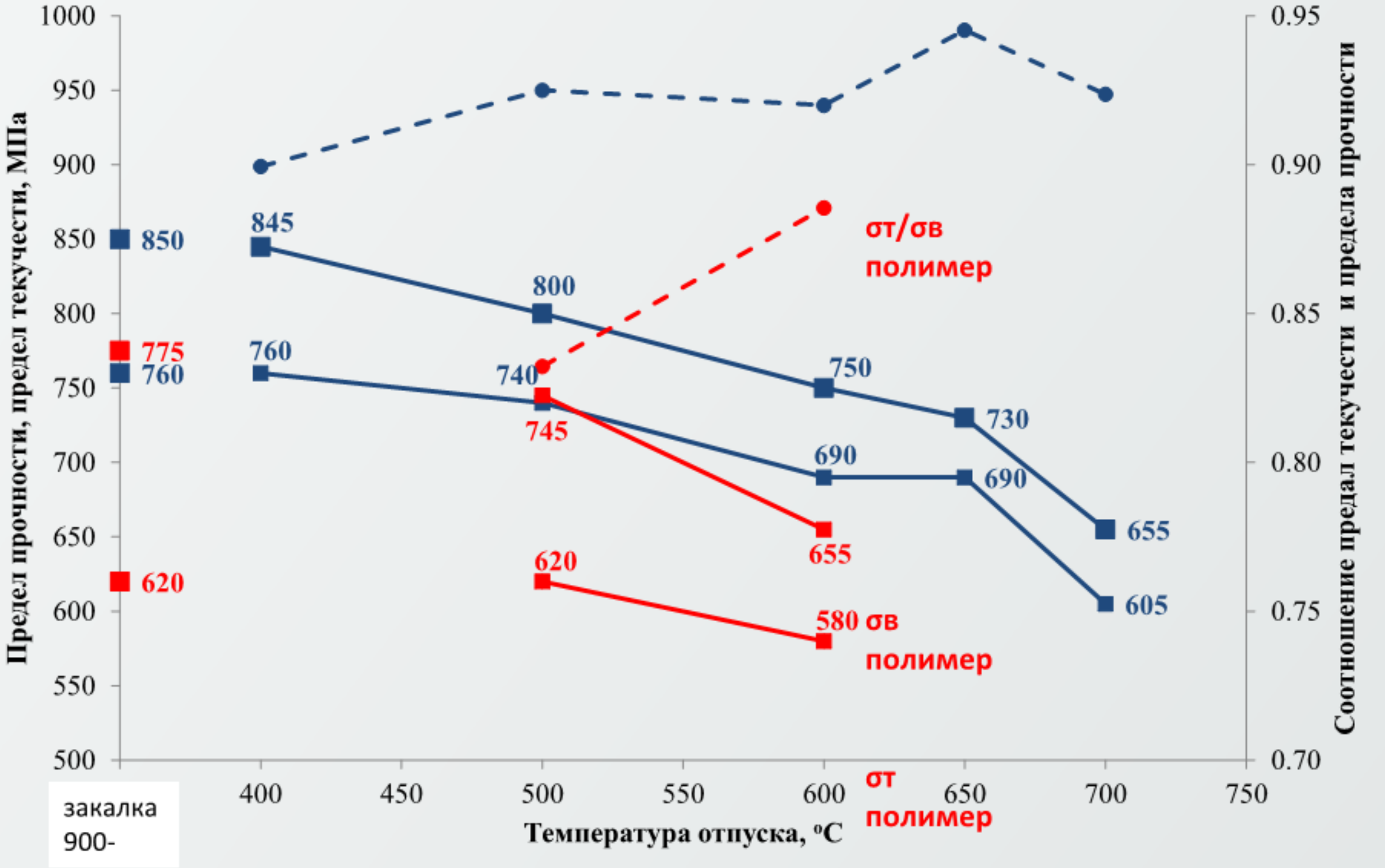


Диапазон температур отпуска 400-750°С

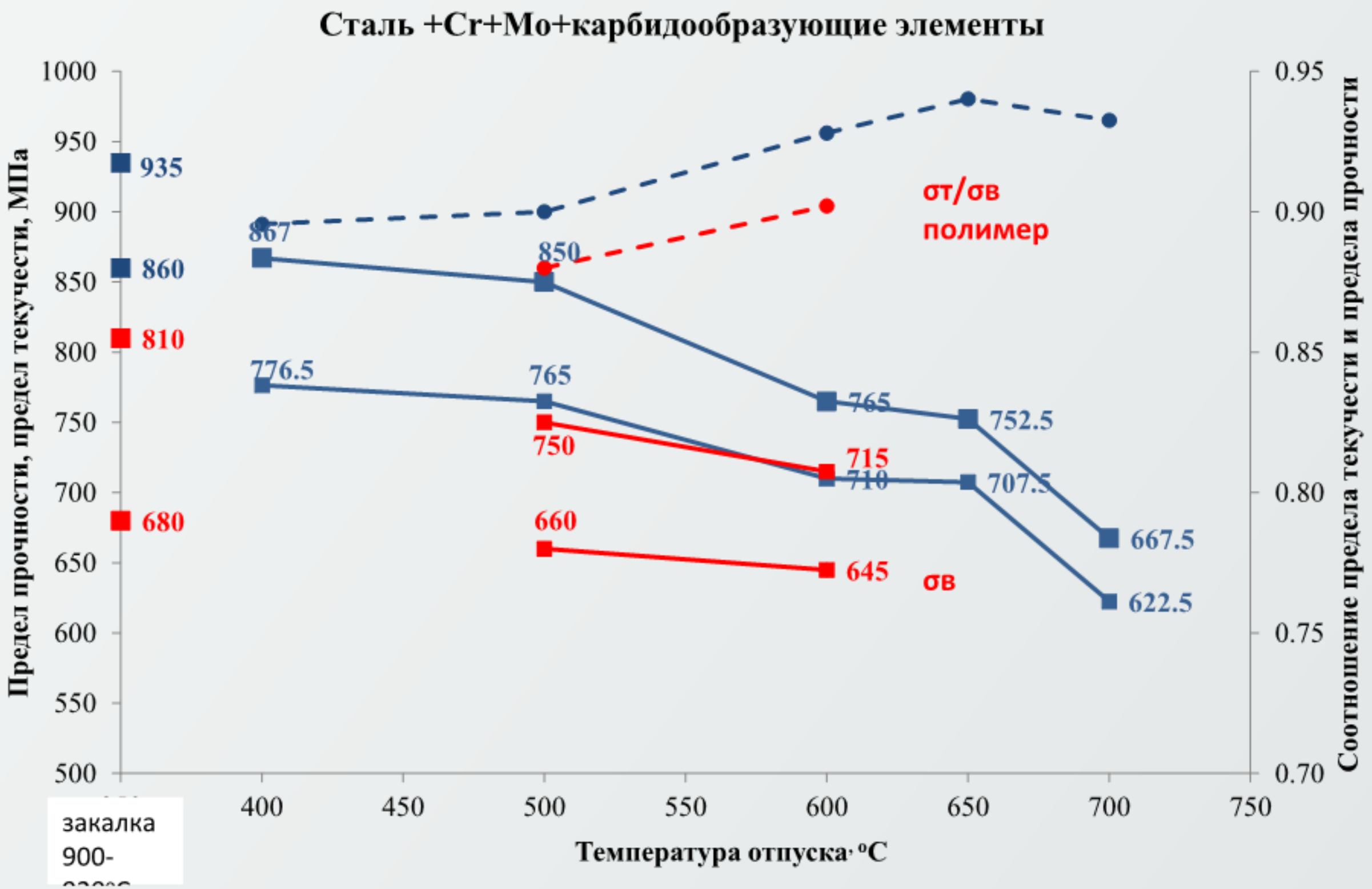
Диаграмма охлаждения термопары при закалке в воду и раствор полимера



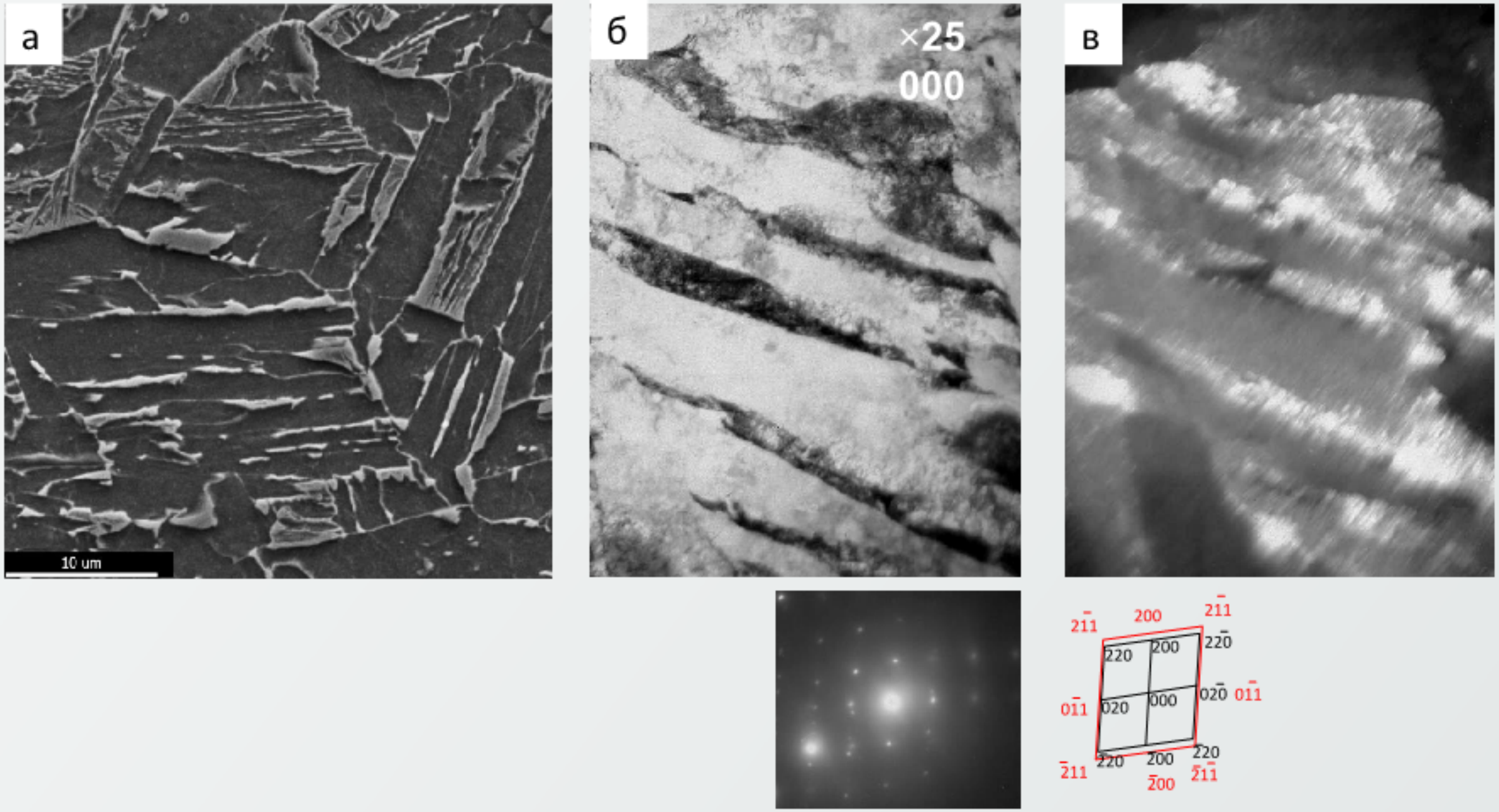
Влияние режима термической обработки на свойства стали 05Х1М



Влияние режима термической обработки на свойства стали 05Х1М+

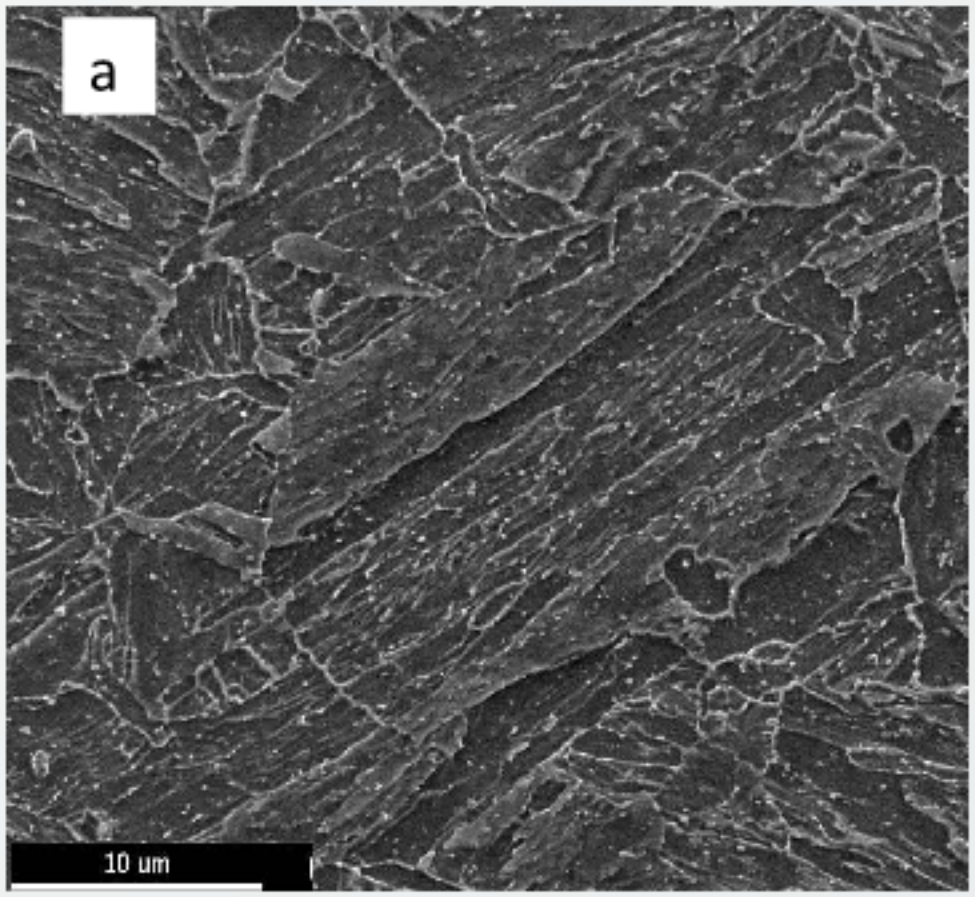


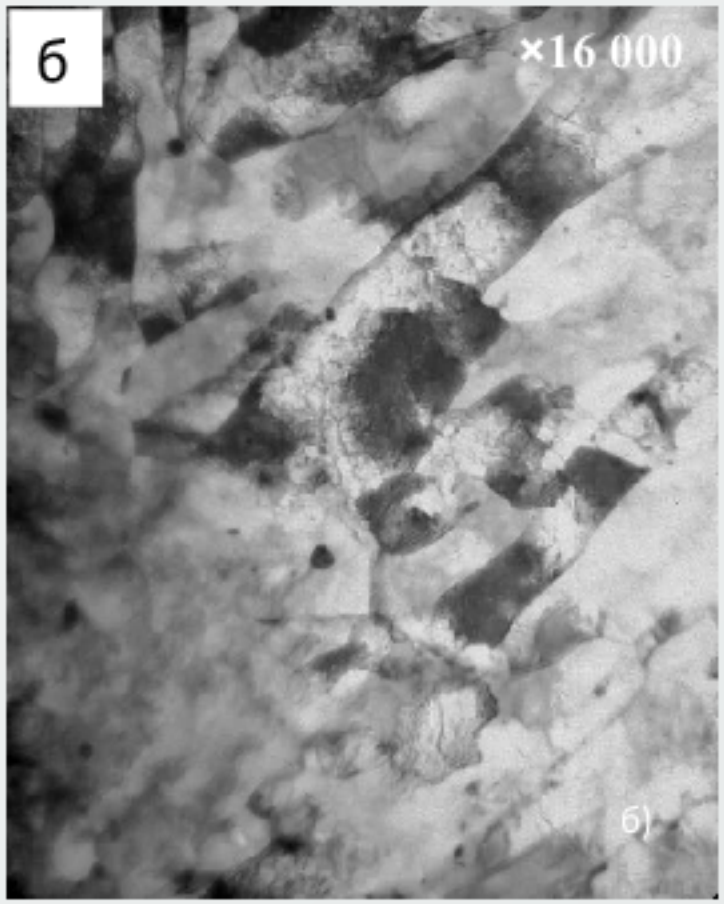
Типичная микроструктура стали 05Х1М после закалки

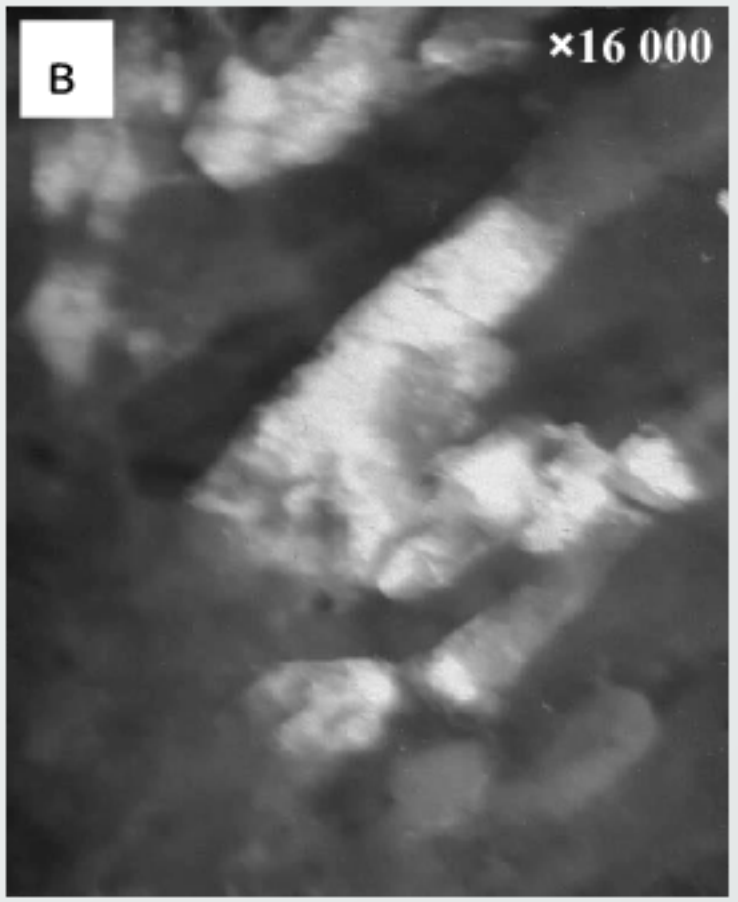


а)РЭМ; б)ПЭМ светлопольное изображение; в)ПЭМ темнопольное изображение в рефлексе γ-Fe [111]; г) картина микродифракции

Типичная микроструктура стали 05Х1М после закалки и отпуска 500С

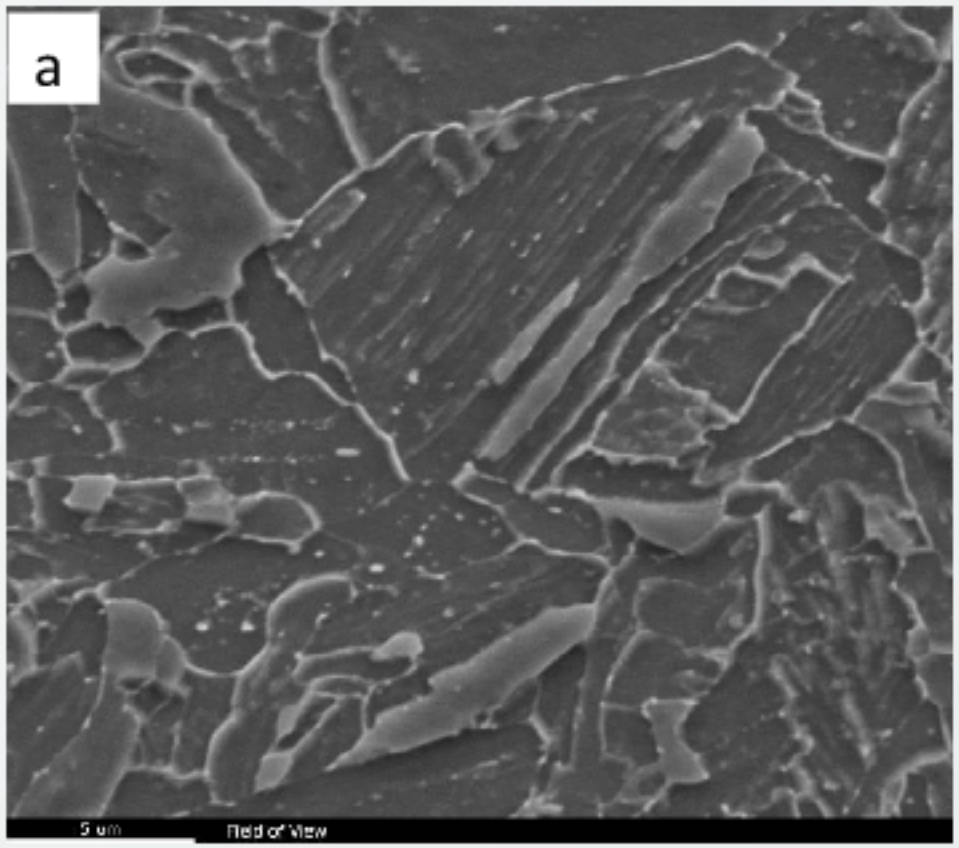


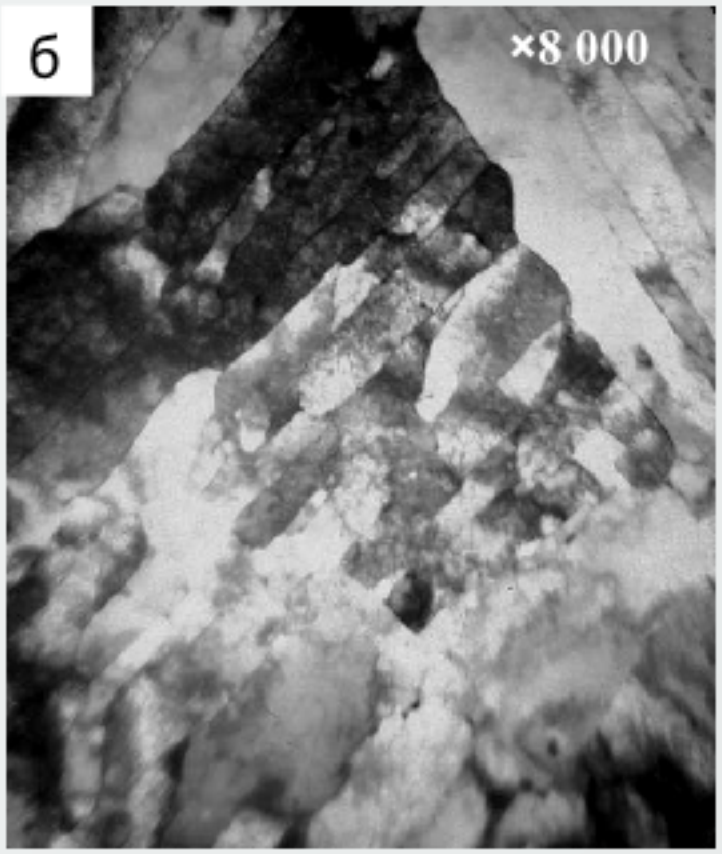


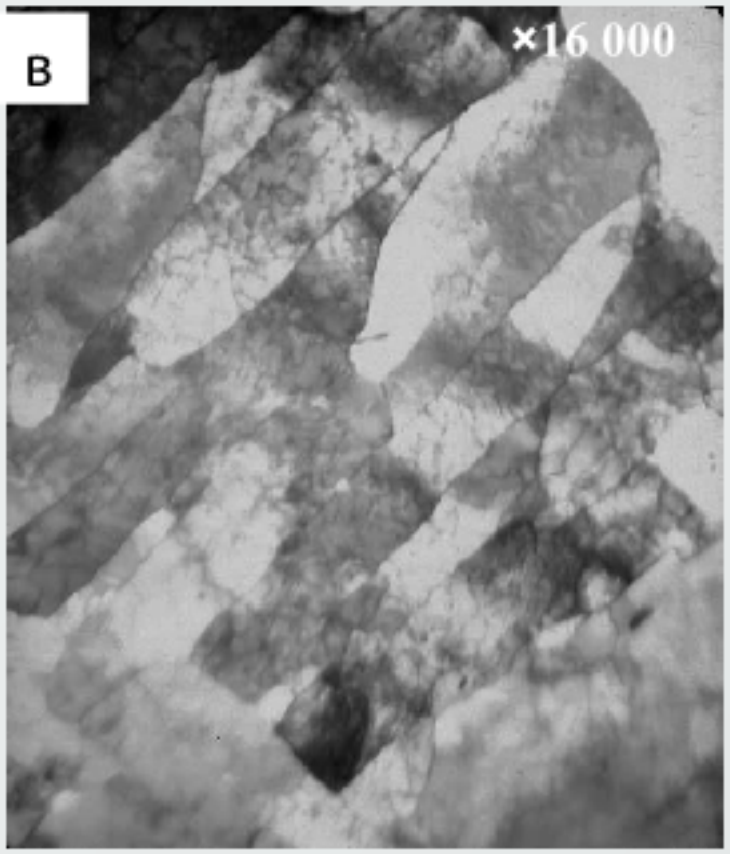


а)РЭМ; б)ПЭМ светлопольное изображение; в)ПЭМ темнопольное изображение в рефлексе α-Fe;

Типичная микроструктура стали 05Х1М после закалки и отпуска 700С

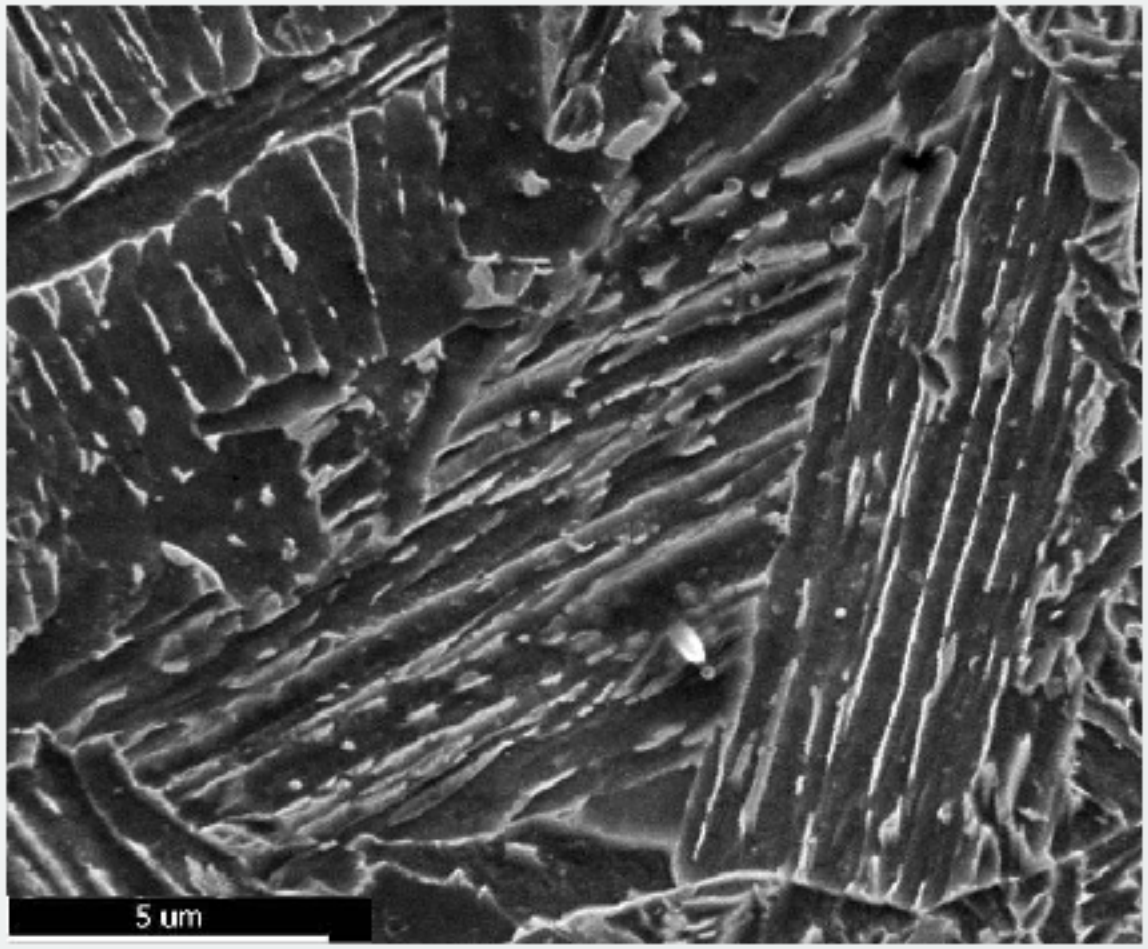




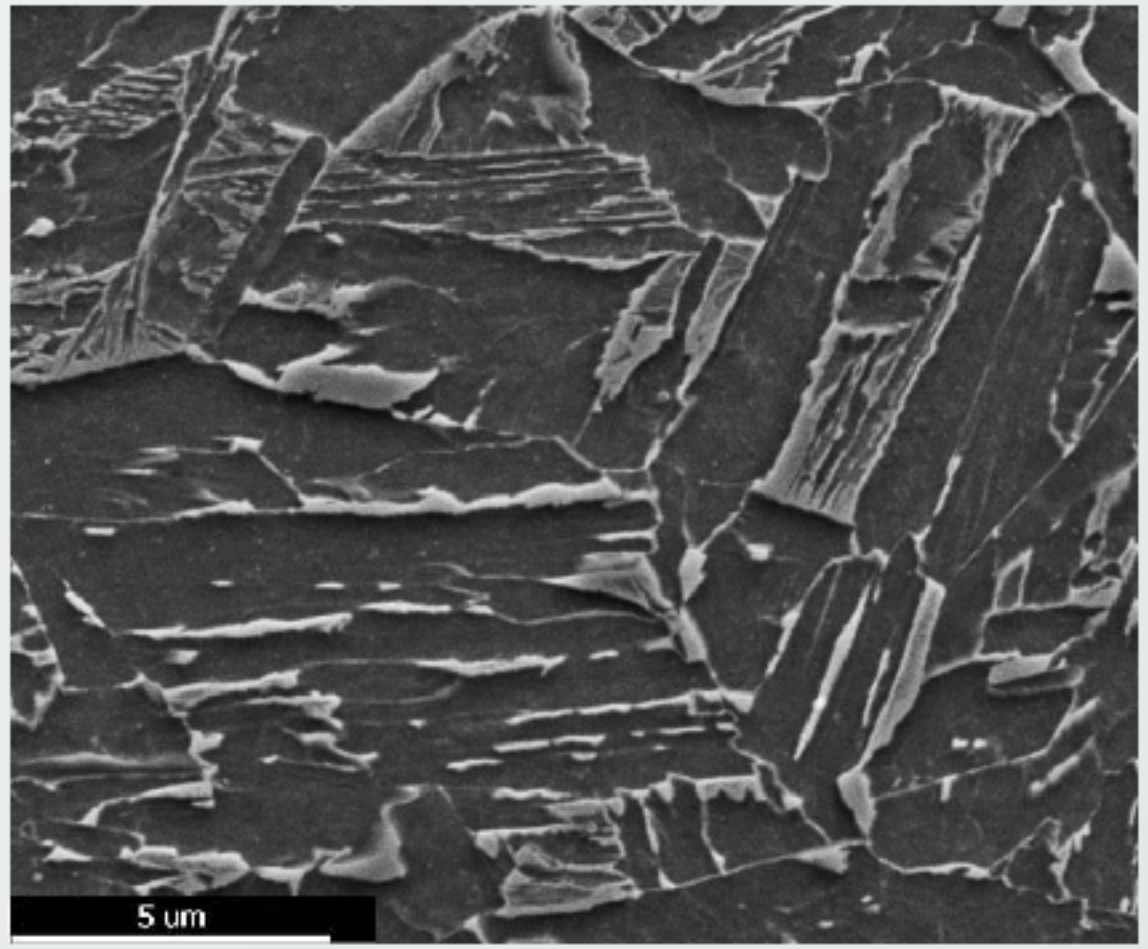


а)РЭМ; б, в) ПЭМ светлопольное изображение

Влияние скорости охлаждения на микроструктуру стали 05Х1М

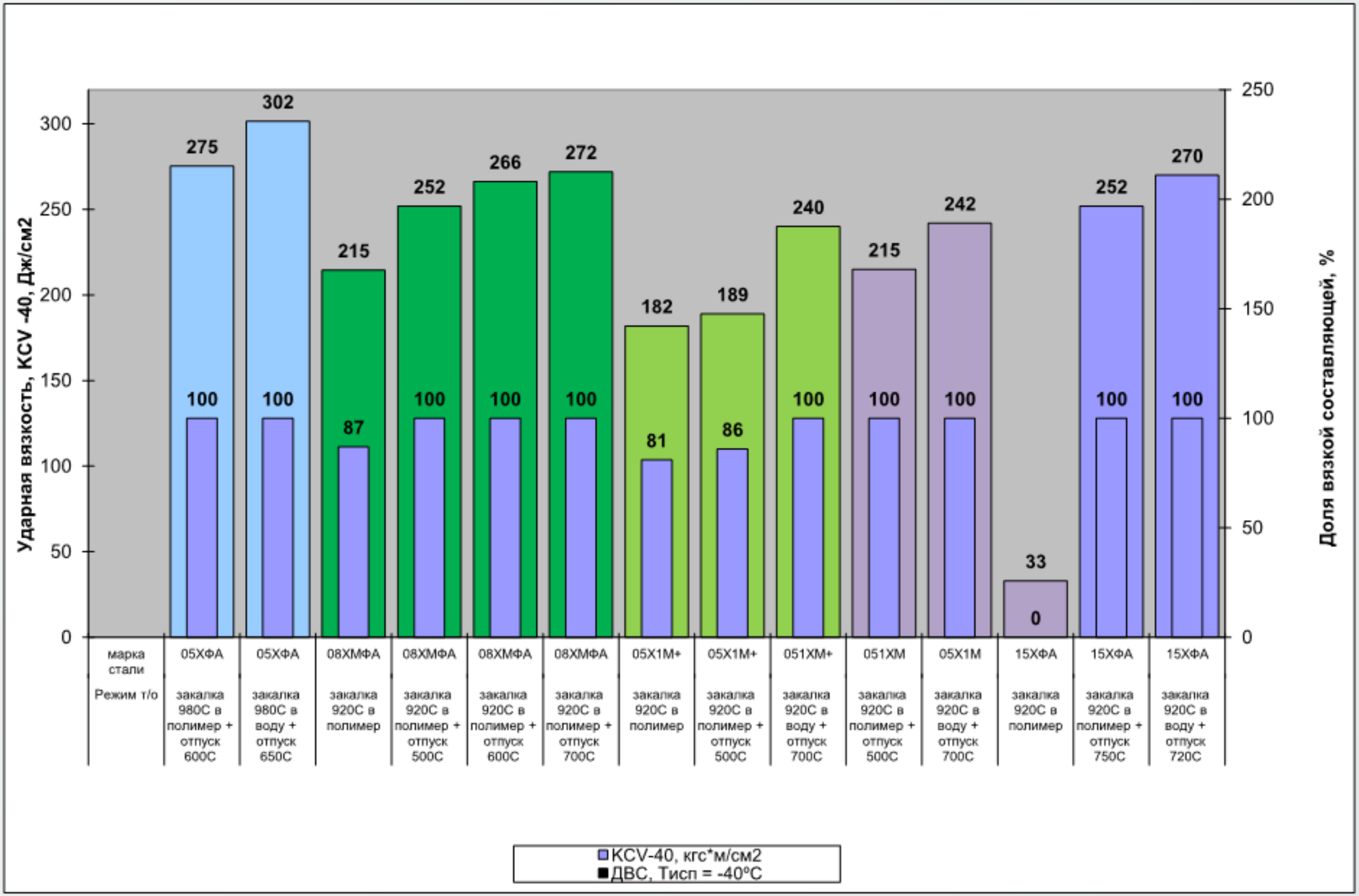


Закалка в воду



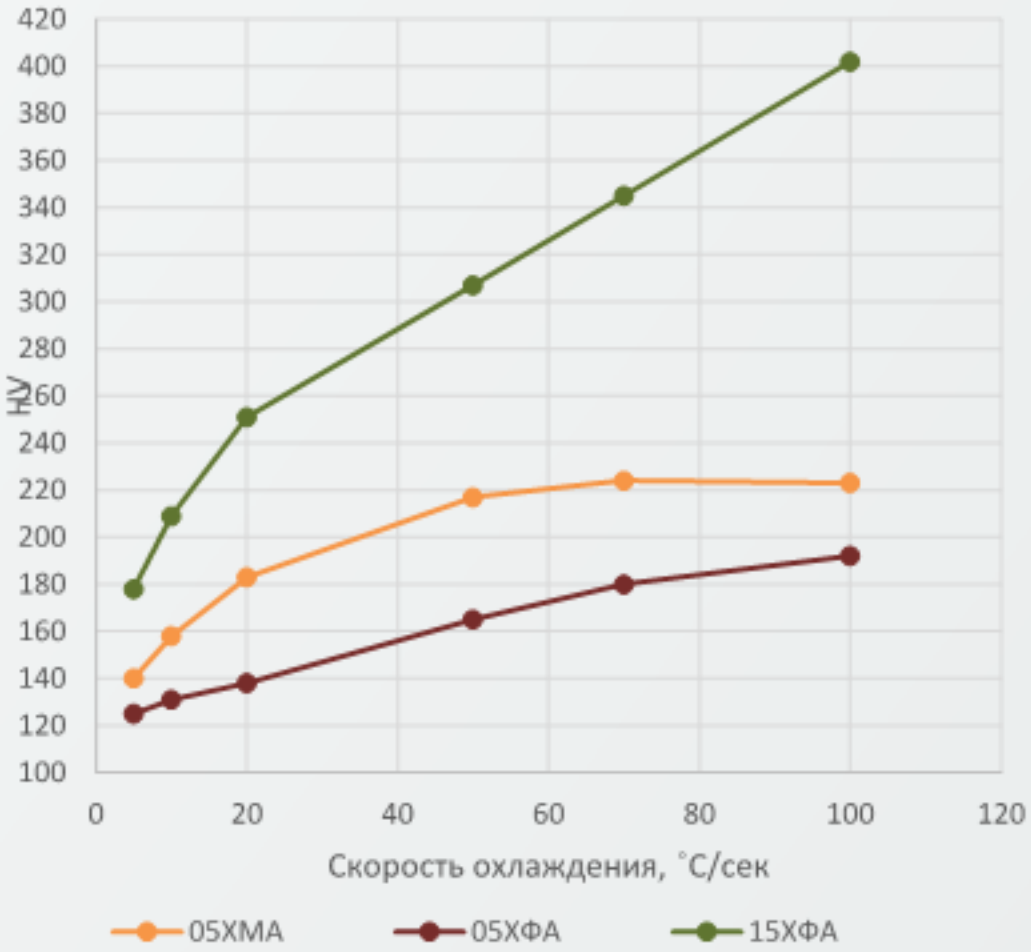
Закалка в раствор полимера

Влияние термической обработки на ударную вязкость исследованных сталей

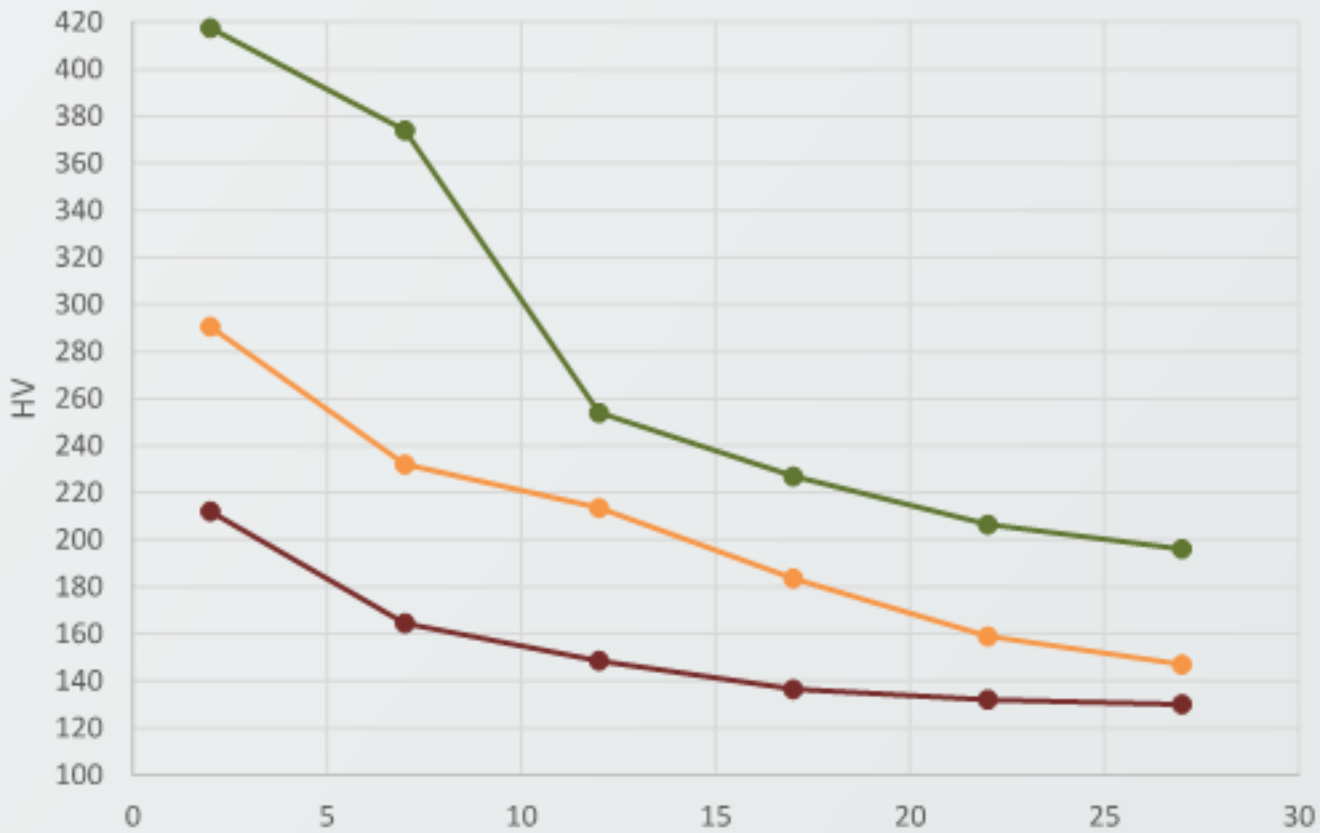


Влияние скорости охлаждения при закалке на твердость исследуемых сталей

Твердость образцов после охлаждения в дилатометре

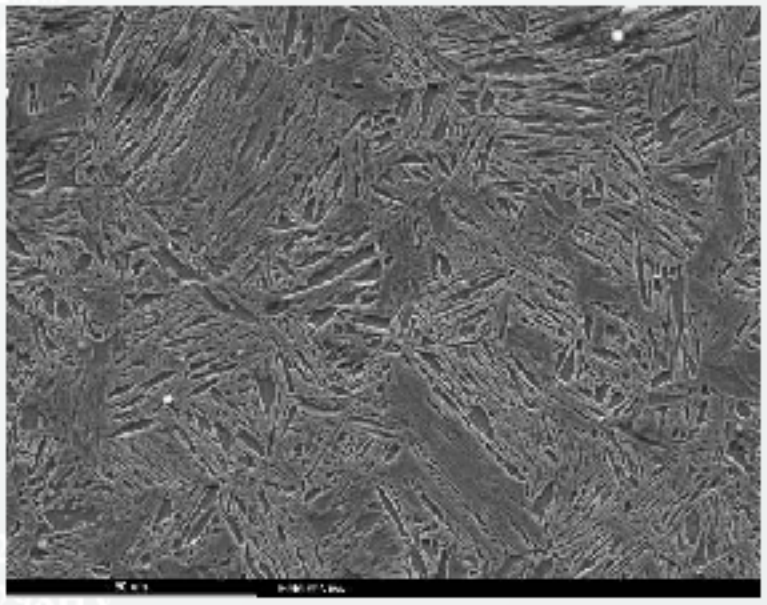


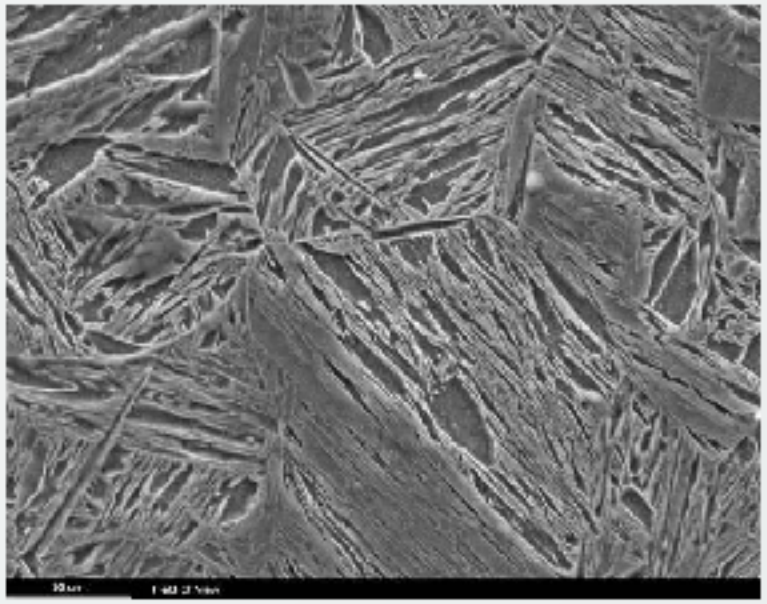
Твердость образцов после торцевой закалки



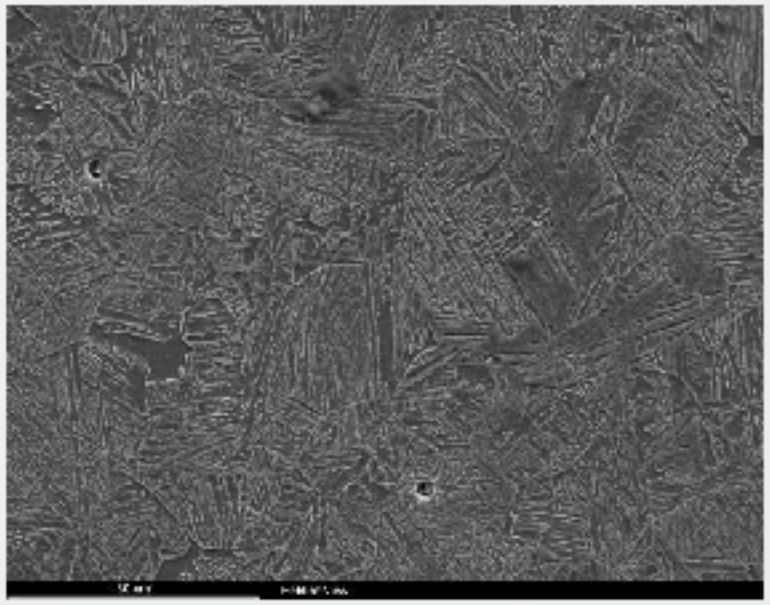
Микроструктура исследуемых сталей после закалки с различной скоростью

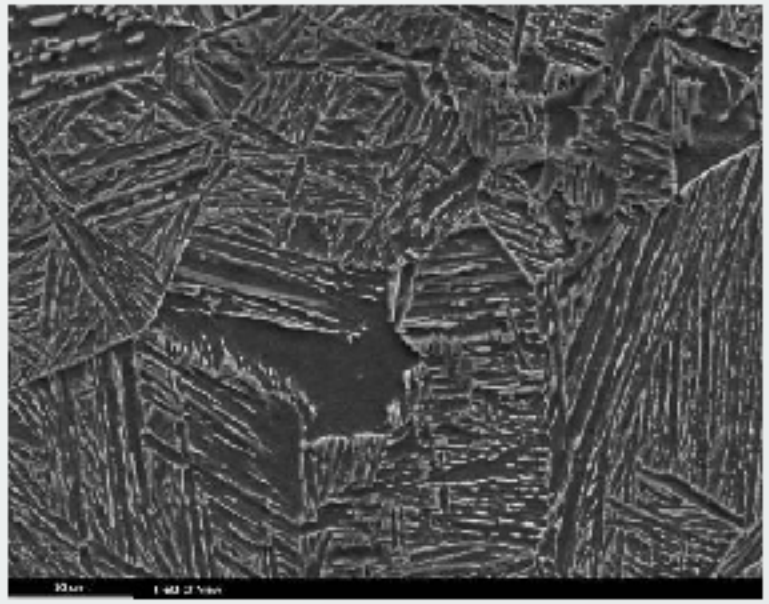
15ХФА



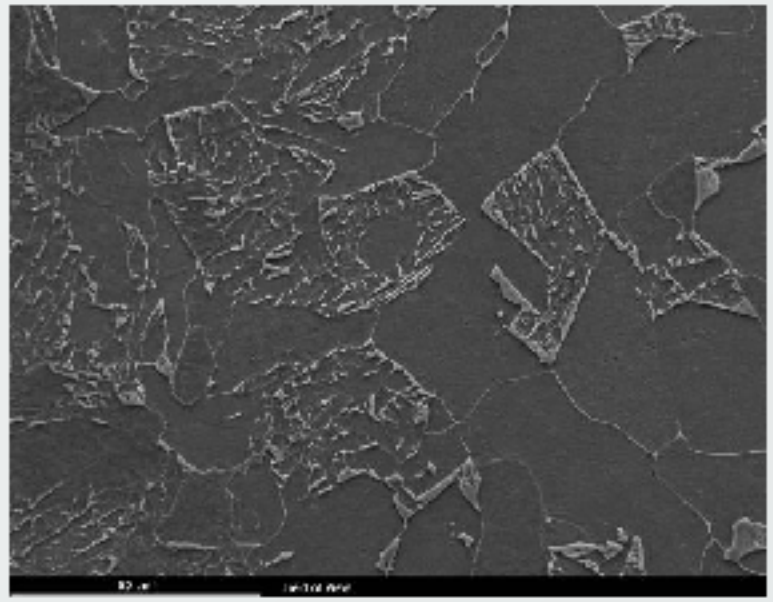


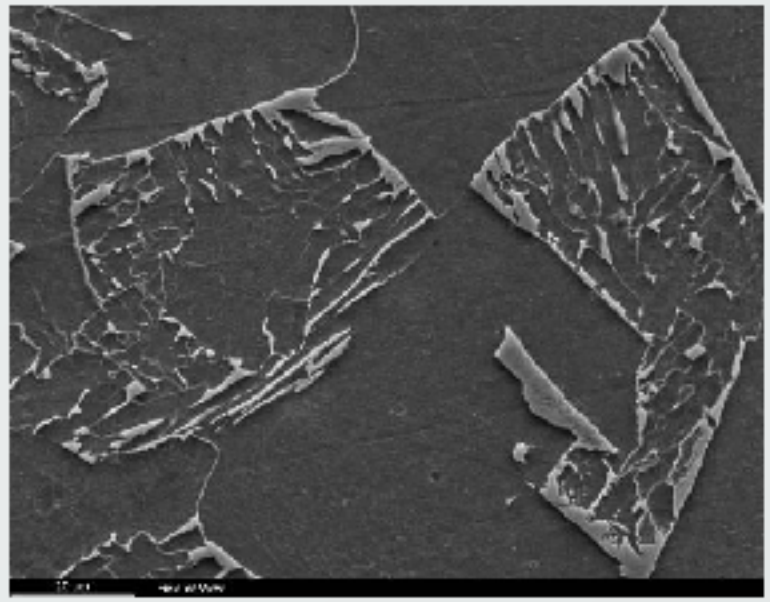
08ХМФА





05ХФА

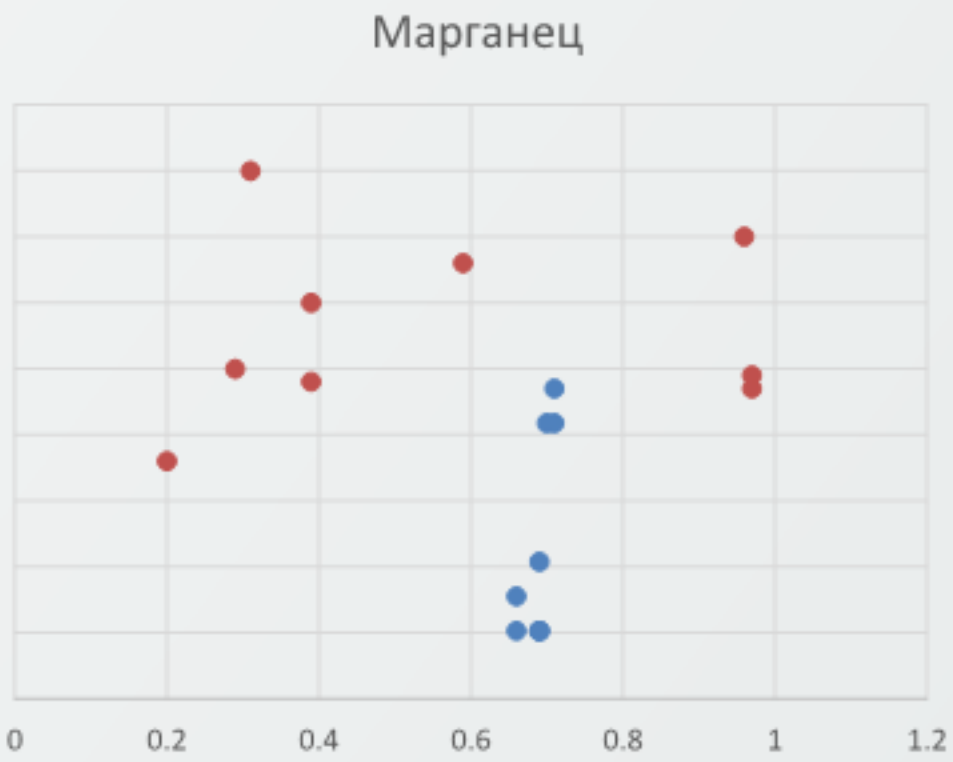




Влияние химического состава исследованных сталей на скорость коррозии в CO2-содержащей модельной среде









Перспективные составы сталей, предназначенных для промысловых испытаний в условиях ачимовской залежи

Марка стали	C	Mn	Si	Cr	V	Mo
05Х3МФ	0,05	0,40	0,35	2,80	0,15	0,25
05ХМФ	0,05	0,40	0,35	1,00	0,15	0,25
05Х5М	0,05	0,40	0,35	4,50	-	0,25

Выводы

1. Низкоуглеродистые низколегированные стали с составом 0,05%C-1%Cr-0,2Mo после закалки и отпуска пригодны для изготовления хладостойких труб класса прочности до L80 (X80), стойких к СКРН.

2. Для обеспечения требуемого комплекса свойств предлагаемой стали скорость закалки должна находится в диапазоне 50-100˚С/сек. После такой закалки микроструктура стали представлена преимущественно бейнитом, состоящим из реек бейнитного феррита с прослойками аустенита.

3. При выборе температуры отпуска рекомендуется учитывать следующее:

- даже без отпуска сталь с предлагаемым составом обладает высокой трещиностойкостью;

- отпуск при температуре около 300˚С может привести распаду остаточного аустенита на мартенсит или бейнит и к охрупчиванию стали;

- отпуск при температуре около 700˚С может привести к развитию собирательной рекристаллизации феррита и резкому разупрочнению стали

Спасибо за внимание!

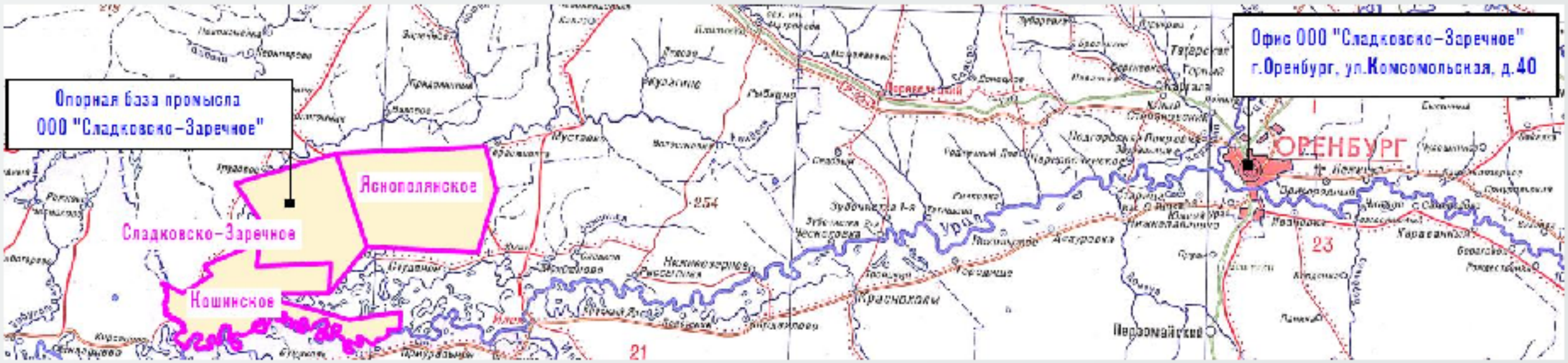
Анализ причин преждевременного разрушения трубопроводов и прочего оборудования в системе ППД ООО «Сладковско-Заречное»

ИТ-СЕРВИС

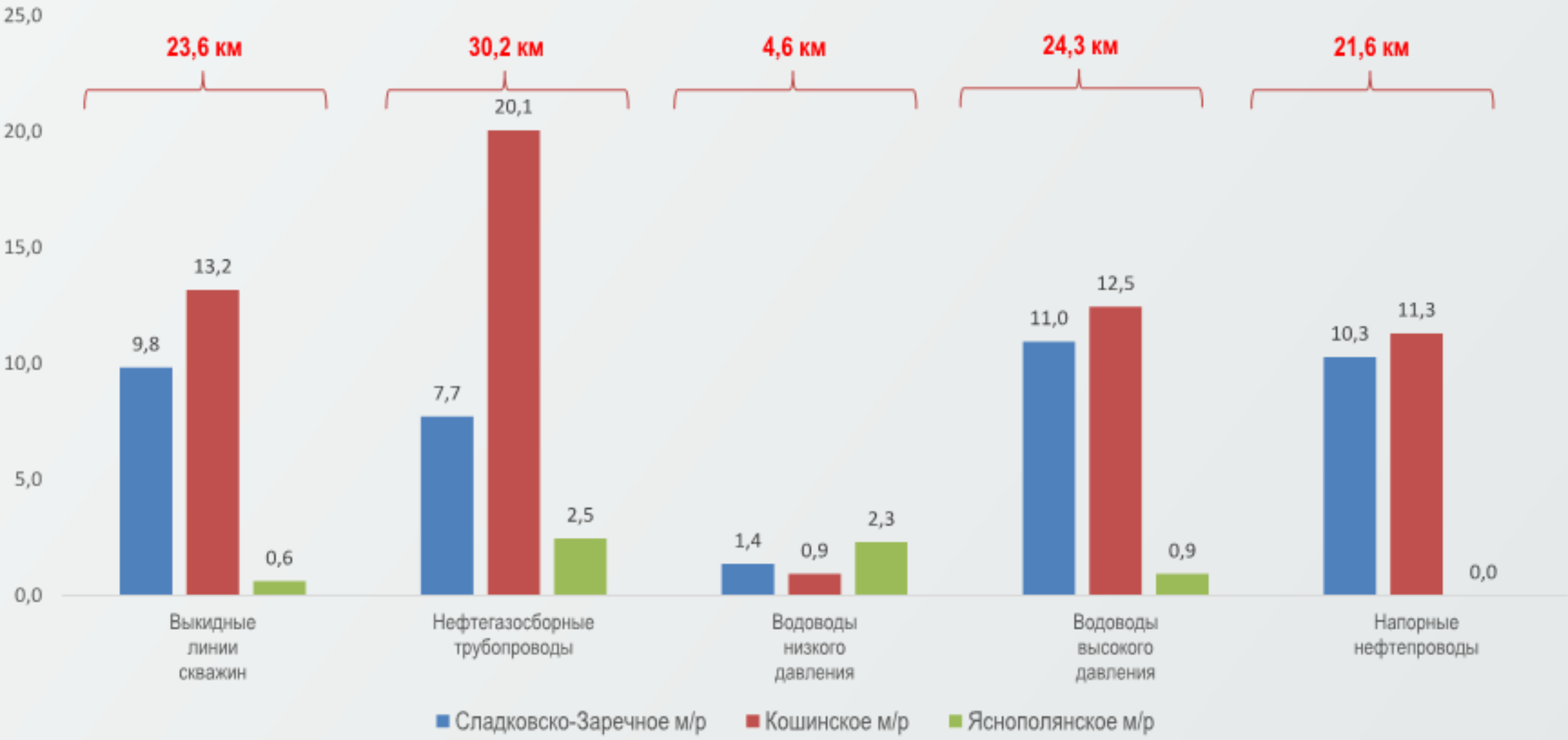
Общие сведения по ООО «Сладковско-Заречное»



- 3 лицензионных участка, 3 нефтяных месторождения 1 газовое месторождение.
- Эксплуатационный фонд скважин – 61 ед.;
- Парк промысловых трубопроводов – 104 км.
- Расстояние от областного центра г. Оренбург до нефтегазового промысла ООО «Сладковско-Заречное» – 220 км.



Сведения по парку внутрипромысловых трубопроводов ООО «Сладковско-Заречное»



Комментарии:

1. Парк промысловых трубопроводов – 104 км;
2. Средний возраст трубопроводов – 2 года.
3. Применяемые сортамент стальных труб – от 114 мм до 426 мм, из марок 13 ХФА, 09ГСФ. С 2021 года строительстов осуществляется из стальных труб с внутренним полимерным и наружным изоляционным покрытиями

Результаты исследования добываемых сред ООО «Сладковско-Заречное»

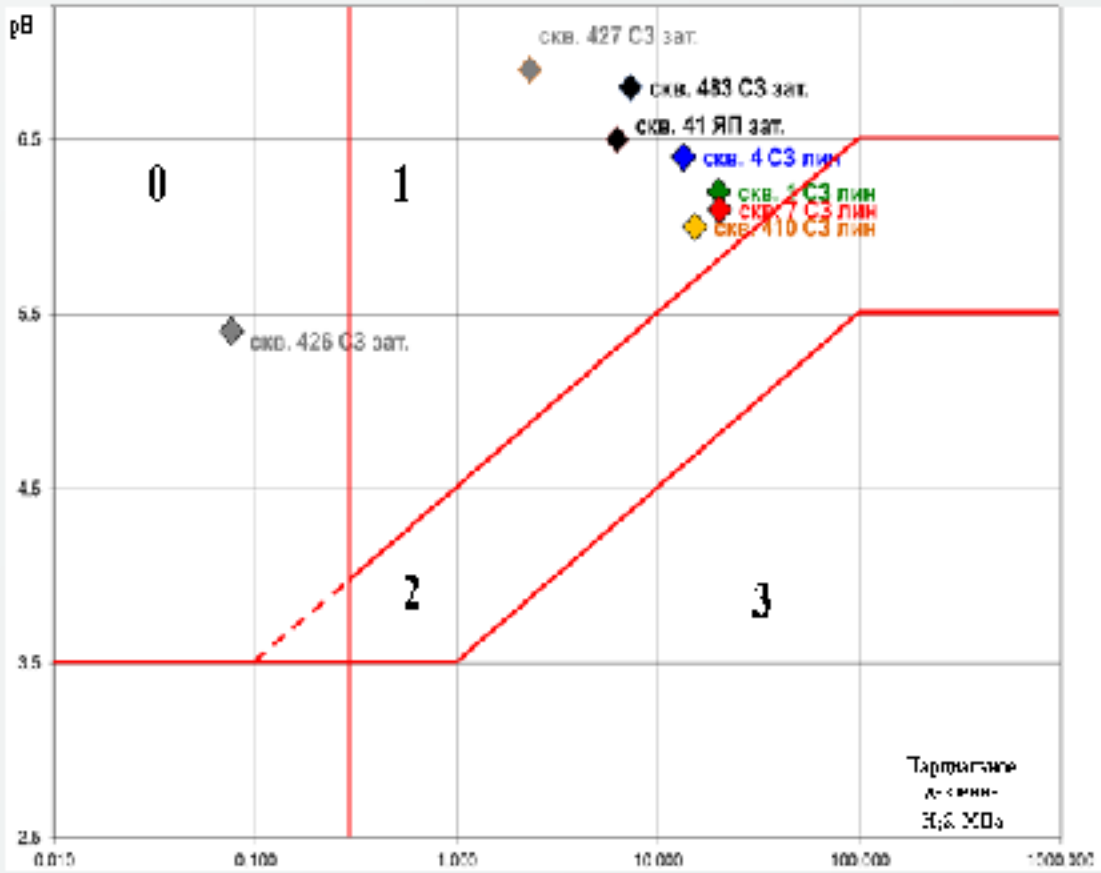
Месторождение	Характеристика водной фазы, г/л									
	pH	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^{+}+K^{+}$	Cl^{-},	SO_4^{2-}	HCO^{3-}	Минерализация	Fe общее	Концентрация H_2S, мг/л
Сладковско-Заречное	6,42	10,27	1,09	81,62	146,31	0,93	0,72	240,94	0,43	68
Кошинское (север)	6,56	7,24	1,96	96,21	163,46	0,85	0,41	270,13	0,18	307
Кошинское (юг)	6,12	7,42	0,82	98,63	165,83	2,12	0,73	275,55	0,056	102
Яснополянское	6,64	7,22	1,04	99,52	168,55	0,89	0,31	277,53	0	290

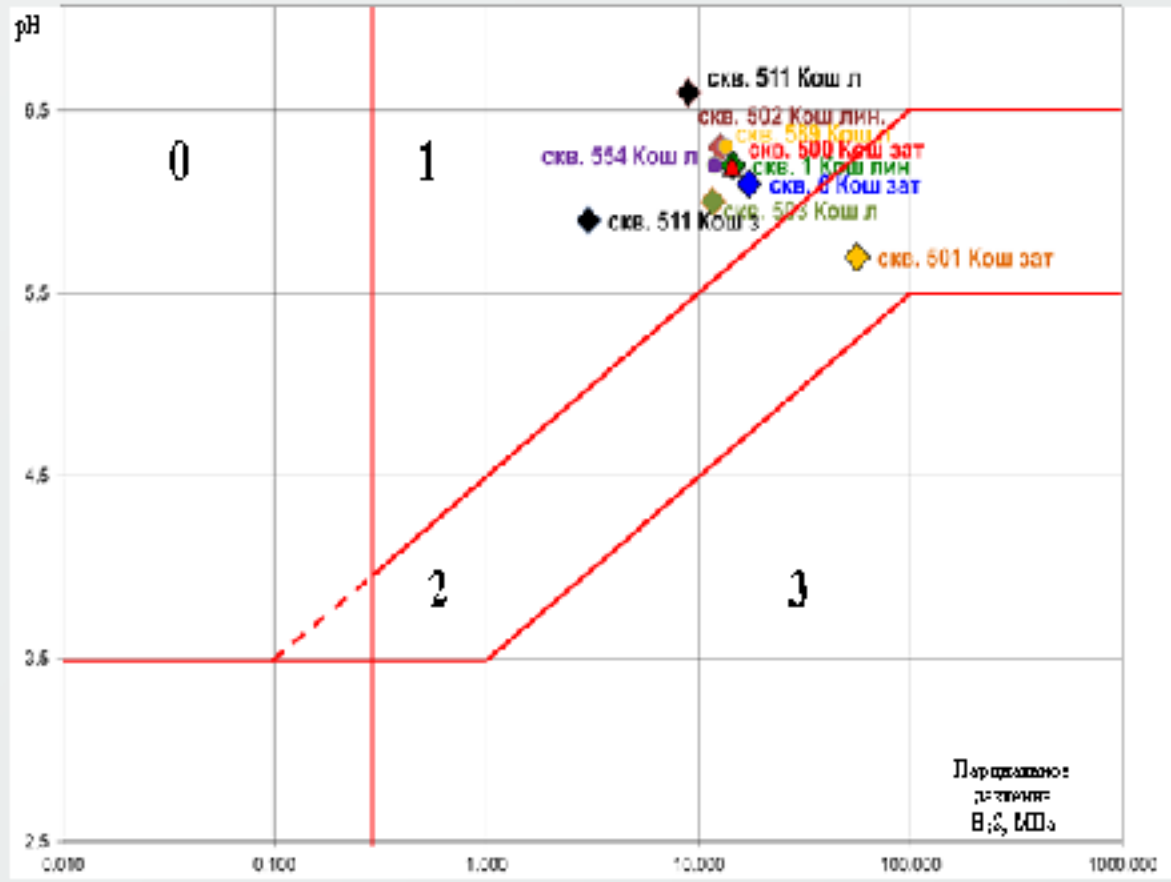
Маркировка	Физиологическая группа микроорганизмов	Сульфатвосстанавливающие Бактерии (СВБ)	Сероокисляющие (тионовые) Бактерии (ТБ)	Углеводородокисляющие Бактерии (УОБ)
№646 (скв.№4)	Количество клеток в 1г.	-	-	-
	Индекс активности, %	-	-	-
	Микроскопия	-	-	-
№649 (скв.№500)	Количество клеток в 1г.	10^2	-	-
	Индекс активности, %	50	-	-
	Микроскопия	Desulfomicrobium sp.		
№651 (скв.№502)	Количество клеток в 1г.	10^2	-	-
	Индекс активности, %	100	-	-
	Микроскопия	Desulfomicrobium sp.	-	-
№652) (скв.№511)	Количество клеток в 1г.	10^3	-	-
	Индекс активности, %	50	-	-
	Микроскопия	Desulfomicrobium sp.	-	-

В результате исследований шестикомпонентного состава водной фазы было установлено, что все пробы добываемой продукции характеризуются высокой минерализацией, более 250 г/л. При этом существенная доля ионного состава приходится на хлорид-ионы, содержание которых превышает 150 г/л. Во всех исследуемых пробах присутствует растворенный сероводород.

В результате проведенных исследований в пробах пластовой вод со скважин №500, 502 и 511 Кошинского месторождения обнаружены сульфатвосстанавливающие бактерии.

Результаты исследования добываемых сред ООО «Сладковско-Заречное»





В результате исследований по Стандарту NACE TM0177 проб, отобранных под давлением, установлено:

- среды всех скважин Сладковско-Заречного, Кошинского и Яснополянского лицензионных участков, работающих на Башкирский (пласт А4) и Турнейский ярусы (пласт Т1) содержат сероводород в количестве от 0,5 до 2,5% мол.;
- среды всех скважин содержат CO_2, что в свою очередь может привести к развитию коррозионных процессов по углекислотному механизму, как на эксплуатационных колоннах НКТ, так и на линейных трубопроводах.

Отказы оборудования в системе ППД

Исследование факторов определяющие условия эксплуатации оборудования:

Исследование причин преждевременного выхода из строя оборудования

Анализ сред, включающий:

- **Анализ физико-химических характеристик среды**
- **Оценка количества растворенных газов (H2S, CO2, O2) в водной фазе**
- **Анализ состава отложений отобранных с поверхности ГНУ**
- **Микробиологические исследования проб воды на наличие форм коррозионноопасных микроорганизмов**

Анализ технологических особенностей системы ППД:

- **Анализ технической диагностики НПО**
  - **Внутрипромысловое оборудование**
  - **Емкостное оборудование**
- **Исследование и оценка качества подготовки промысловых сточных вод на установках подготовки нефти и воды**
- **Анализ смешения минерализованных вод в процессе добычи, подготовки и утилизации**
- **Анализ результатов проводимого коррозионного мониторинга в системе утилизации сточных вод**

Выводы

Рекомендации

Исследование причин преждевременного выхода из строя оборудования

Перечень объектов исследования

Объект исследований	Марка стали	Группа прочности	Сортамент, мм	Характер повреждений	Состав продуктов коррозии
Фрагмент НКТВ	30ХГМА	С90 тип 1	88,9х6,45	Сквозные отверстия	Сульфиды железа, оксиды и гидроксиды железа, хлорид железа
Фрагмент НКТВ	30ХГМА	С90 тип 1	88,9х6,45	Сквозные отверстиями	Сульфиды железа, оксиды и гидроксиды железа, хлорид железа
Фрагмент НКТВ	30Г2	Р110	73х5,5	Сквозные отверстия	Сульфиды железа, оксиды и гидроксиды железа, хлорид железа
Муфта НКТВ	30Г2	Р110	73х5,5	Трещина и язва на наружной поверхности	Сульфиды железа, оксиды и гидроксиды железа, хлорид железа
Фрагмент водовода	13ХФА		159х8	Коррозионные язвы на внутренней поверхности	Сульфиды железа, оксиды и гидроксиды железа
Элементы ГНУ	20Х13, 40Х13			Местная неравномерная язвенная и питтинговая коррозия	Сульфиды железа, оксиды и гидроксиды железа, карбонат железа
Кожух защитный муфты упорной камеры БКНС-1	20Х13			Местная неравномерная язвенная и питтинговая коррозия	Сульфиды железа, оксиды и гидроксиды железа, карбонат железа
Фрагмент корпуса насоса	20Х13			Местная неравномерная язвенная и питтинговая коррозия	Сульфиды железа, оксиды и гидроксиды железа, карбонат железа

НКТ при эксплуатации в составе подвесок нагнетательных скважин подвергаются язвенной коррозии. Присутствие сероводорода, растворенного в подтоварной воде системы ППД способно вызывать сульфидное коррозионной растрескивание НКТ и муфт к ним.

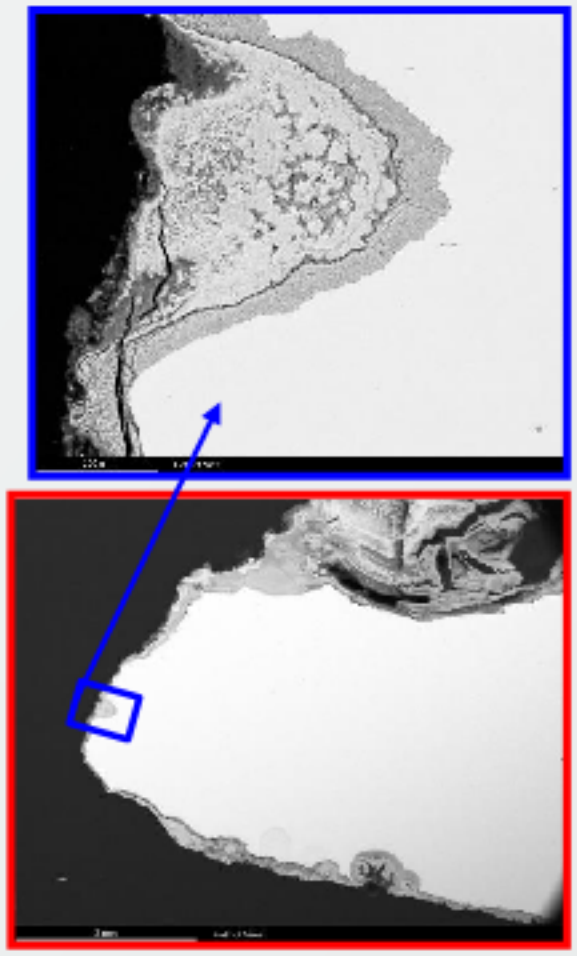
Фрагменты оборудования ГНУ выходят из строя из-за углекислотной коррозии, отягощенной присутствием растворенного в воде сероводорода, хлорид ионов и, вероятно, коррозионно-опасных микроорганизмов.

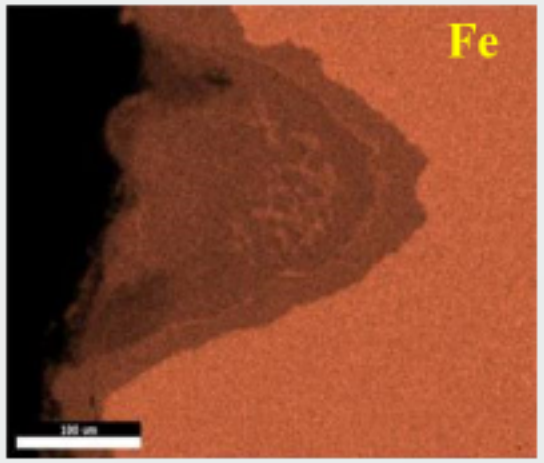
Водоводы также подвержены углекислотной коррозии, отягощенной присутствием растворенного в воде сероводорода, хлорид ионов и коррозионно-опасных микроорганизмов.

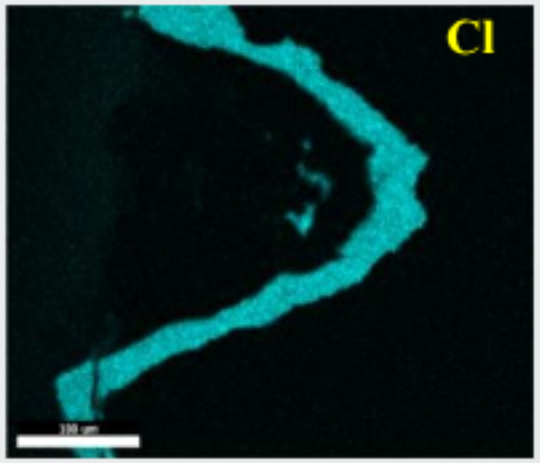
Коррозионные язвы на наружной и внутренней поверхностях НКТ

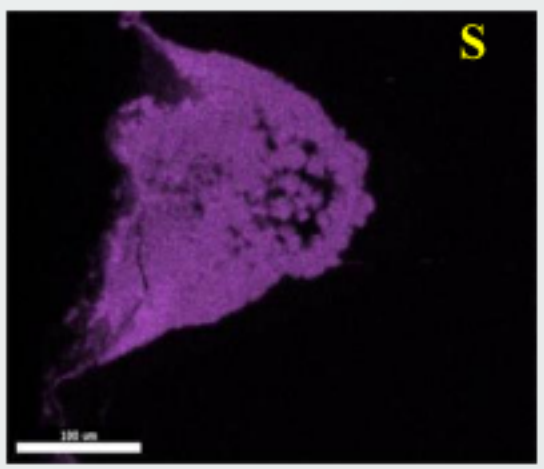


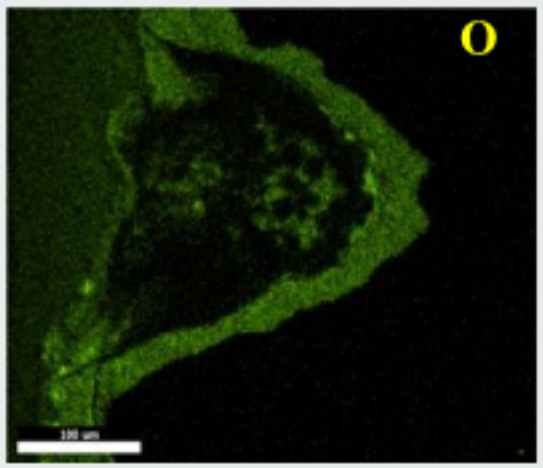










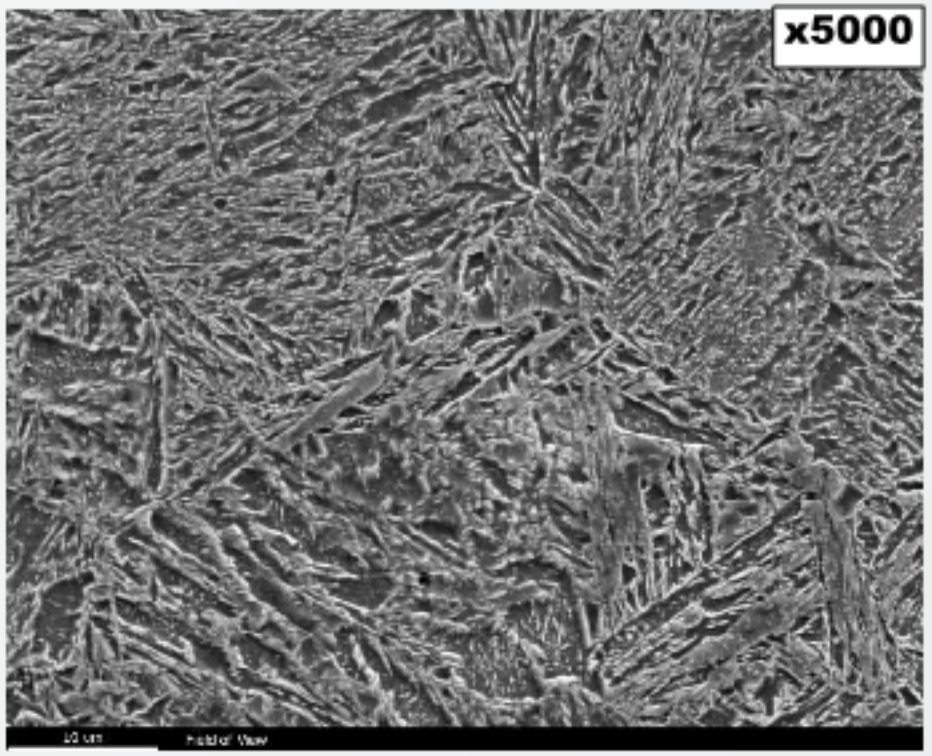


Вид язвы характерен для всех НКТ

НКТ из сталей С90 и Р110 при эксплуатации в составе подвесок нагнетательных скважин подвергаются язвенной коррозии, обусловленной присутствием в минерализованной подтоварной сточной воде H_2S, CO_2, остатков технологических кислот.

Коррозия развивается как на внутренней поверхности труб, так и на наружной – в затрубном пространстве. Коррозионные процессы могут быть ускорены в результате попадания кислорода в систему подготовки из воздуха или из пресной воды.

Сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением муфты НКТ

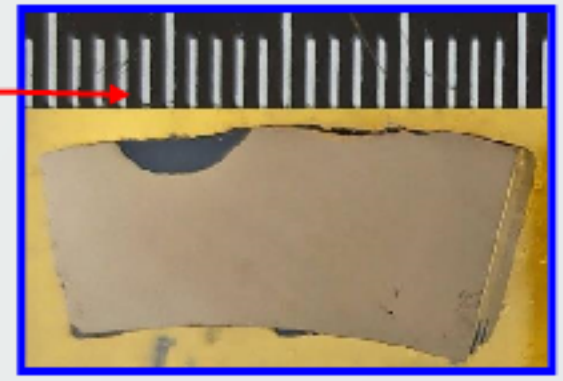


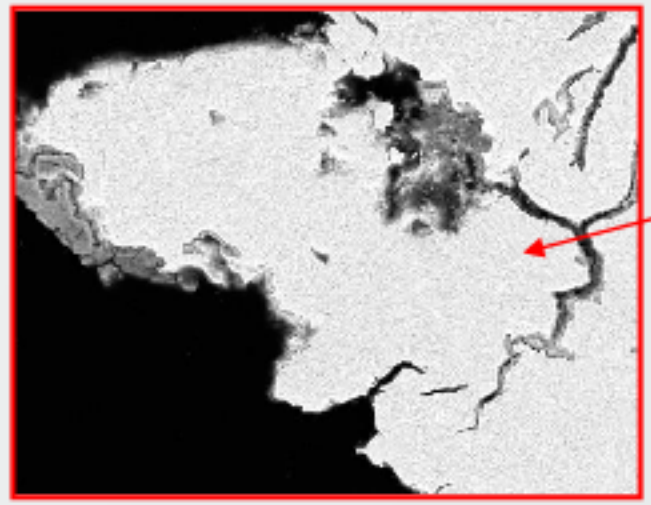
Микроструктура металла муфты - бейнитоподобная

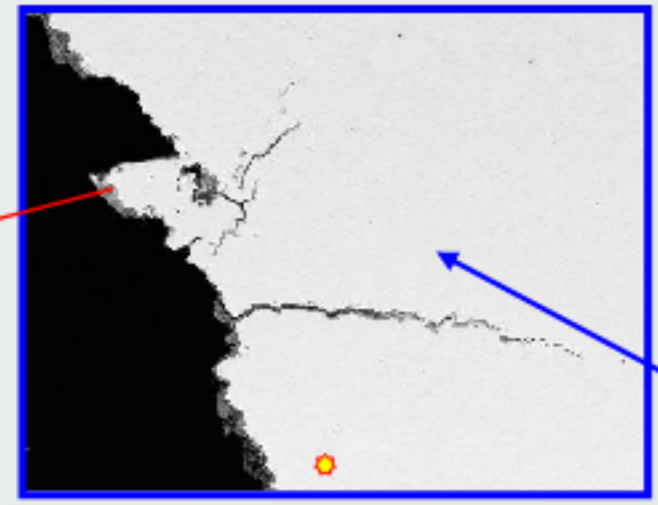
Твердость металла 30HRC

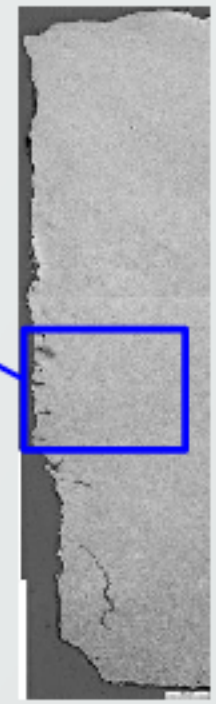












	%	Fe	C	O	S	Cl
1	Массовая	61,56	6,28	6,16	24,12	1,88
	Атомарная	39,15	18,58	13,67	26,72	1,88

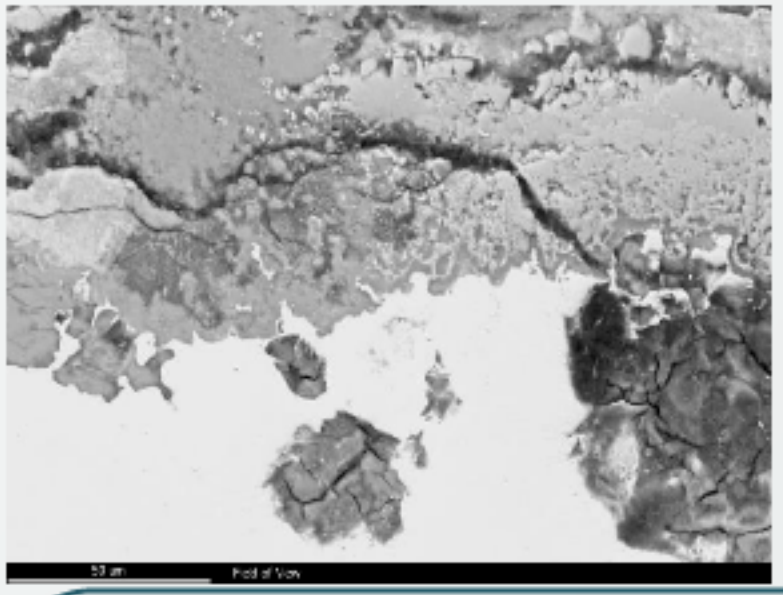
Использование в системе ППД НКТ в обычном, не сероводородостойком исполнении, приводит к их сульфидному коррозионному растрескиванию (СКРН).

Растрескивание происходит под воздействием сероводорода и существенно ускоряется при наличии растворов технологических кислот.

Коррозия металла водовода в системе ППД

Внутренняя поверхность водовода из стали 13ХФА

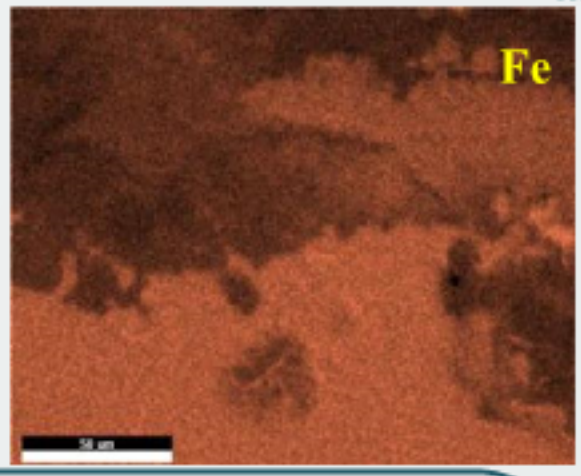


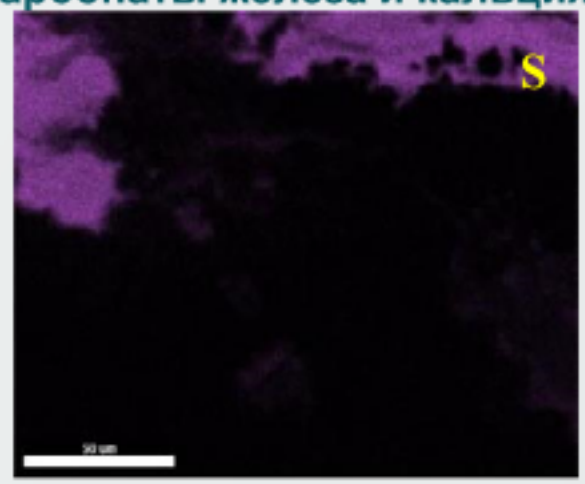


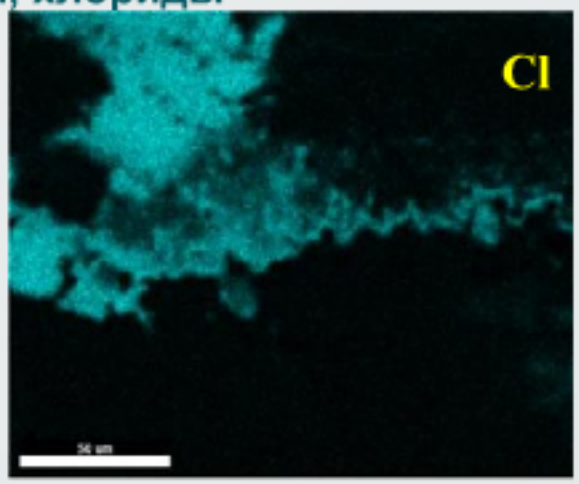
В продуктах коррозии обнаружен нефтяной биоценоз коррозионно-опасных микроорганизмов

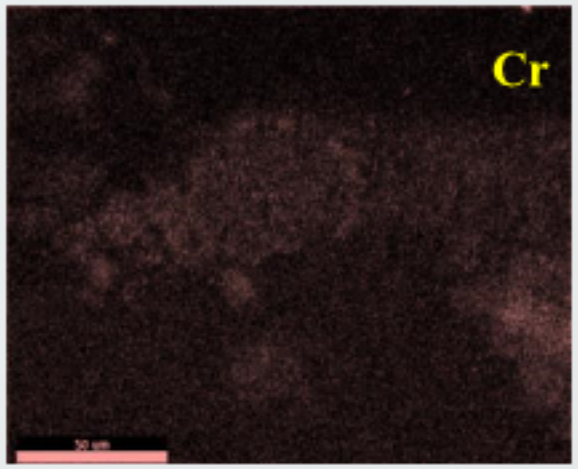
Физиологическая группа микроорганизмов	Сульфатвосстанавливающие бактерии, (СВБ)	Сероокисляющие (тионовые) бактерии, (ТБ)	Углеводородокисляющие бактерии (УОБ)	Железоокисляющие бактерии, (ЖБ)
Количество клеток в 1г.	10^2	10^2	10^2	отсутствие
Индекс активности, %	100	100	100	-

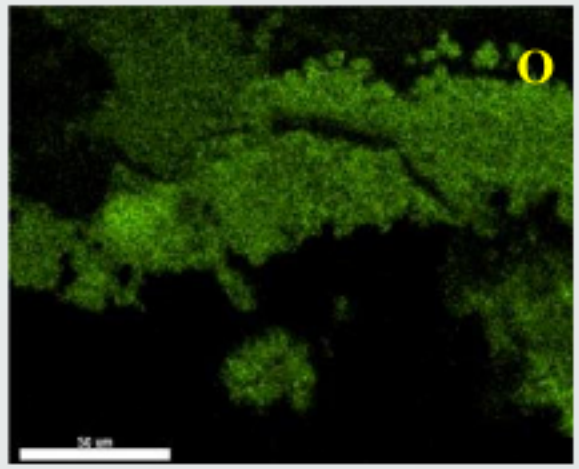
Состав продуктов коррозии: сульфид железа, оксид железа, карбонаты железа и кальция, хлориды











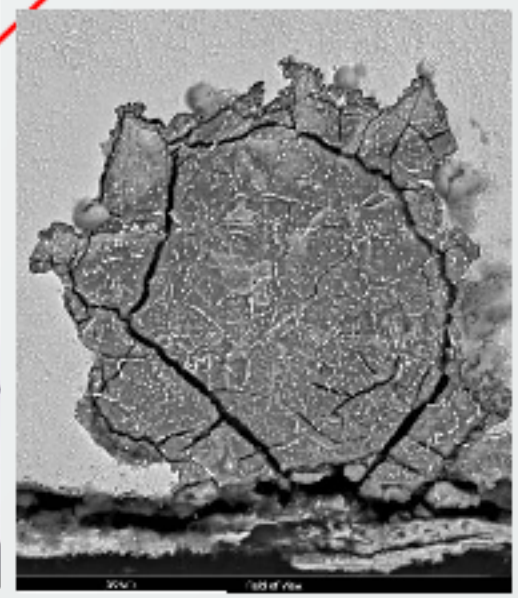
Водоводы подвержены язвенной коррозии под воздействием минерализованной подтоварной сточной воды, содержащей H_2S, CO_2, остатки технологических жидкостей и коррозионно-опасных микроорганизмов. Коррозионные процессы могут быть ускорены в результате попадания кислорода в систему подготовки из воздуха или из пресной воды.

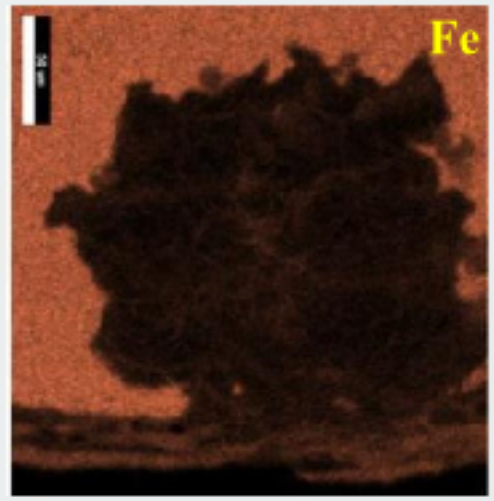
Разрушение элементов ГНУ из нержавеющей стали 20Х13 в системе ППД

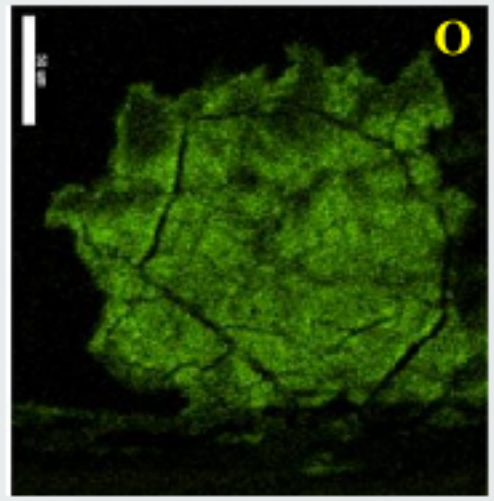
Защитный кожух упорной муфты ГНУ из стали 20Х13

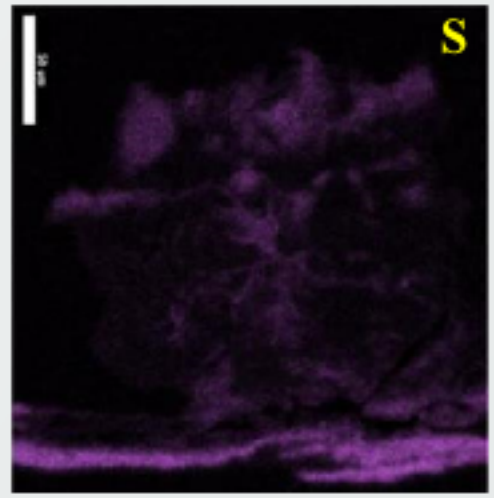


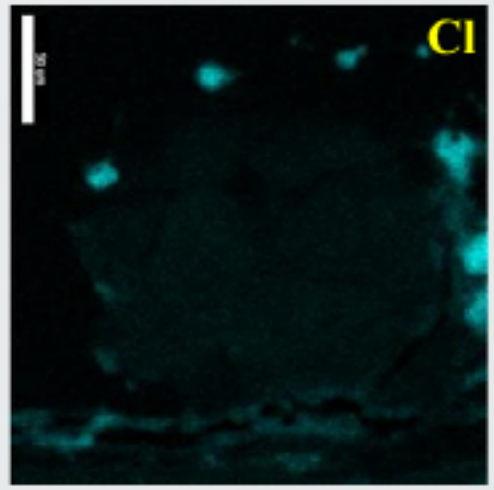


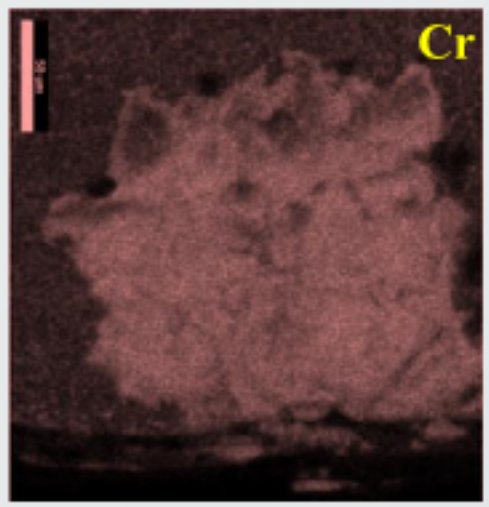












Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Al	S	P
Осн.	0,19	0,12	0,31	12,3	0,38	0,043	0,054	0,007	0,054

Фрагменты оборудования ГНУ из нержавеющей стали 20Х13 выходят из строя из-за развития коррозионных язв при совместном воздействии CO_2, H_2S, хлоридов, остатков технологических кислот.

Среда настолько агрессивна, что приводит к разрушению пассивирующей пленки на поверхности нержавеющей стали и препятствует репассивации.

Анализ сред и системы подготовки воды

Анализ качества подготовки пластовой и подтоварной воды:

Естественная сепарация в процессе отстоя воды в емкостях, даже многоступенчатая, не позволяет полностью удалить коррозионноактивные газы H_2S и CO_2 .

Неизбежно проникновение кислорода. Кислород попадает в систему вместе с пресной водой установок обессоливания нефти.

Последствия химических обработок скважин наряду с прямой утилизацией в систему растворов кислотных композиций периодически существенно снижают pH среды, коррозионная опасность в локальных участках трубопроводов системы ППД может увеличиваться кратно.

Анализ состава пластовой и подтоварной воды:

Высокий уровень растворенного сероводорода

Наличие кислорода

Повышенное содержание ионов кальция

Повышенная минерализации (хлорид ионы).

Микробиологические исследования:

- Малое кол-во бактерий в планктонной форме говорит о том, что среда обитания в системе ППД для них не является благоприятной.

- Выявлены биоценозы адгезированных форм коррозионно-опасных микроорганизмов, пусть и с низким титром, но с индексом активности, равным 100, свидетельствуют об опасности разрушения труб и оборудования системы ППД из-за бактериальной коррозии

Ионный состав воды пластов каждого из месторождений существенно не отличается. смешение потоков любых пластов не должно приводить к образованию сульфата кальция (гипса).
Возможно образование карбоната кальция (кальцита).

Анализ результатов неразрушающего контроля
Результаты коррозионного мониторинга

Анализ результатов неразрушающего контроля:

- Методом фононной диагностики локальные поражения водоводов однозначно не установлены;

- На резервуарах, установленных перед ГНУ выявлены существенные коррозионные утонения стенок РГС из стали 09Г2С, произошедшие менее чем за 7 месяцев (Vкор.max > 5 мм/год).

Результаты коррозионного мониторинга:

В системе ППД в отсутствие ингибиторов коррозии выявлены самые высокие скорости коррозии по данным гравиметрических исследований образцов-свидетелей. Максимальная величина скорости коррозии на:

- БКНС ВПНН-4 1 ЛУ до подачи ингибитора коррозии была более 1,5 мм/год;

- БКНС ВПНН-6 2 ЛУ до подачи ингибитора коррозии составляла 3,3 мм/год;

- Выходе с РГС КП-17 и на сбросе воды с одной из скважин скорость коррозии составляла 6,6 мм/год и 2,6 мм/год;

- БКНС 3 ЛУ была более 4,3 мм/год.

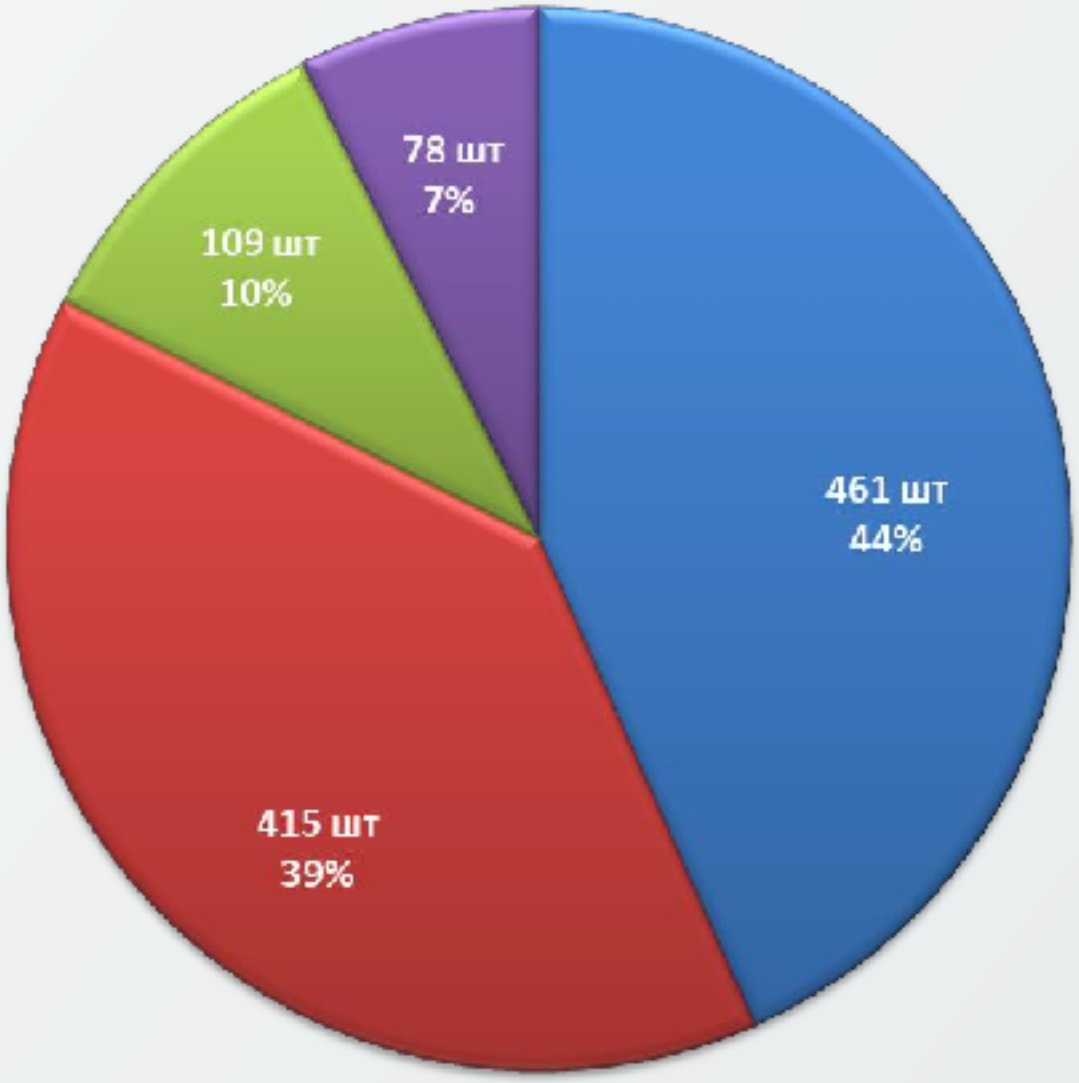
Максимальная скорость коррозии после начала подачи ингибиторов коррозии на БКНС ВПНН не превышает 0,08 мм/год;

Рекомендации

Для совершенствования защиты от коррозии НПО в системе утилизации промысловых сточных вод необходимо:

1. **Более глубокая подготовка пластовой и подтоварной воды, включающей ее очистку от кислых газов.**
2. **Применение замкнутых систем очистки и утилизации сточных вод и/или поглотителей кислорода.**
3. **Применение бактерицидных обработок водоводов, нагнетательных скважин и оборудования системы подготовки подтоварных сточных вод.**
4. **Применение защитных эпоксидно-полимерных покрытий труб, НКТ, резервуаров и прочего оборудования.**
5. **Исключение утилизации технических растворов, содержащих кислотные композиции, в систему подготовки подтоварной воды и ППД.**
6. **Учитывая наличие кислых газов в затрубном пространстве скважин ППД, необходимо рассмотреть возможность его ингибирования.**

Экспертиза отказов. Разбивка по видам объектов исследований

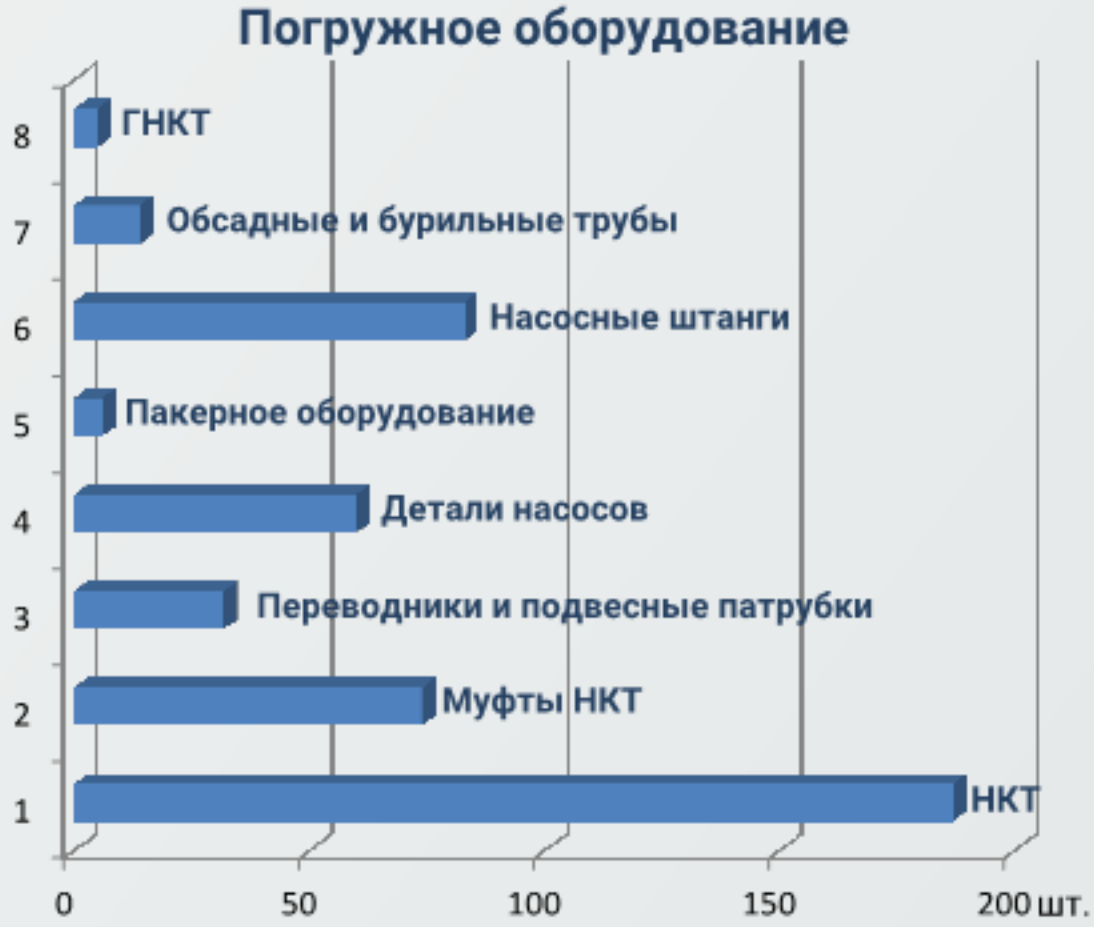


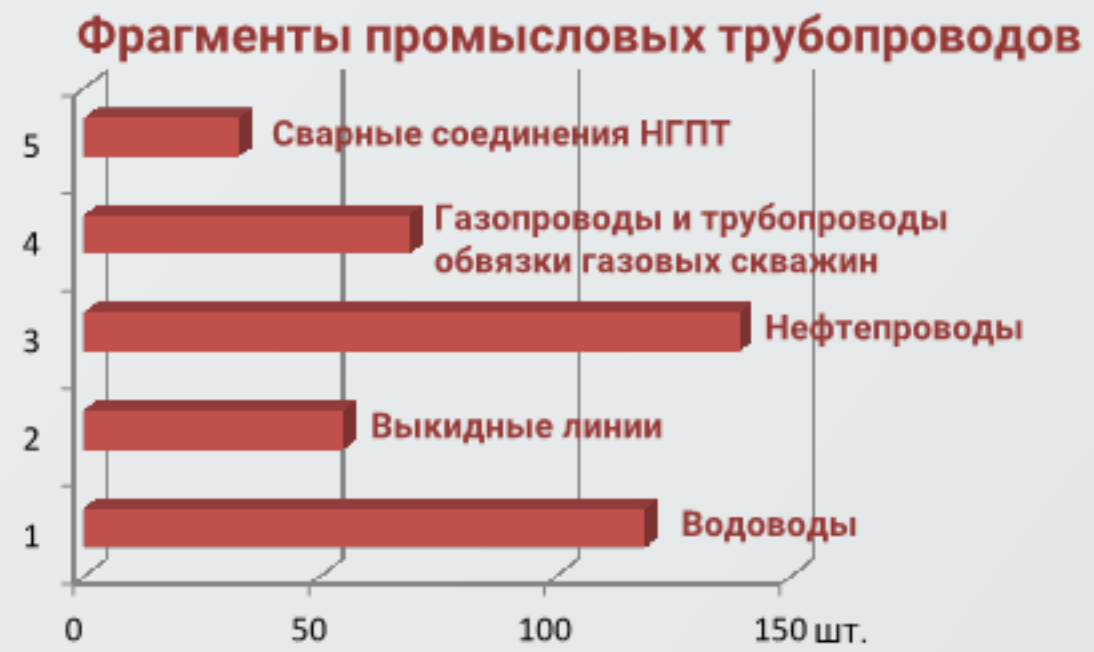
1 Погружное оборудование (НКТ, муфты НКТ, обсадные и бурильные трубы, насосные штанги, детали насосов и пакерное оборудование)

2 Фрагменты промысловых трубопроводов (водоводы, выкидные линии, нефте- и газопроводы, сварные соединения труб)

3 Элементы технологического оборудования переработки углеводородов

4 Прочее (задвижки, фланцы, фитинги и пр.)





Экспертиза отказов. Типовой перечень исследований для установления причин выхода из строя нефтепромыслового оборудования

Стандартные исследования и испытания

(проводятся собственными силами, стоимость известна заранее)

Подготовительный этап

- **Анализ сопроводительной документации;**
- **Проведение визуального осмотра образца, при необходимости его очистка и составление программы исследований.**

Оценка соответствия материала требованиям НД

- **Определение химического состава**
- **Механические испытания;**
- **Металлографические исследования с применением оптической микроскопии (ОМ)**
- **Коррозионные испытания.**

Исследования характера разрушения (при необходимости)

- **Фрактографические исследования с использованием растровой электронной микроскопии (РЭМ) и микроанализа (EDS);**
- **Металлографические исследования материала в области разрушения РЭМ и ОМ**
- **Исследования морфологии и химического состава отложений продуктов коррозии (РЭМ, EDS)**
- **Исследования фазового состава отложений продуктов коррозии (XRD)**
- **Микробиологические исследования продуктов коррозии**

Дополнительные исследования (могут проводится по субподряду, стоимость не может быть определена до уточнения техзадания)

- **Проведение математического моделирования напряженно-деформированного состояния**
- **Проведение лабораторного моделирования для имитации условий эксплуатации и/или граничных условий применимости оборудования**
- **Проведение редких и нестандартных испытаний в кооперации с лабораториями ведущих российских университетов и испытательных центров (определение трещиностойкости по CTOD, определение порога выносливости при усталости, компьютерная рентгеновская микротомография, испытания полимерных покрытий, пластиков и др.)**

Спасибо за внимание

«Коррозия промысловых трубопроводов на месторождении с содержанием сероводорода и углекислого газа до 6%»

Доклад на V Научно-технической конференции «КОРРОЗИЯ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ», организованной ООО «ИТ-Сервис» с 7 по 8 сентября 2021г. в г. Самара.

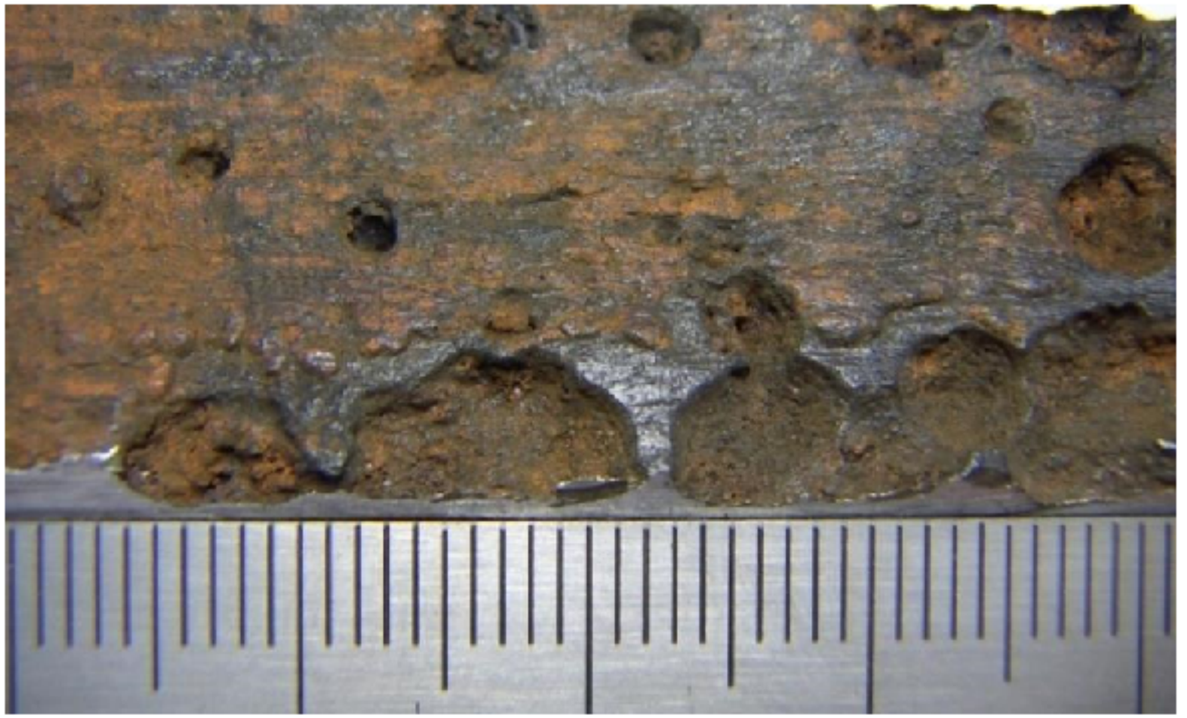
ООО «Газпромнефть-Оренбург»
Управление инфраструктуры
Юсупов Руслан Юсупович
Сентябрь 2021

Объект внимания и исследования

Добыча нефти и газа с содержанием в составе сернистого водорода и углекислого газа требует более жестких мероприятий по обеспечению надежности нефтепромыслового оборудования и трубопроводов, обусловленных высокой агрессивностью добываемой скважинной продукции, которые отражаются в проектных решениях по обустройству, а также в требованиях к коррозионному сопротивлению материалов, находящихся в контакте с агрессивной средой.



Необходимым условием безаварийной эксплуатации трубопроводов и оборудования сероводородсодержащего месторождения нефти и газа является применение коррозионностойких материалов способных обеспечивать требуемый уровень надежности на протяжении всего срока эксплуатации.



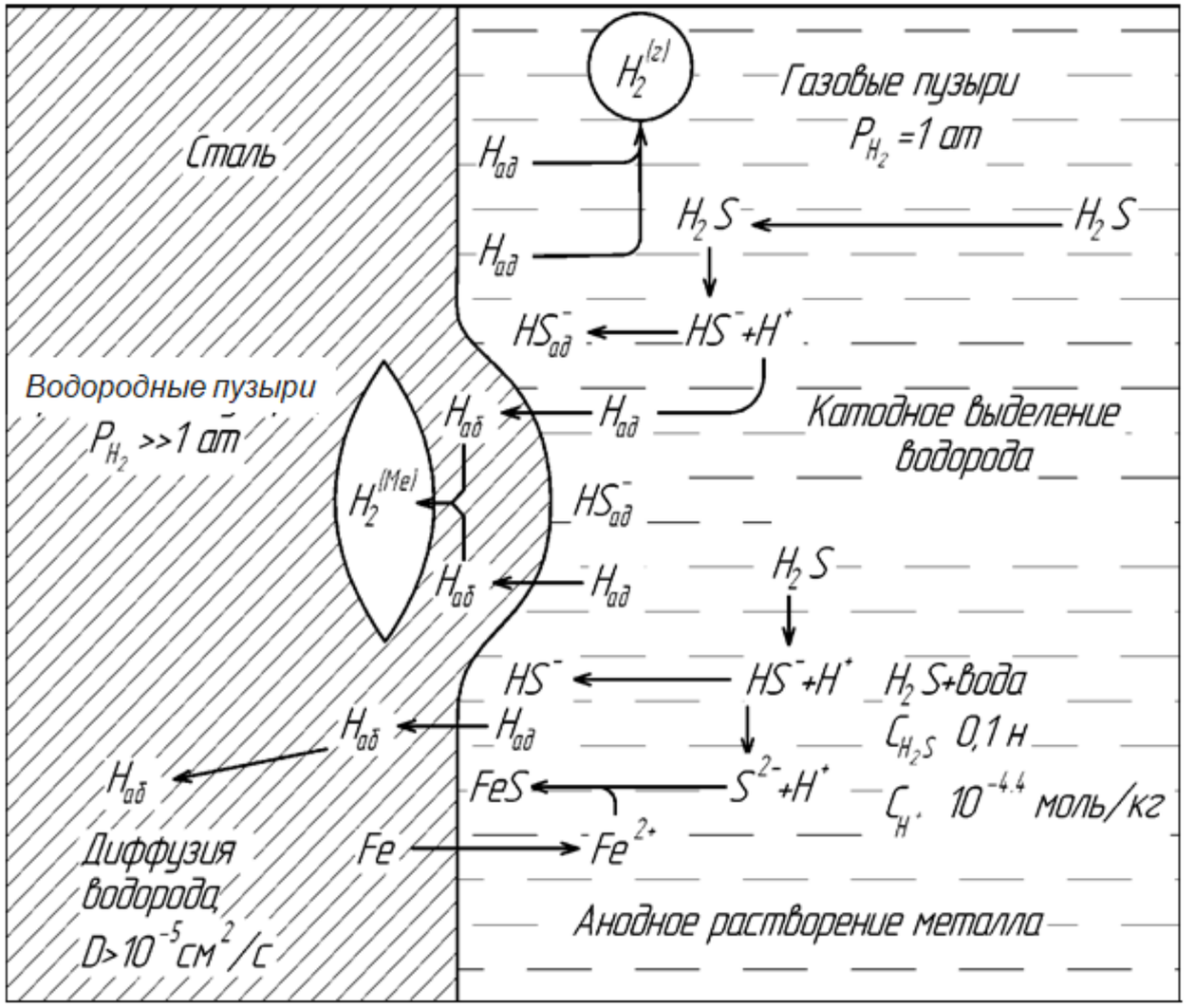
Сероводородная коррозия

Сероводородная коррозия – это вид электрохимической коррозии металла под воздействием влаги насыщенной сероводородом.

Катодный процесс – это выделение H2, а анодный – растворение железа, с образованием труднорастворимых сульфидов железа (FeS, FeS2).

$$H_2O$$
$$Fe + H_2S \rightarrow FeS + H_2$$
$$FeO + H_2 \rightarrow FeS + H_2O$$

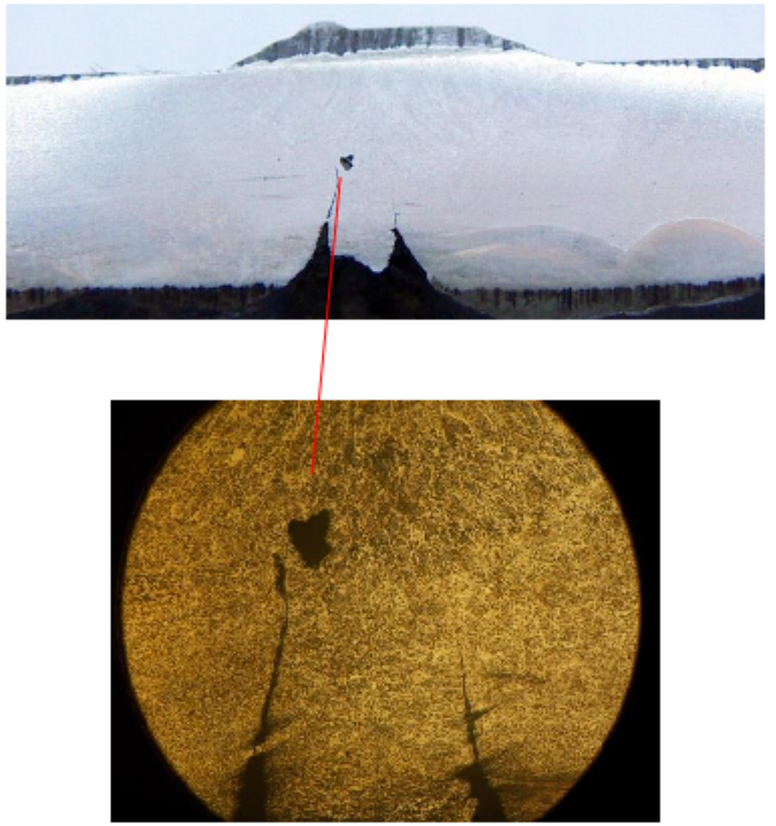
Продукты коррозии сульфиды железа обычно не растворимы при pH > 5, однако, на месторождении pH<5 (кислая среда), что приводит к смыванию защитной пленки с поверхности трубопровода.



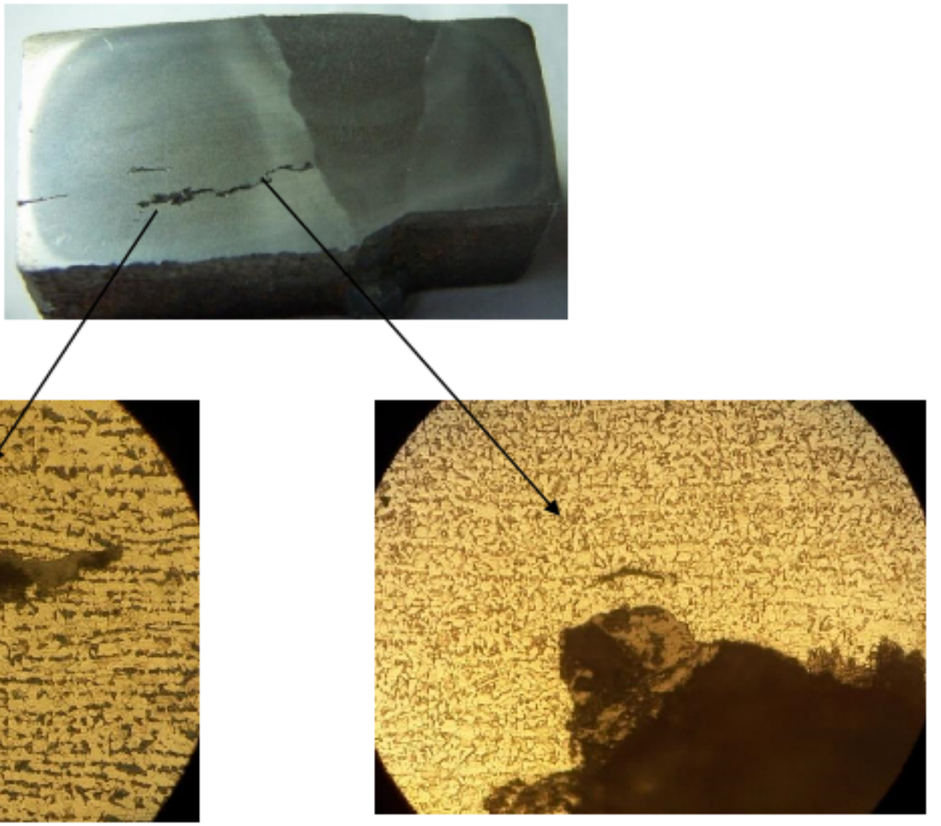
СКРН и ВР

Водород способен оказывать существенное влияние на различные металлы. В процессе этого воздействия наблюдают потерю пластичности металла и разрушения при напряжениях ниже предела текучести вследствие поглощения водорода.

СКРН



ВОДОРОДНОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ

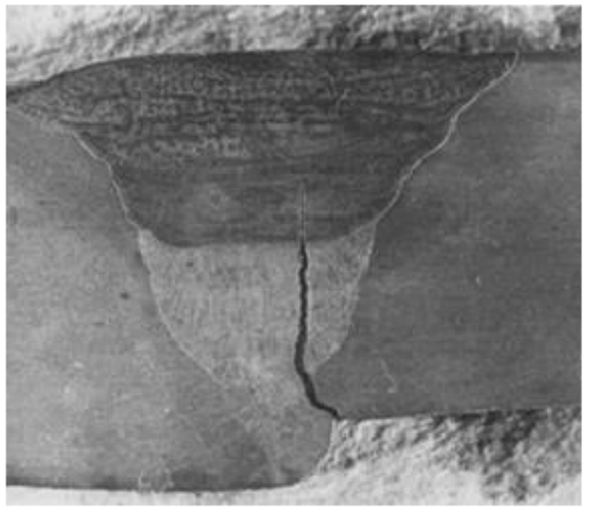


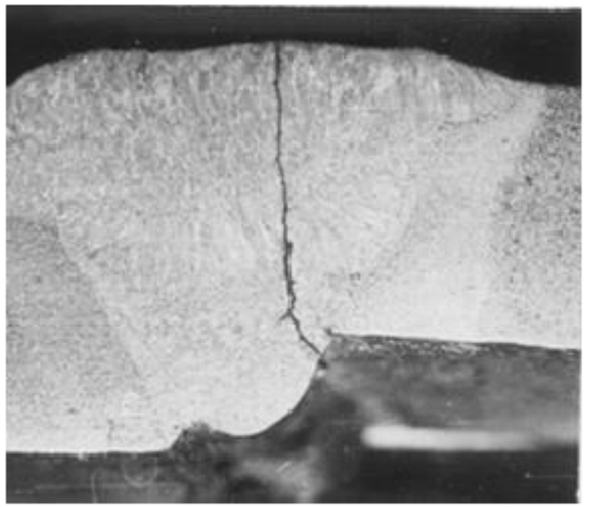
СКРН и ВР

Сероводородное растрескивание сварных соединений аппаратов и трубопроводов, контактирующих с сероводородсодержащими средами, зарождается под действием наводороживающей рабочей среды в области дефектов сварных соединений и распространяется, как правило, межкристаллитно.

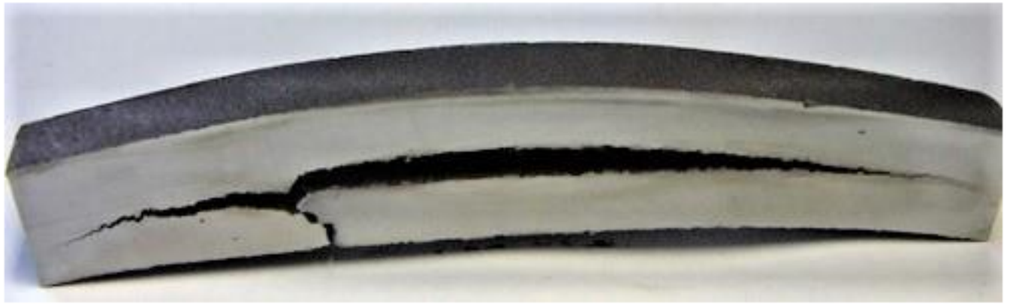
Сопротивление сероводородному растрескиванию качественных сварных соединений не ниже, чем основного металла, кроме того за более чем 40 лет эксплуатации сварных трубопроводов и оборудования ОНГКМ **в металле швов не обнаружено ни одного случая водородного расслоения, в отличие от основного проката**. Литой металл шва имеет высокое сопротивление ВР и препятствует распространению ВР.

Сероводородное растрескивание

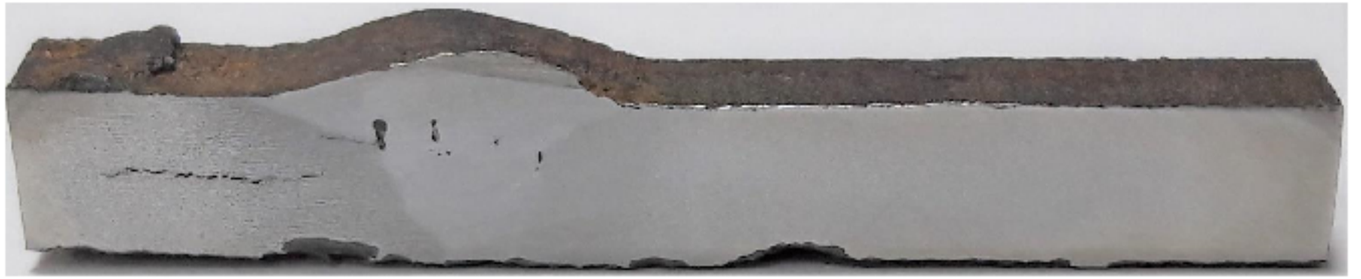




Водородное расслоение

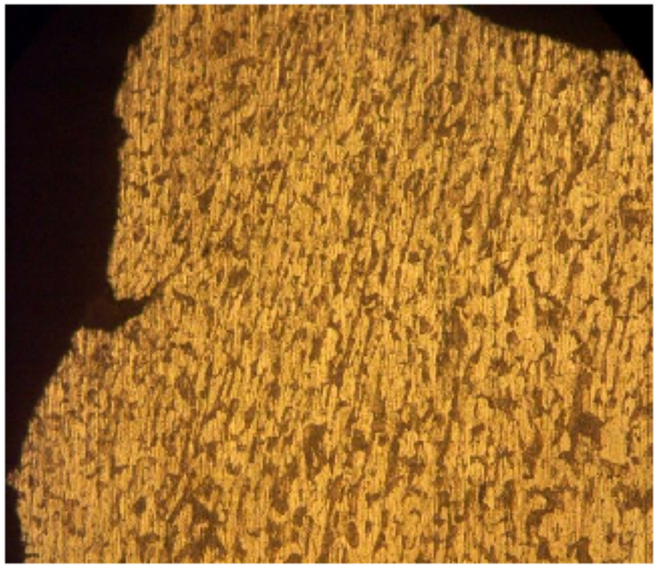


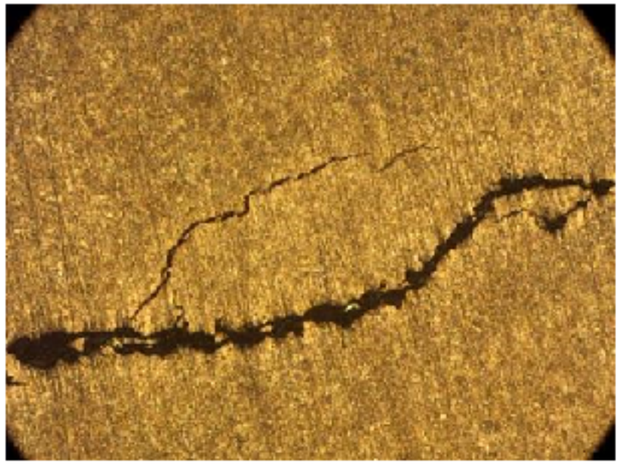
СКРН и ВР



Сероводородная коррозия









На участке газоингибиторопровода от БРГГ до скважины было обнаружено разрушение фрагмента трубы.

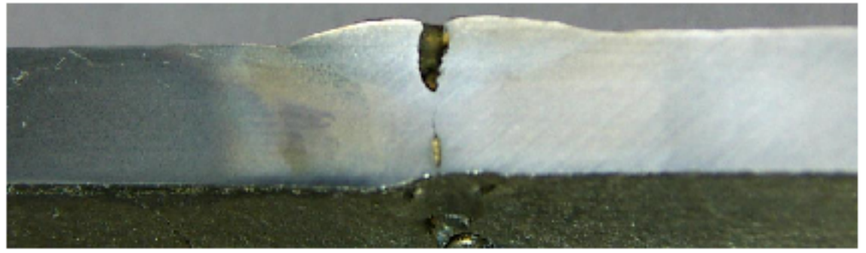
1. Химический состав материала разрушенной трубы Ø57×6 мм газоингибиторопровода соответствует стали 20 по ГОСТ 1050 и сертификату качества.
2. Механические свойства материала разрушенной трубы Ø57×6 мм соответствуют данным сертификата качества и требованиям ГОСТ 1050.
3. Твердость металла исследованной трубы газоингибиторопровода соответствует требованиям стандарта NACE MR0175, для стальных изделий, эксплуатирующийся в условиях воздействия сероводородсодержащих сред.
4. **Причиной разрушения трубы Ø57×6 мм газоингибиторопровода является сероводородное растрескивание, возникающее в металле области зенита изгиба трубы при эксплуатации трубы в контакте с наводороживающей сероводородсодержащей рабочей средой в условиях застойной зоны и повышенных растягивающих напряжений.**

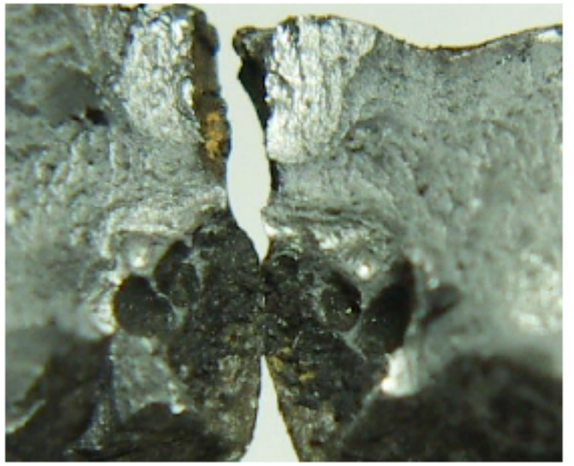
Сероводородная коррозия











На участке трубопровода от скважины до БРГГ было обнаружено повреждение сварного соединения

1. Химический состав материала труб Ø57×6 мм газоингибиторопровода соответствует стали 20 по ГОСТ 1050 и сертификата качества.
2. Механические свойства материала разрушенной трубы Ø57×6 мм соответствуют данным сертификата качества и требованиям ГОСТ 1050.
3. Твердость металла сварного соединения труб 57х6 мм газоингибиторопровода соответствует требованиям стандарта NACE MR0175, для стальных изделий, эксплуатирующийся в условиях воздействия сероводородсодержащих сред.
4. **Причиной разгерметизации сварного соединения труб 57х6 мм трубопровода являются возникшие при производстве строительно-монтажных работ дефекты сварки, которые при воздействии сероводородсодержащей среды привели к образованию сквозного свища в литом металле сварного соединения.**

Углекислотная коррозия

Углекислотная коррозия металла является электрохимическим окислительно-восстановительным процессом, который характеризуется увеличением выделения водорода на катоде и образованием карбонатно-оксидных пленок на поверхности металла (как с высокими, так и с низкими защитными свойствами).

$$Fe + 2H_2O - 2\bar{e} \rightarrow Fe(OH)_{2\ тв} + 2H^+$$

$$Fe + 2H_2CO_3 \rightarrow Fe(HCO_3)_2 + H_2\uparrow$$

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

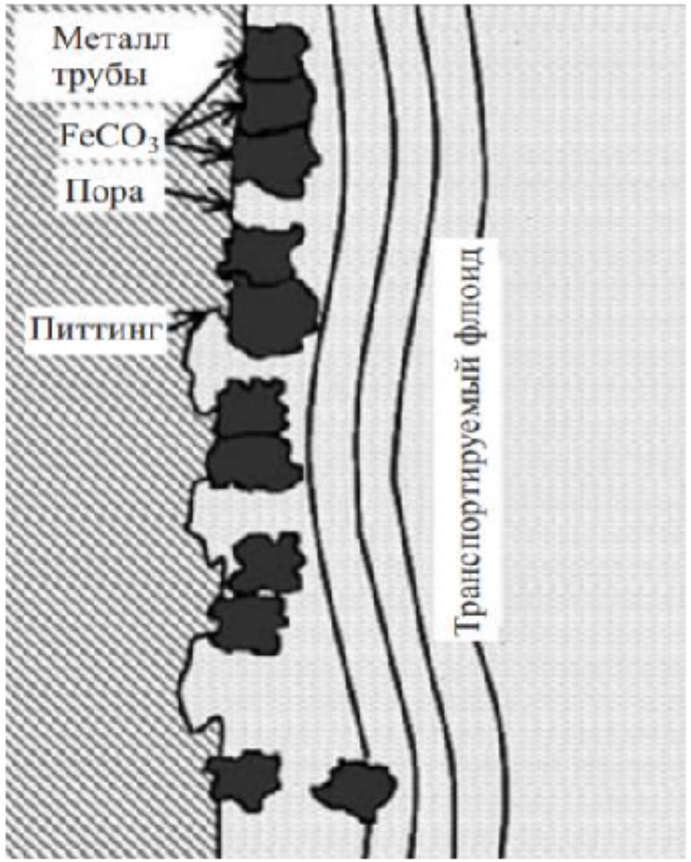
$$HCO_3^- \rightarrow H^+ + CO_3^{2-}$$

$$Fe^{2+} + CO_3^{2-} \rightarrow FeCO_{3\ тв.}$$



Основная опасность углекислотной коррозии состоит в том, что она носит локальный характер: на общем фоне выделяются отдельные участки с наиболее интенсивной коррозией, что приводит к образованию питтингов или коррозионных язв. На скорость углекислотной коррозии значительно влияет повышение температуры среды.

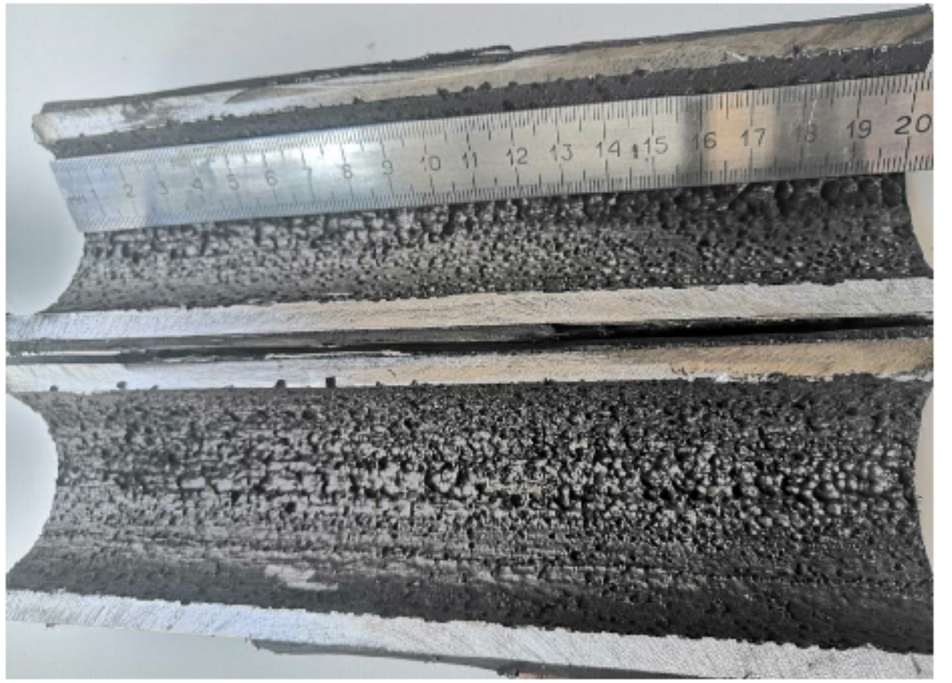
Схематичное изображение процесса углекислотной коррозии

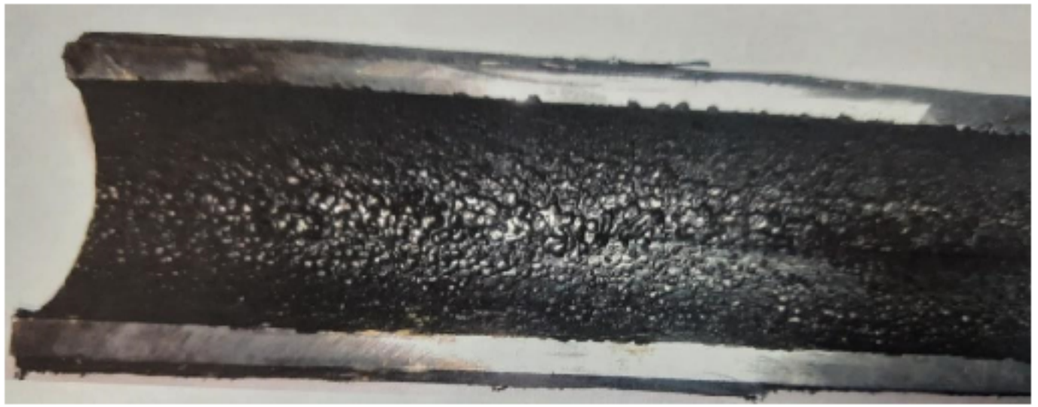


Углекислотная коррозия активированная присутствием сероводорода

Минерализация рабочей среды приводит к усилению скорости общей коррозии с одновременной локализацией ее. Следующим фактором является температура. Конденсация углеводородов газа и водяных паров происходит при снижении температуры газа по трассе газопровода до температуры грунта.

Возникновение коррозионных язв на внутренней поверхности **обусловлено углекислотной коррозией стальных труб, активированной присутствием в рабочей среде сероводорода.**

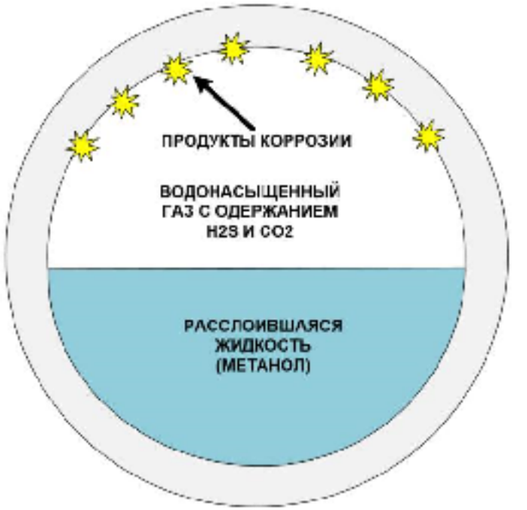




При совместном присутствии сероводорода и углекислого газа самая высокая скорость коррозии отмечается при соотношении **H_2S: CO_2 = 1: 3**

Коррозия по верхней образующей трубы

Факторы, влияющие на протекание КВОТ:
- термобарические условия, способствующие конденсации пара;
- ламинарный расслоенный режим потока;
- конденсированная вода имеет ярко выраженное смещение pH в кислотную сторону (по причине растворения в ней CO2 и H2S);
- наличие метанола в системе.



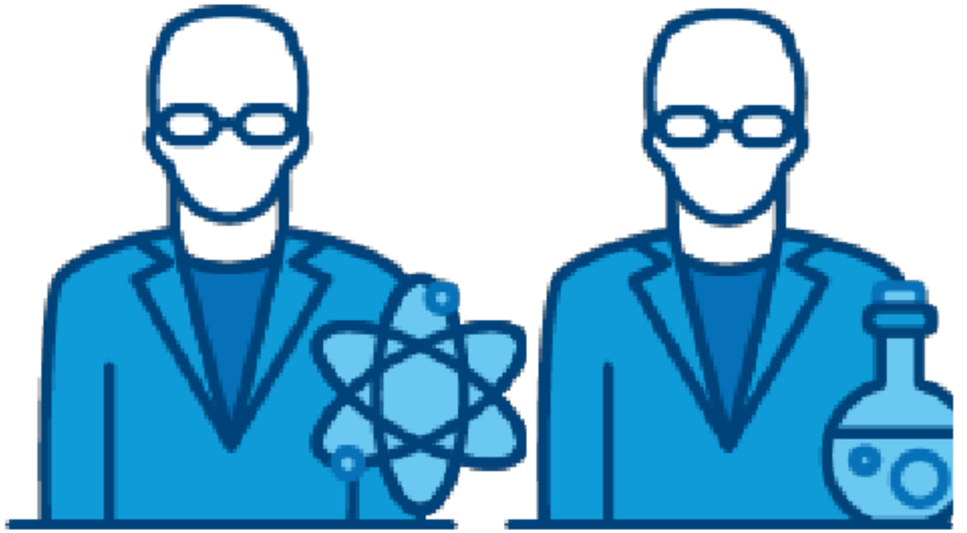
Статистика отказов газоинбиторопроводов показывает, что очаги коррозионного разрушения, вызванные углекислотной коррозией стальных труб, активированной присутствием в рабочей среде сероводорода зачастую располагаются в тупиковых и застойных зонах, а также участках трубопровода с низкими скоростями движения продукта.





Возможные способы повышения надежности трубопроводов

1. Применение ингибитора коррозии для газовой фазы;
2. Мониторинг скорости коррозии;
3. Увеличение расхода газа для перехода с расслоенного на кольцевой режим двухфазного потока;
4. Исключение тупиковых участков на стадии ПИР и реконструкция существующих участков;*
5. Замена труб на трубы меньшего диаметра;
6. Подбор коррозионностойких материалов;*
7. Осушка газа;
8. Аминная очистка газа от кислых газов;
9. Применение труб с антикоррозионными покрытиями;*
10. Установка охладителей газа после компрессора.
11. Новые технологии сварки и неразрушающего контроля, исключающие брак сварных соединений.*



Проблематика исключения застойных зон и потенциальных очагов коррозии

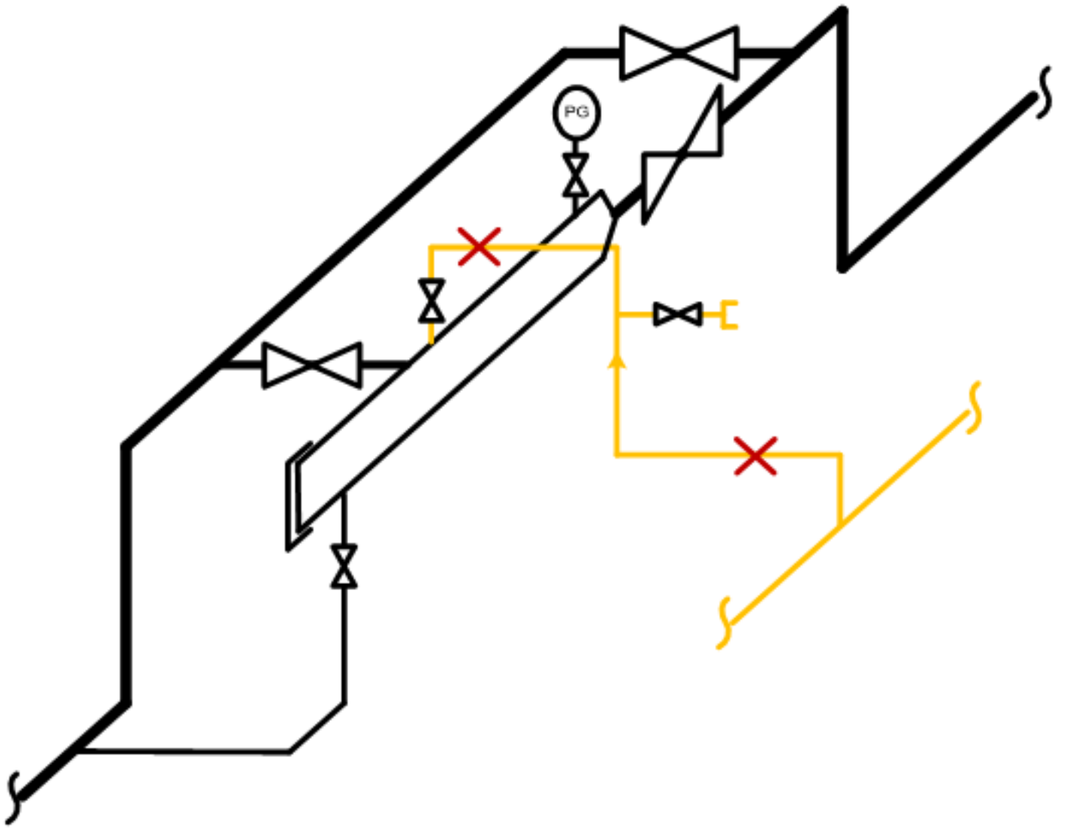
Содержание сероводорода в скважинной предъявляет требования к герметичности системы сбора, что исключает возможность установки дренажных емкостей.

Для удаления нефти из камер запуска и приема СОД используется метод передавливания жидкости активным газом обратно в коллектор. Линии активного газа подключены к системе газоингибиторопроводов.

Расход газа по линиям происходит периодически при проведении работ по поршневанию, тем самым создавая застойные участки.

Возможные решения: применение коррозионностойких материалов.

Схема КЗП СОД на месторождении с содержанием сероводорода



Проблематика применения легированных сталей и труб с ВНП

В соответствии с ВСН-006-89 Сварка, величина твердости сварного соединения не должна превышать 220 единиц по шкале Бринелля.

В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-425-2010 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов Часть IV твердость металла шва и ЗТВ при испытании по ГОСТ 2999 не должна превышать 240HV10.
Требования данного СТО распространяются на стали X42SS и X46SS.

Результаты замера твердости трубы из стали 13ХФА

№ п/п	Диаметр и толщина стенки труб мм	Результаты замера твердости НВ, среднее из 5-ти замеров			Примечание
		Основного металла (100 мм от кромки)	Основного металла (10 мм от кромки)	Кромка	
т-10/а I - сечение	Ø168x14	201	208	229	Замеры по четырем сечениям с усреднением
т-10/а II - сечение	Ø168x14	200	219	228	
т-10/а III - сечение	Ø168x14	191	228	243	
т-10/а IV - сечение	Ø168x14	202	225	216	
т-10/а Среднее	Ø168x14	198,5	220	229	

Применение трубы с внутренним покрытием невозможно, так как требуется термообработка сварных соединений при температуре до 600 градусов Цельсия, что приведет к выгоранию внутреннего покрытия и уплотнительного материала втулки.
Для применения труб с внутренним покрытием, необходимо использование технологии сварки, которая не требовала бы проведения последующей термообработки.

Существующая нормативная документация по сварке трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды устарела и не отвечает требованиям современных материалов и новым вызовам.

Возможные решения: разработка технологий сварки, учитывающих новые методы сварки и доступные современные материалы и актуализация нормативной документации на сварку и контроль.

Спасибо за внимание

ЮСУПОВ Руслан Юсупович
Главный специалист
Отдел по эксплуатации трубопроводов
Управление инфраструктуры
ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ»
Россия, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1, каб. 608 В
Тел. +7 (3532) 91-37-53 (доб. 2167)
Моб. +7-958-456-41-36
Yusupov.RYu@gazprom-neft.ru
www.orb.gazprom-neft.ru



Разрушение оборудования из нержавеющих сталей в нефтепромысловых средах: добыча, транспорт, переработка.

ИТ-СЕРВИС

Разрушение элементов оборудования для добычи из хромистой нержавеющей стали

Марка стали	Изделие	Твердость, вид микроструктуры	Механизм разрушения
Мартенситные			
1. Ловильная голова УЭЦН	**14Х17Н2**	HRC 27,0-29,0 Смесь мартенсита и феррита (15%)	СКРН (SSC)
2. Шариковый обратный клапан	**14Х17Н2**	HRC 33,0-34,5 Смесь мартенсита и феррита (5%)	СКРН (SSC)
3. Голова УЭЦН	**14Х17Н2**	HRC 31,0-34,0 Смесь мартенсита и феррита (15%)	СКРН (SSC)
4. Элементы насосной секции (4.1. основание, 4.2. корпус, 4.3. труба)	**20Х13**	HRB 82,0-85,5 Ферритная матрица и карбиды хрома	Питтинг
Дисперсионно-твердеющие			
5. Валы УЭЦН	**ХМ-12**	HRC 36,5-45,5 Мартенситная структура	СКРН (SSC)

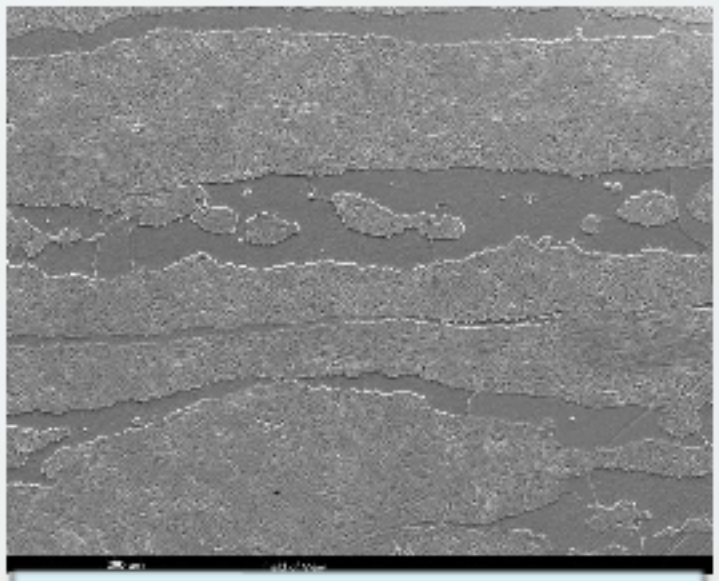
Химический состав стали, %															
Элемент	Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Al	Cu	V	Nb	W	Ti	S	P
1	Осн.	0,12	0,35	0,49	17,5	1,60	0,15	0,059	0,113	0,014	0,028	0,016	0,004	0,007	0,021
2	Осн.	0,16	0,46	0,63	16,0	2,04	0,097	0,040	0,176	0,017	0,026	0,026	0,012	0,014	0,030
3	Осн.	0,16	0,35	0,40	17,4	1,65	0,156	0,063	0,128	0,047	-	-	<0,005	0,010	0,021
4.1	Осн.	0,28	0,28	0,35	12,9	0,32	0,046	0,043	0,153	<0,005	0,014	-	0,004	0,013	0,022
4.2	Осн.	0,19	0,46	0,44	13,2	0,41	0,033	0,017	0,120	0,012	0,016	-	0,007	0,017	0,025
4.3	Осн.	0,28	0,42	0,48	12,6	0,43	0,063	0,045	0,106	0,027	0,016	-	0,097	0,010	0,026

Сульфидное коррозионное растрескивание головы УЭЦН из мартенситной нержавеющей стали 14Х17Н2



Трещина



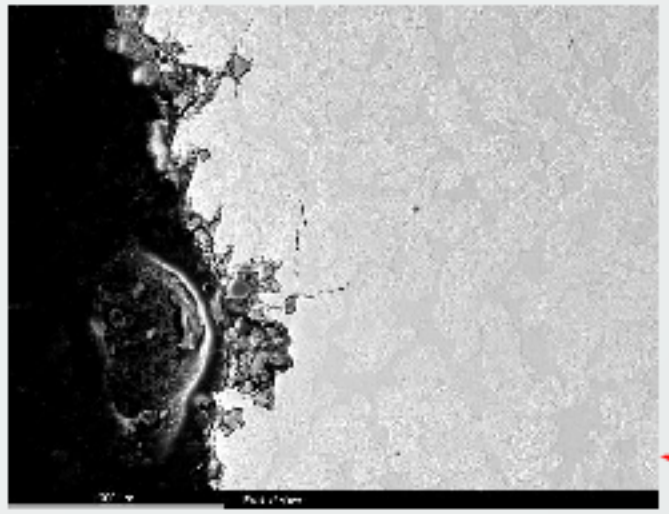


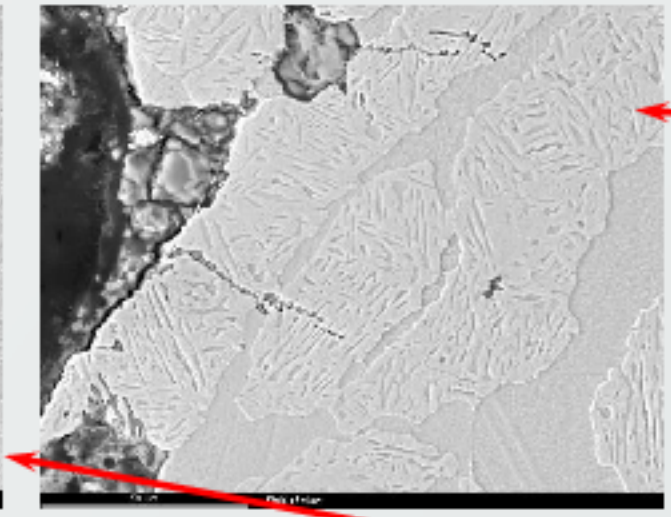
Феррито-мартенситная структура

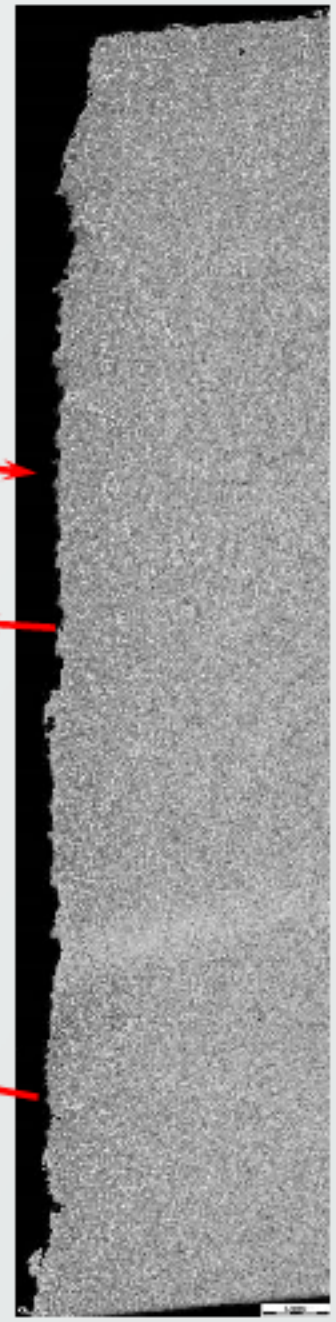
Поверхность излома трещины

Плоскость вырезки шлифа









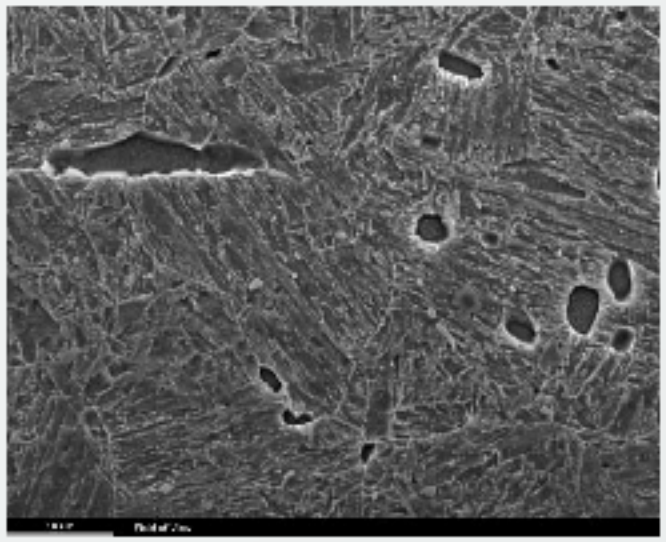
Твердость, HRC	Временное сопротивление разрыву, МПа
31,0-34,0	1100

Сульфидное коррозионное растрескивание шарикового обратного клапана из мартенситной нержавеющей стали 14Х17Н2



Трещина

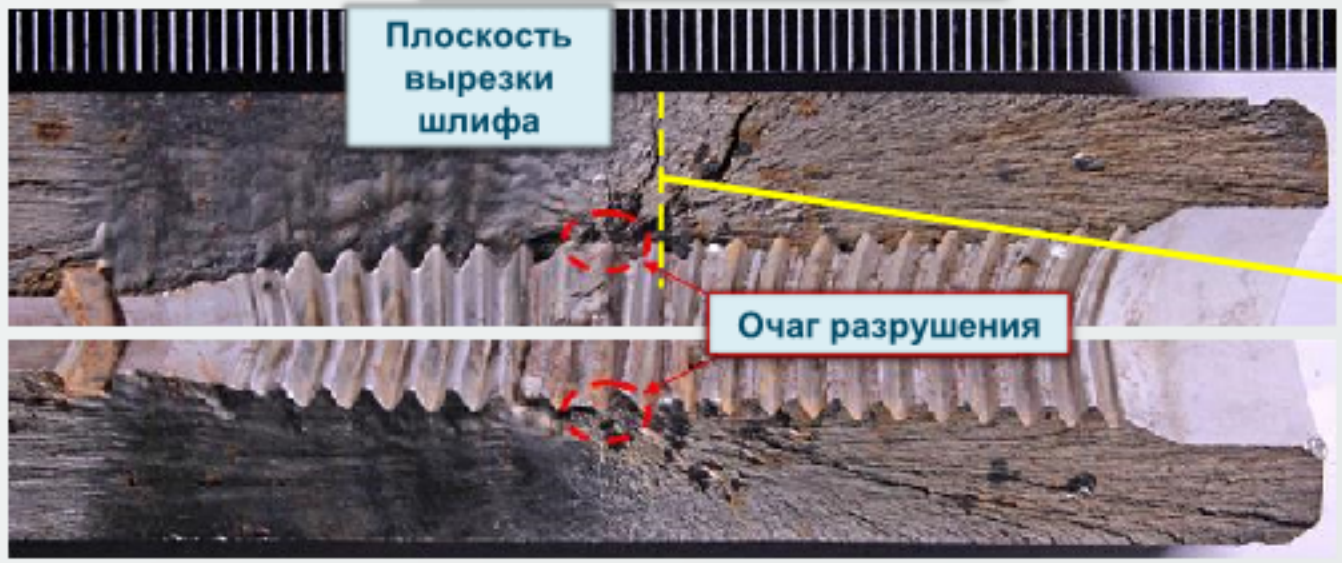




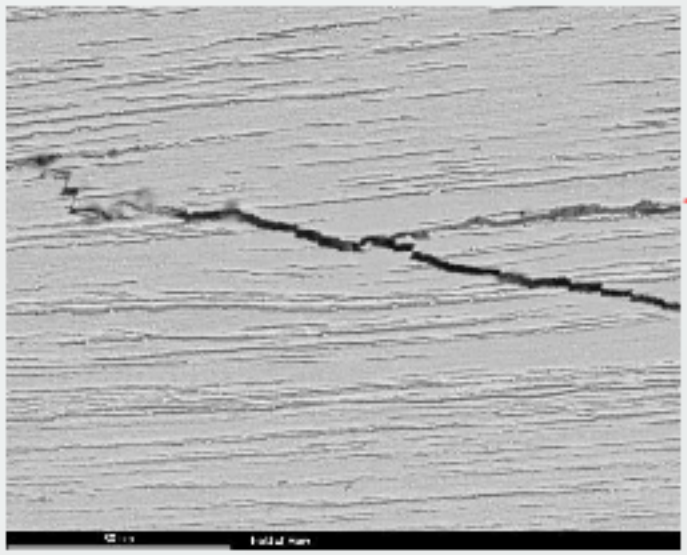
Структура мартенсит и δ-феррит

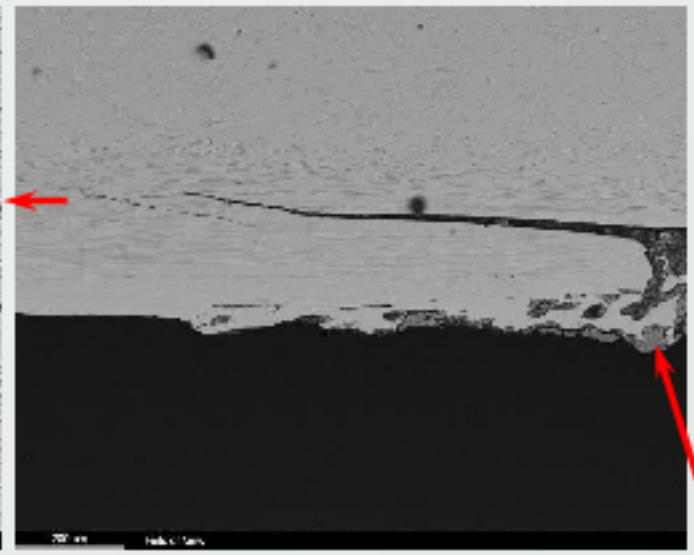
Поверхность излома трещины

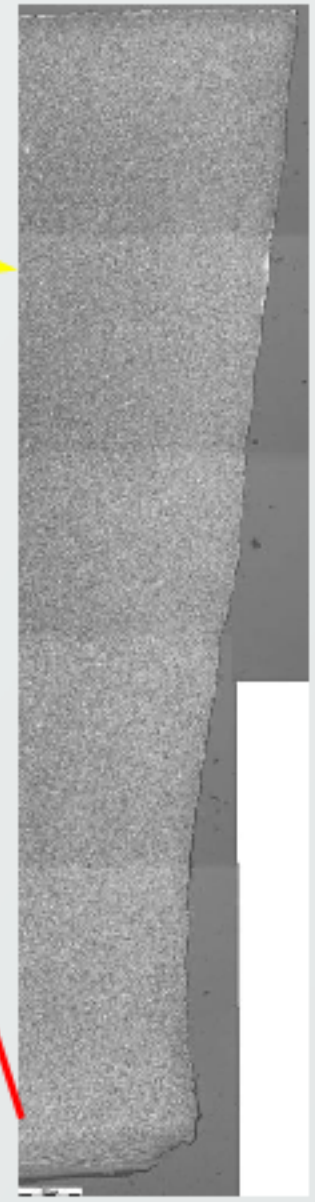
Плоскость вырезки шлифа



Очаг разрушения







Твердость HRC	Временное сопротивление разрыву, МПа
33,0 – 34,5	1050

Язвенная коррозия насосной секции из мартенситной нержавеющей стали 20Х13

Основание насосной секции



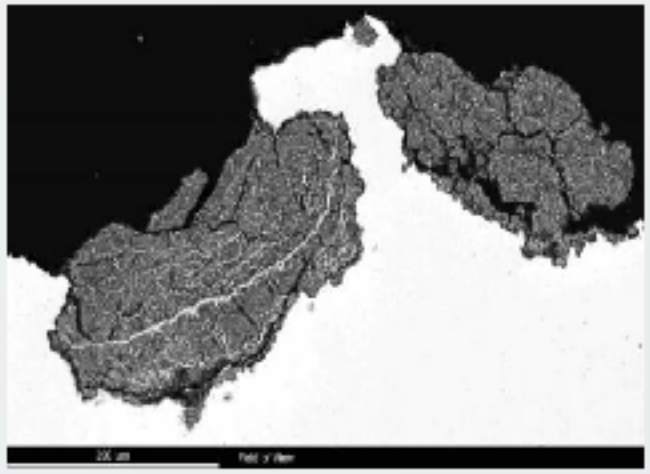
Корпус подшипника



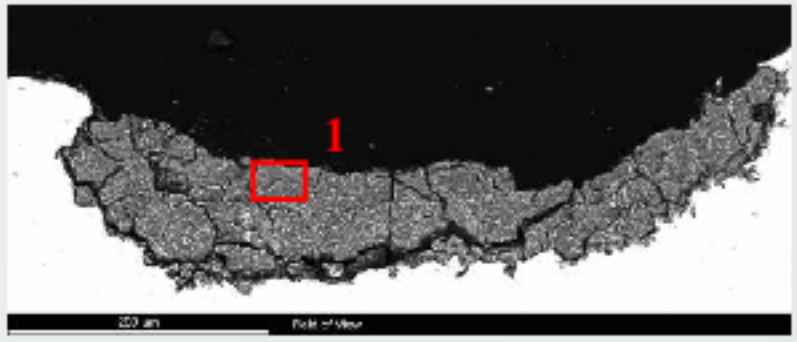
Труба компрессионная

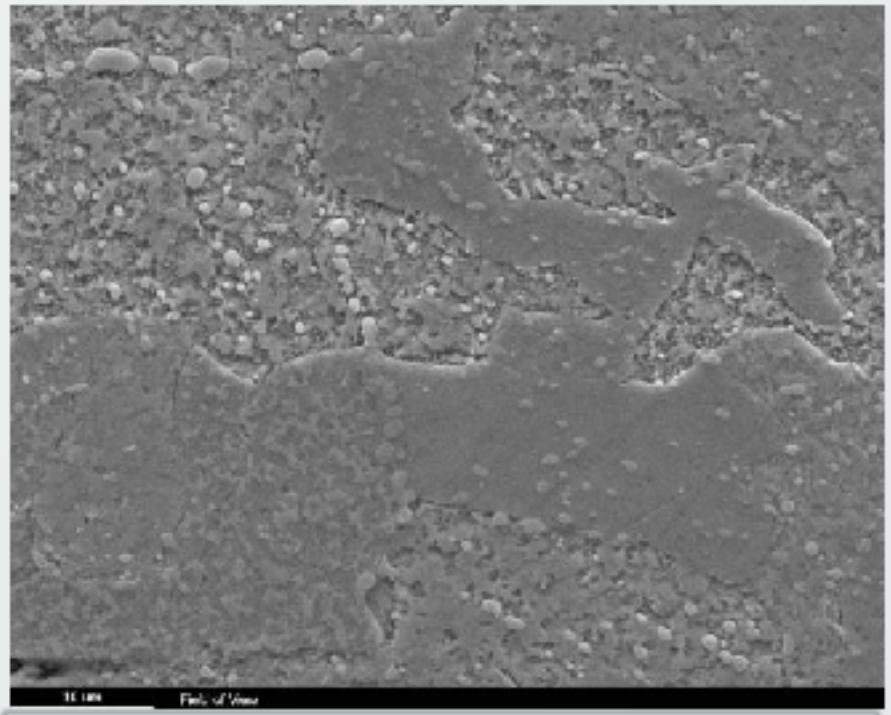


Элемент	Твердость, HRB
Основание	82,0-85,5
Корпус подшипника	82,0-85,5
Труба компрессионная	82,5-85,0

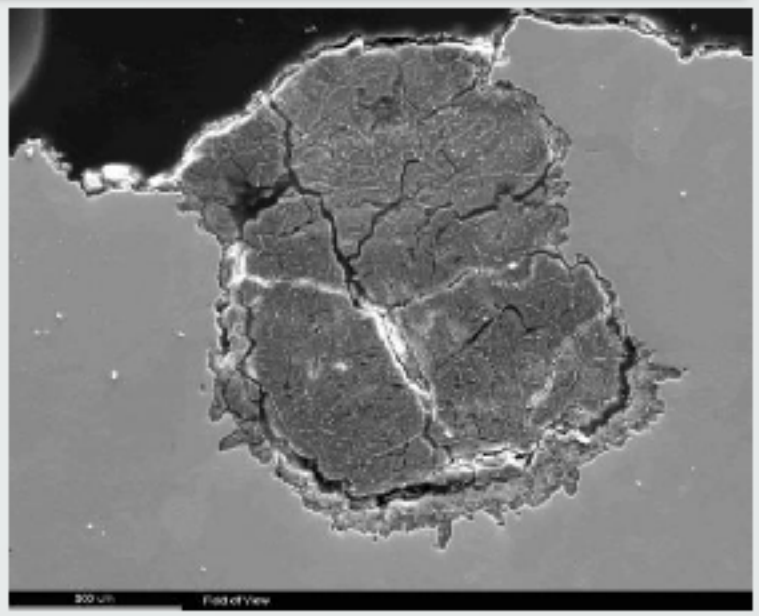


Характерный вид коррозионный повреждений





Структура элементов подобна и представлена ферритной матрицей и карбидами



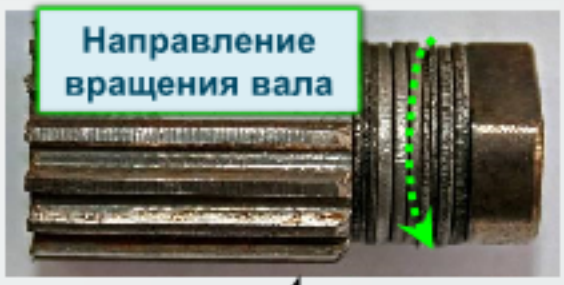
		Содержание элементов, %									
		Fe	C	O	Al	Si	S	Cl	Cr	Ni	Cu
Область 1	Масс,%	40,01	12,10	15,40	0,40	0,45	0,94	2,24	26,94	0,71	0,81
	Ат, %	21,37	30,05	28,71	0,44	0,48	0,87	1,88	15,45	0,36	0,38

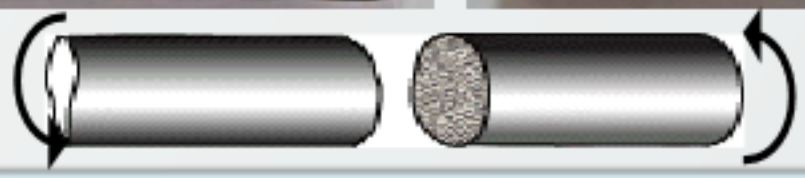
Хрупкое коррозионное разрушение валов УЭЦН в условиях агрессивных нефтепромысловых сред

Химический состав стали, %															Механические свойства	
Элемент	Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Al	Co	Cu	V	Nb	S	P	Твердость HRC	Временное сопротивление разрыву, МПа
1	Осн.	0,017	0,33	0,57	16,4	5,00	0,24	0,005	0,139	2,59	0,043	0,030	0,012	0,031	38,5 – 39,5	1169
2	Осн.	0,010	0,161	0,32	15,2	4,46	0,061	0,005	0,022	3,20	0,035	0,198	0,006	0,019	43,0 – 45,5	1435
3	Осн.	0,015	0,27	0,29	13,7	2,51	0,055	0,005	0,020	2,74	0,047	0,27	0,008	0,018	38,5 – 39,5	1232
4	Осн.	0,05	0,34	0,55	16,4	4,75	0,20	0,018	0,103	2,92	0,046	0,14	0,014	0,027	37,0 – 39,0	1173
5	Осн.	0,032	0,16	0,30	15,2	4,50	0,06	0,013	0,026	3,48	0,038	0,22	0,008	0,018	37,0 – 38,5	1197
6	Осн.	0,033	0,17	0,32	15,1	4,69	0,07	0,01	0,02	3,60	0,053	0,23	0,007	0,018	41,5 – 43,0	1296
7	Осн.	0,05	0,30	0,60	16,2	4,48	0,17	0,015	0,063	3,16	0,046	0,18	0,024	0,026	36,5 – 38,0	1156

Типичный вид вязкого разрушения валов в условиях крутящих нагрузок





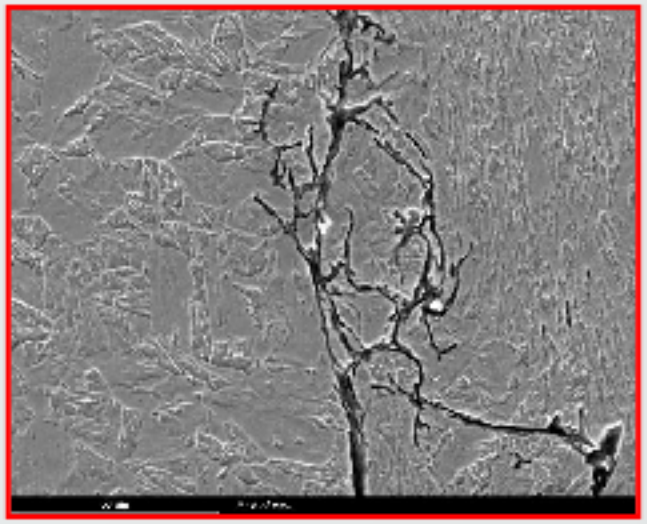


Вид фактического хрупкого разрушения в условиях крутящих нагрузок



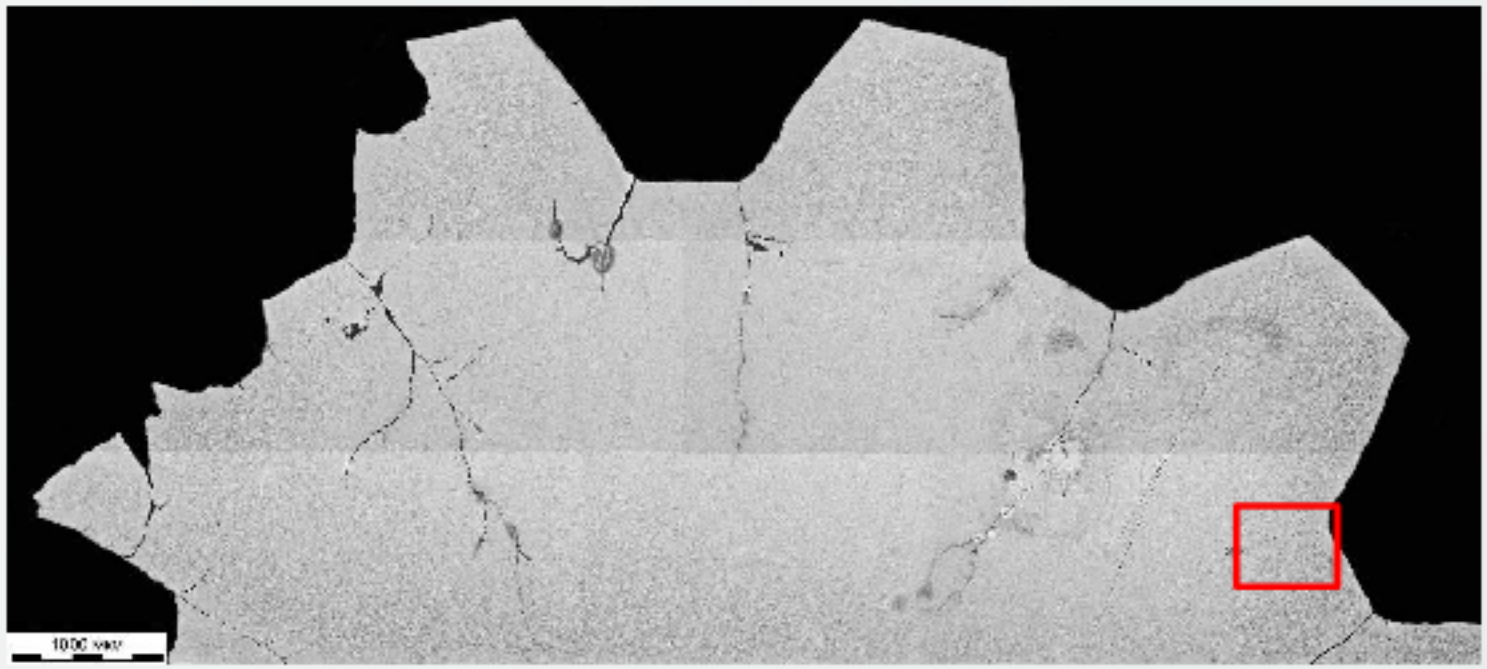


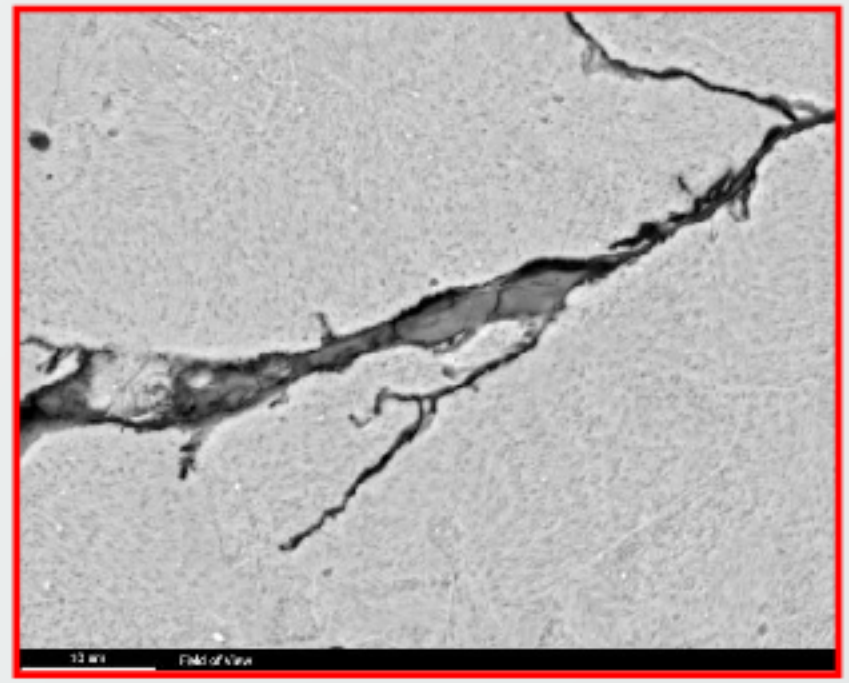


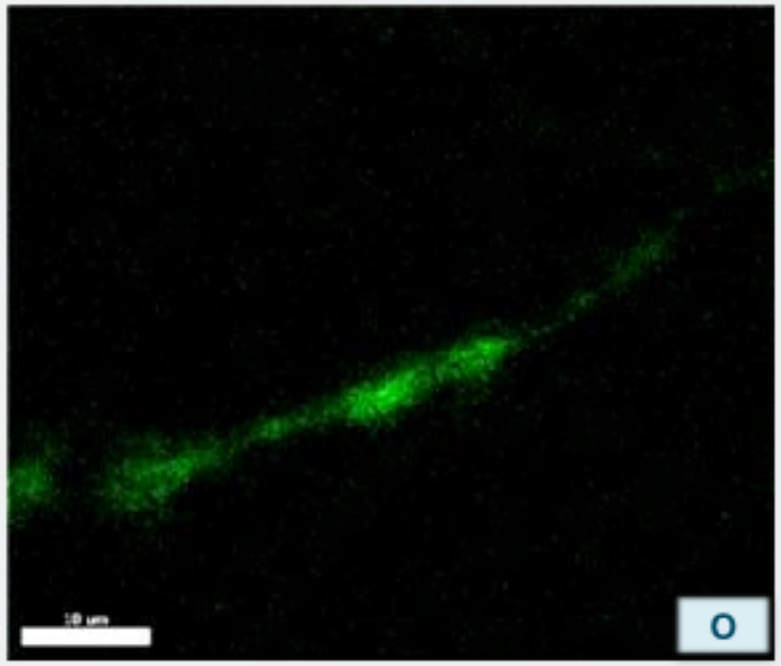


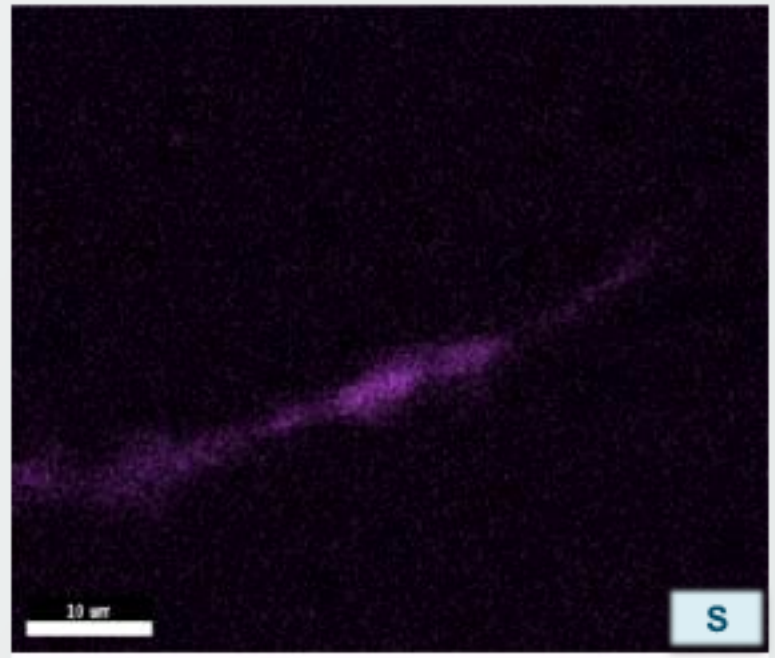
Хрупкое разрушение в условиях крутящих нагрузок. Излом ориентирован под углом 45° к оси вала. В объеме металла наблюдаются множественные крупные (более 1 мм) хрупкие трещины, развивающиеся также под 45° к оси вала. Трещины сильно ветвятся и развиваются как внутризеренно, так и по границам зерен.

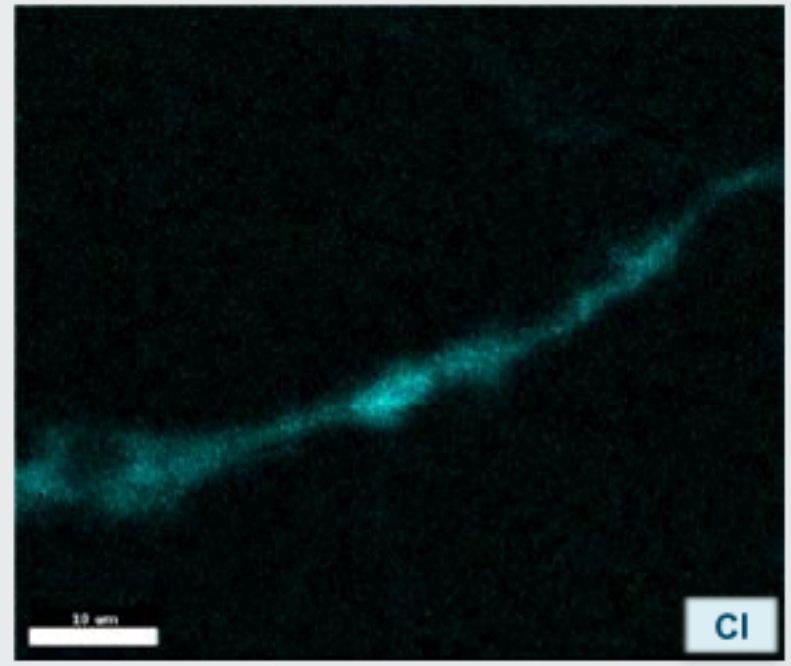
Химический состав продуктов коррозии в трещинах разрушенных валов УЭЦН в характеристическом рентгеновском излучении





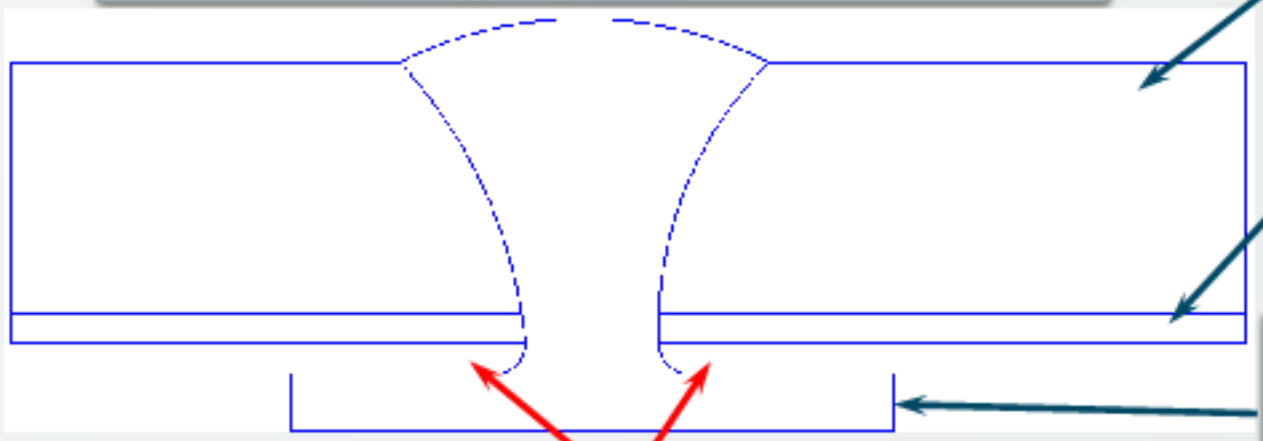






Щелевая коррозия и СКРН хромистых нержавеющих сталей вблизи монтажных сварных швов трубопроводов

Схематический вид сварного соединения в сечении



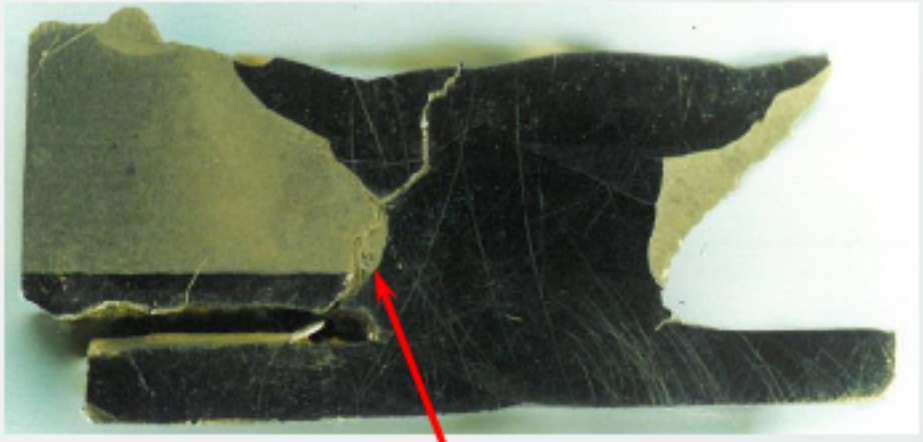
«Черный» основной металл трубы

Плакирующих слой из хромистой КСС

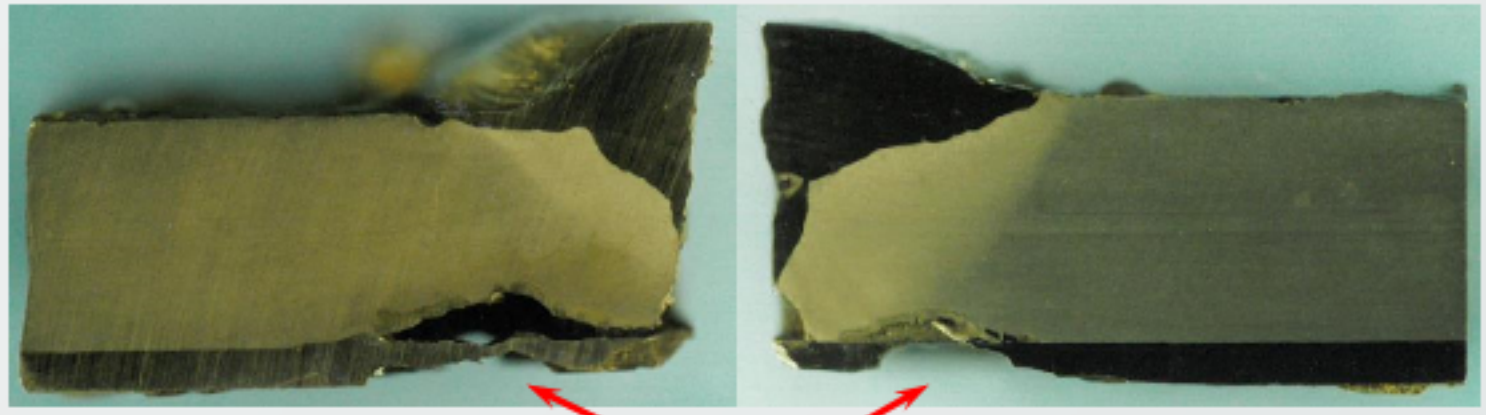
Подкладное кольцо и сварной шов из аустенитной КСС

Зазоры между плакирующем слоем хромистой КСС и кольцом из аустенитной КСС





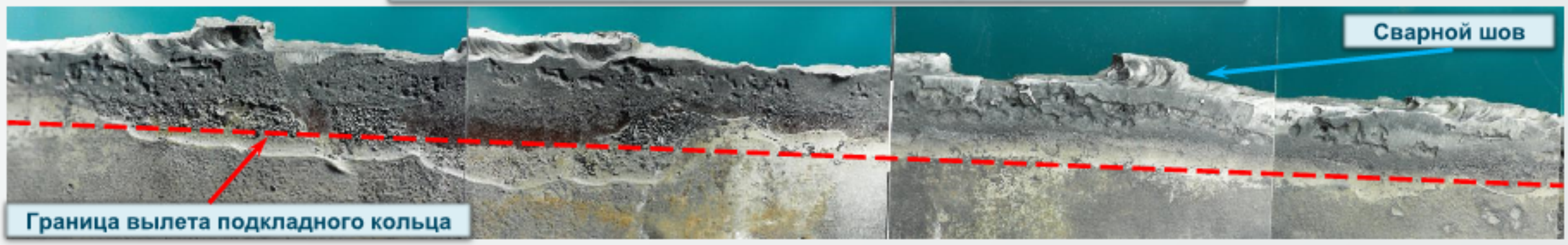
Сквозная трещина через плакирующий слой и сварной шов под подкладным кольцом



Язвы в плакирующем слое вблизи сварного шва

Расположение коррозионных повреждений на внутреннем плакирующем слое под подкладным кольцом

Распределение коррозионных язв по периметру сварного соединения



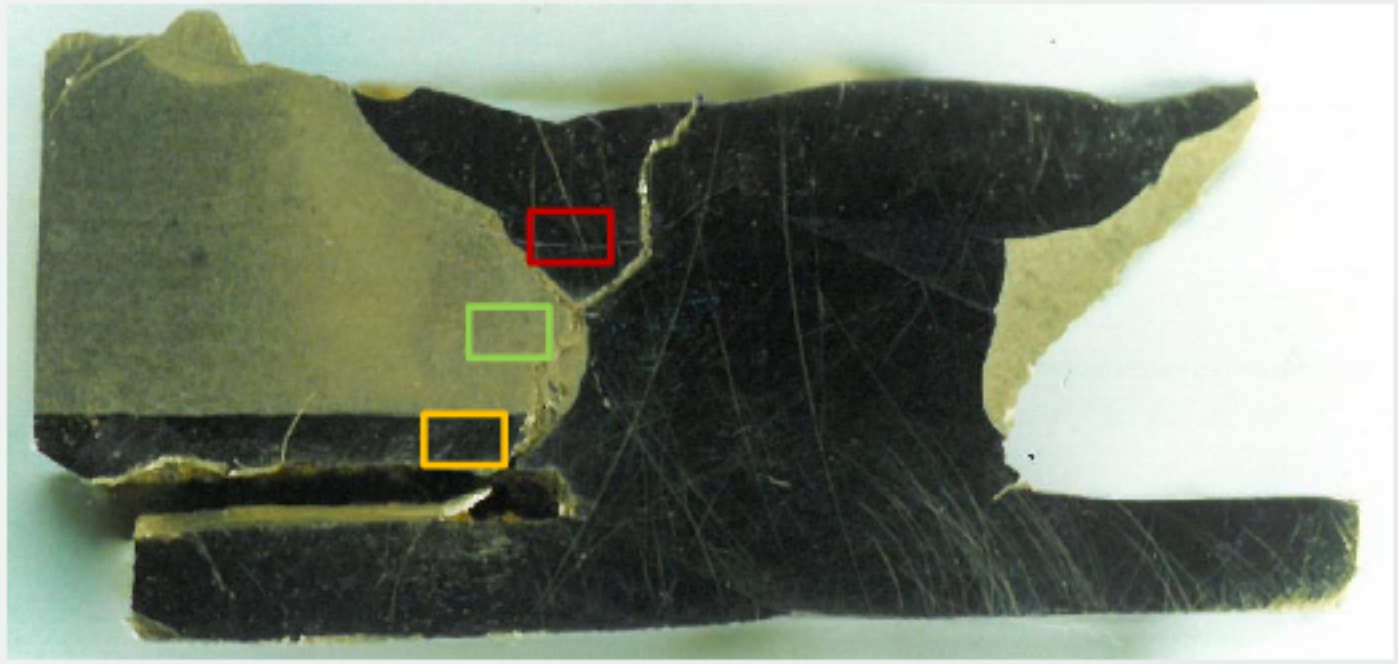


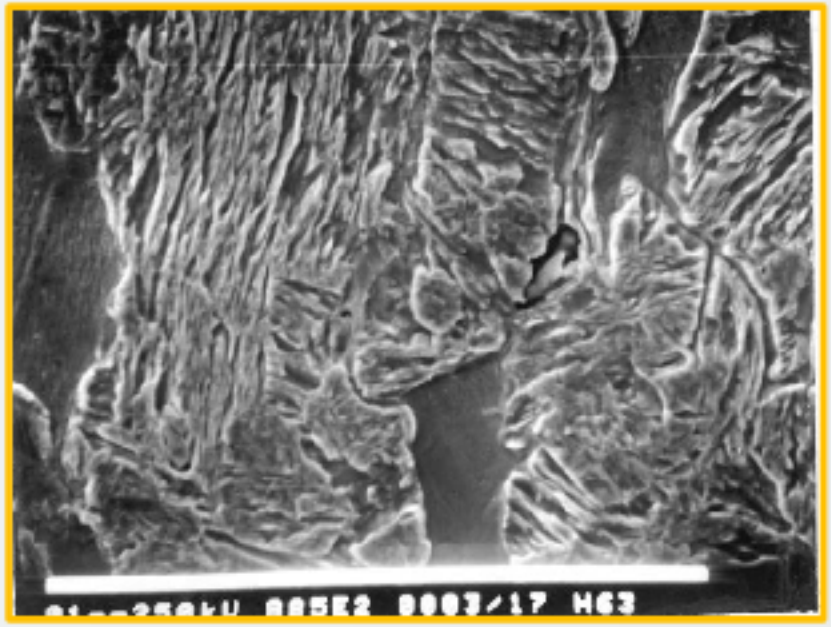
Вид коррозионных язв на плакированном слое



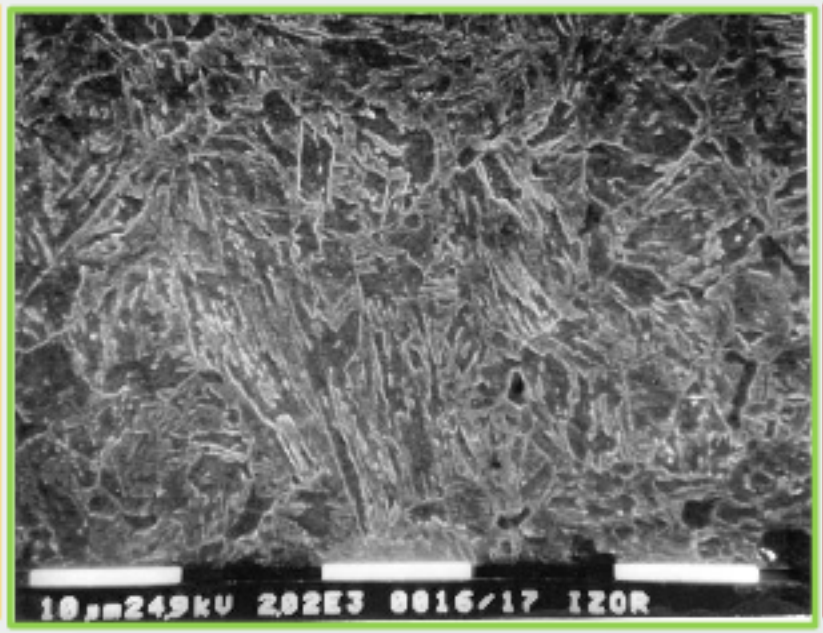
Вид трещины в сварном шве из аустенитной КСС

Микроструктура составных частей сварного соединения

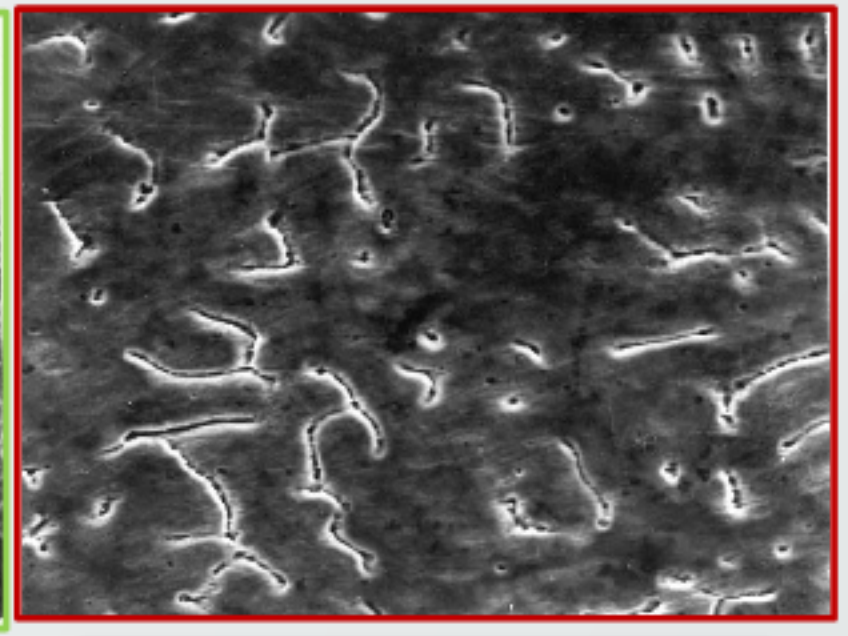




Феррито-мартенситная структура плакирующего слоя



Мартенситная структура ЗТВ трубы



Литая структура сварного шва из аустенитной КСС

Хлоридное коррозионное растрескивание под напряжением узла слива кубовой жидкости из аустенитной нержавеющей стали типа 304L



Разрушенный фрагмент узла

Слив кубовой жидкости с колонны

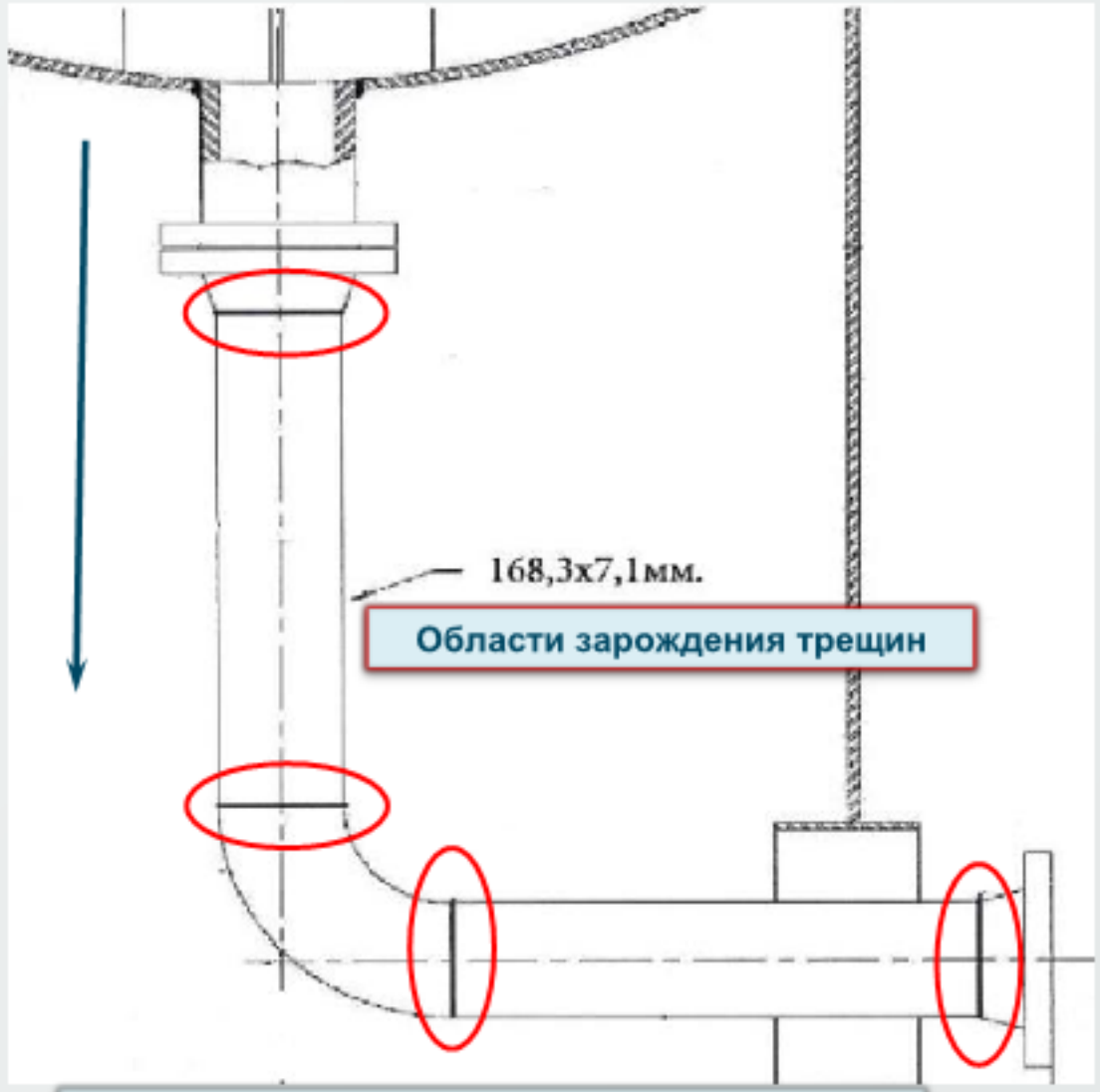


Схема узла слив кубовой жидкости колонны

Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Относит. удл., %	Относит. суж., %	Тверд ость, HRB	Микротв. сварных швов, HV
680	390	68	82	90	210

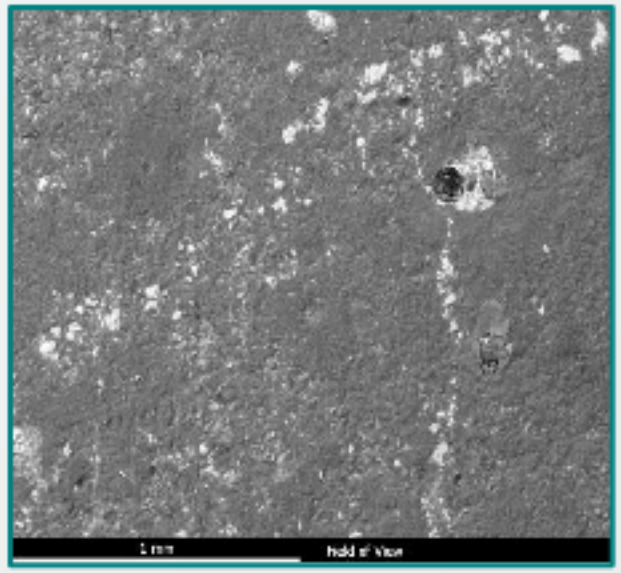
Усредненные значения механических свойств изделий

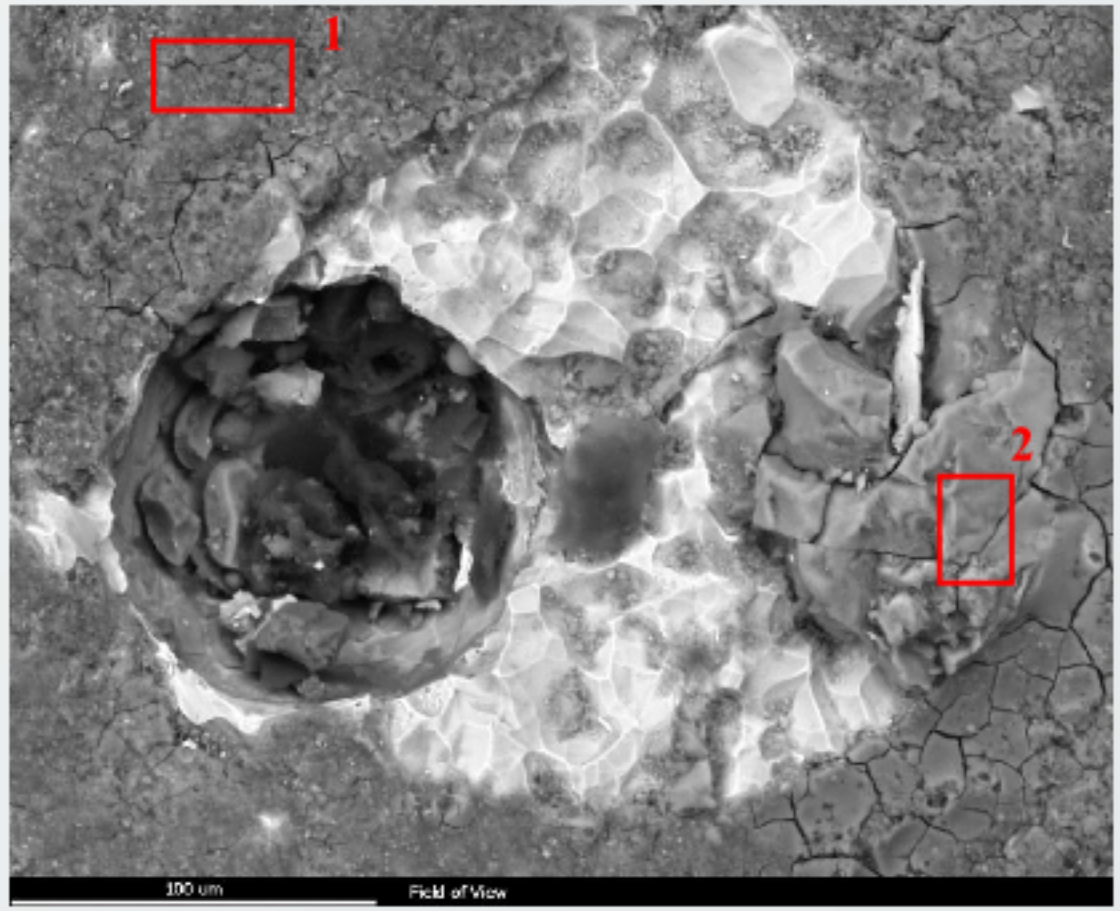
Расположение коррозионных трещин. Питтинги на внутренней поверхности









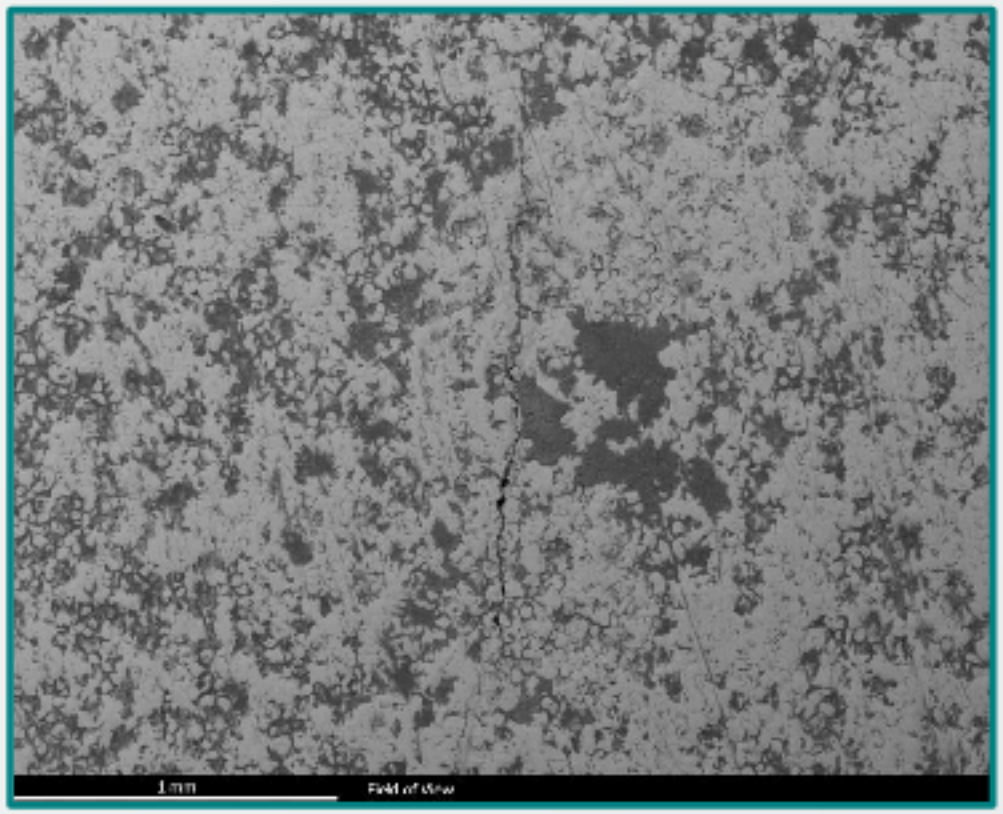


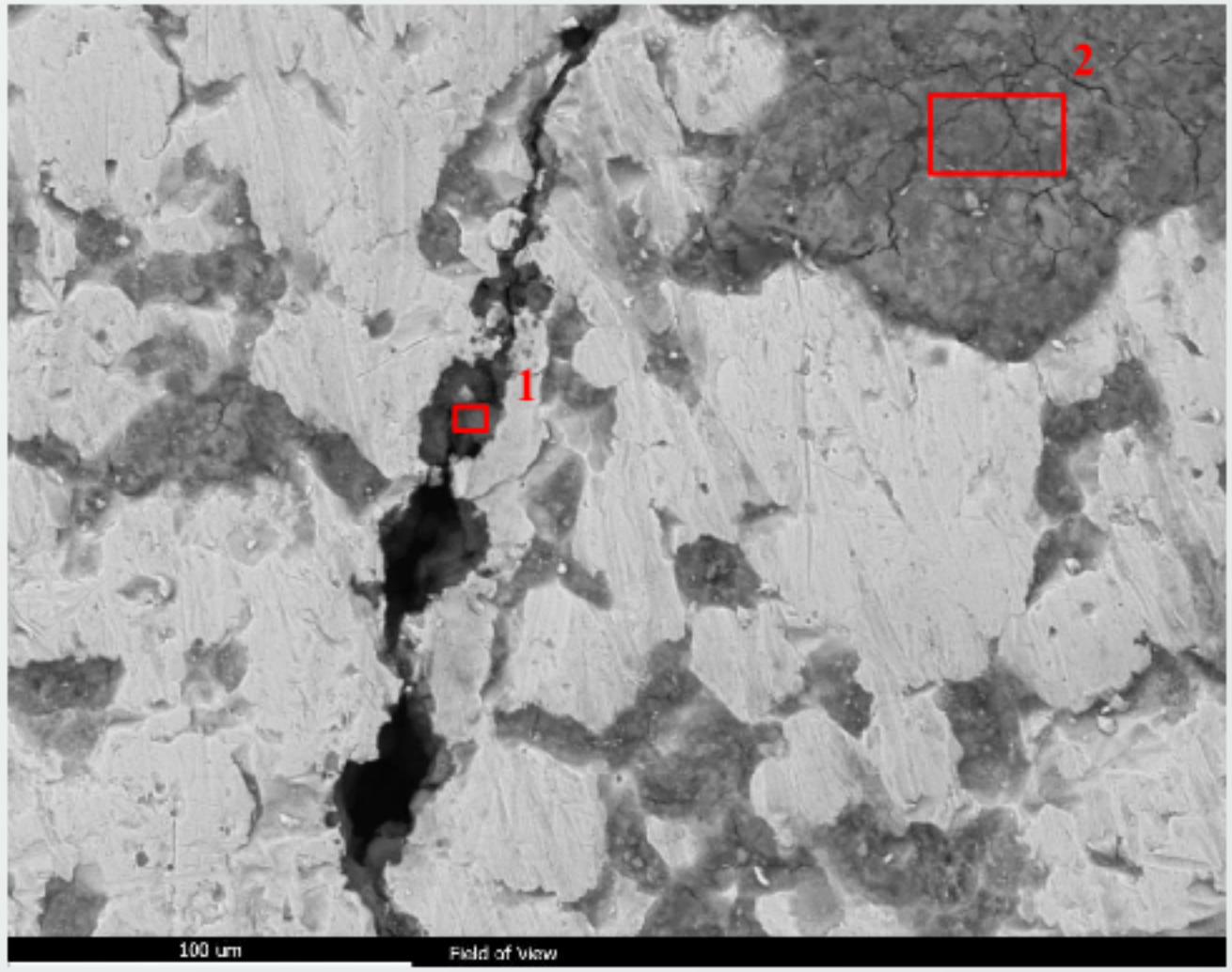
Коррозионный питтинг вблизи сварного шва

		Содержание элементов, %												
		C	O	Na	Mg	Al	Si	S	Cl	Ca	Cr	Mn	Fe	Ni
Область 1	Масс,%	9.57	26.36	0.45	0.60	10.20	3.54	4.43	0.57	1.32	7.90	0.57	34.49	0
	Ат,%	20.13	41.60	0.49	0.63	9.54	3.19	3.49	0.40	0.83	3.84	0.26	15.59	0
Область 2	Масс,%	4.07	33.24	0	0	0	0.83	1.15	3.71	0.34	8.92	0.82	44.45	2.48
	Ат,%	9.36	57.40	0	0	0	0.82	0.99	2.89	0.23	4.74	0.41	21.99	1.17

Характерный вид трещин на внутренней поверхности узла слива и химический состав коррозионных отложений рядом с ними

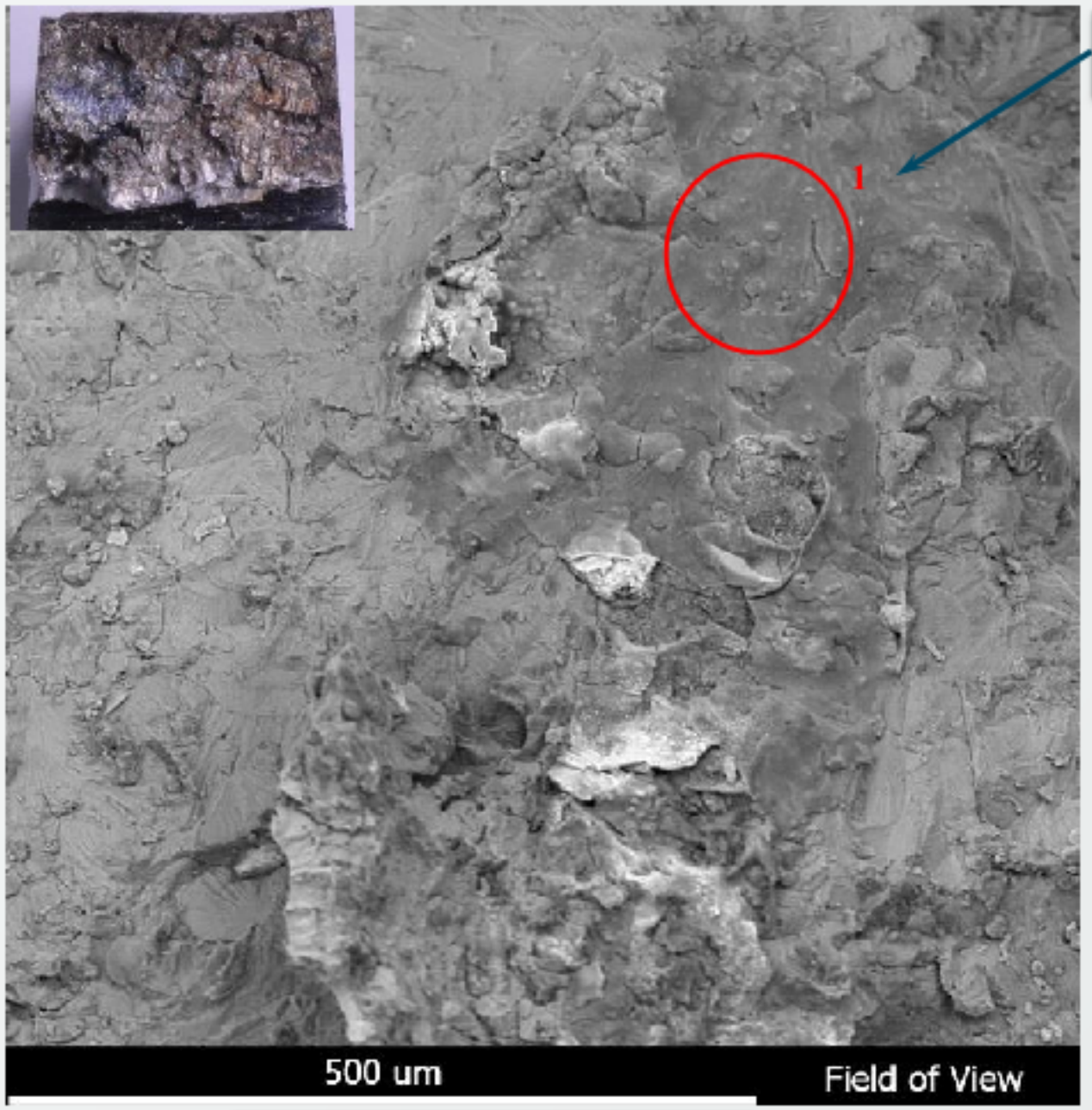






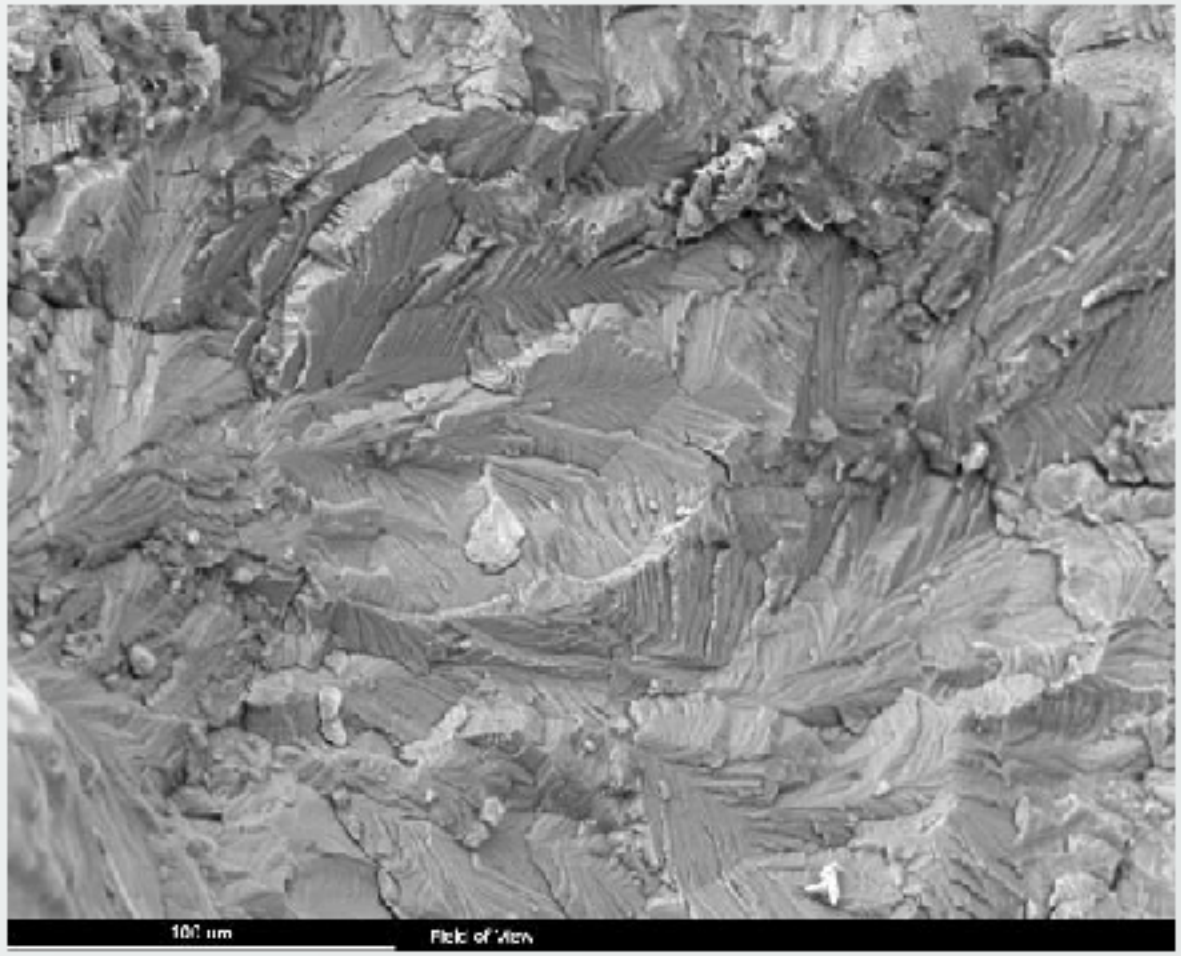
		Содержание элементов, %														
		C	O	Na	Mg	Al	Si	P	S	Cl	K	Ca	Cr	Mn	Fe	Ni
Область 1	Масс,%	4.37	24.92	0.58	0.57	1.62	2.84	1.62	0.24	2.85	0.37	3.91	4.02	1.30	50.79	0
	Ат,%	10.73	45.97	0.74	0.69	1.78	2.98	1.54	0.22	2.37	0.28	2.88	2.28	0.70	26.83	0
Область 2	Масс,%	7.38	28.63	0	0	0.55	2.60	0	1.11	0.95	0	18.06	2.61	0.40	30.86	6.87
	Ат,%	16.36	47.65	0	0	0.55	2.46	0	0.92	0.71	0	12.00	1.34	0.19	14.71	3.11

Характерный вид поверхности излома трещины после раскрытия. Химический состав продуктов коррозии на поверхности излома



Плотный слой продуктов коррозии

Поверхность излома трещины



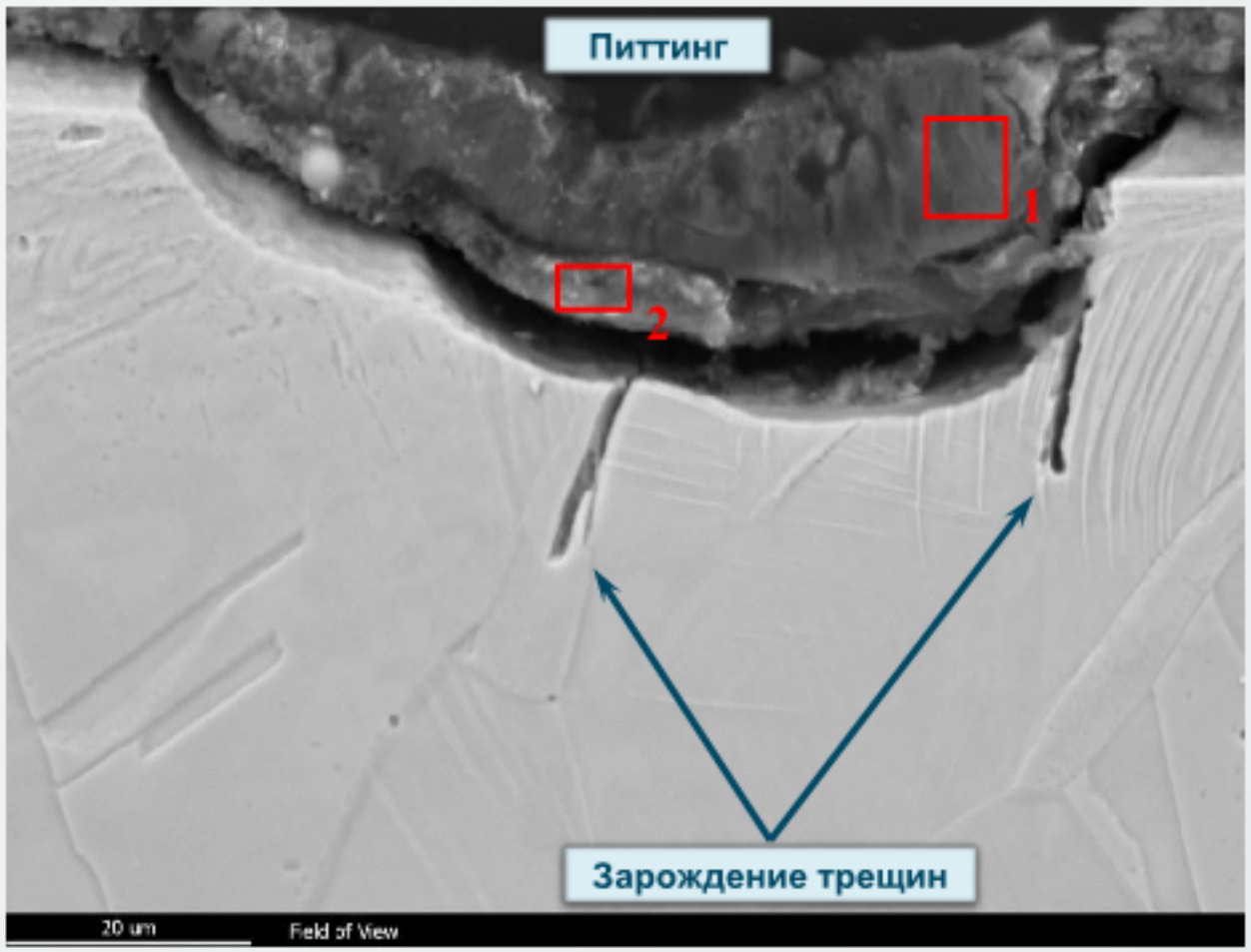
Характер развития трещины

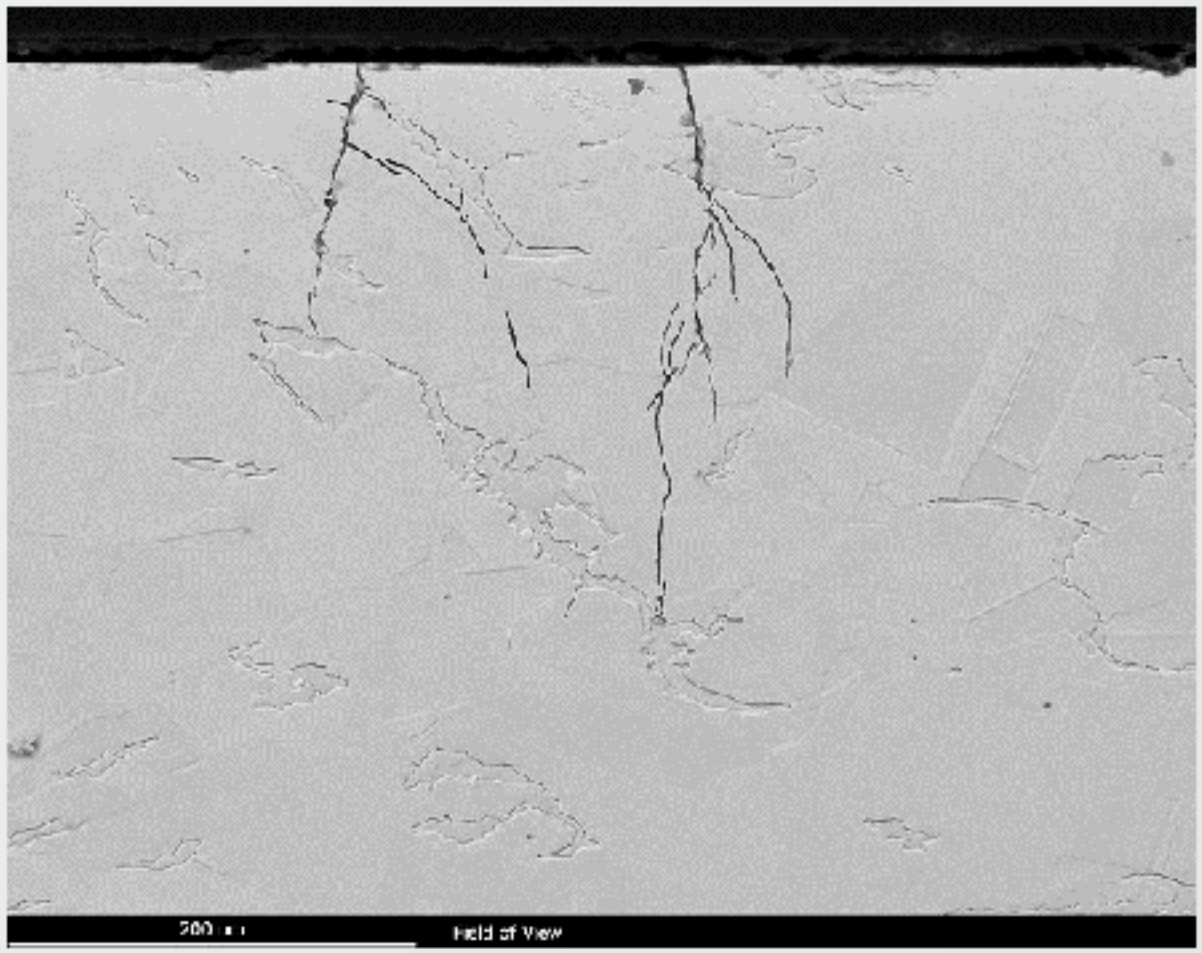
		Содержание элементов, %						
		O	S	Cl	Cr	Mn	Fe	Ni
Область 1	Масс,%	28.46	1.64	4.59	10.04	0.76	48.80	5.70
	Ат,%	56.70	1.63	4.13	6.16	0.44	27.85	3.09

Характер зарождения и развития трещин с внутренней поверхности узла слива



Внутризеренный механизм зарождения трещины





		Содержание элементов, %													
		C	O	Mg	Al	Si	P	S	Cl	K	Ca	Cr	Mn	Fe	Ni
Область 1	Масс,%	32.25	19.07	1.85	0.39	5.05	0.82	3.31	0.64	0.16	3.40	12.59	0.35	16.95	3.17
	Ат,%	53.81	23.88	1.52	0.29	3.61	0.53	2.07	0.36	0.08	1.70	4.85	0.13	6.08	1.08
Область 2	Масс,%	26.10	7.47	0.42	0	2.19	0	0.59	0.33	0	0.69	10.60	0.93	46.14	4.53
	Ат,%	55.66	11.96	0.44	0	2.00	0	0.47	0.24	0	0.44	5.22	0.44	21.16	1.98

Спасибо за внимание!



ПОЛИТЕХ
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПОЛИТЕХ
Научно технологический комплекс новые технологии и материалы

ГРУППА ЧТПЗ

Коррозионная стойкость сталей типа супер 13Хром

Давыдов Артем Дмитриевич,
Инженер
НТК «Новые технологии и материалы»
ФГАОУ ВО «СПбПУ»

07.09.2021

Введение|Типы сталей и их применение

Распространенные марки:

Мартенситные типа 20Х13 (L80, R95);

Мартенситно-ферритные типа 08Х13 (L80).

Супер 13Хром:

Базовый состав таких сталей на основе системы легирования Fe-Cr-Ni-Mo включает 13-16% Cr, 4-6% Ni, 0,5-2% Mo при низком содержании углерода (R95, P110, Q135).

Оптимальный выбор химического состава:

1) Коррозионная стойкость;
2) Механические свойства;
3) Экономическая целесообразность.

API 5CT/ ISO 11960

Требования по API/ISO	YS, MPA	TS, MPA	Hardness, HRC
L80	552-655	>655	<23
R95	655-758	>724	-
P110	758-965	>862	<33
Q135	862-1034	>931	-

Введение|Материалы и испытания

Для проведения испытаний было выплавлено 4 марки стали

Механические свойства

Состав (группа прочности)	Режим обработки	HRC	YS, МПа	TS, МПа	δ5, %
13Cr-4Ni-1Mo (P110)	Закалка и двойной отпуск	28	840	912	21,5
13Cr-5Ni-2Mo (P110)	Закалка и двойной отпуск	33	905	965	22
13Cr-5Ni-2Mo (Q135)	Закалка и двойной отпуск	33	980	1035	21
13Cr-3Ni-1Mo (P110)	Закалка и двойной отпуск	27	780	870	24

Задачи:

1) Оценить стойкость к общей коррозии;
2) Оценить электрохимические характеристики;
3) Оценить стойкость к СКРН.

Испытания:

1) Общая коррозия в условиях автоклава;
2) Электрохимические испытания;
3) Коррозионное растрескивание (метод А).

Методика|Испытания

Автоклавные испытания на общую коррозию:

5% NaCl

pH 3

100% CO_2

T = 80°C

$P_{общее}$ = 30 атм.

240 часов



Электрохимические исследования (ASTM G3, 59, 102):

5% NaCl

pH 3

100% CO_2

T = 60°C



Стойкость к СКРН по NACE TM 0177:

5% NaCl

pH 3

10% H_2S

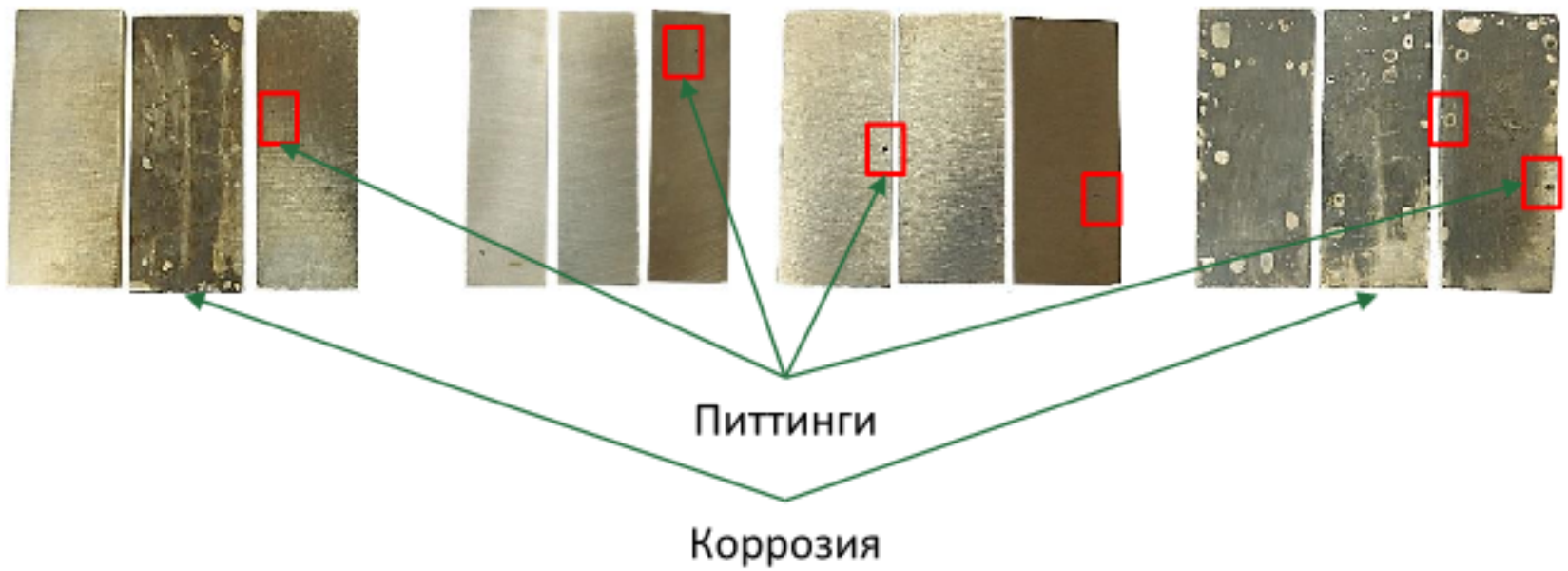
80% YS

720 часов



Результаты|Автоклавные испытания

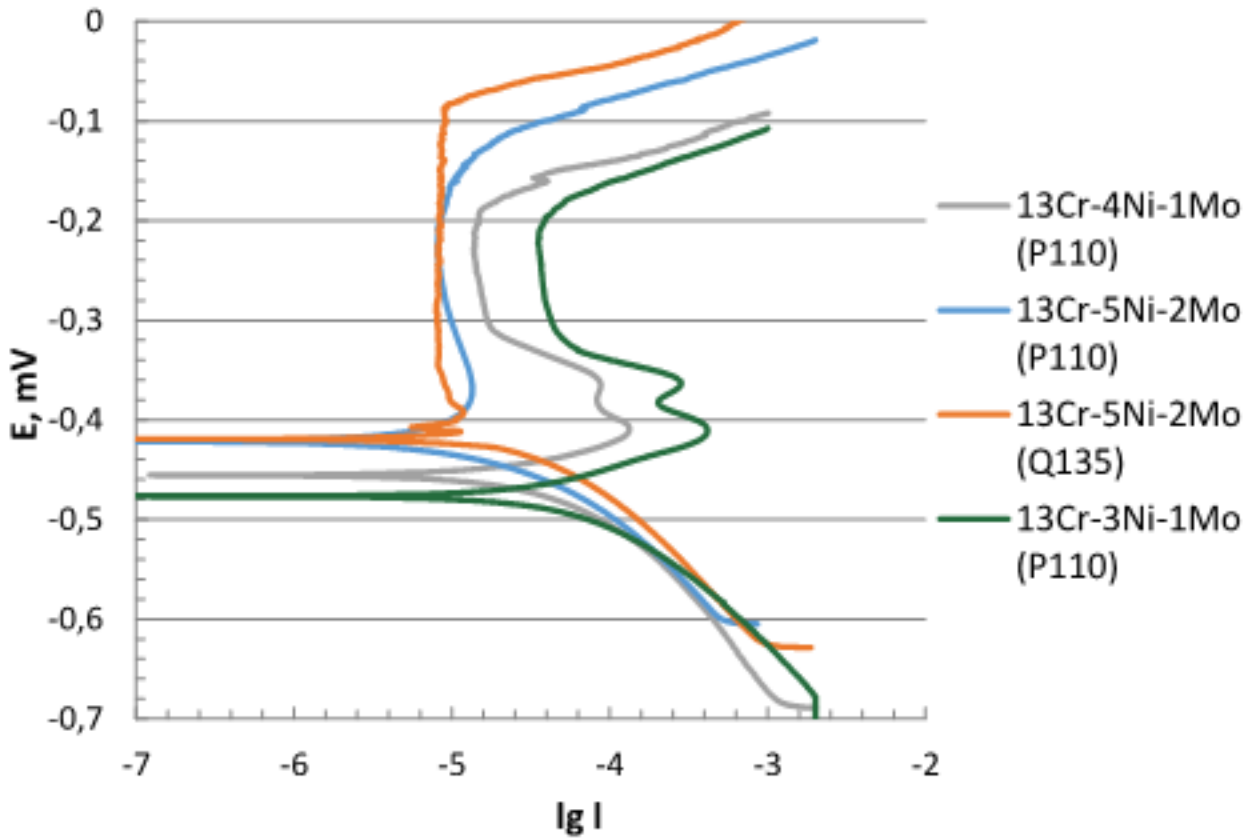
Тип стали	13Cr-4Ni-1Mo (P110)	13Cr-5Ni-2Mo (P110)	13Cr-5Ni-2Mo (Q135)	13Cr-3Ni-1Mo (P110)
Средняя скорость коррозии, мм/год	0,0019±0,0015	0,0007±0,0002	0,0025±0,0015	0,0106±0,0010



Результаты|Электрохимические исследования

PREN= %Cr+3,3(%Mo+%0,5W)+%16N, где % - массовая доля элемента, выраженная в процентах.

Состав (группа прочности)	PREN	Средняя скорость коррозии, мм/гож	$E_{корр}$, mV	$E_{пит}$, mV
13Cr-4Ni-1Mo (P110)	18,5	0,156	-455	-170
13Cr-5Ni-2Mo (P110)	21,4	0,100	-425	-130
13Cr-5Ni-2Mo (Q135)	19,9	0,056	-420	-85
13Cr-3Ni-1Mo (P110)	16,3	0,409	-475	-190

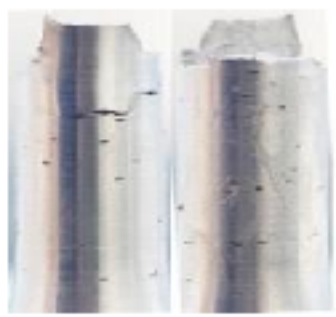


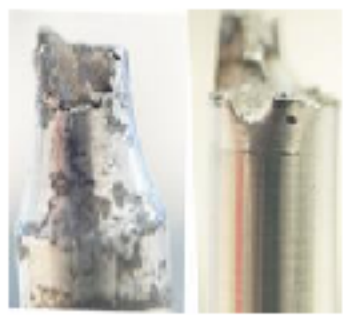
Результаты|Испытания на стойкость к СКРН

Состав (группа прочности)	13Cr-4Ni-1Mo (P110)	13Cr-5Ni-2Mo (P110)	13Cr-5Ni-2Mo (Q135)	13Cr-3Ni-1Mo (P110)
YS, МПа	758	758	980	758
Время до разрушения	720	150	170	250
Комментарии	Маленькие трещины	Трещины	Питтинги и трещины	Трещины

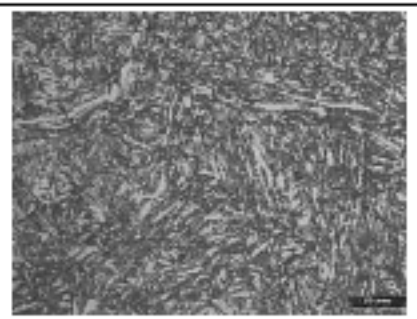
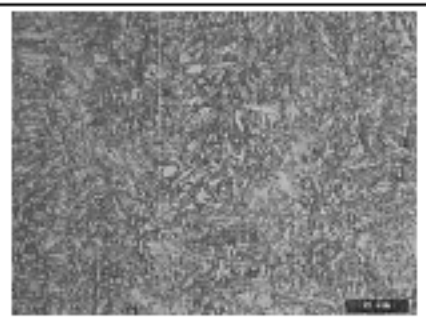
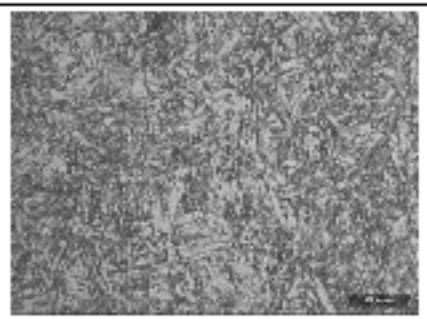
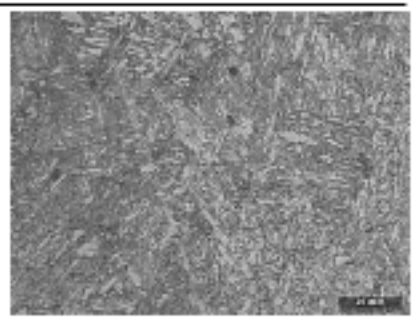


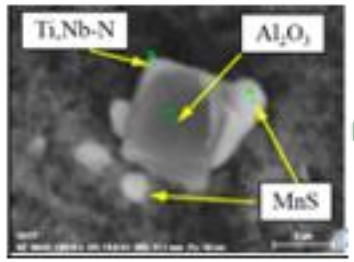


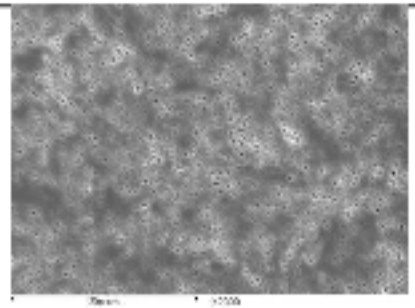




Экспертиза|Структура-свойства

Состав (группа прочности)	13Cr-4Ni-1Mo (P110)	13Cr-5Ni-2Mo (P110)	13Cr-5Ni-2Mo (Q135)	13Cr-3Ni-1Mo (P110)
Структура ×500				

Включения: 

Включения типа $Cr_{23}C_6$ 

Химический состав стали

1) Снижение содержания углерода
2) Стабилизация аустенита
3) Карбидные включения

→ ТО с A_3, отпуск в МКИ → Комбинация из необходимых механических и коррозионных характеристик

Заключение

1) Химический состав

Содержание углерода, легирование Ni и Mo. Подбор микролегирований.

2) Термическая обработка и механические свойства

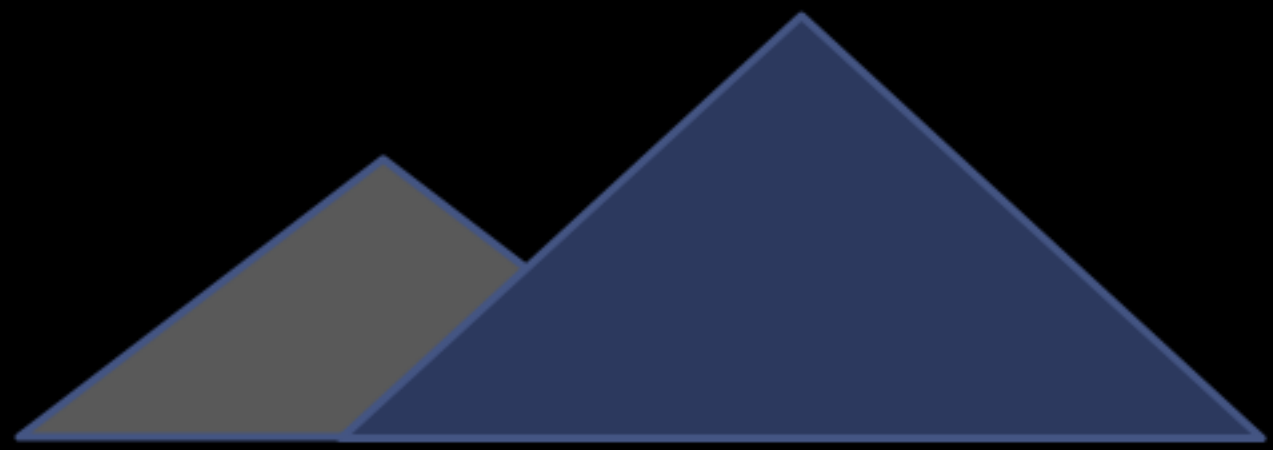
Температура образования карбидов;

Оптимальное сочетание прочности, пластичности и твердости.

3) Коррозионная стойкость

Пассивация в модельных средах;

Стойкость к СКРН.



Трубопроводная арматура.

Нормативные требования.

Стойкость изделий из стали 20ГЛ к СКРН

Докладчик: Блажнов Н.М.

Анализ нормативной документации

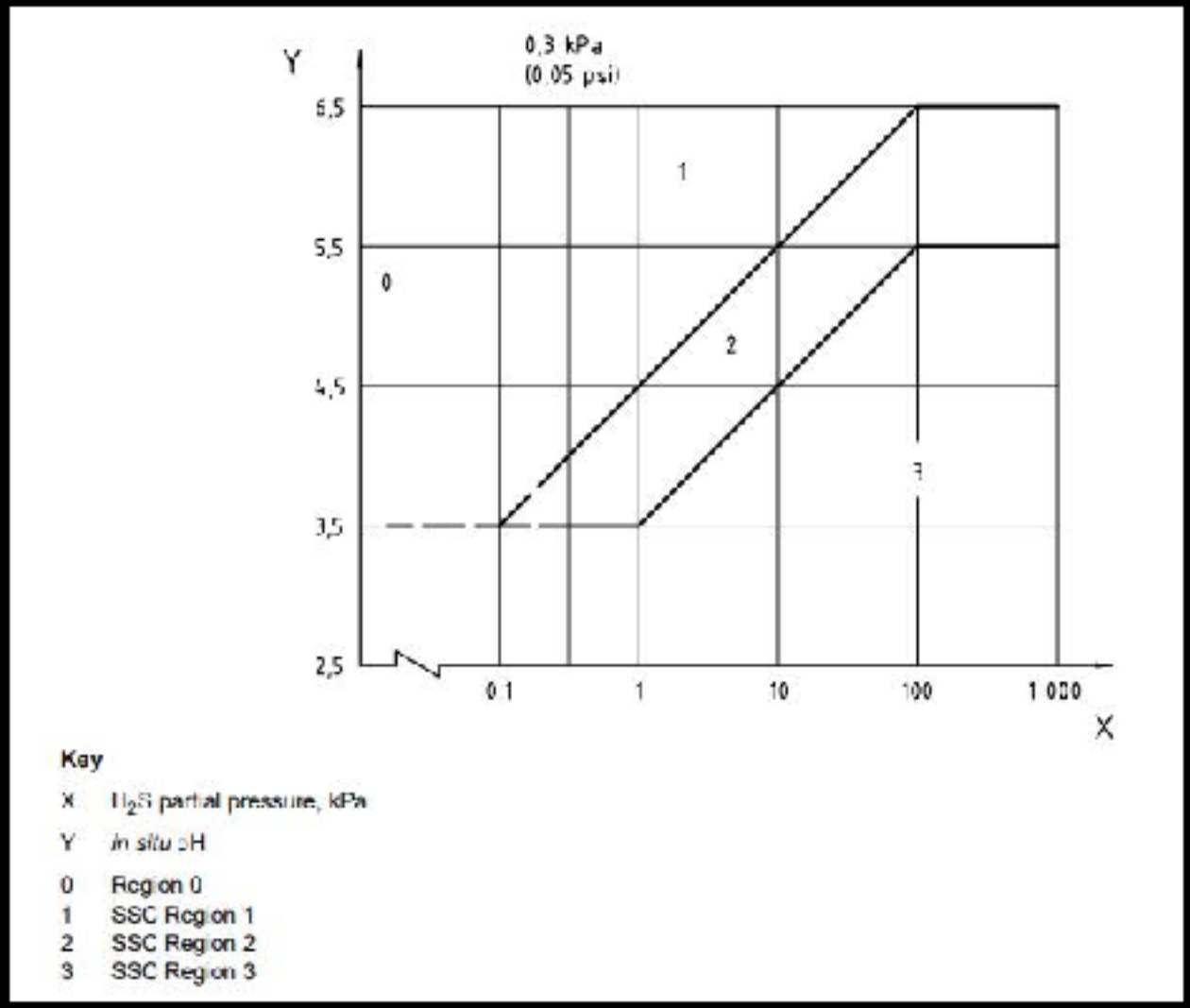
- При создании МУК ЕТТТ ЗКЛ ред. 1.00 не были учтены требования ГОСТ Р 53678-2009. Требования к стойкости материалов корпусных деталей задвижек клиновых литых были введены по аналогии с ранее принятыми ЕТТ к НГПТ. (среда А, 72% от мин. гарант. Предела текучести). Кроме того ред. 1.00 не предъявляла требований к хим. составу или маркам применяемых сталей. Порядок проведения испытаний и количество образцов однозначно не устанавливалось.

- В ред. 2.00 появились допустимые интервалы содержания химических элементов в составе легированных сталей для корпусных деталей задвижки. Требования к стойкости к СКРН остались на уровне ЕТТ1.00. Порядок проведения испытаний и количество образцов однозначно не устанавливалось.

- В ред. 3.00 появилась классификация рабочих сред в зависимости от парциального давления сероводорода и рекомендации по применению марок сталей в зависимости от степени агрессивного воздействия. Требования к стойкости к СКРН соответствуют ГОСТ Р 53678-2009. МУК ЕТТ ЗКЛ 3.00 устанавливает требования к порядку проведения испытаний и количеству образцов. Отсутствует критерий оценки результатов испытаний (допускаемое количество разрушившихся образцов).

- Изменениями от 02.04.2019 к ЕТТ 3.00 были снижены требования к нагрузке при испытаниях на стойкость к СКРН, а именно КПН=72% от мин. гарантированного предела текучести. Испытательные среды остались без изменений.

Условия возникновения СКРН в зависимости от парциального давления H_2S от pH



Key

X H_2S partial pressure, kPa

Y *in situ* pH

0 Region 0
1 SSC Region 1
2 SSC Region 2
3 SSC Region 3

В 1975 году было выпущено первое издание стандарта NACE MR0175, которое установило пределы парциального давления H_2S, превышение которых требовало повышенных мер защиты от СКРН.

В 2003 году был разработан комбинированный стандарт NACE MR0175 / ISO 15156. В стандарте жесткость среды распределялась по трем областям в зависимости от pH водной среды и парциального давления H_2S в газовой фазе.

В 2011 в РФ был введен в действие ГОСТ Р 53678-2009. Документ являлся модифицированным по отношению к международному стандарту ИСО 15156-2:2003 (NACE MR0103).

Разработка локальной нормативной документации в дальнейшем базировалась на ГОСТ Р 53678-2009.

Классификация рабочих и испытательных сред согласно МУК ЕТТ ПАО «НК«Роснефть»

Классификация рабочей среды, в зависимости от содержания H_2S

№ п/п	Содержание H_2S	Парциальное давление H_2S	Условное обозначение
1	2	3	4
1	Отсутствует	Менее 300 Па	К0
2	Низкое	От 300 Па до 10 000 Па включительно	К1
3	Среднее	Свыше 10 000 Па до 1,0 МПа включительно	К2
4	Высокое	Свыше 1,0 МПа	К3

Содержания pH в зависимости от P_{H2S} для условий испытаний

№ п/п	pH	Требуемое P_{H2S} для испытания, кПа	
		Условия для зоны 1 СКРН	Условия для зоны 2 СКРН
1	2	3	4
1	3,5		1
2	4,0	0,3	–
3	4,5	1	10
4	5,5	10	100
5	6,5	100	–

Лабораторные испытания на СКРН для эксплуатации в среде, содержащей H_2S

№ п/п	Область применения	Модельный раствор	Приложенное напряжение
1	2	3	4
1	Для материалов, предназначенных для эксплуатации в области СКРН 1 (К1)	5% NaCl + 0,4% CH₃COONa в дистиллированной воде. P_{H2S} и pH в соответствии с областью СКРН 1 Таблица 13 настоящих Методических указаний и рисунок 1 ГОСТ 53678-2009	90% от фактического предела текучести
2	Для материалов, предназначенных для эксплуатации в области СКРН 2 (К2)	5% NaCl + 0,4% CH₃COONa в дистиллированной воде. P_{H2S} и pH в соответствии с областью СКРН 2 Таблица 13 настоящих Методических указаний и рисунок 1 ГОСТ 53678-2009	90% от фактического предела текучести
3	Для материалов, предназначенных для эксплуатации в других областях СКРН (К3)	5% NaCl + 0,5% CH₃COOH в дистиллированной воде. P_{H2S} и pH в соответствии с Таблицей В.2 ГОСТ 53678-2009 (Среда А)	80% от фактического предела текучести

Цель эксперимента

установление соответствия влияния испытательной среды на свойства металла в средах с различным сочетанием концентрации сероводорода и pH в границах зон агрессивности воздействия 1 и 2.

Задачи

- Выбор комбинации параметров (сочетаний pH_2S / pH) испытательной среды.
- Оценка изменения свойств металла после испытания

Объекты испытания

образцы из стали **20ГЛ**, прошедшие термообработку по режиму «нормализация»

Химический состав стали

№ образца	Массовая доля элементов, %										
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Al	Cu	V
1	0,210 ±0,024	0,37 ±0,03	1,16 ±0,08	0,013 ±0,003	0,012 ±0,003	0,034 ±0,005	0,014 ±0,004	0,023 ±0,008	0,081 ±0,020	0,035 ±0,008	менее 0,010
2	0,205 ±0,024	0,36 ±0,03	1,16 ±0,08	0,013 ±0,003	0,009 ±0,002	0,039 ±0,005	0,013 ±0,004	0,024 ±0,008	0,078 ±0,020	0,035 ±0,008	менее 0,010
3	0,190 ±0,016	0,37 ±0,03	1,16 ±0,08	0,012 ±0,003	0,012 ±0,003	0,039 ±0,005	0,015 ±0,004	0,025 ±0,008	0,081 ±0,020	0,035 ±0,008	менее 0,010
4	0,195 ±0,016	0,37 ±0,03	1,15 ±0,08	0,012 ±0,003	0,011 ±0,003	0,039 ±0,005	0,015 ±0,004	0,025 ±0,008	0,079 ±0,020	0,035 ±0,008	менее 0,010
Требования ГОСТ 21357-87 к стали 20ГЛ	0,17-0,25	0,30-0,50	1,10-1,40	до 0,020	до 0,020	не более 0,30	-	не более 0,30	-	-	-

Механические свойства стали

	На одноосное растяжение по ГОСТ 1497-84			
	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Относительное удлинение δ, %	Относительное сужение ψ, %
Среднее	553	376	28,0	64,0
Требования ГОСТ 21357-87 к стали 20ГЛ по режиму «нормализация»	не менее 500	не менее 300	не менее 20	не менее 35

Ударная вязкость по ГОСТ 9454-78

при t 20°С
KCV^{+20} 191 Дж/см²

при t -60°С KCV^{-60} 75 Дж/см²

Твердость НВ* по ГОСТ 9012-59
158

Условия лабораторных испытаний на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А

№ образца	Количество	Коэфф. пороговой нагрузки	Состав испытательной среды
1 2 3	3	72%	5% NaCl + 0,4% CH_3COONa в дистиллированной воде. Концентрация сероводорода - 300±50 мг/л, pH = 5,5 (К1)
4 5 6	3	72%	5% NaCl + 0,4% CH_3COONa в дистиллированной воде. Концентрация сероводорода - 2800±200 мг/л, pH = 6,5 (К1)
7 8 9	3	72%	5% NaCl + 0,4% CH_3COONa в дистиллированной воде. Концентрация сероводорода - 300±50 мг/л, pH = 4,5 (К2)
10 11 12	3	72%	5% NaCl + 0,4% CH_3COONa в дистиллированной воде. Концентрация сероводорода - 2800±200 мг/л, pH = 5,5 (К2)

Расчет концентрации сероводорода в испытательных средах проводился с применением закона Генри. Постоянная Генри принималась равной 0,087 М/атм при 20 °С



Результаты определения механических свойств образцов после испытания в различных условиях

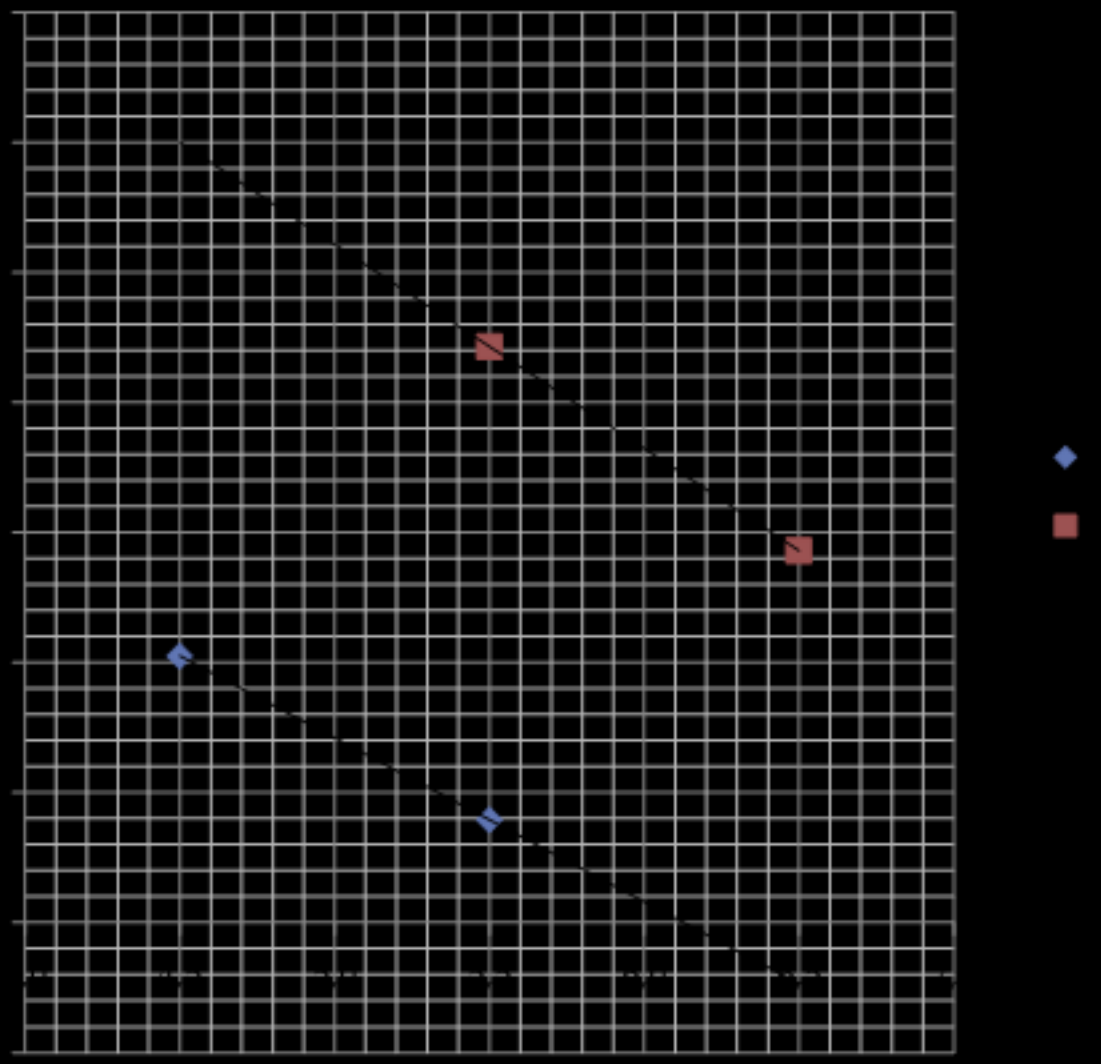
Тип испытательной среды	Временное сопротивление разрыву σв , МПа	Изменение временного сопротивления	Предел текучести σт, МПа	Изменение предела текучести	Относительное удлинение δ , %	Изменение относительного удлинения	Относительное сужение, ψ, %	Изменение относительного сужения
среда К1, pH=5,5, pH2S=10 Кпа	577	-24	395,5	-19,5	25,8	2,2	54	10
среда К1, pH=6,5, pH2S=100 Кпа	577,5	-24,5	406,5	-30,5	20	8	32,6	31,4
среда К2, pH=4,5, pH2S=10 Кпа	563,5	-10,5	385,5	-9,5	22,25	5,75	45,45	18,55
среда К2, pH=5,5, pH2S=100 Кпа	575	-22	408	-32	15,6	12,4	35	29

Оценка изменения относительного удлинения в зависимости от изменения pH на единицу и изменения парциального давления с 10 кПа до 100 кПа

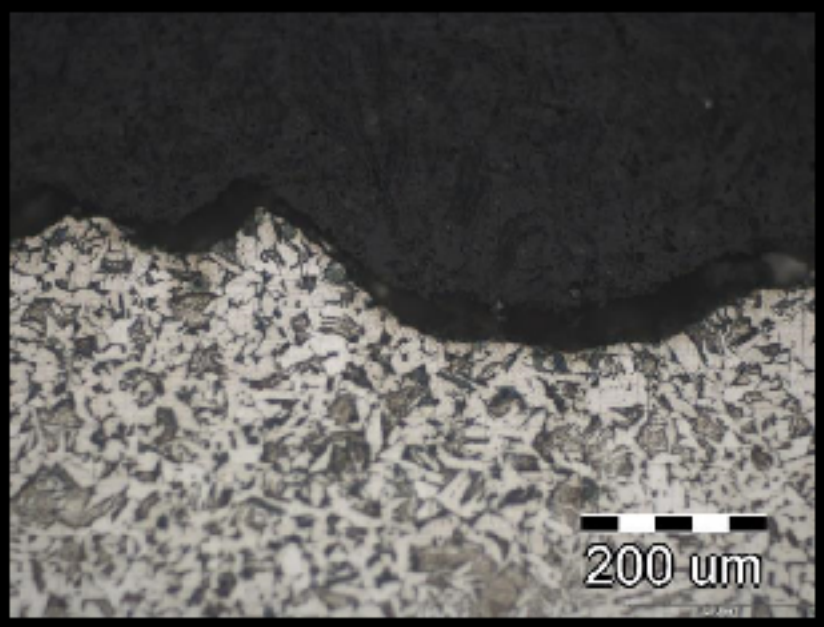
pH	10 кПа	100 кПа	$\delta_{pH4,5}/\delta_{pH5,5}$	$\delta_{100кПа}/\delta_{10кПа}$
4,5	5,8	-	2,6	-
5,5	2,2	12,4	1,6	5,6
6,5	-	8,0	-	-

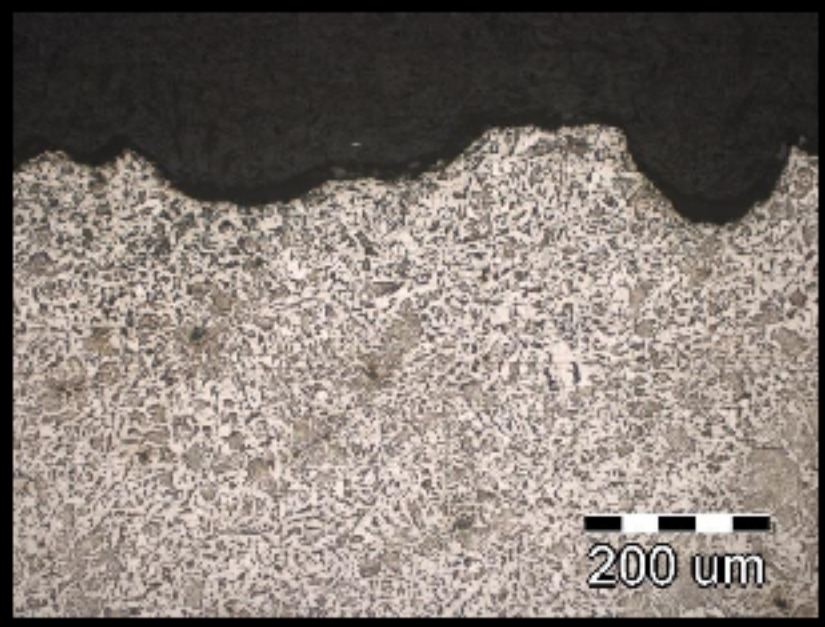


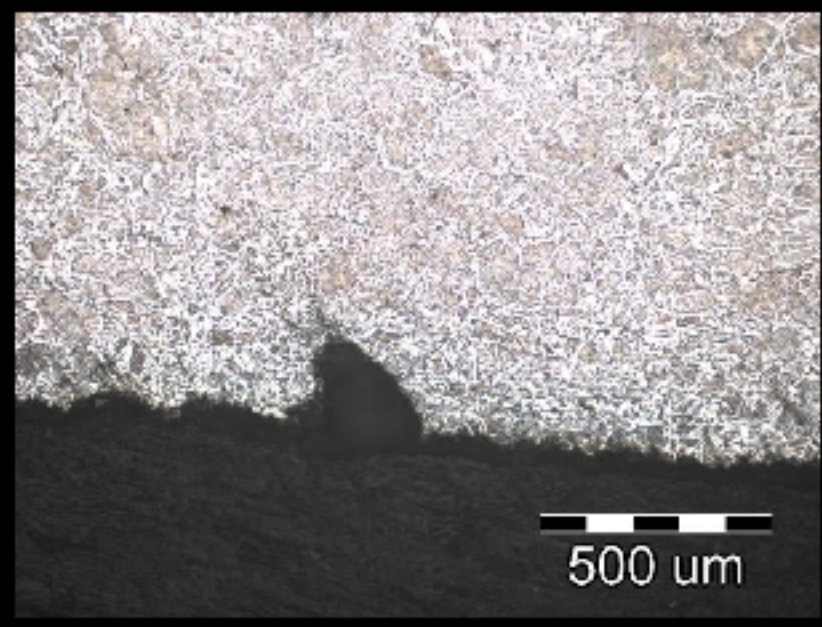
График зависимости относительного удлинения образцов, испытанных при различных концентрациях от pH



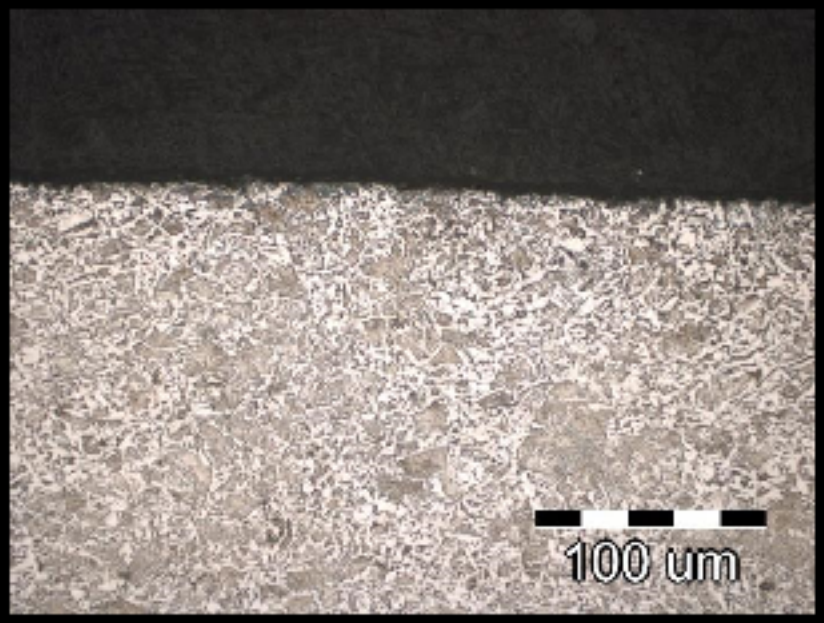
Продольное сечение образца №1, испытанного при концентрации сероводорода - 300±50 мг/л, pH = 5,5

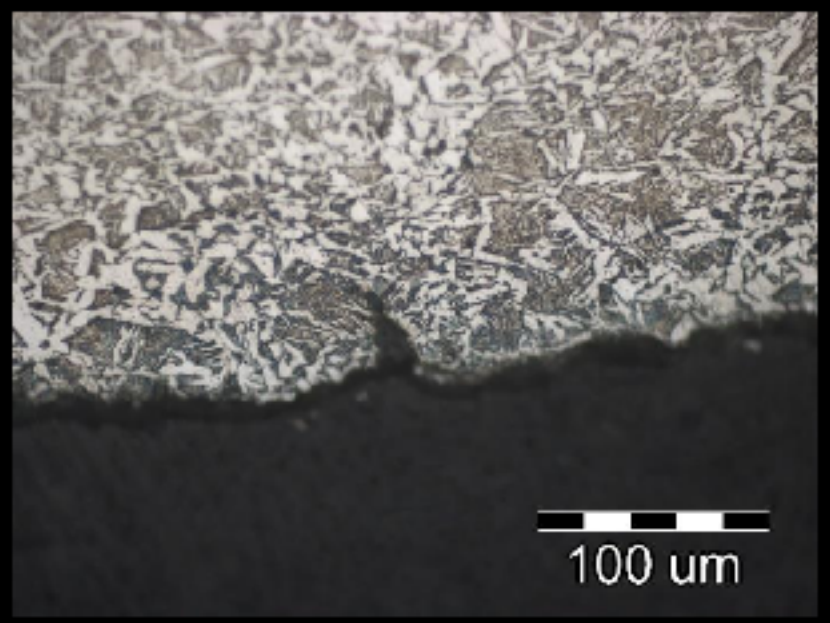


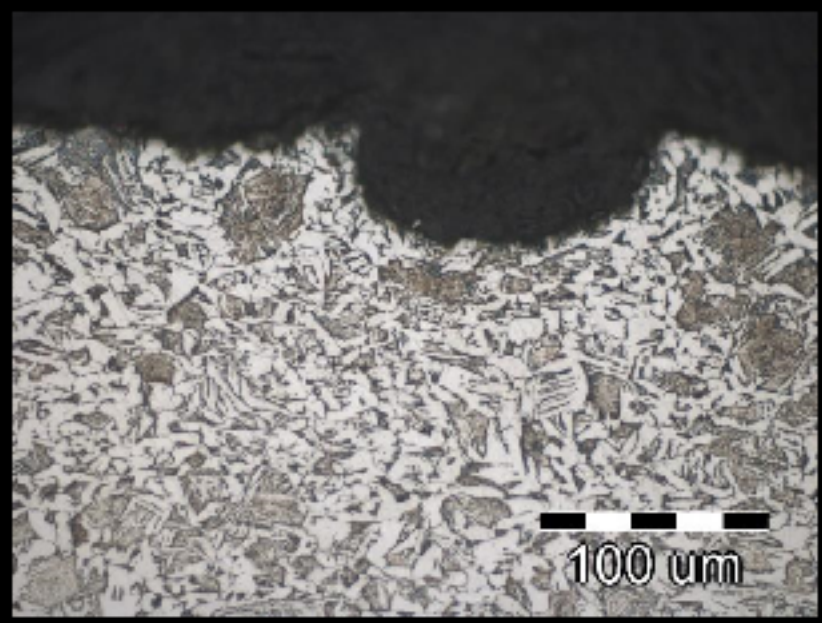


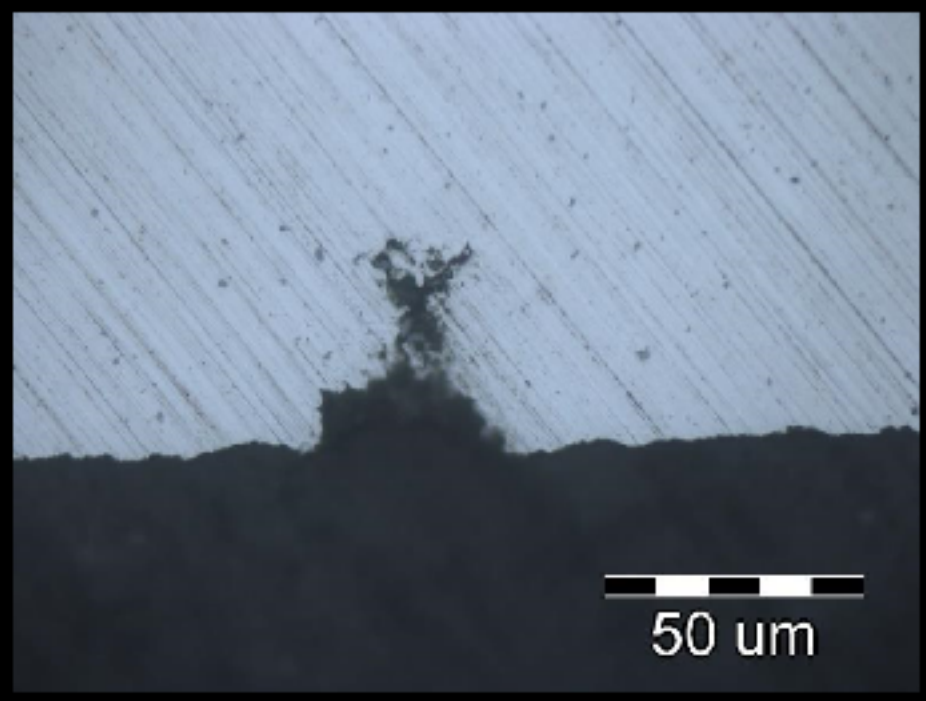


Продольное сечение образца №5, испытанного при концентрации сероводорода - 2800±200 мг/л, pH = 6,5

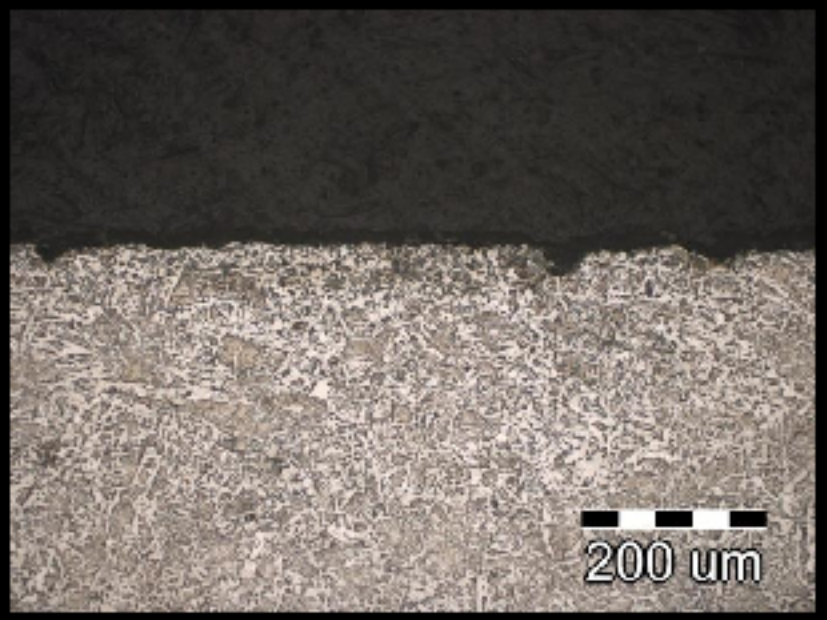


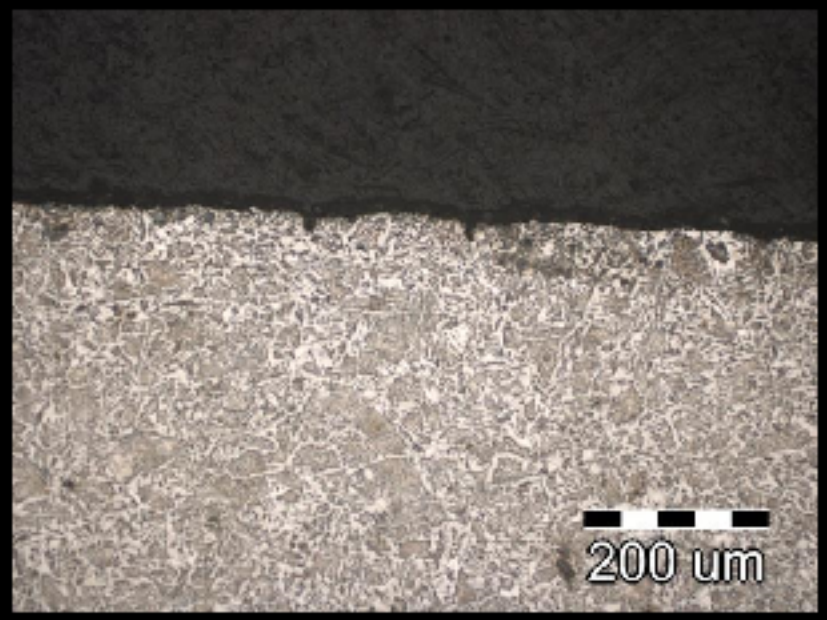


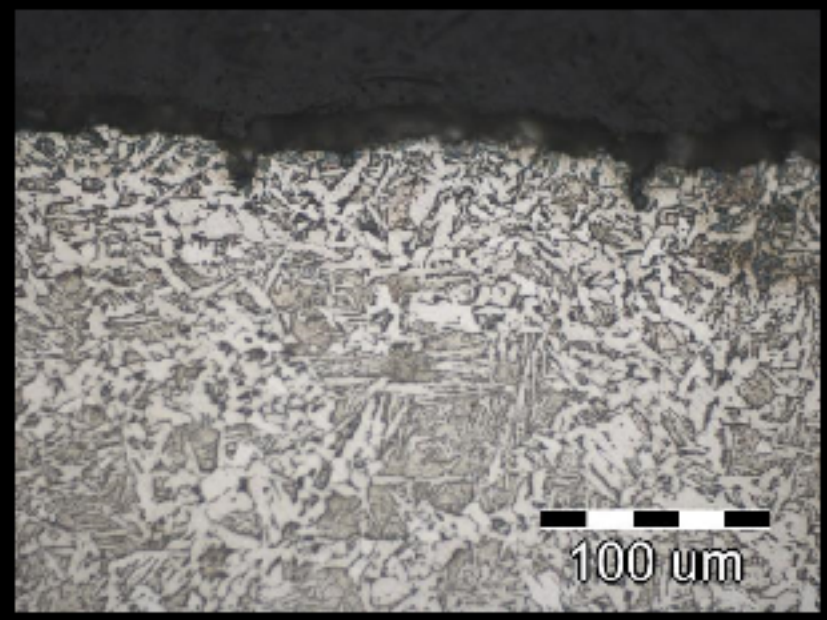




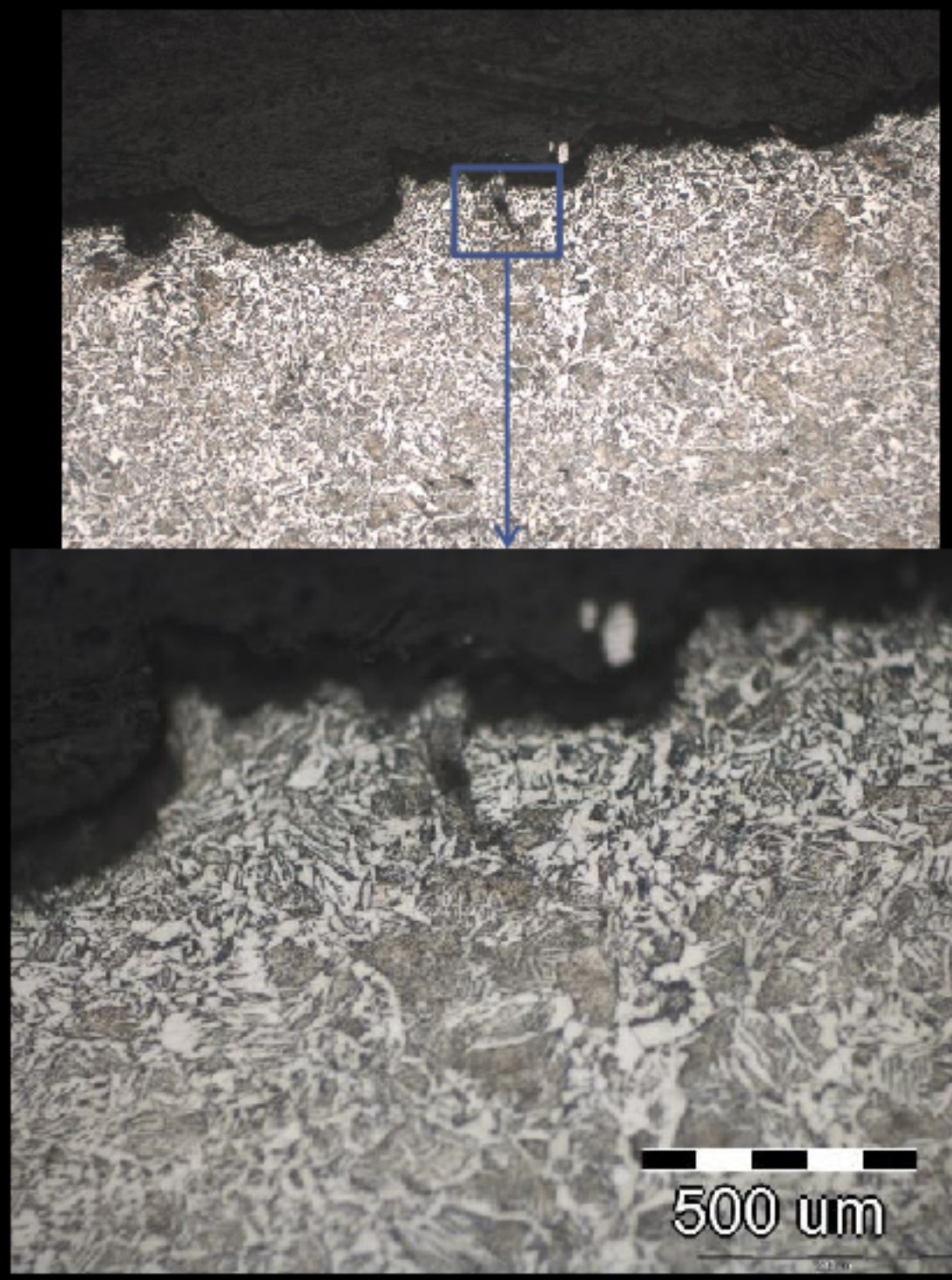
Продольное сечение образца №8, испытанного при концентрации сероводорода 300±50 мг/л, pH = 4,5

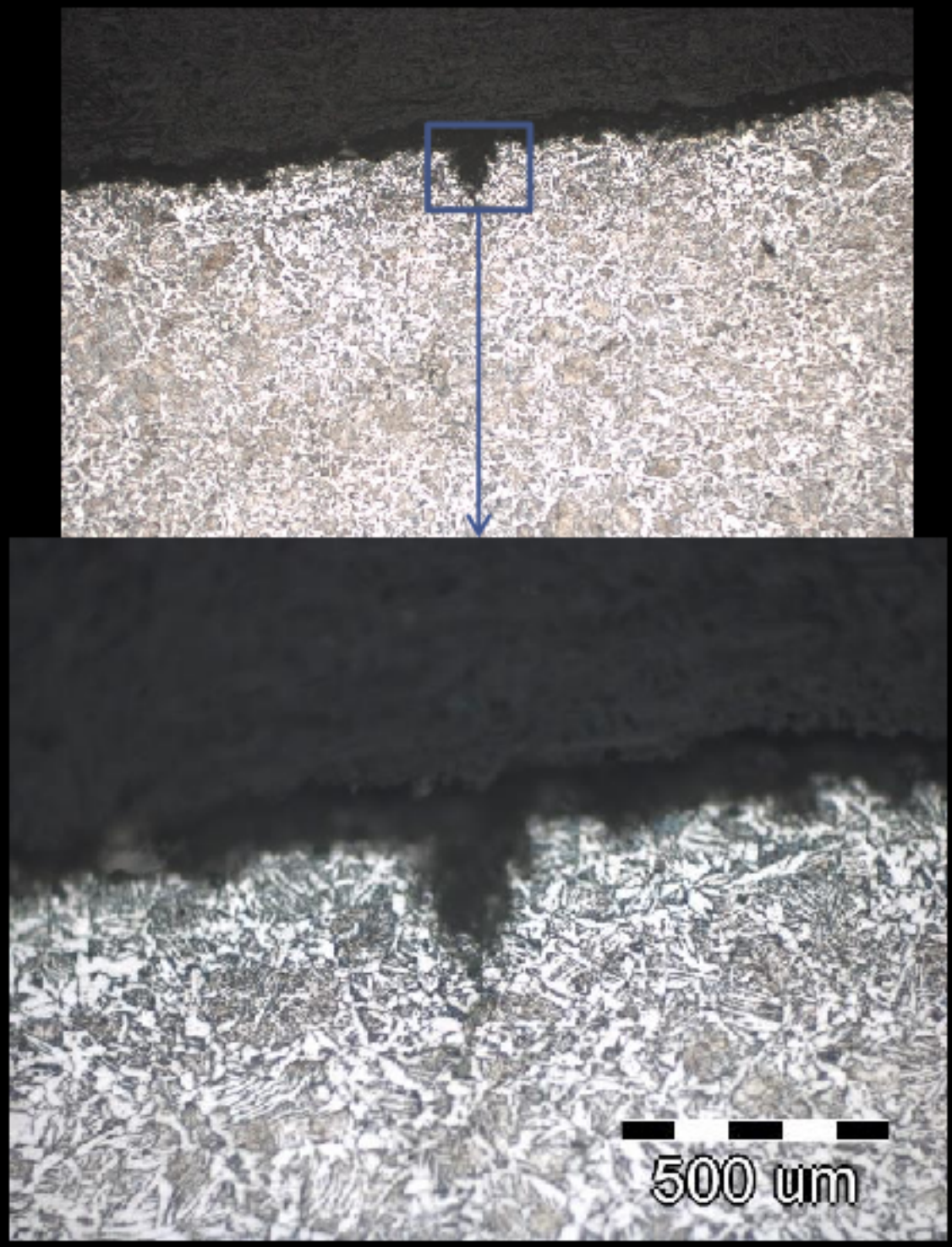






Продольное сечение образца №11, испытанного при концентрации сероводорода 2800±200 мг/л, pH = 5,5





Выводы

- 1. Все образцы выстояли полный срок испытания без разрушений.
- 2. Трещин СКРН на продольных шлифах после испытания на образцах не выявлено.
- 3. Экспериментально установлено уменьшение относительного удлинения на всех образцах после испытания. Однако, эти значения были не эквивалентны в пределах одной зоны агрессивного воздействия СКРН.
- 4. **Установлено, что изменение концентрации парциального давления газа с 10кПа до 100 кПа оказывает более значительное воздействие на деградацию пластических свойств металла, чем изменение pH на одну единицу**.
- 5. Необходимо продолжить эксперимент при более высокой нагрузке до разрушения испытуемых образцов. Кроме того, необходимо рассмотреть влияние режима термической обработки на стойкость литых арматурных сталей к СКРН.

Опыт производства нефтегазопроводных сероводородостойких труб с пониженным содержанием хрома по новым требованиям «НК «Роснефть»

Маковецкий А.Н., к.т.н., начальник отдела разработки бесшовных труб, ПАО «ТМК», Челябинск

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ № П4-06 М-0111



Методические указания Компании (МУК) устанавливают единые технические требования к трубной продукции на производственных объектах добычи нефти и газа Компании Роснефть в части:

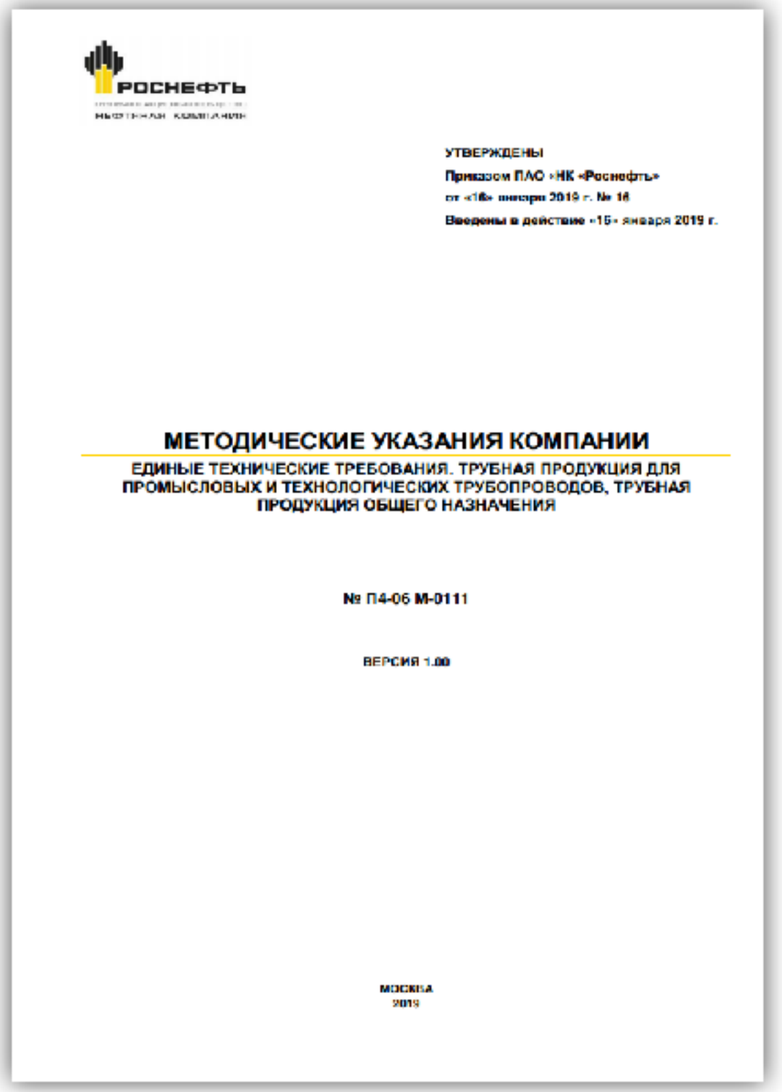
- проектирования (в части подбора оборудования);
- планирования и разработки документации;
- изготовления, испытания и приёмки продукции;
- транспортирования;
- ремонта трубной продукции для промысловых и технологических трубопроводов;
- нанесения защитных покрытий.





Трубная продукция, изготовленная в соответствии с требованиями МУК предназначена для:

- строительства вновь проектируемых трубопроводов;
- реконструкции эксплуатируемых трубопроводов;
- проведения капитальных, текущих и других видов ремонтов.


РОСНЕФТЬ

УТВЕРЖДЕНЫ
Приказом ПАО «НК «Роснефть»
от «16» января 2019 г. № 16
Введены в действие «16» января 2019 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ

ЕДИНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ. ТРУБНАЯ ПРОДУКЦИЯ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРУБНАЯ ПРОДУКЦИЯ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

№ П4-06 М-0111

ВЕРСИЯ 1.00

МОСКВА
2019

Основные Технические требования МУК № П4-06 М-0111 Технические условия, разработанные на базе МУК, внедренные в ПАО «ЧТПЗ» и АО «ПНТЗ»

ЧТПЗ

Требования к выплавке стали	Требования к микроструктуре	Требования к классу прочности и твердости	Требования к химическому составу	Требования к вязкопластическим характеристикам	Требования к коррозионной стойкости
• Полностью раскислена; • Пройти вакуумную дегазацию; • Min ликвация; • Неметаллические включения ↓; • Растворенные газы (N2, H2) ↓	• Однородная мелкозернистая; • Размер действительно или аустенитного зерна; • Полосчатость; • Содержание неметаллических включений	• Классы прочности К34-К60; • $\sigma_в$; • $\sigma_т$; • $\sigma_т/\sigma_в$; • δ_5; • HRC≤22	• Содержание элементов (C, Si, Mn, P, S, V, Nb, Ti); • Сэкв; • V+Nb+Ti≤0,15%; • Ca/S≥1,0;	• Трещиностойкость (KCV и KCU при +20°C) • Хладостойкость (KCV и KCU при -40°C и -60°C) • ДВС ≥50%	• СКРН при пороговом напряжении 72% от $\sigma_{тmin}$ • Стойкость металла к ВР (CLR≤15%; CTR≤5%; CSR≤2%)

ТУ 24.20.13.110-065-00186654-2019
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для ПАО «НК «Роснефть»

Цели и задачи

ЦЕЛЬ: разработать технологию производства горячекатаных труб из низколегированных бесхромистых сталей для обеспечения требований МУК «НК Роснефть»

ЗАДАЧИ:

1. Универсализация химического состава стали и обеспечение классов прочности К48 – К60 после закалки и отпуска труб толщиной стенки до 14 мм.

2. Освоение производства труб класса прочности до к60 с толщиной стенки до 20мм из специальной стали

Технические требования МУК № П4-06 М-0111 к трубам в коррстойком исполнении

№ П/П	КЛАССИФИКАЦИЯ РАБОЧЕЙ СРЕДЫ ПО СТЕПЕНИ АГРЕССИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	ПАРЦИАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ H_2S, Па	ПАРЦИАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ CO_2, Па	УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ РАБОЧЕЙ СРЕДЫ
1	Отсутствует	$P_{H_2S} < 300$	$P_{CO_2} < 50\,000$	0.А
2				0.Б
3	Низкое	$P_{H_2S} < 300$	$P_{CO_2} \geq 50\,000$	1
4	Низкое	$300 \leq P_{H_2S} < 10\,000$	$P_{CO_2} < 50\,000$	1
5	Среднее	$300 \leq P_{H_2S} < 10\,000$	$P_{CO_2} \geq 50\,000$	2
6	Среднее	$10\,000 \leq P_{H_2S} < 1\,000\,000$	$P_{CO_2} < 50\,000$	2
7	Высокое	$10\,000 \leq P_{H_2S} < 1\,000\,000$	$P_{CO_2} \geq 50\,000$	3
8	Высокое	$P_{H_2S} \geq 1\,000\,000$	$P\ co_2 \geq 50\,000$	3

Класс агрес. среды	Класс прочности	Марка стали
0.А, 0.Б	К42-К52	20-4/20А-1
	К46-К50	09Г2С-1/13Г2Ф
	К56-К60	13ГФ-1
1, 2, 3	К42-К46	09ГФБ-1
	К50	09ГФБ-2
	К48	09ГФБ-1,12ФА-SS
	К52-К60	12ГМФБ
	К56-К60	12ГМФБ, 12ГНМФ

Технические требования МУК № П4-06 М-0111 к трубам в коррстойком исполнении

Химический состав металла трубной продукции промысловых и технологических трубопроводов при P_{H2S} < 300 Па и P_{CO2} ≥ 50 000 Па или при P_{H2S} ≥ 300 Па

КЛАСС ПРОЧНОСТИ	МАССОВАЯ ДОЛЯ ЭЛЕМЕНТОВ ПО АНАЛИЗУ ПЛАВКИ И ИЗДЕЛИЯ, %, НЕ БОЛЕЕ								УГЛЕРОДНЫЙ ЭКВИВАЛЕНТ, %, НЕ БОЛЕЕ	
	C	Si	Mn	P	S	V	Nb	Ti	Сэкв	$P_{см}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
К42	0,14	0,40	1,35	0,020	0,003	0,04	0,04	0,04	0,34	0,19
К46	0,15	0,45	1,40	0,020	0,003	0,05	0,05	0,04	0,36	0,20
К48	0,16	0,45	1,65	0,020	0,003	0,07	0,06	0,04	0,39	0,20
К50	0,16	0,45	1,65	0,020	0,003	0,07	0,06	0,04	0,40	0,21
К52	0,16	0,45	1,65	0,020	0,003	0,08	0,06	0,04	0,41	0,22
К56	0,16	0,45	1,65	0,020	0,003	0,09	0,08	0,06	0,42	0,22
К60	0,16	0,45	1,65	0,020	0,003	0,09	0,08	0,06	0,42	0,22

Допускается для труб классов прочности от К52 до К60 включительно массовая доля меди не более 0,50 %, никеля - не более 0,50 %, хрома - не более 0,45 %, молибдена - не более 0,35 %.

Максимальный предел массовой доли S может быть увеличен до 0,008% включительно для бесшовных (SMLS) труб. При использовании нескольких модифицирующих редкоземельных элементов отношение массовой доли кальция к массовой доле серы в стали должно быть не менее 0,5.

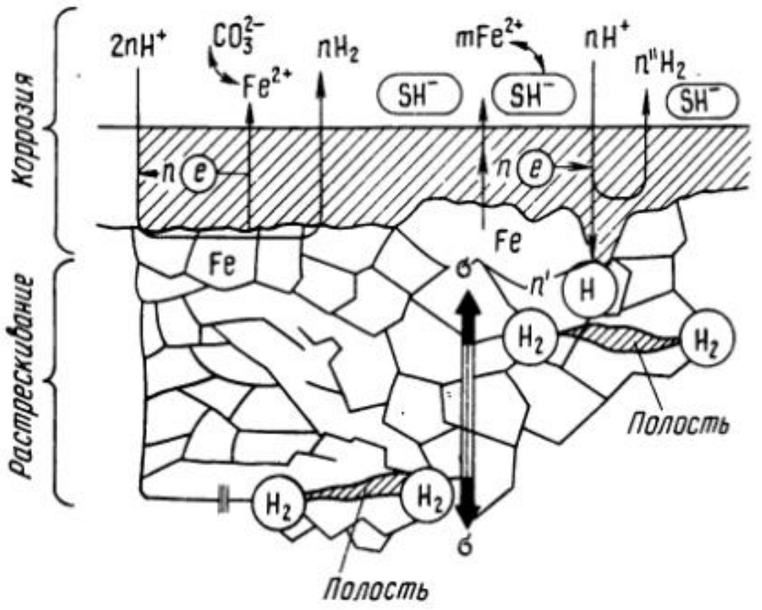
Для бесшовных труб показатель $P_{см}$ может быть увеличен на 0,03%.

Технические требования МУК № П4-06 М-0111 к трубам в коррстойком исполнении

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР, ММ	МИНИМАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ УДАРНОЙ ВЯЗКОСТИ, KCV^{-20} Дж/см^2	
	ОСНОВНОЙ МЕТАЛЛ СВАРНЫХ ТРУБ И ТЕЛА БЕСШОВНЫХ ТРУБ	
	ПРОДОЛЬНАЯ ОРИЕНТАЦИЯ ОБРАЗЦА	ПОПЕРЕЧНАЯ ОРИЕНТАЦИЯ ОБРАЗЦА
1	2	3
Менее 219	65	--
От 219 до 820	--	59

КЛАСС ПРОЧНОСТИ	МЕТАЛЛ БЕСШОВНЫХ ТРУБ					
	ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ $\sigma_{0,5}$, МПа		ВРЕМЕННОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ σ_B, МПа		ОТНОШЕНИЕ $\sigma_{T0,5//}\sigma_B$,	ОТНОСИТЕЛЬНОЕ УДЛИНЕНИЕ δ_5, %,
	НЕ МЕНЕЕ	НЕ БОЛЕЕ	НЕ МЕНЕЕ	НЕ БОЛЕЕ	НЕ БОЛЕЕ	НЕ МЕНЕЕ
1	2	3	4	5	6	7
К42	290	495	415	760	0,93	20
К46	320	525	435	760	0,93	20
К48	360	530	460	760	0,93	20
К50	390	545	490	760	0,93	19
К52	415	565	520	760	0,93	19
К56	450	600	535	760	0,93	18
К60	485	635	570	760	0,93	18

Факторы, влияющие на ВР и СКРН. Меры борьбы.



- **Проникновение водорода в сталь**
  - Создание защитных окисных пленок (Cr, Cu)
- **Зарождение трещин**
  - Уменьшение количества MnS и оксидов
  - Сфероидизация сульфидов
  - Уменьшение структурной неоднородности
  - Измельчение и сфероидизация карбидов и карбонитридов
- **Распространение трещин**
  - Измельчение зерна
  - Уменьшение охрупчивания границ зерен
  - Повышение вязкости твердого раствора
  - Легирование для обеспечения прокаливаемости

Требования МУК ограничивают возможность создания защитных окисных пленок, уменьшают прокаливаемость, тк возможность легирования хромом исключена.

Проектирование технологии производства

$$txp = -19 + 44 \cdot Si + 700 \cdot \sqrt{N_f} + 2{,}2 \cdot П - 11{,}5 \cdot d^{-\frac{1}{2}}$$

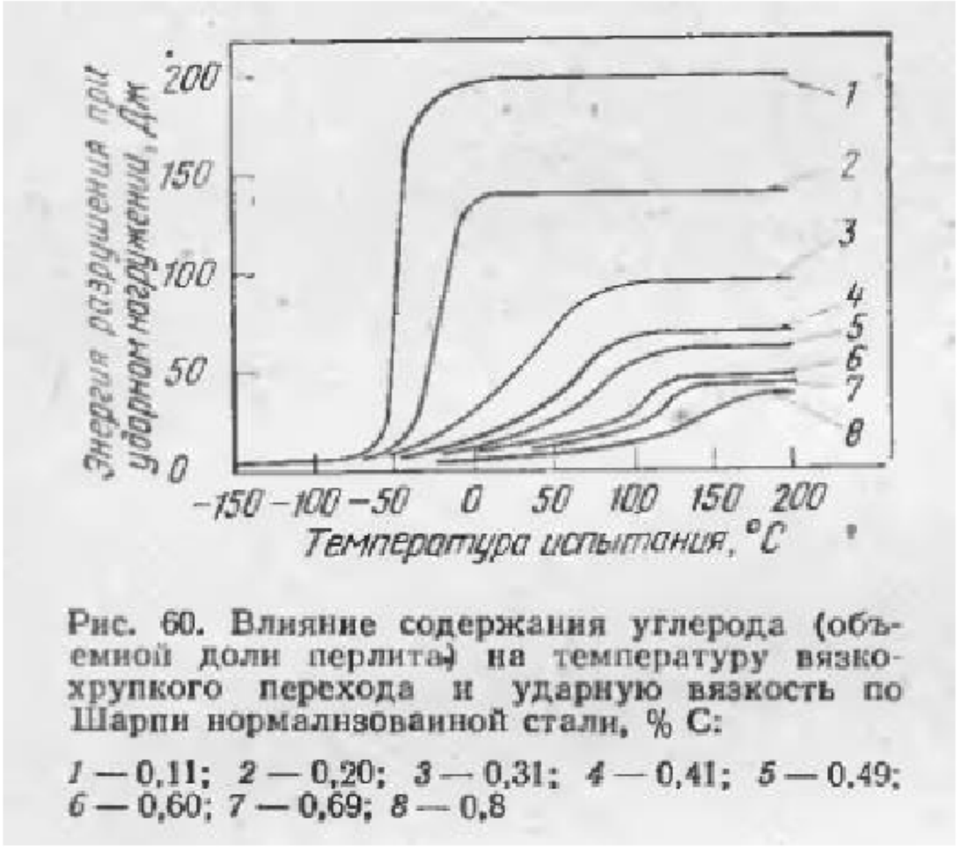


Рис. 60. Влияние содержания углерода (объемной доли перлита) на температуру вязкохрупкого перехода и ударную вязкость по Шарпи нормализованной стали, % С:

1 — 0,11; *2* — 0,20; *3* — 0,31; *4* — 0,41; *5* — 0,49; *6* — 0,60; *7* — 0,69; *8* — 0,8

Для достижения максимальной вязкости и корр стойкости:

1.Снизить содержание кремния до 0.37% и менее;

2.Максимальное связывание азота -

$$N_{экв} = 0.8 * (0.52 * Al + 0.27 * V + 0.15 * Nb);$$

3.Измельчение ферритного зерна - целевое значение №10;

4.Уменьшение %перлита - целевое значение не более 10%;

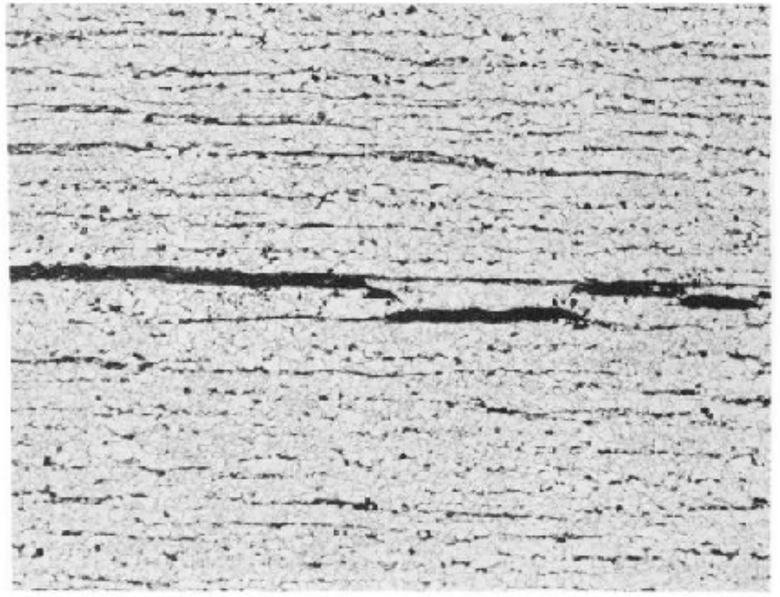
5.Максимальная чистота по неметаллическим включениям;

6.Уменьшение содержания фосфора до не более 0,015%;

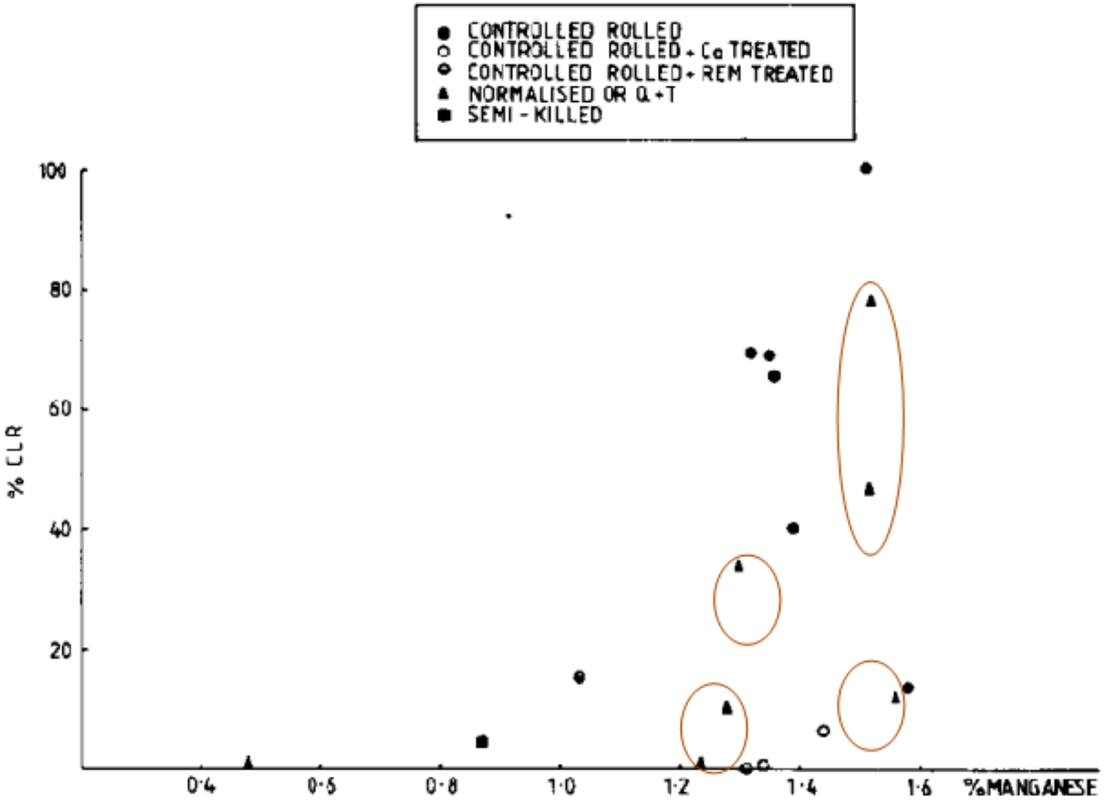
7.Очистка границ ферритного зерна от сплошных выделений цементита или перлита

8. Полосчатость не более 2 балла

Требования к технологии производства труб



Водородные трещины по границам раздела феррит-перлит



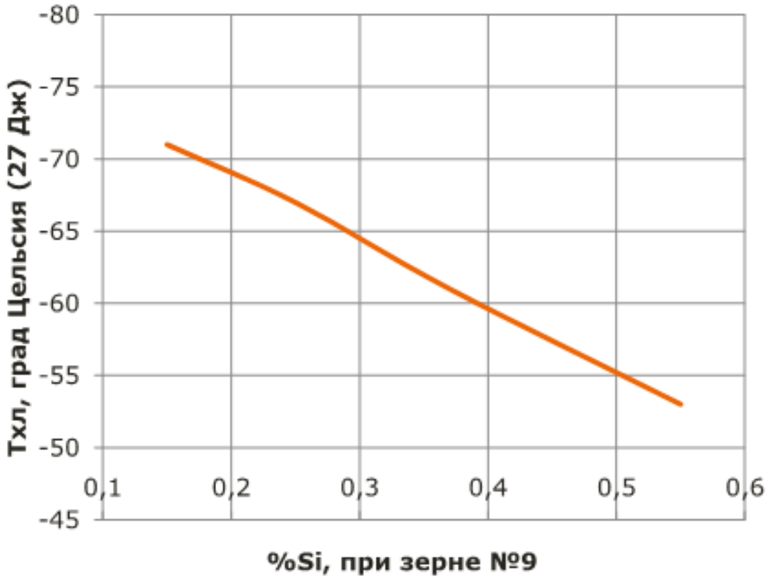
Влияние %Mn на склонность к водородному растрескиванию. Обведены точки для закалки и отпуска стали

Hydrogen Induced Cracking in Pipeline Steels A. BROWN and C. L. JONES. Corrosion NACE. Vol. 40, No. 7, July 1984

Особенности влияния легирования кремнием на свойства стали

$$txp = -19 + 44 \cdot Si + 700 \cdot \sqrt{N_f} + 2{,}2 \cdot П - 11{,}5 \cdot d^{-\frac{1}{2}}$$

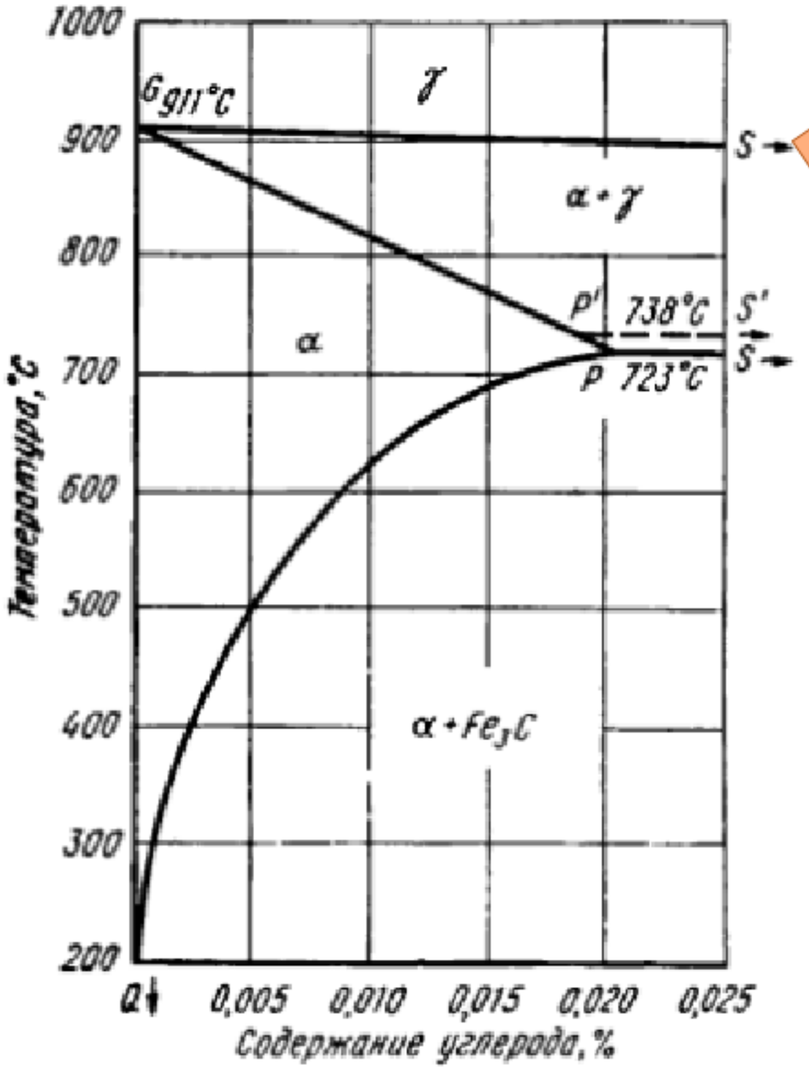
$$\sigma_т = 54 + 32.3 * Mn + 83.2 * Si + 354 * \sqrt{N_f} + 17.4 * d^{-\frac{1}{2}}$$



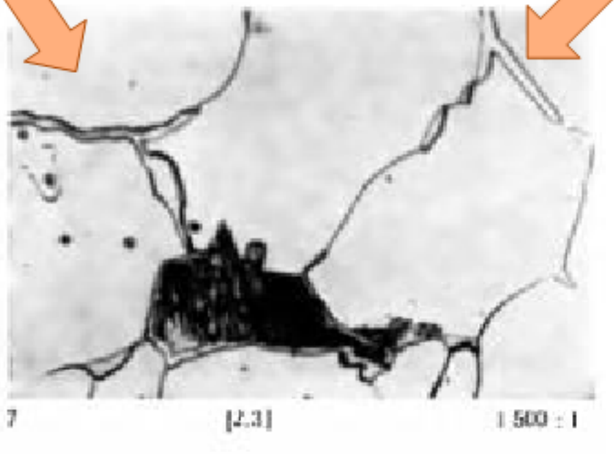
Согласно данным справочной литературы (Авторадиографическое исследование металлов, применяемых в судостроении / Б.И. Брук. - Л.: Судостроение, 1966) в сталях, легированных кремнием углерод концентрируется по границам зерен;

Согласно данным Гликмана (Утевский, Л.М. Обратимая отпускная хрупкость стали и сплавов железа / Л.М. Утевский, Е.Э. Гликман, Г.С. Карк. - М.: Металлургия, 1987. - 222 с. Гликман Е.Э., Грдина Ю.В., Пигузов Ю.В. // МиТОМ. - 1967. - № 4.) даже остаточный уровень кремния в стали способствует адсорбции фосфора по границам зерен и усиливает отпускную хрупкость.

Выделение третичного цементита или тонких перлитных прослоек по границам зерен низкоуглеродистой стали

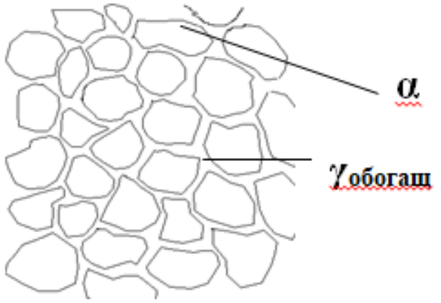


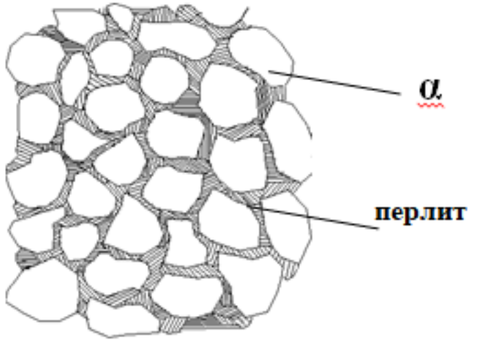
Fe_3C Fe_3C



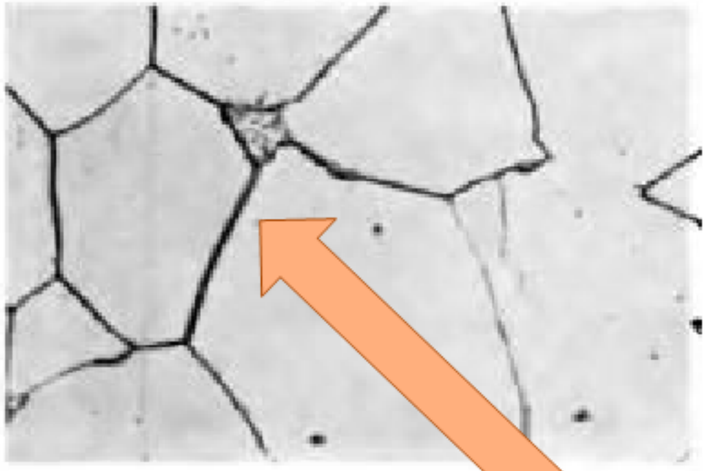
1, x1500

«Металлография железа», т2.

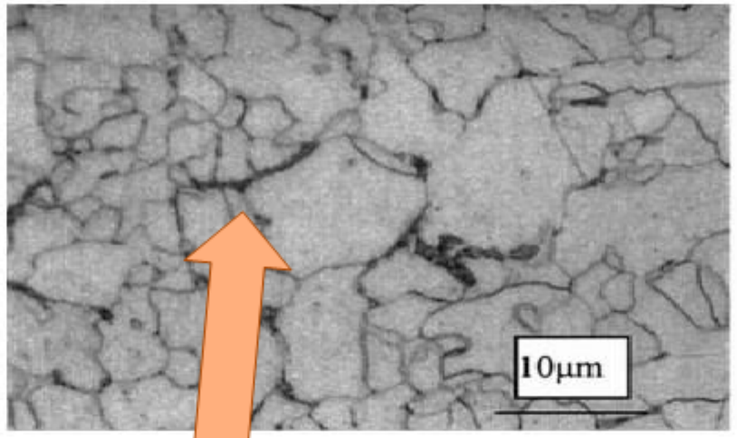




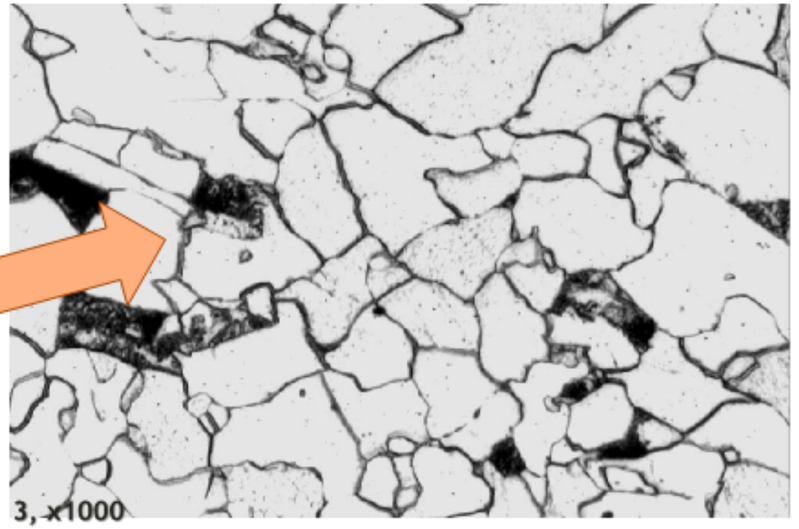
Пример охрупчивания границ зерен в малоуглеродистой стали



3 [2.3] 500 : 1



2, x1500



3, x1000

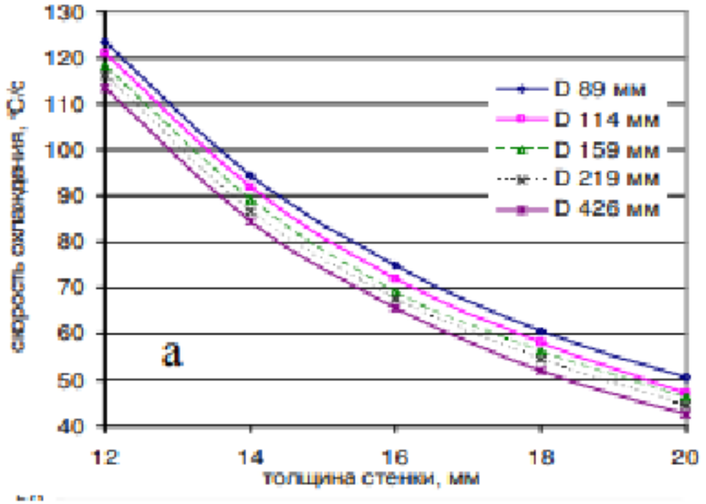
1 - «Металлография железа», т2.

2 - Kwang-Seop Ro, Corrosion 2000, №00382

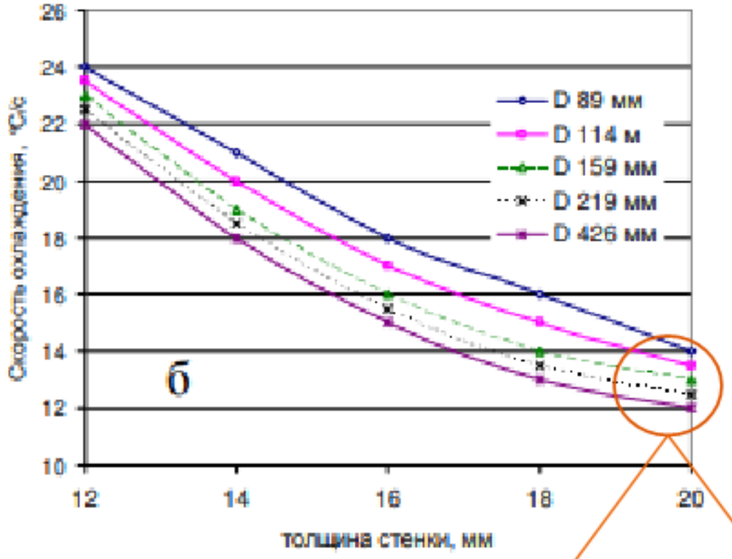
3 - сталь 09Г2Б, ЧТПЗ

Будет иметь место при нормализации или закалке толстостенных труб!

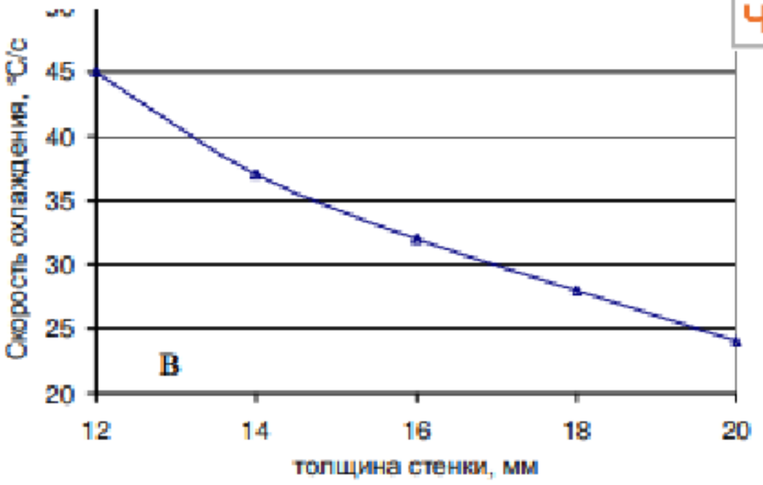
Оценка интенсивности охлаждения, оценка % перлита



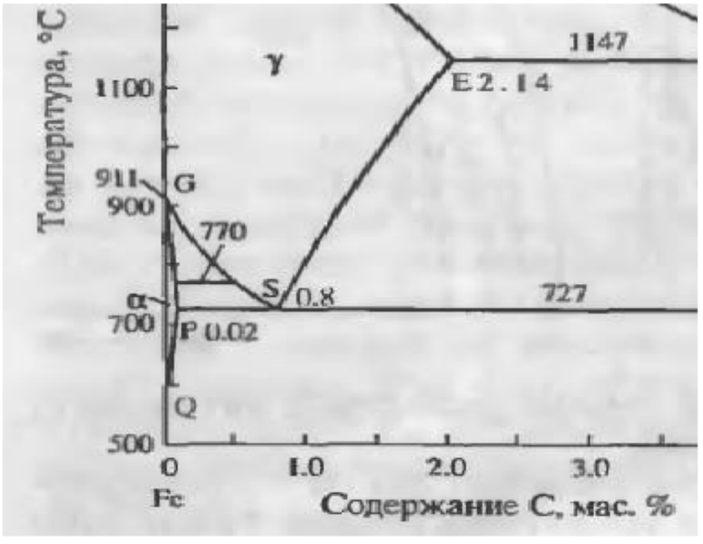
Предельно достижимые скорости , Bi→∞



Среднеинтенсивный спрейер или спокойная вода



Двухстороннее охлаждение, среднеинтенсивное охлаждение или спокойная вода



15ГФ:

В равновесных условиях:

Ф+П=100%

%П=(%С-0.02)/0.78=17%

При скорости охлаждения 12˚С/с - (Ф+П)=55%, тогда

%П=17*55/100=9.4%

12ГМФБ:

В равновесных условиях:

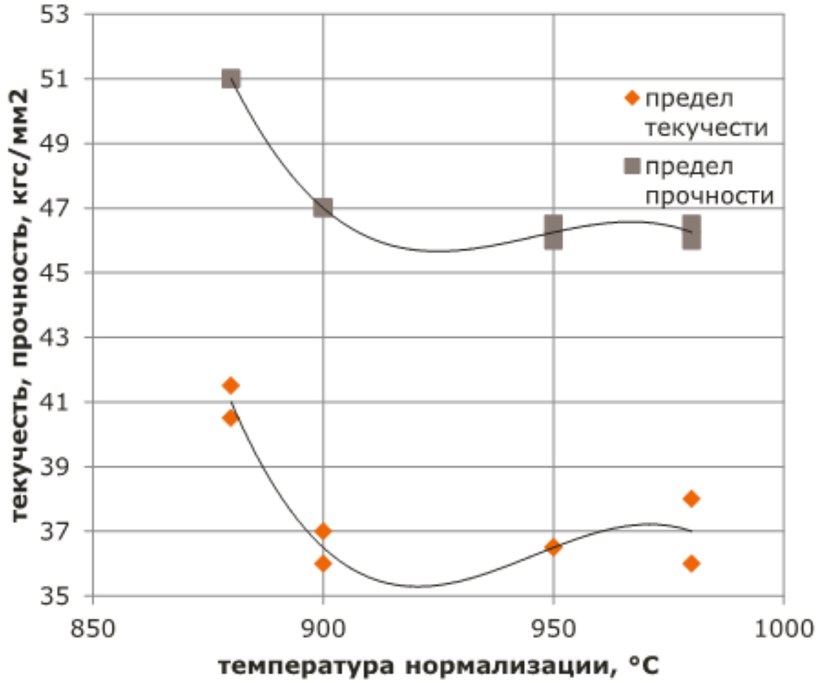
Ф+П=100%

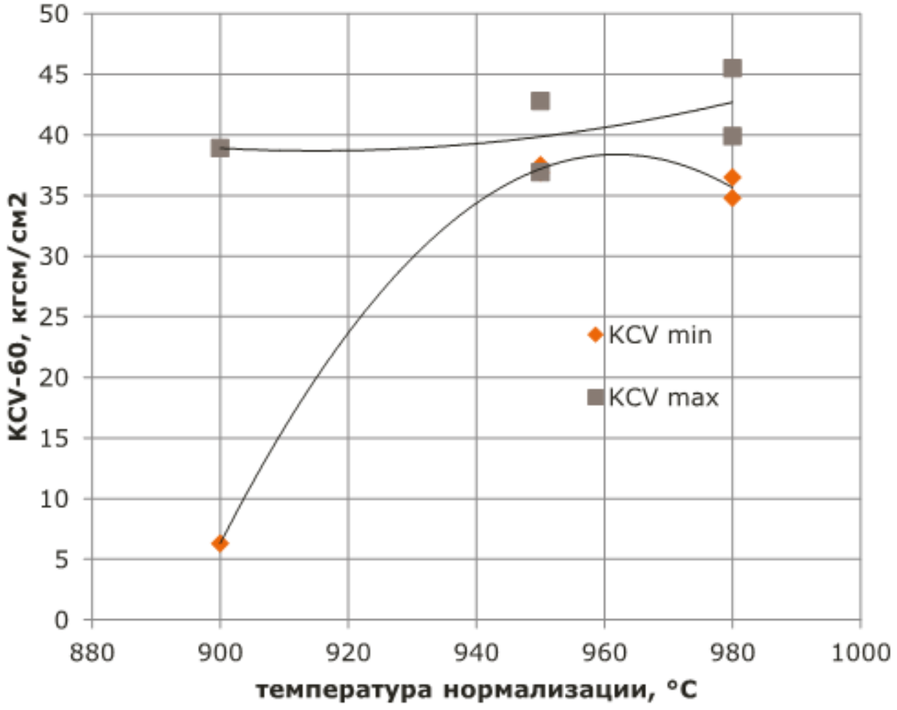
%П=(%С-0.02)/0.78=12%

При скорости охлаждения 12˚С/с - (Ф+П)=47%, тогда

%П=12*47/100=6%

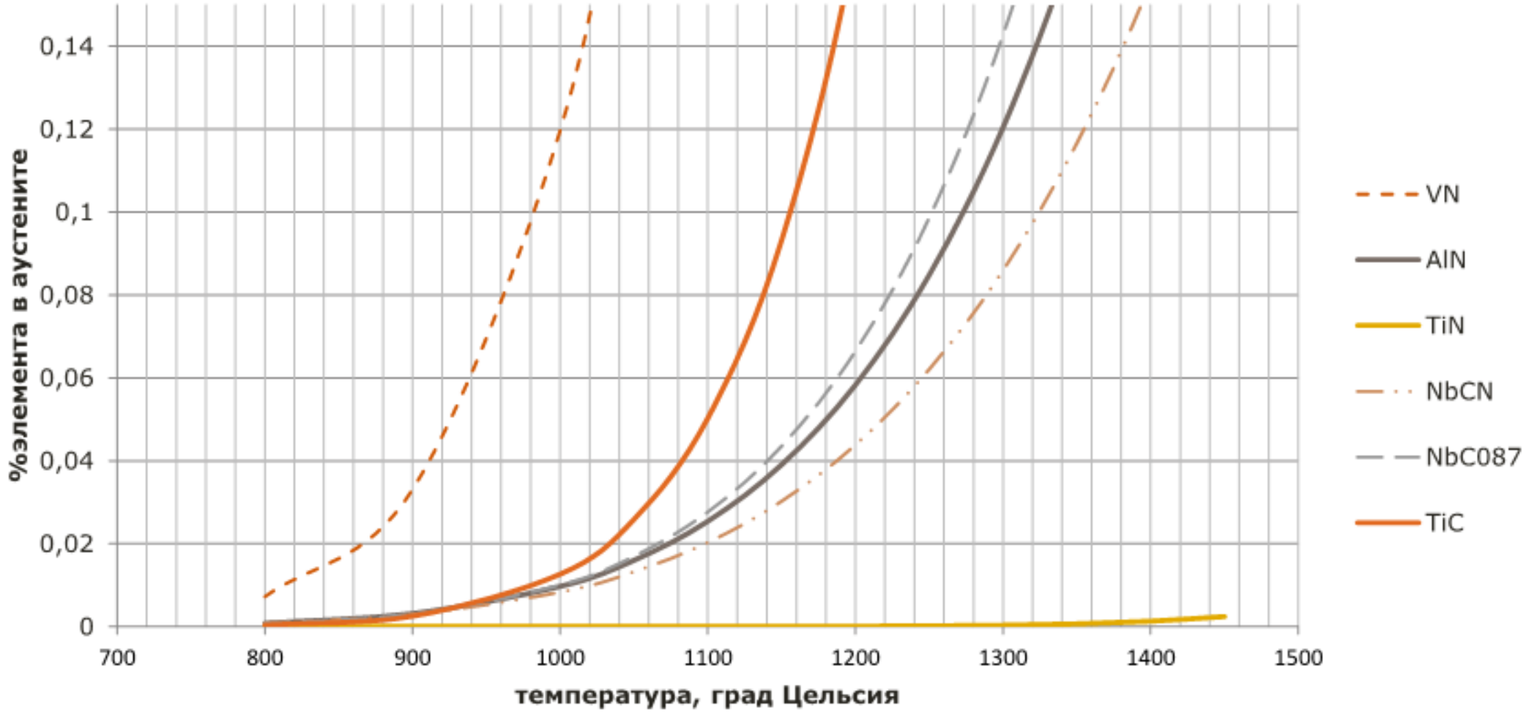
Влияние зернограничных выделений цементита на вязкость нормализованной стали типа 09Г2





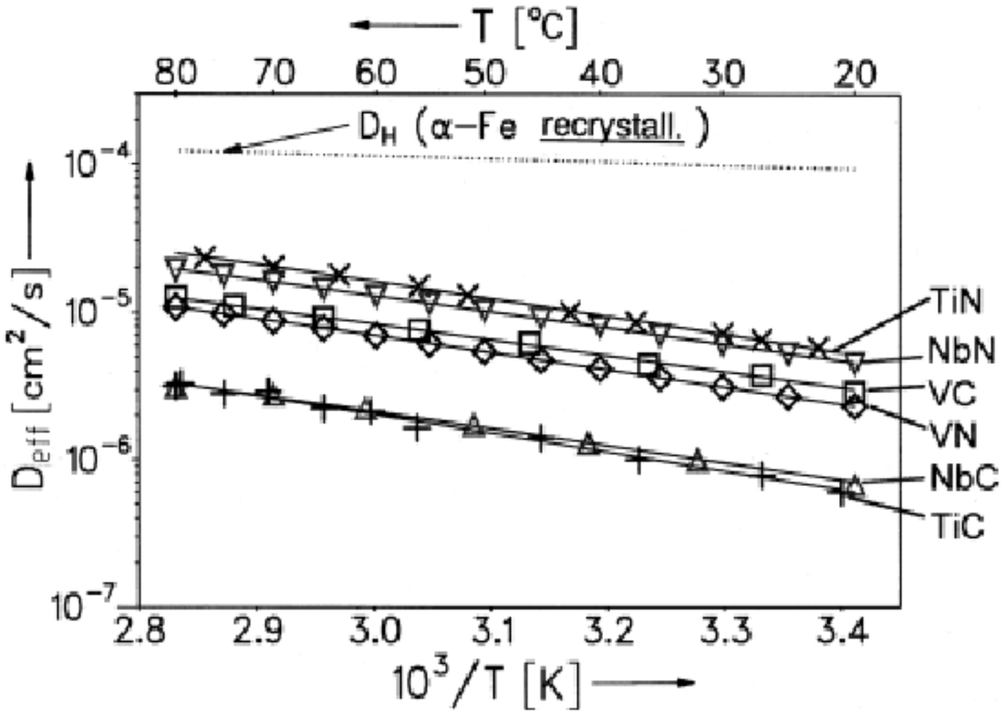
Производство труб к42-к48 в нормализованном состоянии вероятно возможно, но встретит множество противоречивых требований

Оптимизация микролегирования

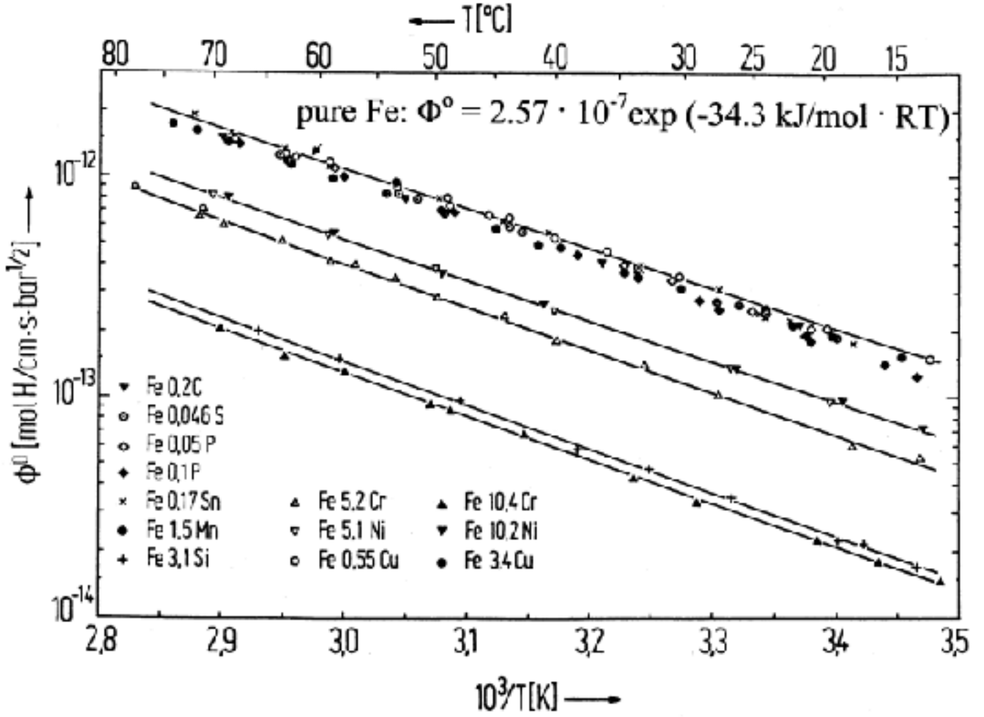


При закалке труб с толщиной стенки до 15мм не имеет смысла вводить более 0,04%Nb

Концепция легирования и микролегирования



Коэфф диффузии в тройных системах Fe-Me-C(N)



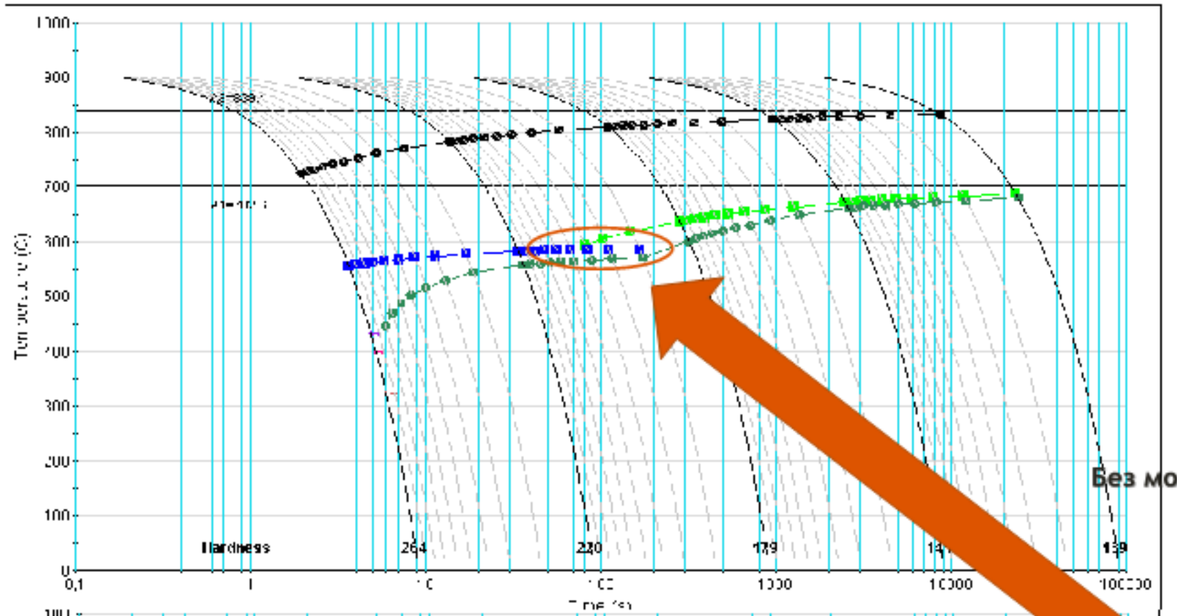
Проникновение водорода в двойных системах Fe-A

ABSORPTION AND DIFFUSION OF HYDROGEN IN STEELS. Hans Jürgen Grabke, Ernst Riecke. MATER. TEHNOL. 34(6)331(2000)

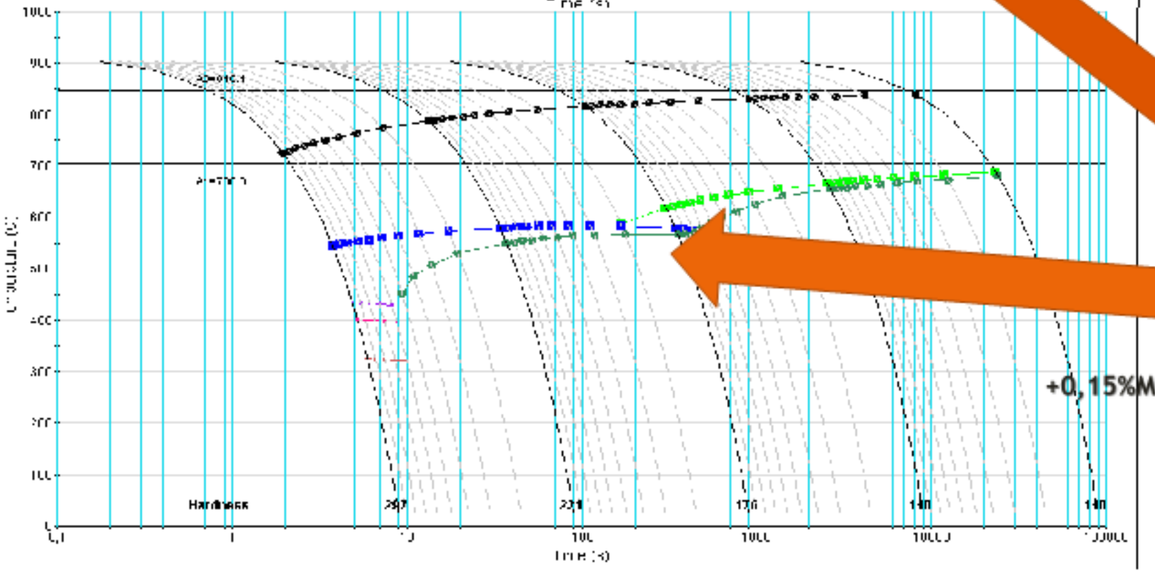
Наиболее эффективно микролегирование титаном, но оно потенциально опасно из-за образования грубых TiN.

Легирование хромом ограничено требованиями заказчика. Легирование кремнием снижает проникновение водорода, но потенциально опасно из-за охрупчивания.

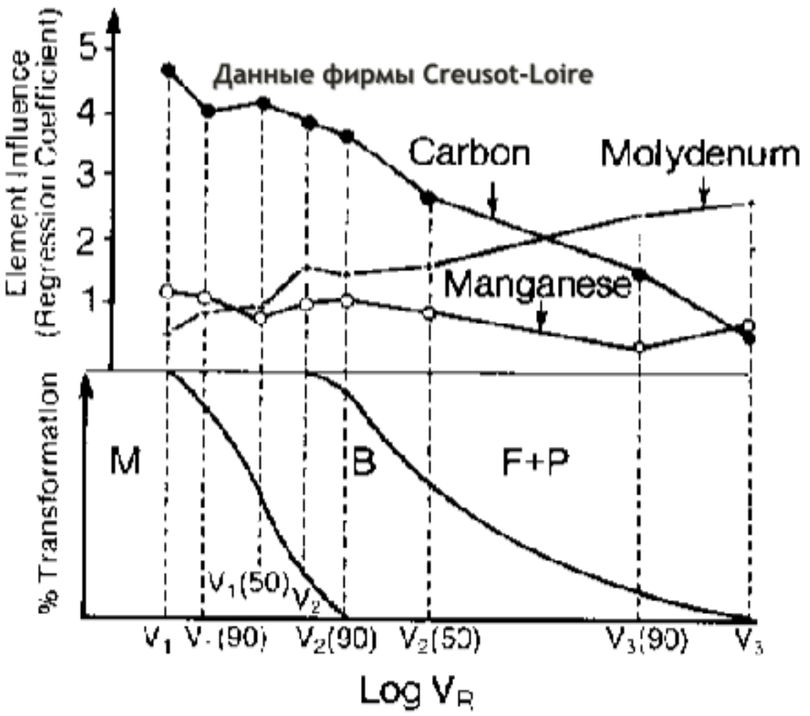
Влияние молибдена на устойчивость аустенита по 1 ступени



Без молибдена



+0,15%Mo



Даже малые добавки молибдена позволяют эффективно сократить %зернограничного перлита и цементита

0.1%C, 1.1%Mn, 0,25%Si, 0,05%V, 0,02%Nb

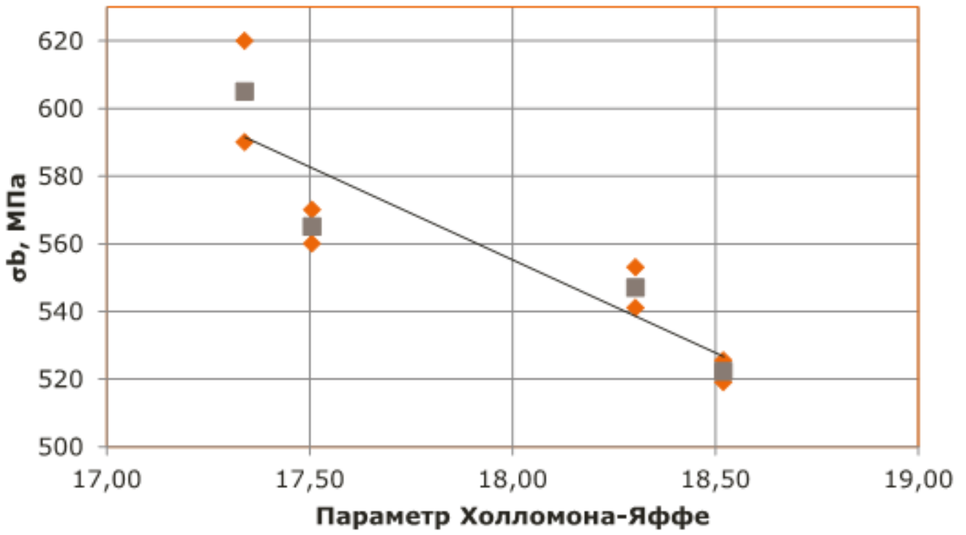
$$\log V_3 = 6.36 - (0.43\,C\% + 0.49\,Mn\% + 0.78\,Ni\% + 0.27\,Cr\% + 0.38\,Mo\% + 2\sqrt{Mo\%} + 0.0019\,Pa)$$

Поставка НЛЗ производства АО «ПНТЗ»

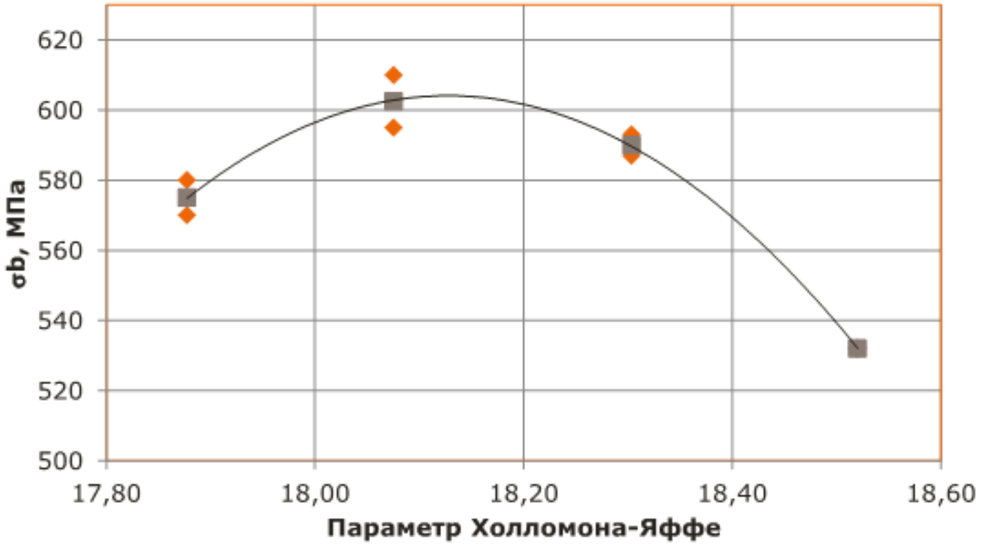
На АО «ПНТЗ» изготавливают трубные непрерывнолитые заготовки круглого сечения диаметром 150-600 мм для изготовления бесшовных горячедеформированных труб группы I классов прочности среды 0.А, 0.Б, 1, 2, 3.

Массовая доля элементов по ковшевой пробе, %, не более или в пределах												
Марка стали	C	Mn	Si	Al+Nb +V+Mo	Cr	Ni	Cu	S	P	N	Сэ	Pcm
09ГФБ-1	0,12	1,10	0,37	0,05-0,12	0,25	0,25	0,25	0,008	0,015	0,010	0,34	0,22
09ГФБ-2	0,12	1,30	0,37	0,06-0,14	0,25	0,25	0,25	0,008	0,015	0,010	0,40	0,23
12ГМФБ	0,12	1,30	0,37	0,23-0,43	0,25	0,25	0,25	0,005	0,015	0,010	0,42	0,23
- Суммарная массовая доля титана, ванадия и ниобия (Ti+V+Nb) в стали всех марок должна быть не более 0,15%.												

Влияние микролегирования на прочностные свойства



$$\frac{AL + V + Nb}{N} = 8,9$$



$$\frac{AL + V + Nb}{N} = 16$$

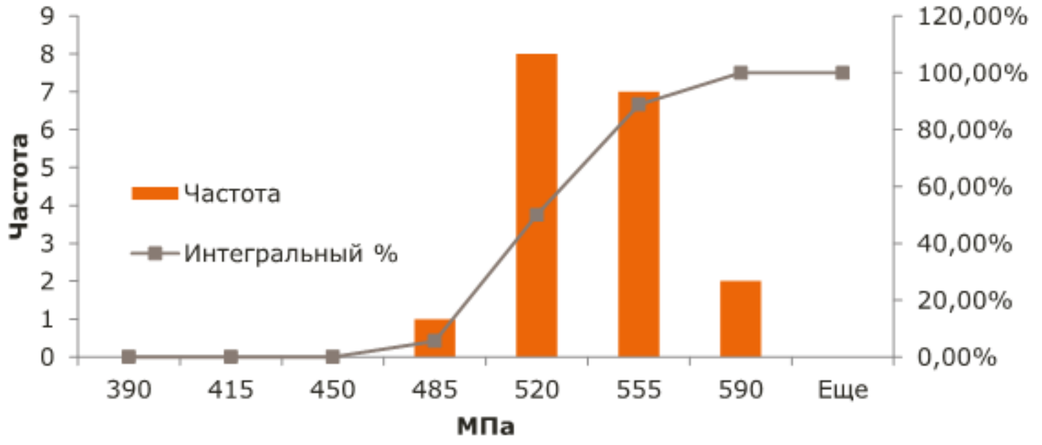
Свойства труб опытной партии. Пример влияния микролегирования - дисперсионное твердение

$$P = T(20 + lg\tau) * 10^{-3}$$

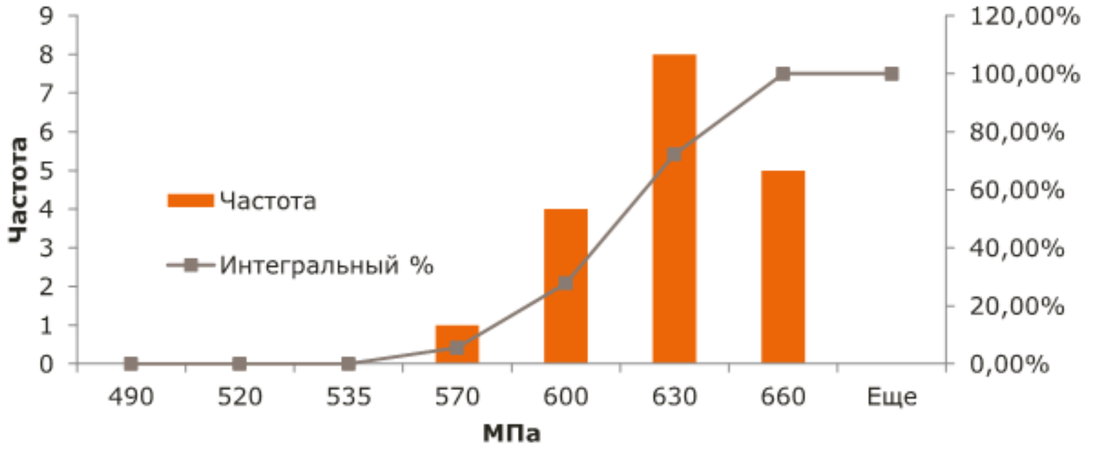
Производство на площадке ПАО «ЧТПЗ»

Механические свойства труб 114÷219х9…14 мм после т/о: закалка с отпуском

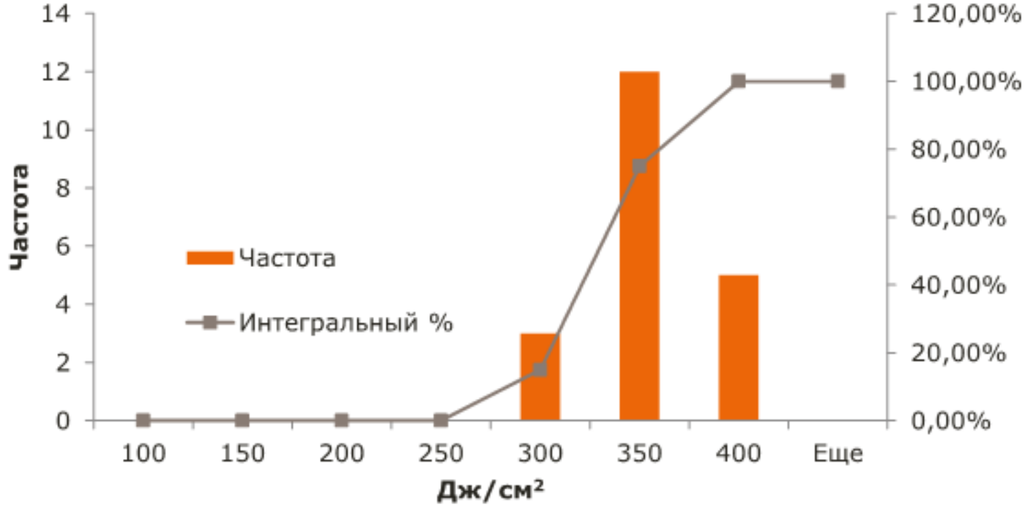
Предел текучести



Предел прочности



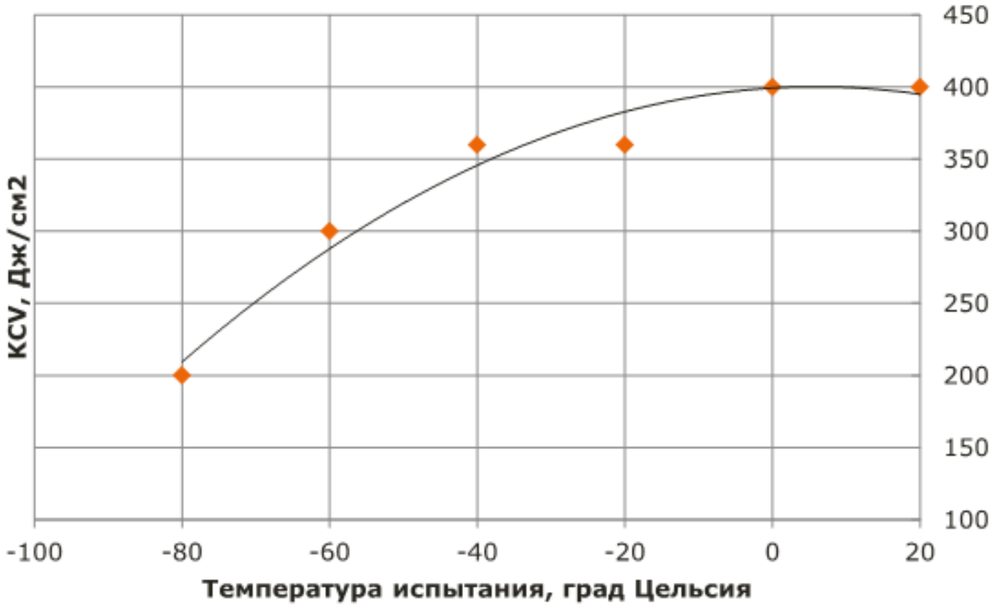
KCV-20



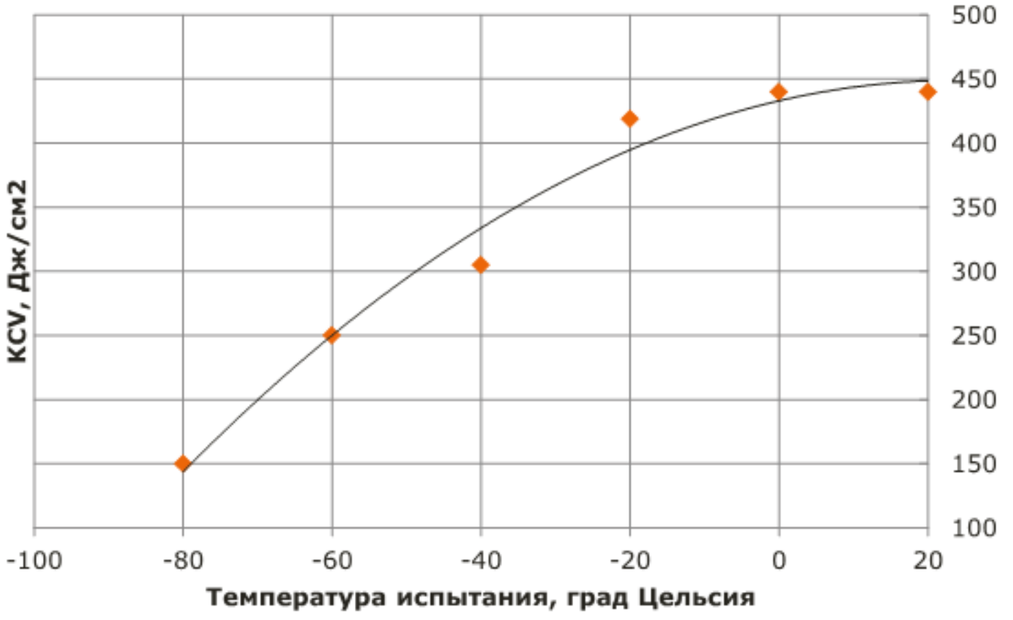
КЛАСС ПРОЧНОСТИ	Требования МУК			
	ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ $\sigma_{0,5}$, МПа		ВРЕМЕННОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ $\sigma_в$, МПа	
	НЕ МЕНЕЕ	НЕ БОЛЕЕ	НЕ МЕНЕЕ	НЕ БОЛЕЕ
К42	290	495	415	760
К46	320	525	435	760
К48	360	530	460	760
К50	390	545	490	760
К52	415	565	520	760
К56	450	600	535	760
К60	485	635	570	760

Хладноломкость опытных сталей

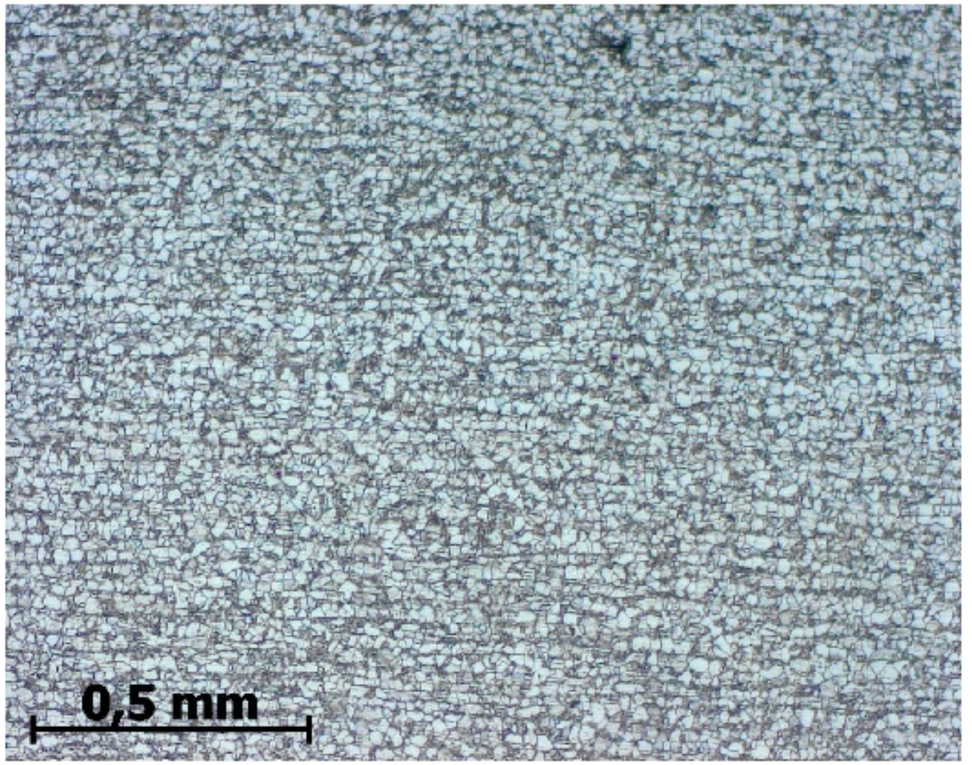
09ГФБ



12ГМФБ

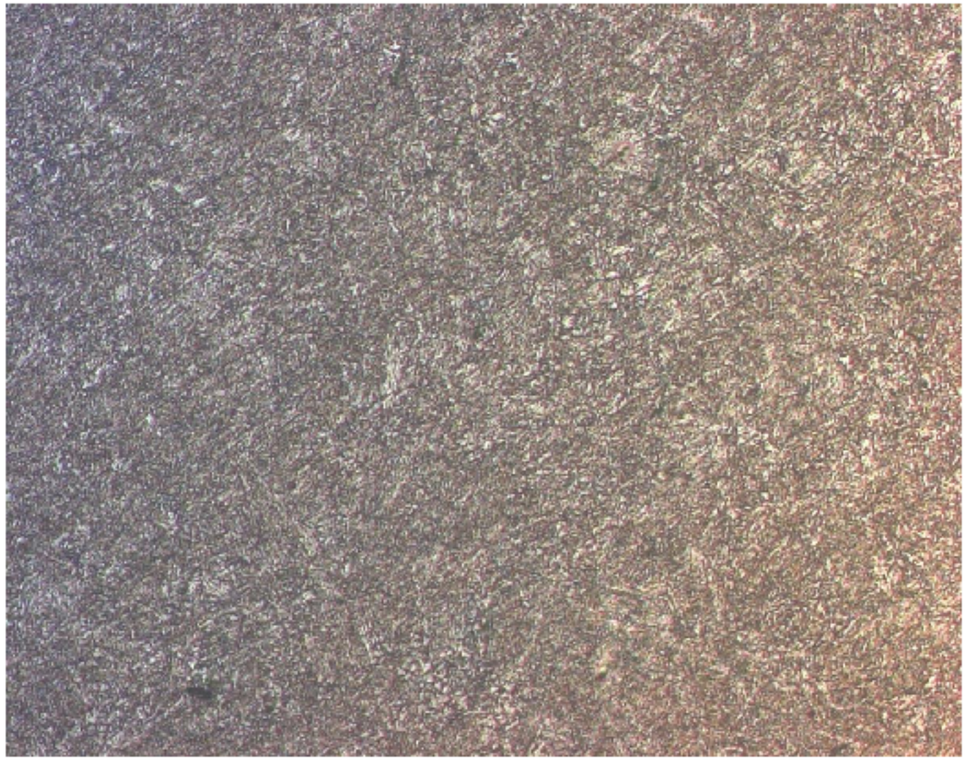


Производство на площадке ПАО «ЧТПЗ»



увеличение х100

Структура с прокатного нагрева - феррито-перлитная



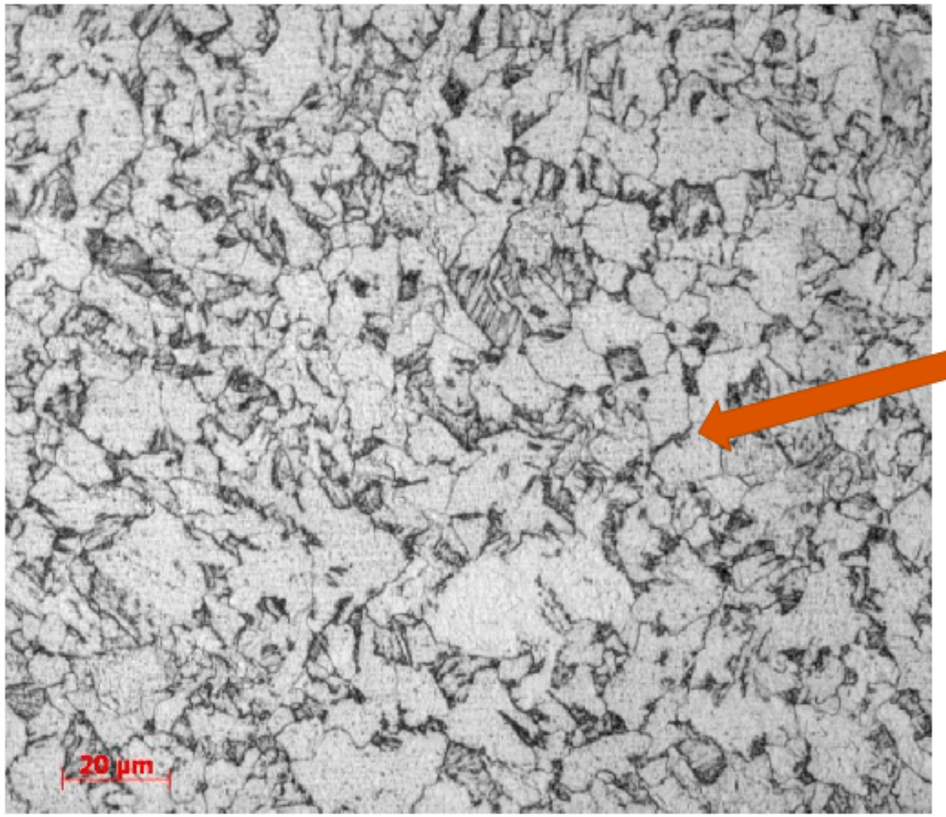
увеличение х100

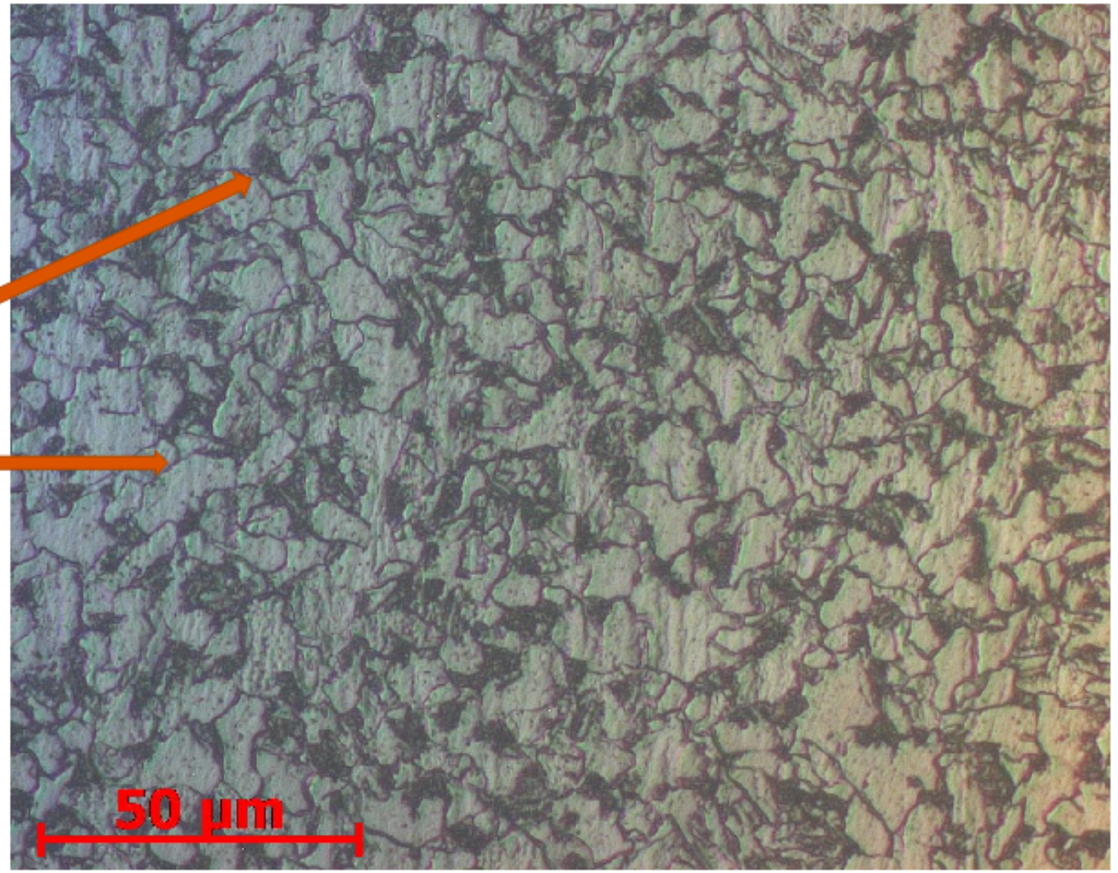
Структура после закалки с отпуском труб с толщиной стенки до 14мм - троостит отпуска

σв, МПА	σт, МПА	δ5, %	KCV-20, Дж/см2
570-580	480-495	32-27	398-362

Clr=0%, CTR=0 %. σth более 80%

Ограничения технологии



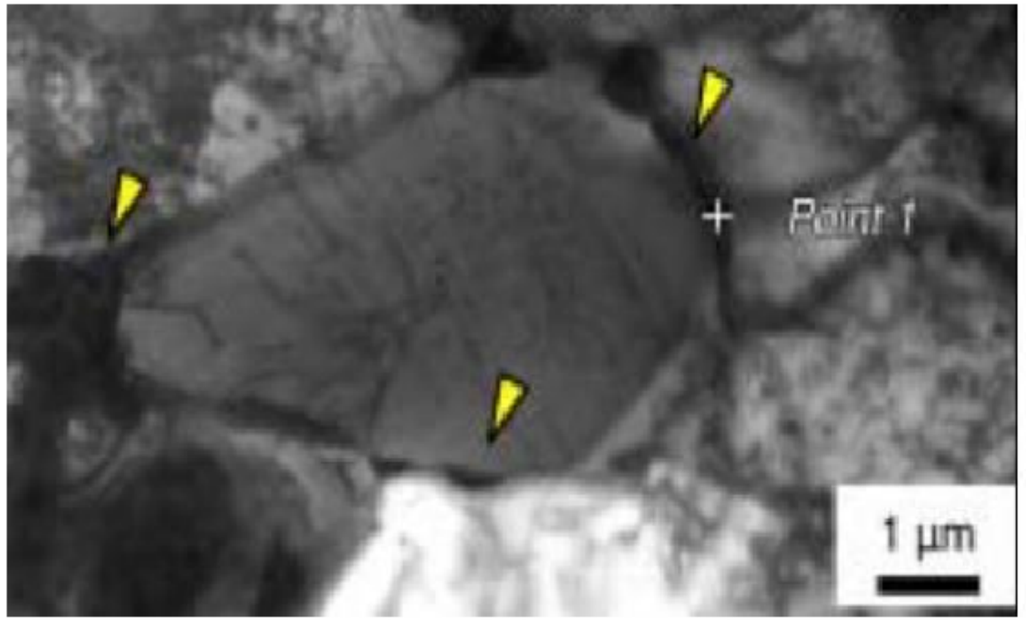


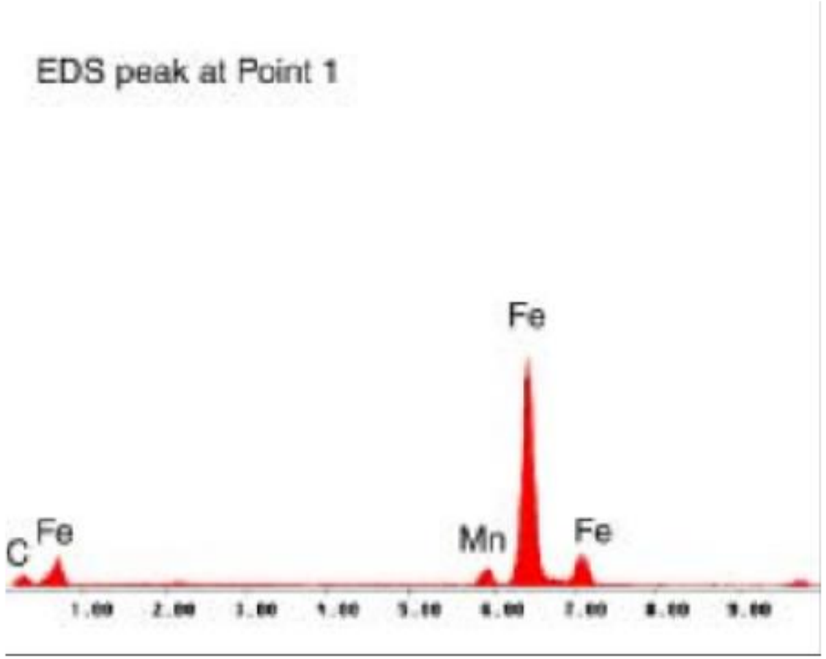
σв, МПА	σт, МПА	δ5, %	KCV-40, Дж/см2
522-523	420-419	33-32	324-368

Clr=0,7%, CTR=0,1%. σth менее 80%

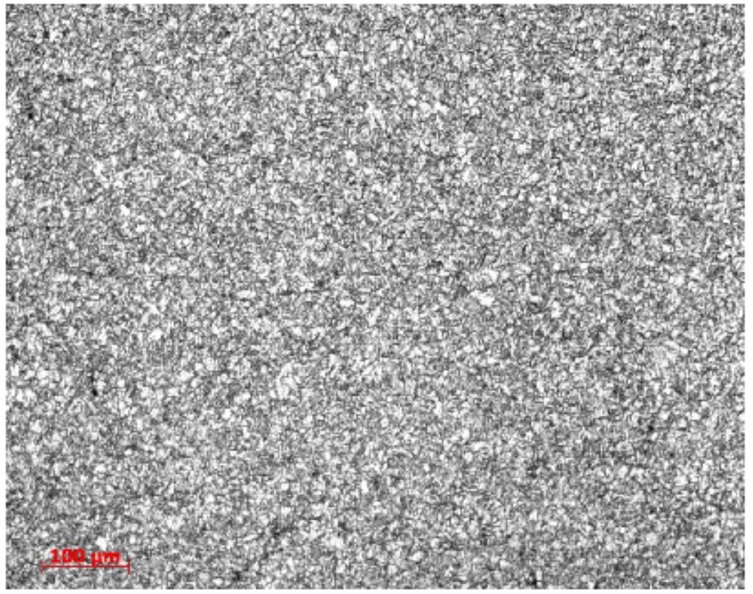
325х20мм, сталь Al-V-Nb, опытная партия

Выделения цементита по границам зерен в микроструктуре толстостенных труб

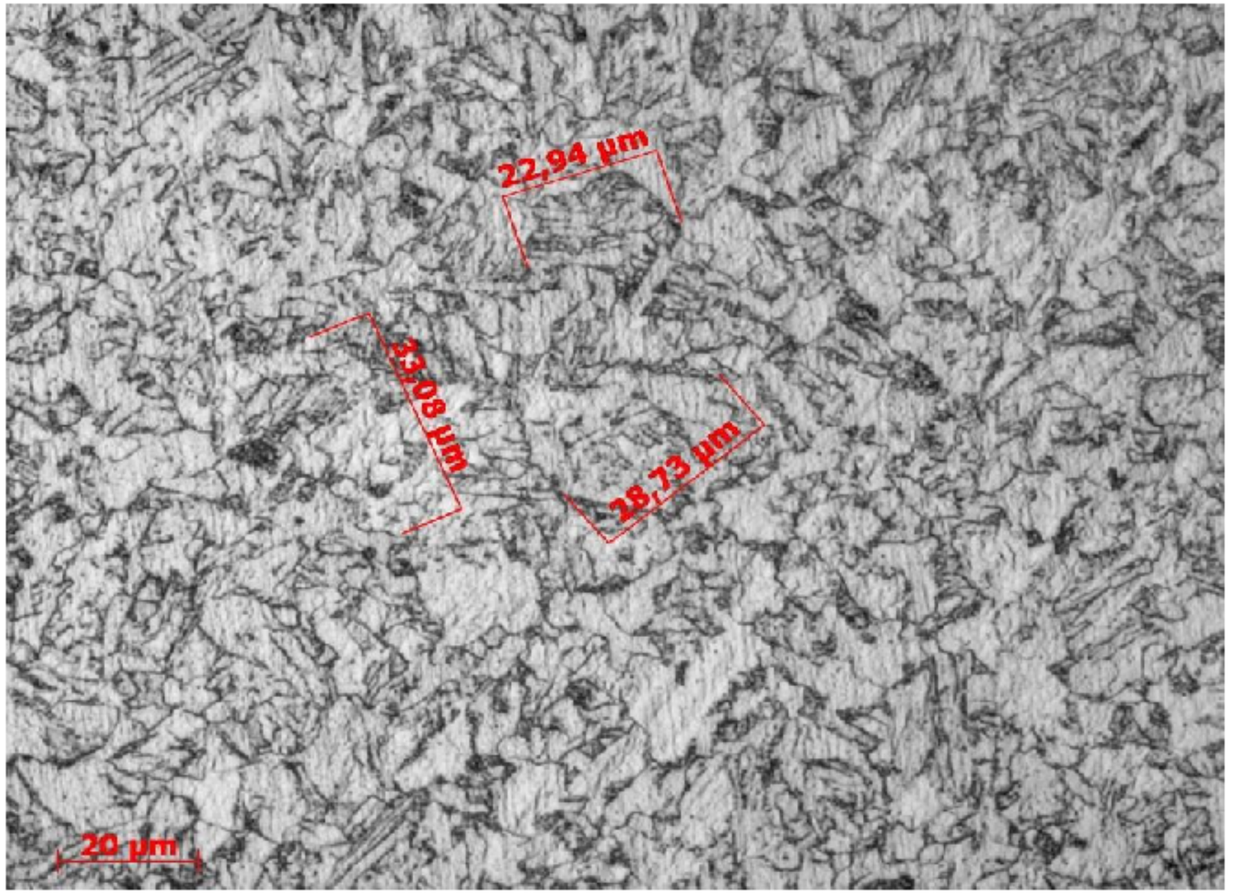




12гмфб



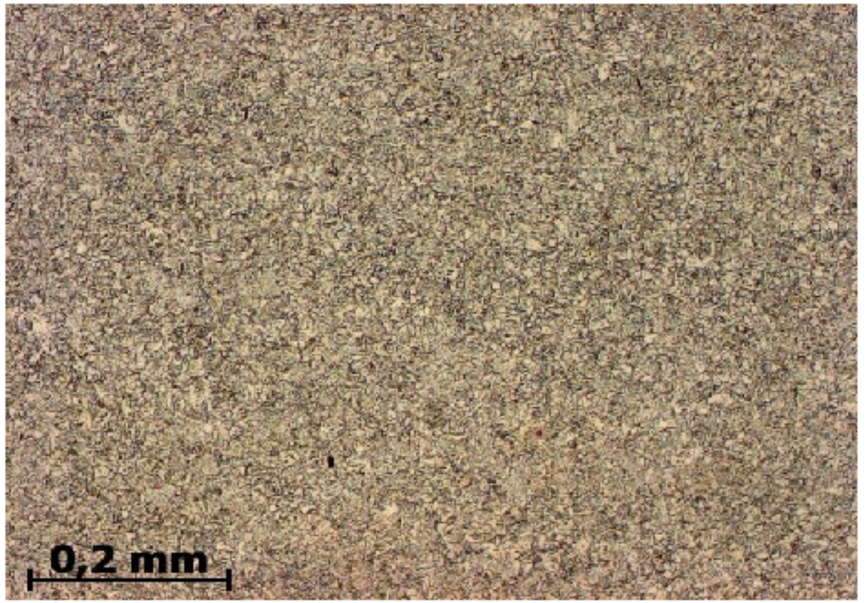
Clr=0,4%, CTR=0,04%. σth более 80%

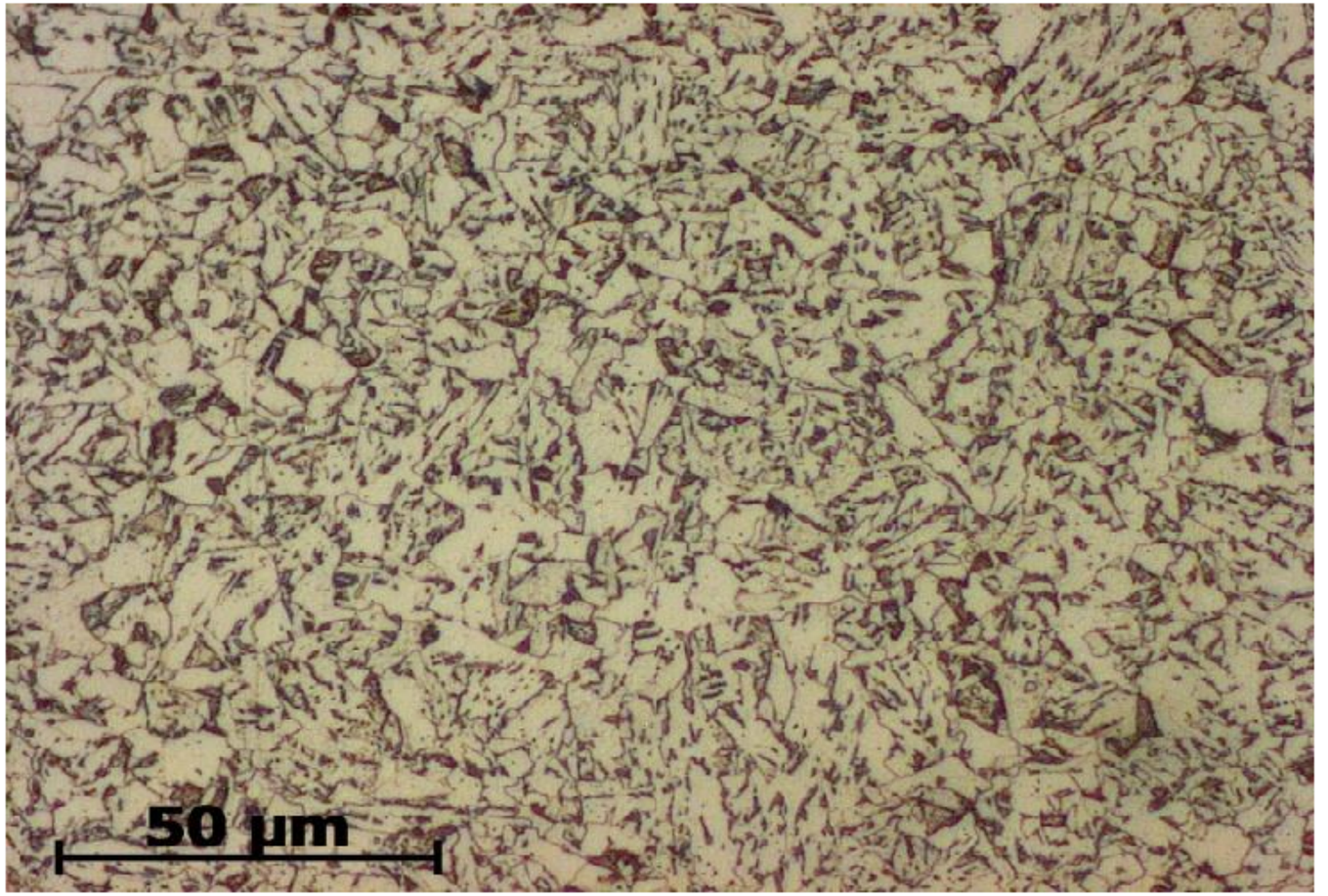


σв, МПА	σт, МПА	δ5, %	KCV-40, Дж/см2
566-530	476-431	32-28	307-309

325х20мм, сталь Al-V-Nb-Mo, опытная партия

10г2мфб





σв, МПА	σт, МПА	δ5, %	KCV-40, Дж/см2
686-678	566-552	25-25	201-212

273х34мм, сталь Al-V-Nb-Mo.Поставка не для НК Роснефть, опытная партия .
σth более 72%

Производство на площадке ПАО «ЧТПЗ»

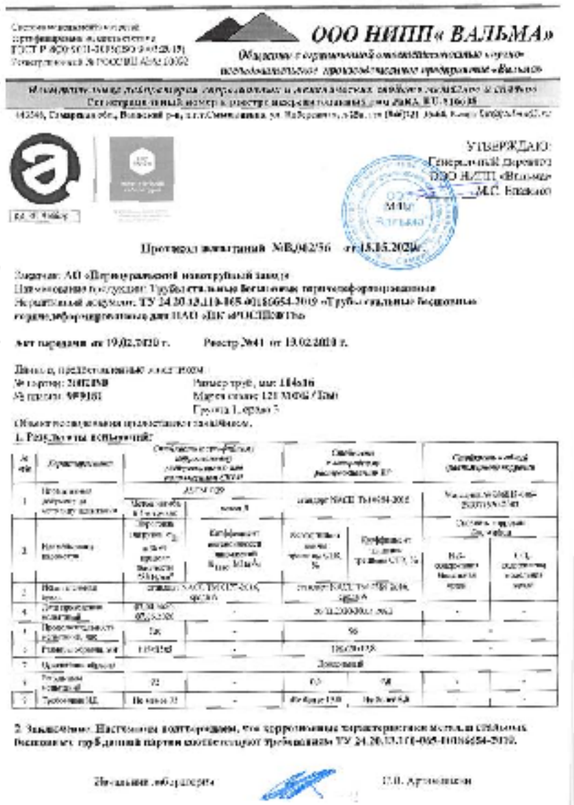
Испытания на СКРН для эксплуатации в среде, содержащей H_2S методом четырехточечного изгиба

Класс среды	Область применения	Модельный раствор
1	Для труб группы I, предназначенных для эксплуатации в области СКРН 1 с классами агрессивности среды (рабочими средами) 1	5 % NaCl + 0,4 % CH_3COONa в дистиллированной воде. P_{H_2S} и pH в соответствии с областью СКРН 1 (Таблица В.2 и рисунок 1 ГОСТ Р 53678-2009)
2	Для труб группы I, предназначенных для эксплуатации в области СКРН 2 с классами агрессивности среды (рабочими средами) 2	5 % NaCl + 0,4 % CH_3COONa в дистиллированной воде. P_{H_2S} и pH в соответствии с областью СКРН 2 (Таблица В.2 и рисунок 1 ГОСТ Р 53678-2009)
3	Для труб группы I, предназначенных для эксплуатации в других областях СКРН с классами агрессивности среды (рабочими средами) 3	5 % NaCl + 0,5 % CH_3COOH в дистиллированной воде. P_{H_2S} и pH в соответствии с Таблицей В.2 ГОСТ Р 53678-2009 (Среда А)
Примечания 1 Положительные результаты испытаний на СКРН для рабочих сред 3, распространяются также на области применения с классами агрессивности среды (рабочими средами) 1 и 2. 2 Положительные результаты испытаний на СКРН для рабочих сред 2, распространяются также на область применения с классами агрессивности среды (рабочими средами) 1.		

Результаты коррозионных испытаний труб группы I класса среды 3 по СКРН и ВР (по стандарту NACE TM0284) соответствуют требованиям МУК «НК Роснефть».

Результаты коррозионных испытаний труб АО «ПНТЗ» и ПАО «ЧТПЗ»

Наименование испытания	*Стойкость к водородному растрескиванию*			*Стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением, метод А*
Нормативный документ	NACE TM0284-2016			NACE TM0177-2016
Направление вырезки	Продольное			
Испытательная среда	Тип А по NACE TM0284-2016			Раствор А по NACE TM0177-2016
Продолжительность испытания, час	96			720
Определяемый показатель	Коэф. длины трещины, CLR, %	Коэф. толщины трещины, CTR, %	Коэф. чувствительности к растрес-ю CSR, %	Пороговое напряжение σ_{th} 72% от min гарантированного предела текучести
Результат испытания	0	0	0	Отсутствие разрушений и трещин на раб.пов-ти.



ООО НИПП« ВАЛЬМА»

Протокол испытаний №В/042/56 от 15.05.2020г.



Публичное акционерное общество «Челябинский трубопрокатный завод»
Испытательный центр «Труботест»

Аттестат аккредитации
№ RA.RU.22ЧС28

ПАО "ЧТПЗ"

УТВЕРЖДАЮ
Начальник
Испытательного центра
Н.П.Климов

ПРОТОКОЛ № 1579
от «02» июня 2021 г.
коррозионных испытаний

ние и адрес лаборатории: Лаборатория аналитической химии и
их испытаний. 454129, РОССИЯ, Челябинская область, Челябинск, ул.
ителей, д. 21, нежилое здание № 1 (центральная заводская лаборатория –
новное здание)
ние и адрес заказчика: ПАО «ЧТПЗ», цех №5, 454129, РОССИЯ,
область, Челябинск, ул. Машиностроителей, д. 21.
роведение испытаний: от 12.08.2020 г., ТЗ 37607 от 05.03.2020г.
ние продукции: Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для
фть» ТУ 24.20.13.110-065-00186654-2019, размер 114,3х13,49 мм, сталь марки
52-1, класс агрессивности – 3, № плавки 9F9125, № партии 4380. № трубы

ытаний: 3 патрубка высотой по 250 мм, маркировка 4380.
ние проводимых испытаний:
водородному растрескиванию;
сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением.
ды испытаний:
ANSI/NACE TM0284-2016 (раздел 1 – раздел 3, п.4.1, п.4.2.1, п.4.2.3, п.4.3,
- п.8.1.5, п.8.2.1 - п.8.2.3, п.8.3-п.8.5, п.9.1, п.9.2.1, п.9.3-9.5, раздел 10,
B, C, D);
E TM0177 - 2016, метод А (раздел 1- раздел 5, п.6.1.1-п.6.1.7, п.6.1.9, п.6.2,
п 8, Приложение А, В, С);
ние средств измерений / испытательного оборудования:
льная ячейка «Cortest»: инвентар. № 10000037484, год ввода в эксплуатацию
№ 6717, протокол № 370 от 26.07.2019, срок действия 2 года;
льная ячейка «Cortest»: инвентар. № 10000037485, год ввода в эксплуатацию
№ 6718, протокол № 481 от 06.11.2019, срок действия 2 года;
льная ячейка «Cortest»: инвентар. № 10000037486, год ввода в эксплуатацию
№ 6719, протокол № 482 от 06.11.2019, срок действия 2 года;
ля измерения и регулирования температуры многоканальный Термодат 25М1,
р. № 5724065, год ввода в эксплуатацию 2011, завод. №№ ТВ0ВК03258,
9, клеймо поверки от 08.07.2019, срок действия 2 года;
цифровая измерительная MarCator тип 1086, номенклатур. № 6527150, год
плуатацию 2011, завод. № 01120484,, свидетельство о поверке № 3436/2020
20, срок действия 1 год;
тор жидкости Seven Compact модели S220, инвентар. № 10000039892, год
плуатацию 2020, завод. № B948669997, свидетельство о поверке №17914 от
срок действия 1 год;
втоматического действия GR-200, инвентар. № 10000043398, год ввода в
ию 2019, завод. № 14245993, свидетельство о поверке № 35085/2020 от
срок действия 1 год;

Благодарю за внимание!

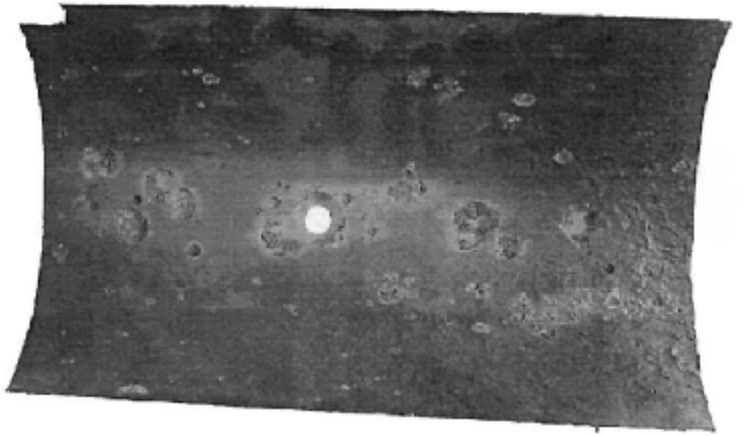
«Опыт компании ПАО «Газпром нефть» в решении проблем, связанных с биокоррозией нефтепромыслового оборудования»

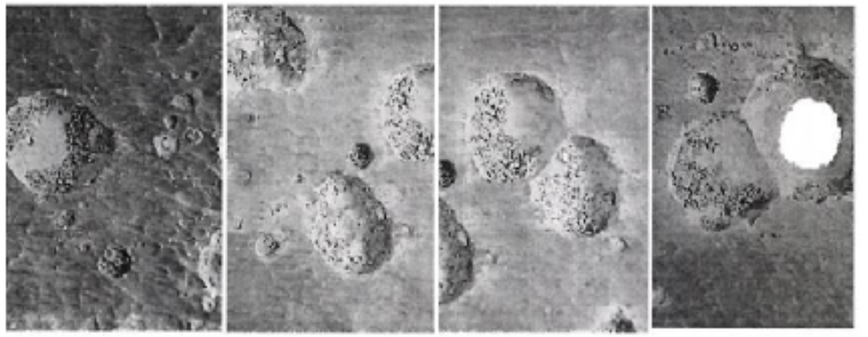
ООО «Газпромнефть-НТЦ»
Центр компетенций по технологиям добычи
Сайфутдинова Линиза Рафкатовна
Сентябрь 2021

Проблематика

1. В 2017 году на площадке УПНГ (подготовки нефти/газа/воды) в системе водоводов низкого давления участились массовые отказы, приводящие к частым остановкам трубопровода перекачки воды для осуществления ремонта.
2. В 2019–2020гг. рост числа отказов ВВД по причине внутренней коррозии трубопроводов.

Для выяснения причин отказов были привлечены специалисты нефтепромысловой химии ООО «Газпромнефть НТЦ», ООО «ИТ-Сервис», лаборатории «Надежность» АНО «Технопарк ОГУ». Для решения проблемы коррозии трубопроводов УПНГ были проведении исследования перекачиваемой продукции, а также металлографический анализ образцов труб с коррозионными повреждениями.





Состав и свойства рабочего агента системы согласно исследованиям 2017 года

На объект УПН ЦНТ поступала жидкость с разных направлений с разным составом жидкости, включая небольшое содержание сероводорода, CO2 и кислород с водозаборных скважин, использующихся для обессоливания нефти.

На основании анализа транспортируемой жидкости выявлено, что в указанный период превалировал механизм сероводородный коррозии, усугубленный присутствием углекислого газа.

Для защиты коммуникаций УПНГ и системы ППД рекомендовано в качестве основного метода защиты от коррозии применение ингибиторов коррозии.

Разработаны рекомендации по мониторингу коррозии и ингибирования и проведен лабораторный подбор ингибиторов коррозии

В результате проведенных мероприятий снизилась скорость коррозии трубопроводов технологической площадки УПНГ и системы ППД.

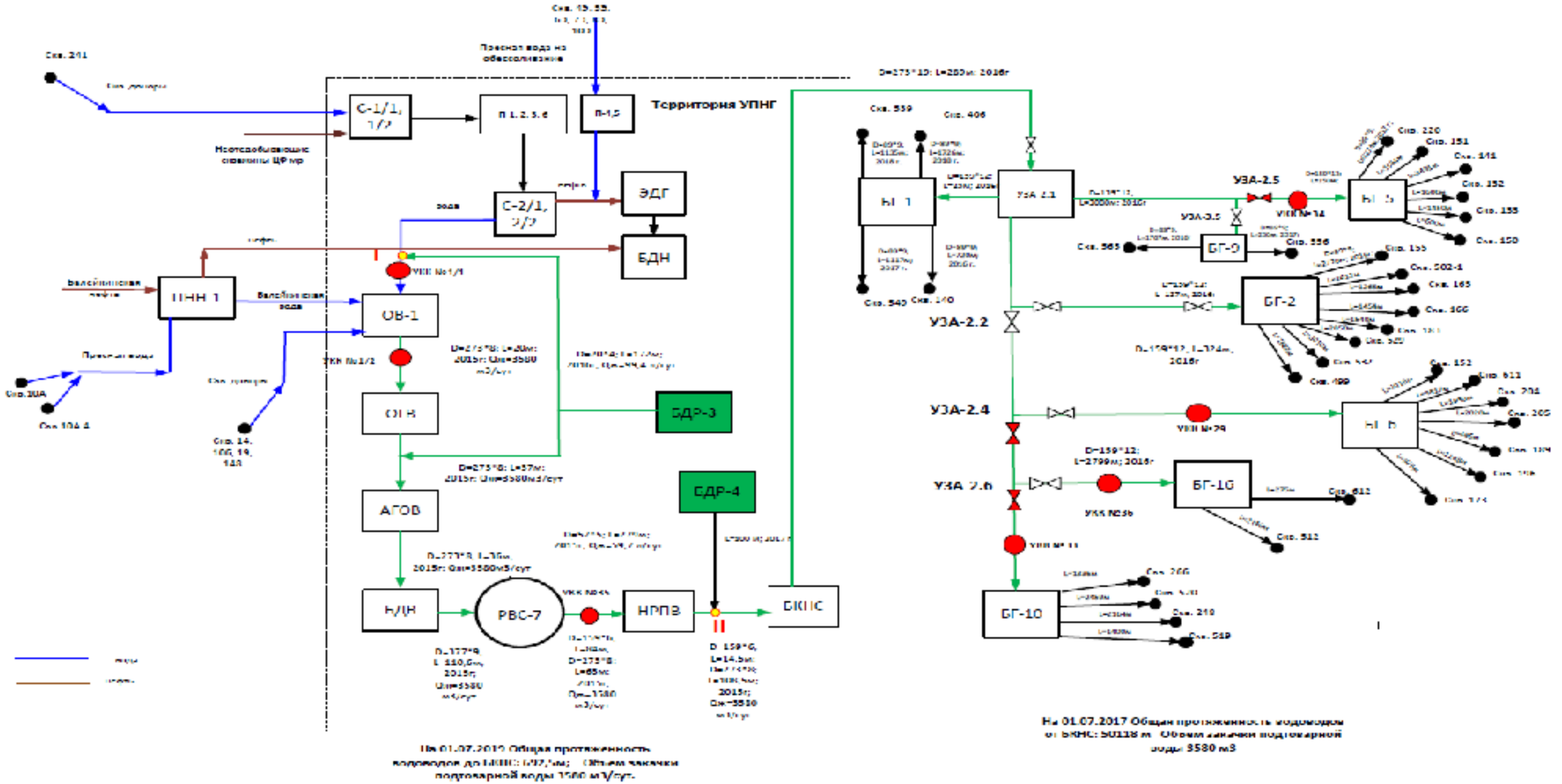
Точка отбора	Ионный состав, мг/л								Общ минер мг/л
	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^{+}	K^{+}	Cl^{-}	SO_4^{2-}	HCO_3^{-}	CO_3^{-}	
Сепаратор	9312	2163	53767	9078	134384	291	165	0	209160
ОГВ	9489	2068	36592	6165	105516	246	220	0	160296
АГОВ	7665	1332	40438	6817	106819	243	209	0	163523
БДВ	7892	1271	43153	7285	107896	258	192	0	167947
НПВ-5	8363	1480	42808	7217	113560	219	202	0	173849

Точка отбора	CO_2, мг/дм^3	O_2, мг/дм^3	H_2S, мг/дм^3	СВБ, кл/см^3	pH
Сепаратор	210	До 0,1	30-50	10^0	6,69
ОГВ	140-150	н/о	30-50	н/о	6,82
АГОВ	130-132	н/о	30-50	10^2	6,67
БДВ	140	н/о	30-50	10^2	6,43
НПВ-5	130	н/о	30-50	10^0	6,21

* н/о - не обнаружено

Система подготовки нефти и закачки рабочего агента в пласт

Система ППД месторождения состоит из 50 км. Протяженности трубопроводов от 89мм до 219мм диаметра. Разветвлённая сеть от БКНС центральный ствол из трубы 219 расходится по блочным гребенкам (БГ) из трубы 159, далее разветвляется по скважинам из труб 89мм. Рабочее давление на БКНС-187 кгс/см2, общая закачка 3600 м3/сут.



Исследования по выявлению причин коррозии, выполненные в 2018 году

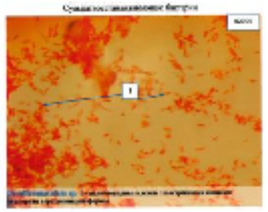
Учитывая продолжающиеся отказы на трубопроводах подготовки воды, были проведены исследования металла труб и продуктов коррозии в ООО «ИТ-Сервис» г. Самара 16.03.2018г. Для исследования были вырезаны два участка труб Ø219х8 с линии выхода насосов пластовой воды Р-107 A/B/C блока подготовки пластовой воды УПНГ, и фрагмент штуцера. (фото).

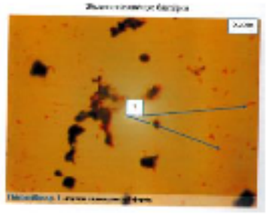


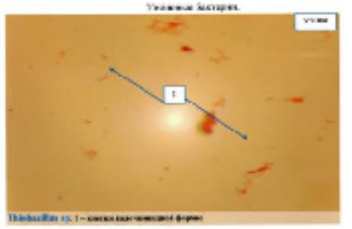
В результате анализа продуктов на наличие сульфидов методом отпечатка (по Бауману), получены свидетельства (в виде серных отпечатков) присутствия сульфидов железа, что являющиеся результатом взаимодействия металла со средой, содержащей сероводород.

Также отмечено присутствие отложений в виде оксидов железа Fe_2O_3.

В результате анализа отложений, взятых с элемента трубопровода, выявлено незначительное количество адгезированных клеток бактерий в количестве 10^2 – 10^3 кл/г., но обладающих при этом 100% индексом активности.





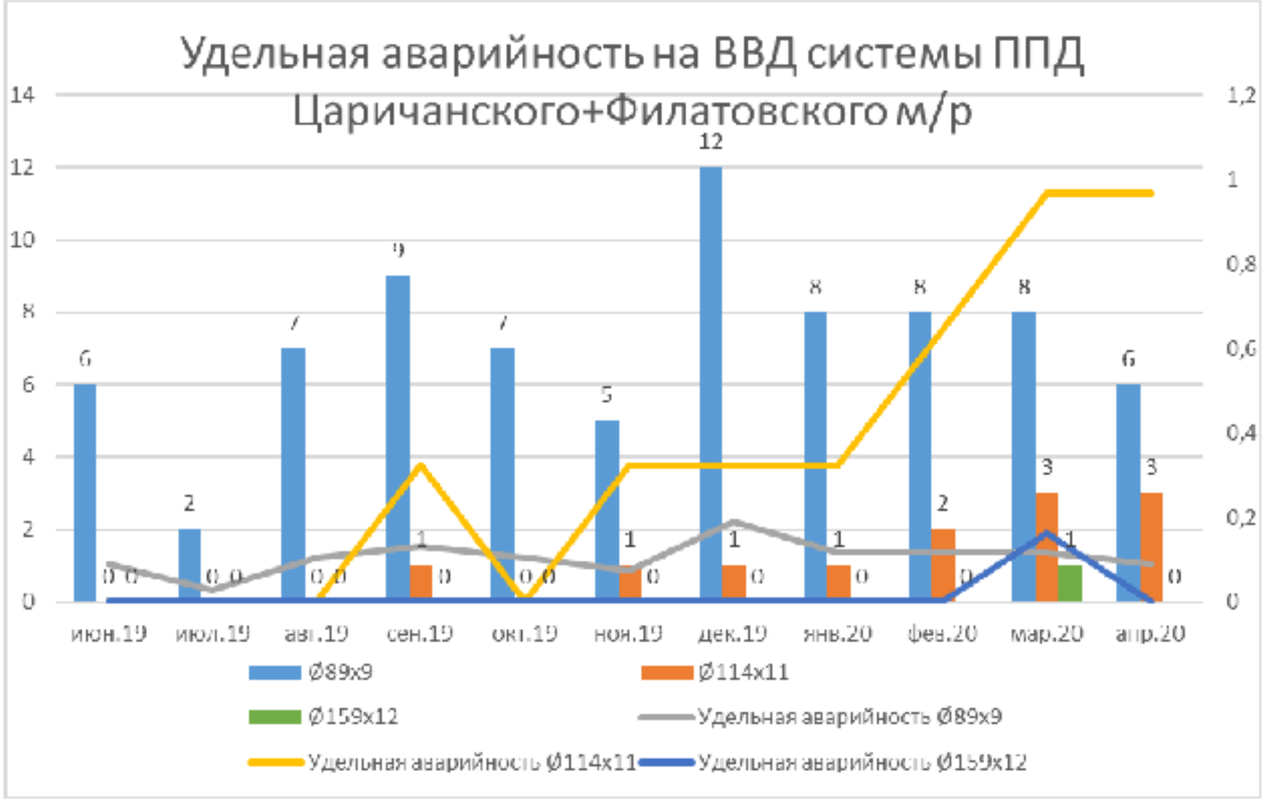


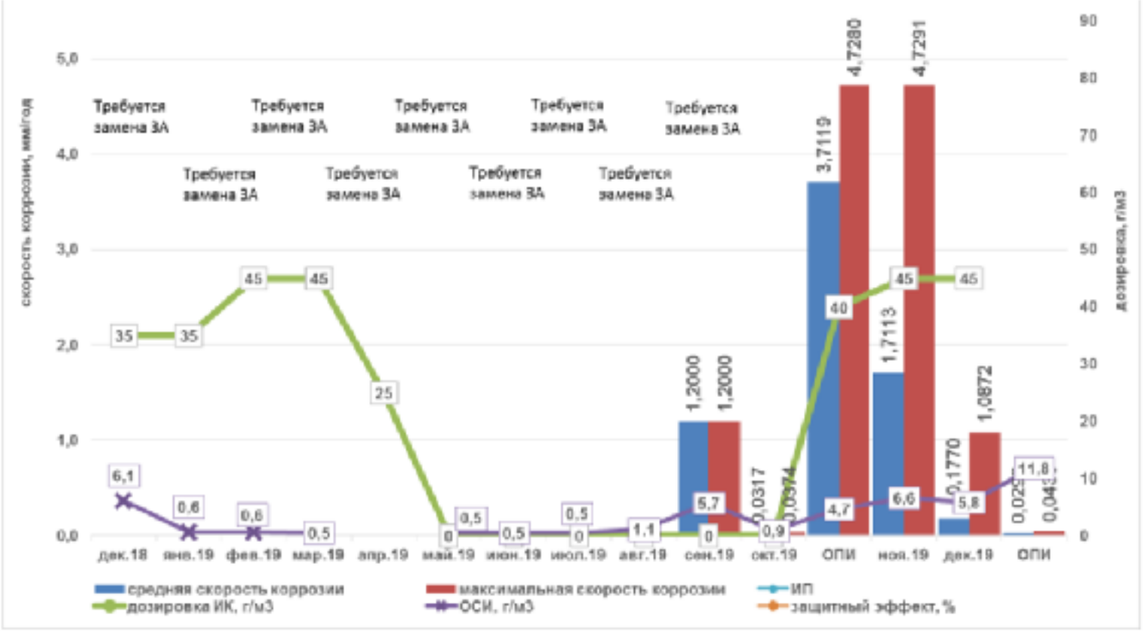
Маркировки	Физиологическая группа микроорганизмов	Сульфатвосстанавливающие бактерии, (СВБ)	Серокисляющие (тионовые) бактерии, (ТБ)	Углеводородокисляющие бактерии (УОБ)	Железокисляющие бактерии, (ЖБ)
Ор75-1	Количество клеток в 1г.	10^3	10^3	10^4	10^3
	Индекс активности, %	100	100	100	100
	Микроскопия	Desulfotomaculum sp.	Thiobacillus sp.,	Pseudomonas sp.	Thiobacillus sp
Ор75-2	Количество клеток в 1г.	10^2	10^2	10^3	10^2
	Индекс активности, %	100	100	100	100
	Микроскопия	Desulfotomaculum sp.	Thiobacillus sp.	Pseudomonas sp.	Thiobacillus sp
Ор75-3	Количество клеток в 1г.	10^3	10^2	10^3	10^2
	Индекс активности, %	100	100	100	100
	Микроскопия	Desulfotomaculum sp.	Thiobacillus sp.	Pseudomonas sp.	Thiobacillus sp

В результате мониторинга скорости коррозии по системе ППД в 2019 году выявлены высокие скорости коррозии

В 2019 году, в рамках расширения линейки применяемых ингибиторов коррозии, по системе водоводов высокого давления ППД, было принято решение замере фоновой скорости коррозии, мероприятие предусматривает остановку подачи ингибитора коррозии на срок до 120 дней с целью получения показателей коррозии без ингибитора, с апреля ингибитор был остановлен.

Все работы проводились в рамках опытно-промысловых испытаний (ОПИ) по подбору ингибиторов коррозии, прошедших лабораторные испытания и показавшие наилучшую эффективность (90-95% защитного эффекта).

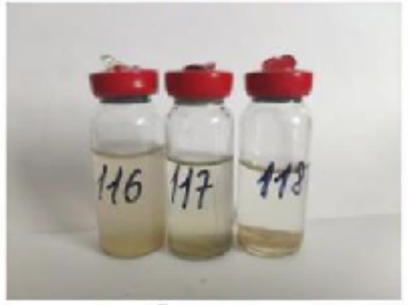




Показатели скоростей коррозии по узлам контроля коррозии за период 2019-20гг.

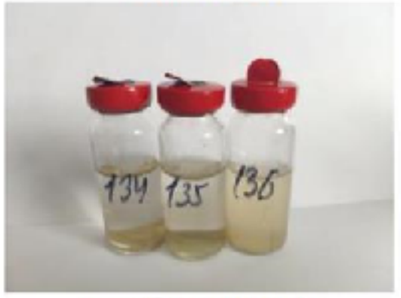
Отсутствие СВБ в планктонной форме не дает однозначного заключения о коррозионных процессах по причине возможного присутствия адгезионной формы бактерий

УКК № 29



не обнаружено

УКК № 33



не обнаружено

УКК № 35



не обнаружено

УКК № 36



не обнаружено

В рамках коррозионного мониторинга, специализированной организацией ведется периодический контроль на наличие планктонной формы СВБ, продолжающиеся отборы проб на всём протяжении времени показывали низкое содержание до 10^2кл/г. по заключениям специализированной организации ситуация не представляла высокой опасности способной привести к отказу трубопроводов.

УКК № 44



не обнаружено

УКК № 1/1



10

Учитывая сложившуюся ситуацию, когда отказы трубопроводов продолжались, мониторинг показывал высокую скорость коррозии. НО не выявлял наличие опасной концентрации планктонной формы СВБ, перед нами оставался вопрос, почему после возобновления ингибирования отказы продолжались. Соответственно мы продолжали исследовать, перекачиваемую жидкость, образцы труб и продукты коррозии.

УКК № 1/2



не обнаружено

УКК № 45



не обнаружено

Мобилизация дополнительных исследований

В ноябре 2019г. для исключения ошибки со стороны действующего мониторингового подрядчика мы дополнительно обратились в специализированную организацию (ИТ-Сервис г. Самара), для отбора проб с целью выявления планктонной формы СВБ.

В итоге получили результаты с трех точек отбора, результаты показали отсутствие всех групп бактерий. (исследования проводились в соответствии с требованиями NACE TM 0194-2014 «Стандартный метод испытания.

Полевой мониторинг за развитием бактериального заражения на нефтегазовых месторождениях», стандарт NACE TM 0106-2016 «Обнаружение, исследование и оценка микробиологически-индуцированной коррозии (МИК) на наружных поверхностях трубопроводов».

Далее был ряд обращений непосредственно к производителям бактерицидов (Мастеркемикалз, Мирико, НПО Технолог) для проведения исследований на планктонную форму СВБ, в результате от всех лабораторий поступал похожий ответ об отсутствии бактерий.







Исследования участка ВВД в ООО «Научно-производственный центр «Самара» (НПЦ)

В начале 2020 года, расширяя круг исследовательских лабораторий, мы обратились в ООО «Научно-производственный центр «Самара» (НПЦ), с целью исследования образцов труб с отказами. НПЦ отозвались на наше обращение, и провели для нас исследования образцов труб 89х9 сталь 20, и продуктов коррозии.



б)

Для определения основного механизма разрушения материала сегмента трубы проводился анализ морфологии и химического состава отложений и продуктов коррозии. Анализ выявил что в основном продукты коррозии состоят из карбанатов железа, также продукты коррозии содержат достаточно большое количество серосодержащих (S до 15,5% масс. %) и хлоросодержащих (Cl до 19,8 масс. %) соединений.

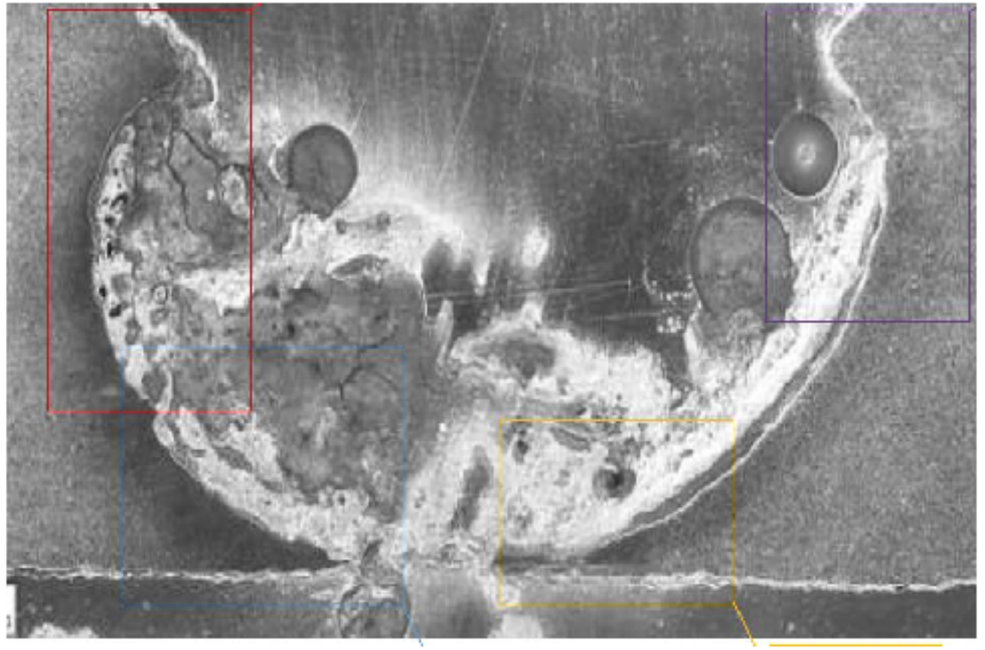
На основании анализа продуктов коррозии можно сделать вывод что локальное сквозное язвенное поражение на внутренней поверхности сегмента трубы образовалось в результате совместного воздействия содержащихся в транспортируемой среде коррозионно-активных компонентов (CO2, H2S, Cl-).

а) наружная поверхность



Микробиологические исследования участка ВВД подтвердили наличие СВБ в адгезионной форме

Кроме того, характер наблюдаемого повреждения, а именно: единичное повреждение язвенного характера, имеющего сферическую практический правильную форму; высокое содержание в продуктах коррозии серосодержащих соединений – сульфата железа, характерно для коррозионных процессов развивающихся в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) нефтяного биоциноза.



Микробиологические исследования, на наличие прикрепленных форм бактерий коррозионно-опасного нефтяного биоценоза на внутренней поверхности сегмента трубы проводили по методике NACE TM01106-2006. Соскобы были посеяны на элективные питательные среды для качественного и количественного учета бактерий коррозионно-опасного нефтяного биоценоза – СВБ. Получены результаты СВБ – 10^2 – 10^3 кл/г., 100% индексом активности.

Заключение

- разрушение металла трубы произошло в результате коррозионных процессов, развивающихся в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий коррозионно-опасного нефтяного биоценоза.

Рекомендации

С целью повышения надежности и защиты от воздействия коррозионно-опасного нефтяного биоценоза рекомендуется применение:

- труб с внутренним защитным покрытием;
- ингибирование с применением бактерицидных добавок.

Меры принятые для подавления аварийности по системе водоводов.

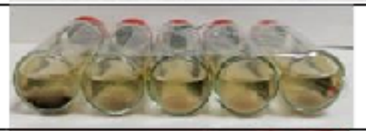
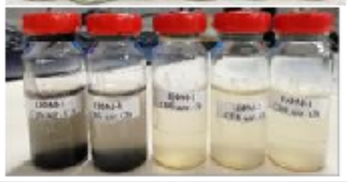
1. Остановка аварийных водоводов (после третьего отказа).
2. Организация бактерицидных обработок.
3. План организации испытаний бактерицидов, в рамках расширения перечня применяемых (в т.ч. чередования реагентов во избежание адаптации бактерий).
4. Замена аварийных трубопроводов в рамках капитального ремонта (реконструкции).
5. Разработка и реализация программы полной реконструкции системы водоводов, с использованием труб с внутренним покрытием (с 2019-2022гг.), по типу МПТК и ВНП.

Опытно-промысловые испытания бактерицида, полученные результаты

Для снижения биозараженности СВБ адгезированной формы на трубопроводах (ВВД) системы ППД рекомендован к ОПИ по результатам лабораторных испытаний ООО "Газпромнефть НТЦ" бактерицид ЛПЭ-321 производства АО НПО «Технолог», хорошо зарекомендовавший себя на объектах ПАО «СН-Мегионнефтегаз».

Эффективность бактерицида подтверждена в независимой лаборатории НПФ Акрус-М, в результате испытаний выявлена минимально эффективная дозировка реагента относительно адгезированной формы СВБ, которая составила 275 г/м3.

Технология обработки – периодическая (1 раз в месяц) закачка бактерицида ЛПЭ-321 в поток жидкости в течение 48 часов. Мониторинг эффективности бактерицида проводился через месяц после проведения обработки.

Дата	Периодичность мониторинга	Количество адг. СВБ, кл/см^2	Примечание
Декабрь 2020	ФОН (точка отбора УЗА 3.5 - БГ-9)	10^1	
Февраль 2021	После обработки в январе (через 1 месяц)	0 – 1	
Апрель 2021	После обработки в марте (через 1 месяц)	0 – 1	
Июль 2021	После обработки в мае (через 2,5 месяца)	10^1	

Выявлено, что степень зараженности адгезированной формой СВБ низкая, содержание СВБ в анализируемых пробах, отобранной с внутренней поверхности трубы, составляет от 0 до 1 кл/см^2. Таким образом, по результатам мониторинга при проведении технологии ежемесячной обработки бактерицид ЛПЭ-321 эффективен.

Замена аварийных водоводов по технологии МПТК.

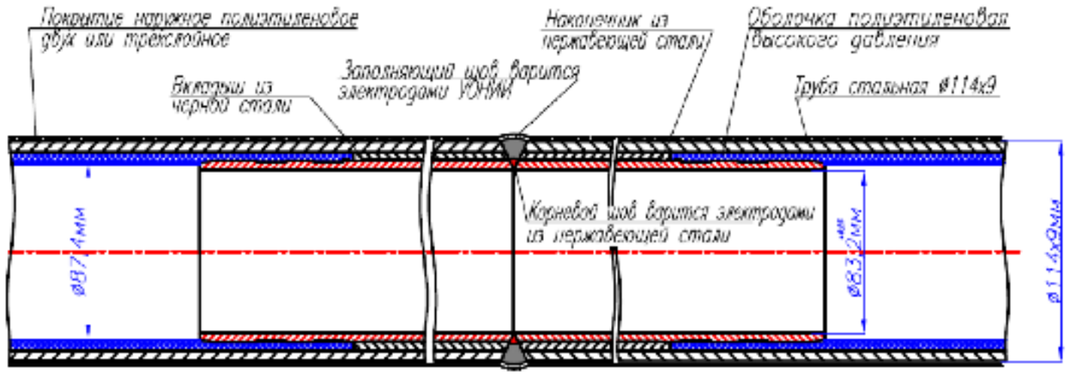
На момент проработки вопроса по использованию трубопроводных технологий для ППД, имелся опыт эксплуатации трубопроводов с внутренним покрытием с защитой внутренней части сварного соединения втулкой.

Так же был учтен опыт положительных опытно-промысловых испытаний на площадке ООО «ГПН-Ноябрьскнефтегаз» труб по технологии МПТК.

С учётом возможных сроков поставки, было принято решение об использовании обеих технологий, по итогам 2020г. была выполнена замена трех трубопроводов по технологии МПТК.

Для реализации данной технологии потребовалось переквалифицировать строительного подрядчика в части технологии сварки, для этой цели в т.ч. был привлечен субподрядчик имеющий опыт работы с подобными трубопроводами. В нашем случае использовались: Т-МПТК 60 89х8 ГОСТ 8732 ст.20 2У (№2, ГОСТ Р 51164) с ТИК ТУ 24.20.13-026-67740692-2018,

Соединение МПТК



Соединение металлопластмассовых труб с наконечниками из нержавеющей стали





Спасибо за внимание!

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Сладковско–Заречное»

ВОССТАНОВЛЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ И ПРОДЛЕНИЕ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЕФЕКТНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОСТИ РЕСУРСОВ

Шайхинуров А.С. – заместитель начальника производственно-технического отдела ООО «Сладковско-Заречное»

г.

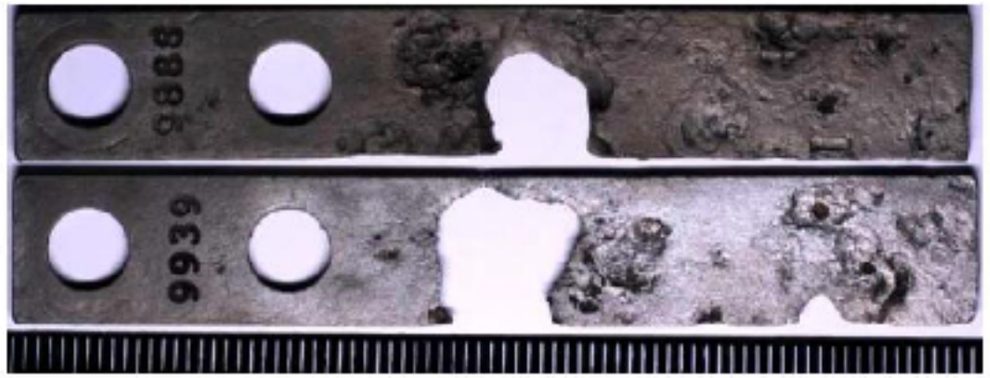
АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

Внешний вид ОСК до и после экспозиции в системе водоводов Кошинского м/р в 2019-2020г.г.



Вид образцов-свидетелей до установки в УКК

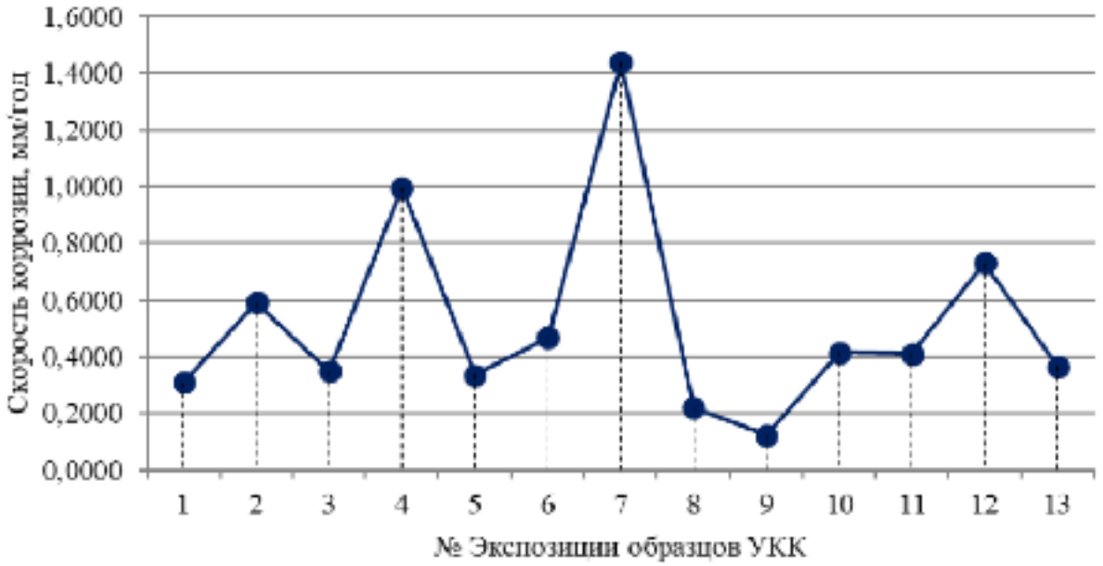


Маркировка 9888, 9939 – сторона 1



Маркировка 9888, 9939 – сторона 2

Динамика скорости коррозии в системе водоводов Кошинского м/р в 2019-2020г.г.

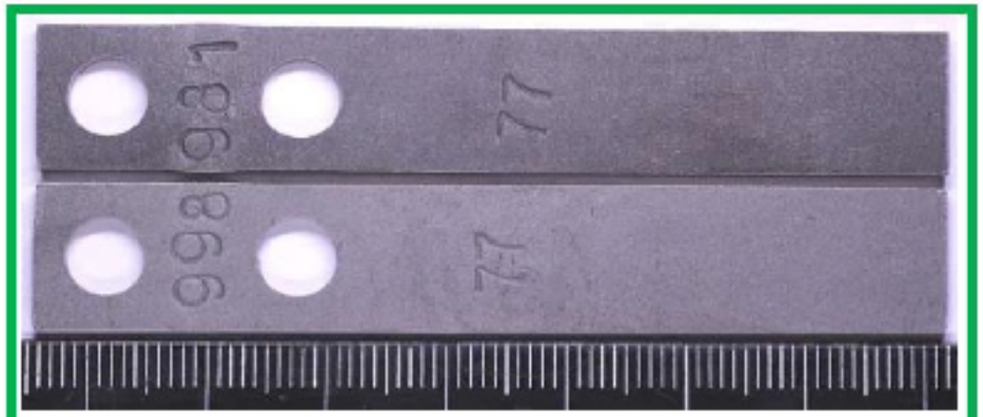


1. Добываемая на месторождениях ООО «Сладковско-Заречное» газоводонефтеная смесь характеризуется высокой коррозионной агрессивностью.
2. Основные коррозионные агенты:
   - растворенные в минерализованной попутно-добываемой воде сероводород и углекислый газ;
   - растворенные в подтоварной воде сероводород, углекислота и кислород, а также сульфид железа и СВБ.
3. Технологическое оборудование и промысловые трубопроводы построенные до 2017 года выполнены из сталей марок 20 и 09Г2С нестойких к сероводородной и углекислотной коррозии.
4. Скорость равномерной коррозии в системе утилизации подтоварной воды на Кошинском, Сладковско-Заречном и Яснополянском месторождении составляет – 0,8…1,1 мм/год и характеризуется, как высокая скорость коррозии. Также имеется сильная питтинговая коррозия.

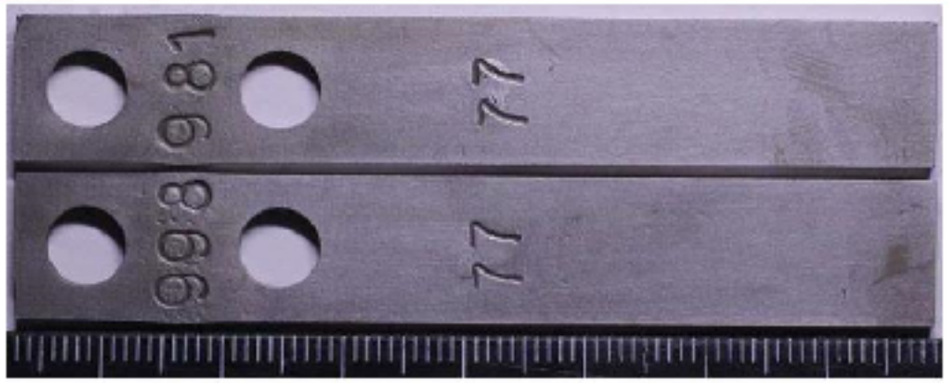
АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

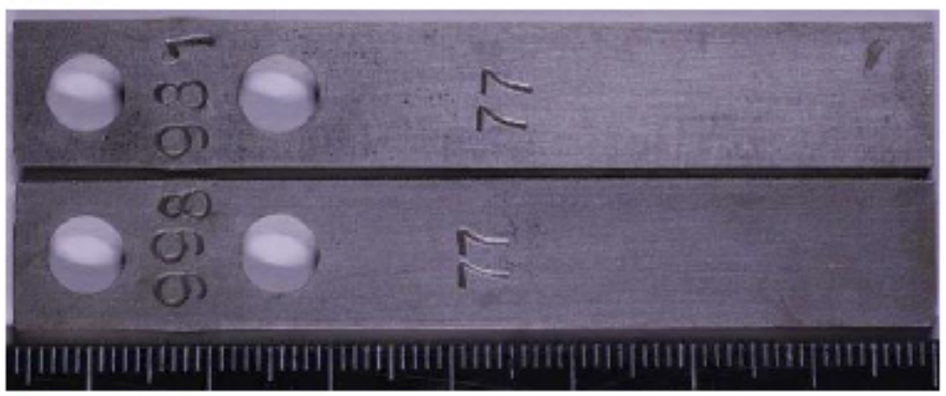
Внешний вид ОСК до и после экспозиции в системе водоводов Кошинского м/р в 2020-2021г.г. после начала подачи ингибитора коррозии



Вид образцов свидетелей до установки в УКК

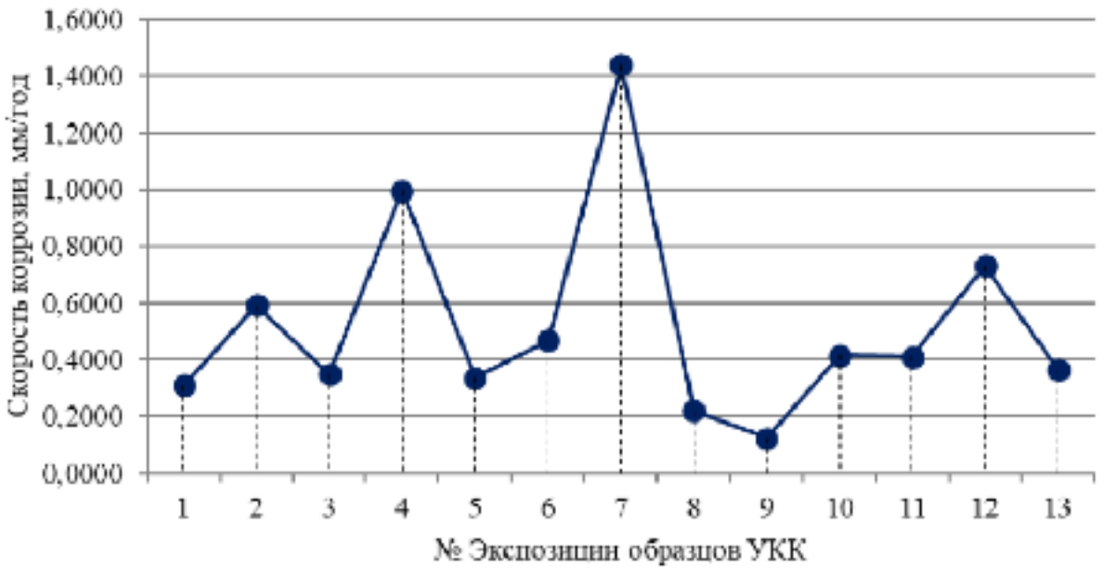


Маркировка 981, 998 – сторона 1

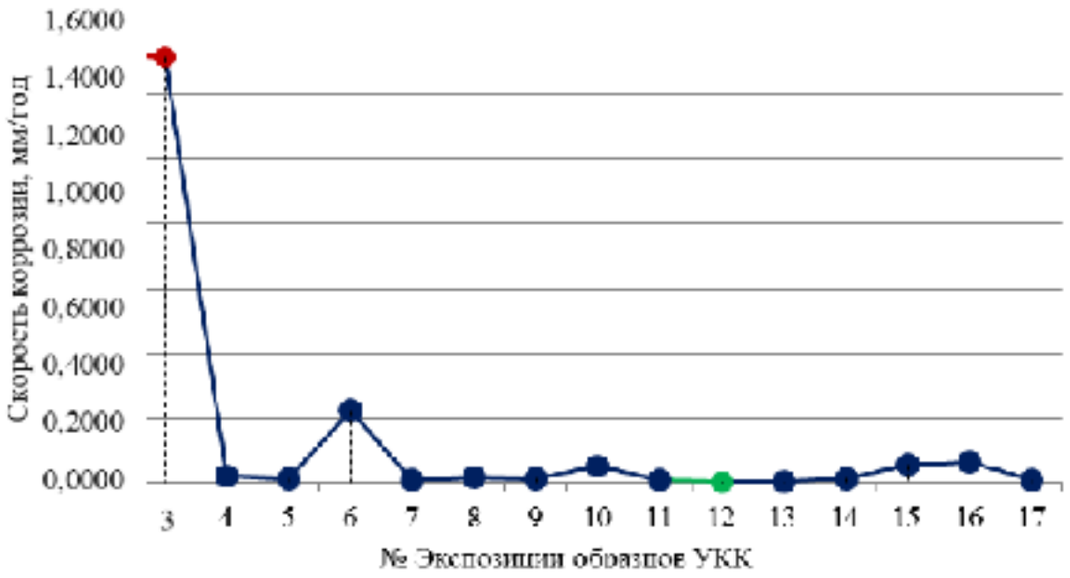


Маркировка 981, 998 – сторона 2

Динамика скорости коррозии в системе водоводов Кошинского м/р в 2019-2020г.г. до подачи ингибитора коррозии



Динамика скорости коррозии в системе водоводов Кошинского м/р в 2020-2021г.г. после начала подачи ингибитора коррозии



ВНЕДРЕНИЕ НОВОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

2019 год

ОПИ мобильной трубопроводной системы «Балтикфлекс» на основе гибких плоскосворачиваемых рукавов Ду150

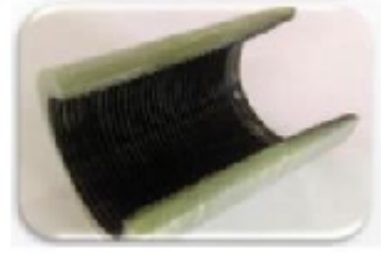





2020 год

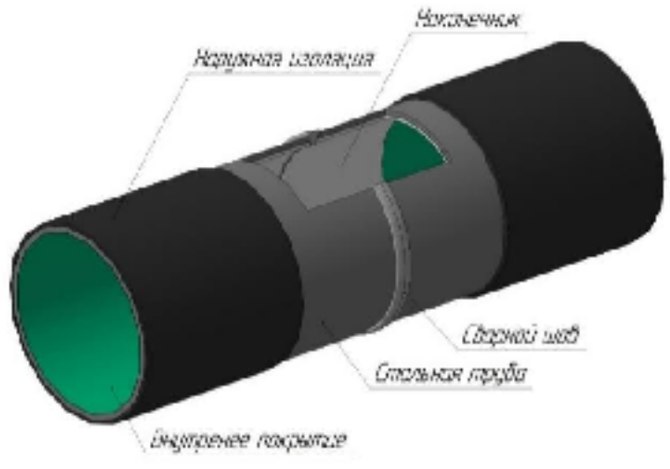
ОПИ стеклопластиковых труб Ду100, «Татнефть-Пресскомпозит»



2021 год

ОПИ стальных труб с внутренним полимерным покрытием

ПОИСК АЛЬТЕРНАТИВНОГО РЕШЕНИЯ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

ОГРАНИЧЕННОСТЬ ВО ВРЕМЕНИ

ФИНАНСИРОВАНИЕ



НАЛИЧИЕ ПРОЧИХ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ

ВОЗМОЖНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ППД

АЛЬТЕРНАТИВНОЕ РЕШЕНИЕ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

ВОССТАНОВИТЬ ДЕФЕКТНЫЕ УЧАСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ САНАЦИИ

Суть предлагаемой технологии – бестраншейное восстановление целостности дефектного трубопровода путем протаскивания внутри него новой коррозионностойкой трубы меньшего диаметра – гибкой полиэтиленовой трубой, армированной стеклопластиком.

Особенности технологии:

– при санации дефектный трубопровод используется только в качестве направляющей для протаскивания в нём гибкой трубы;

– после завершения работ и подключения, гибкая полиэтиленовая труба берёт «на себя» роль основного «несущего» трубопровода (выдерживает рабочее давление до 24 МПа).

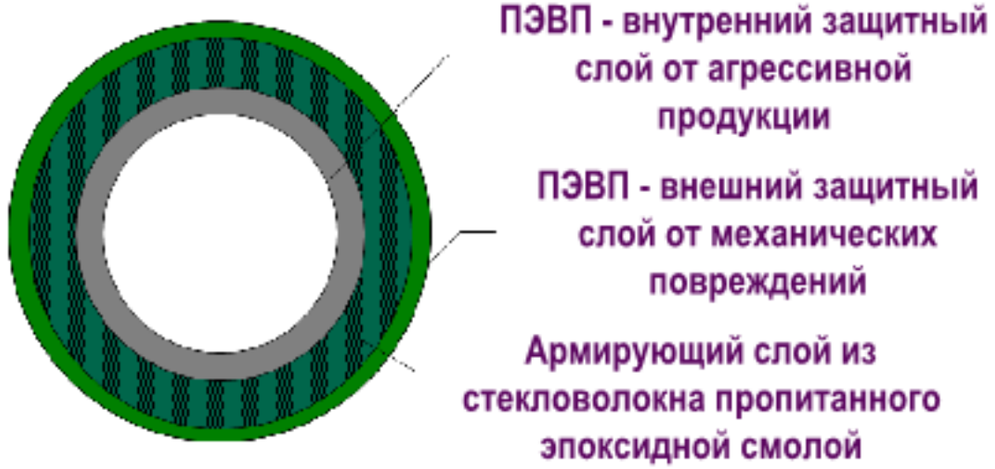
Для рассмотрения предлагается продукция фирмы «ФаберГлассРус», а именно гибкая стеклопластиковая труба FIBERSPAR, поставляемая в катушках длиной до 1800 м (в зависимости от диаметра трубы).

Технические характеристики трубопровода FIBERSPAR:

- Диаметр изготавливаемых труб – от 50 мм до 175 мм;
- Максимальное рабочее давление – до 24 МПа;
- Температура транспортируемой продукции – 95ºС.



Гибкий трубопровод FIBERSPAR в разрезе:

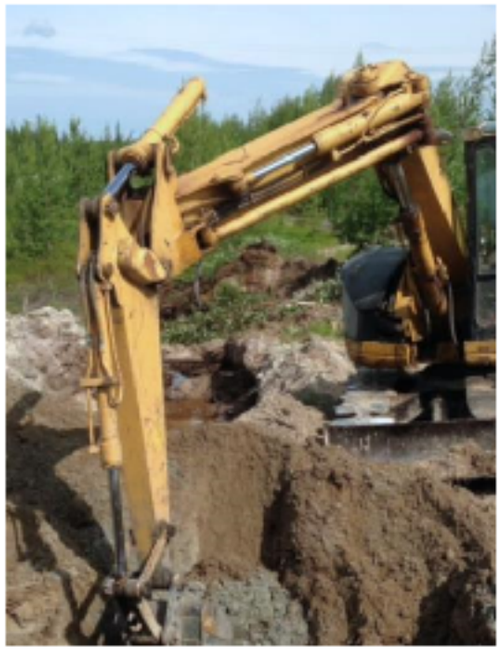


ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО РЕШЕНИЯ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

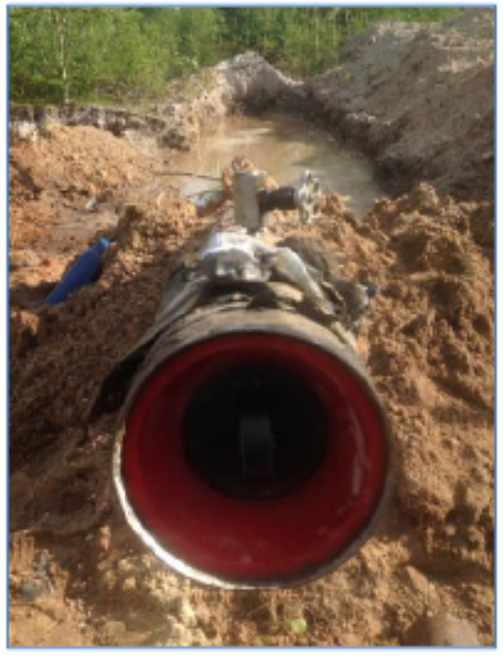
ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

1. Разработка шурфов на концах дефектного трубопровода. Остановка и опорожнение





2. Монтаж механизма вытягивания





ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО РЕШЕНИЯ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

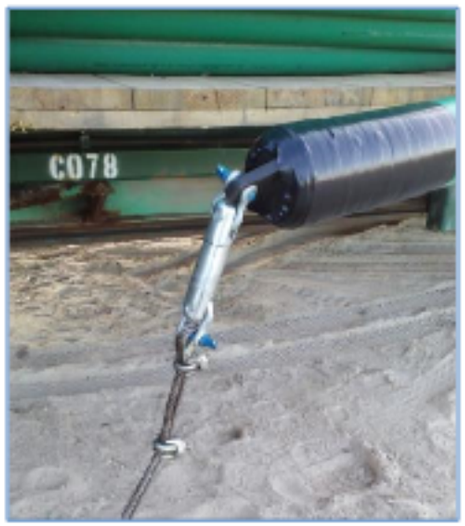
ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

3. Протаскивание троса с помощью поршня внутри стальной трубы





4. Протаскивание гибкой полиэтиленовой трубы во внутренней полости дефектного трубопровода





5. Соединение (при необходимости) нескольких катушек между собой (в зависимости от протяженности санации). Подключение гибкой трубы к существующему трубопроводу, запуск в работу





Способы соединения трубы FIBERSPAR :

1. Фланцевое соединение:



2. Соединение труба в трубу:



ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПРЕДЛОЖЕНИЯ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

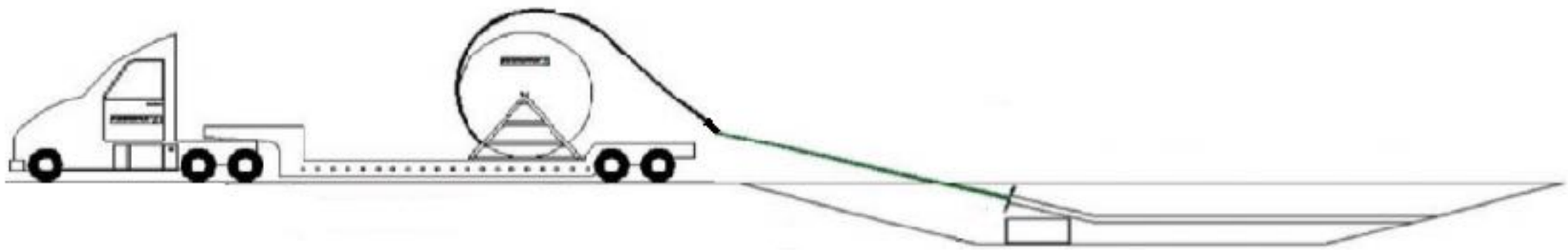
1. **Оперативный монтаж.**
   Работы по санации 1 км дефектного трубопровода возможно завершить за 7 дней (срок изготовления и доставки трубы – 90 дней).
2. ***Отсутствие необходимости получения ТУ и разрешений на переходы через коммуникации сторонних организаций.***
3. ***Затраты на реализацию не превышают стоимость традиционных способов повышения надежности трубопроводов.***
4. ***Возможность повторного применения стеклопластиковой гибкой трубы в случае производственной необходимости*** *(возможно обратное вытаскивание гибкой трубы из полости стального трубопровода и применение на другом объекте).*
5. ***Коррозионная стойкость материала трубы к воздействию сильноагрессивных компонентов перекачиваемой среды***
   Продолжительный срок службы *(не менее 20 лет).*

Дополнительные преимущества:

- Сведение к минимуму работ, связанных с разработкой траншеи, что предотвращает нарушение плодородного слоя земли (экологичность).
- Сведение к минимуму огневых работ и работ повышенной опасности, связанные с разработкой траншеи и монтажом труб (промышленная безопасность).

Недостатки технологии:

- Отсутствие на сегодняшний день производства в Российской Федерации (производство локализовано в США).
- Отсутствие труб с типоразмером выше 175 мм.
- Сокращение внутреннего проходного сечения трубопровода;
- Сложность ремонта в случае нарушения герметичности.



РЕАЛИЗАЦИЯ РЕШЕНИЯ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

РЕАЛИЗОВАТЬ РЕШЕНИЕ ПЛАНИРУЕТСЯ В РАМКАХ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ

Объект для ОПИ – конечный участок высоконапорного водовода от БКНС-6 до нагнетательной скв. №2 Кошинского м/р, протяженностью 1773 м (Ø168×12 мм).

Продукция – гибкая стеклопластиковая труба Ду100, Компании ООО «ФаберГлассРус» (FSLP 3^{II} 3500 psi E).

Сроки ОПИ – 365 дней (2021-2022г.г.)

ВАЖНО

В соответствии с новым Постановлением Правительства РФ №1816 от 12.11.2020г. водоводы всех видов диаметром до 500 мм не требуют получения разрешения на строительство

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 12 ноября 2020 г. № 1816

МОСКВА

Об утверждении перечня случаев, при которых для строительства, реконструкции линейного объекта не требуется подготовка документации по планировке территории, перечня случаев, при которых для строительства, реконструкции объекта капитального строительства не требуется получение разрешения на строительство, внесении изменений в перечень видов объектов, размещение которых может осуществляться на землях или земельных участках, находящихся в государственной или муниципальной собственности, без предоставления земельных участков и установления сервитутов, и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации

УТВЕРЖДЕН
постановлением Правительства
Российской Федерации
от 12 ноября 2020 г. № 1815

ПЕРЕЧЕНЬ

случаев, при которых для строительства, реконструкции объекта капитального строительства не требуется получение разрешения на строительство

Строительство, реконструкция:

линий связи и сооружений связи, не относящихся особо опасными, технически сложными объектами связи;

линий электропередачи классом напряжения до 35 кВ включительно, а также связанных с ними трансформаторных подстанций, распределительных пунктов;

тепловых сетей, транспортирующих водяной пар с рабочим давлением до 1,6 мегапаскаля включительно или горячую воду с температурой до 150°С включительно;

водопроводов и водоводов всех видов диаметром до 500 мм;

линейных сооружений водоотведения диаметром до 1000 мм;

Разрешительная документация на применение трубы FIBERSPAR



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Сладковско–Заречное»

ВОССТАНОВЛЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ И ПРОДЛЕНИЕ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЕФЕКТНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОСТИ РЕСУРСОВ

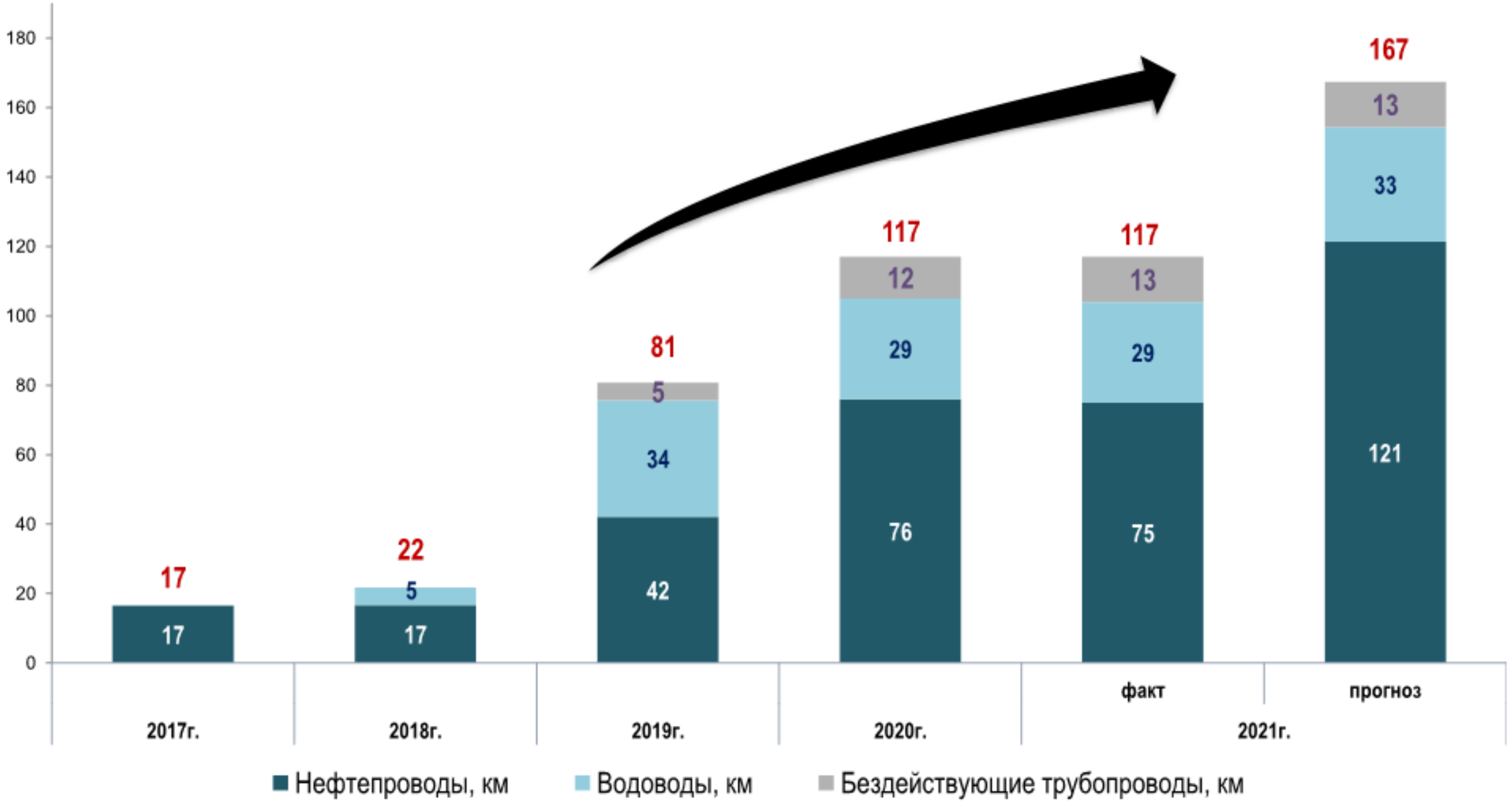
Шайхинуров А.С. – заместитель начальника производственно-технического отдела ООО «Сладковско-Заречное»

г.

ОПИСАНИЕ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

Динамика парка внутрипромысловых трубопроводов ООО "Сладковско-Заречное» за 2017-2021г.г.



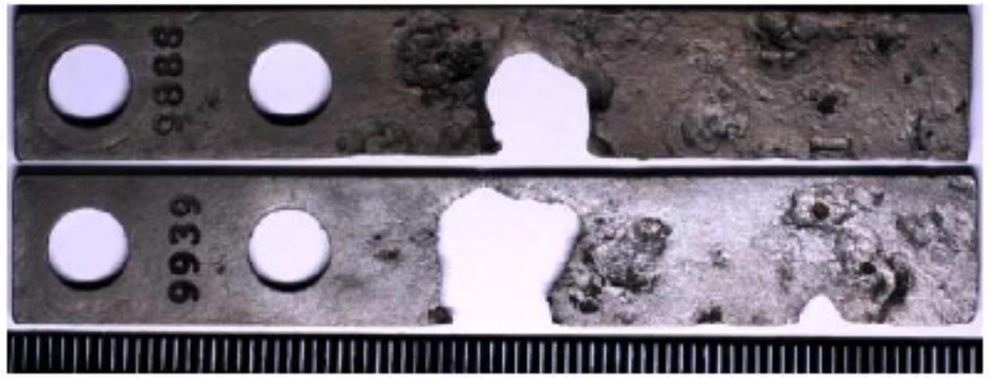
АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

Внешний вид ОСК до и после экспозиции в системе водоводов Кошинского м/р в 2019-2020г.г.



Вид образцов-свидетелей до установки в УКК

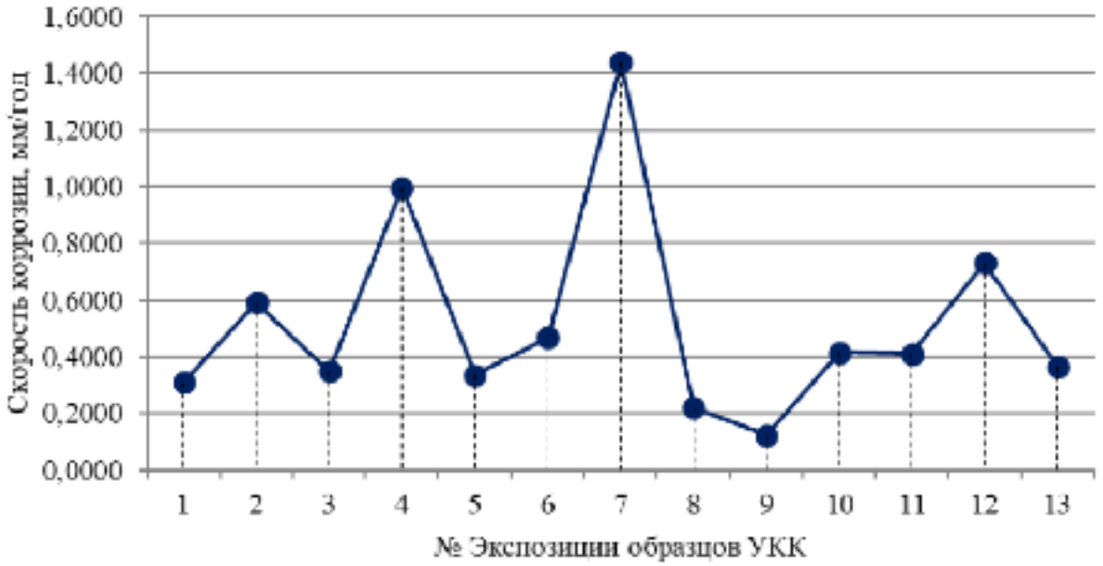


Маркировка 9888, 9939 – сторона 1



Маркировка 9888, 9939 – сторона 2

Динамика скорости коррозии в системе водоводов Кошинского м/р в 2019-2020г.г.



1. Добываемая на месторождениях ООО «Сладковско-Заречное» газоводонефтеная смесь характеризуется высокой коррозионной агрессивностью.
2. Основные коррозионные агенты:
   - растворенные в минерализованной попутно-добываемой воде сероводород и углекислый газ;
   - растворенные в подтоварной воде сероводород, углекислота и кислород, а также сульфид железа и СВБ.
3. Технологическое оборудование и промысловые трубопроводы построенные до 2017 года выполнены из сталей марок 20 и 09Г2С нестойких к сероводородной и углекислотной коррозии.
4. Скорость равномерной коррозии в системе утилизации подтоварной воды на Кошинском, Сладковско-Заречном и Яснополянском месторождении составляет – 0,8…1,1 мм/год и характеризуется, как высокая скорость коррозии. Также имеется сильная питтинговая коррозия.

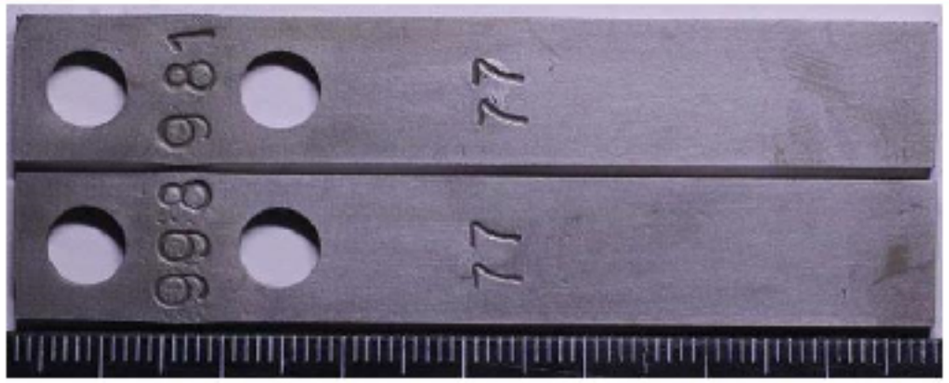
АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

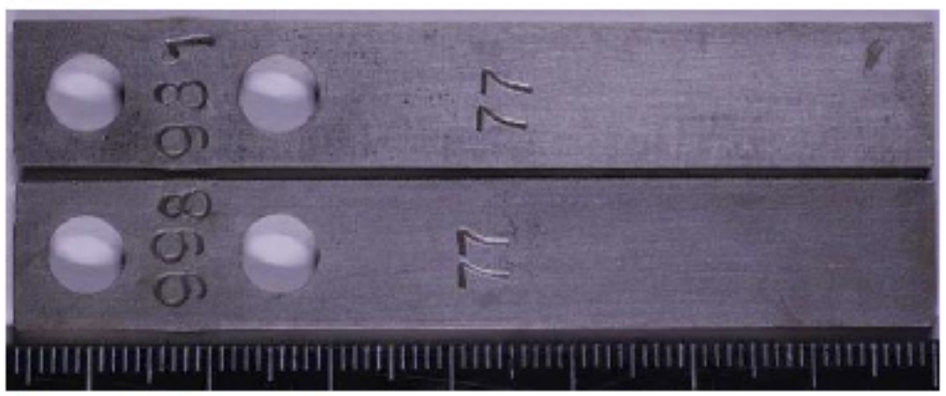
Внешний вид ОСК до и после экспозиции в системе водоводов Кошинского м/р в 2020-2021г.г. после начала подачи ингибитора коррозии



Вид образцов свидетелей до установки в УКК

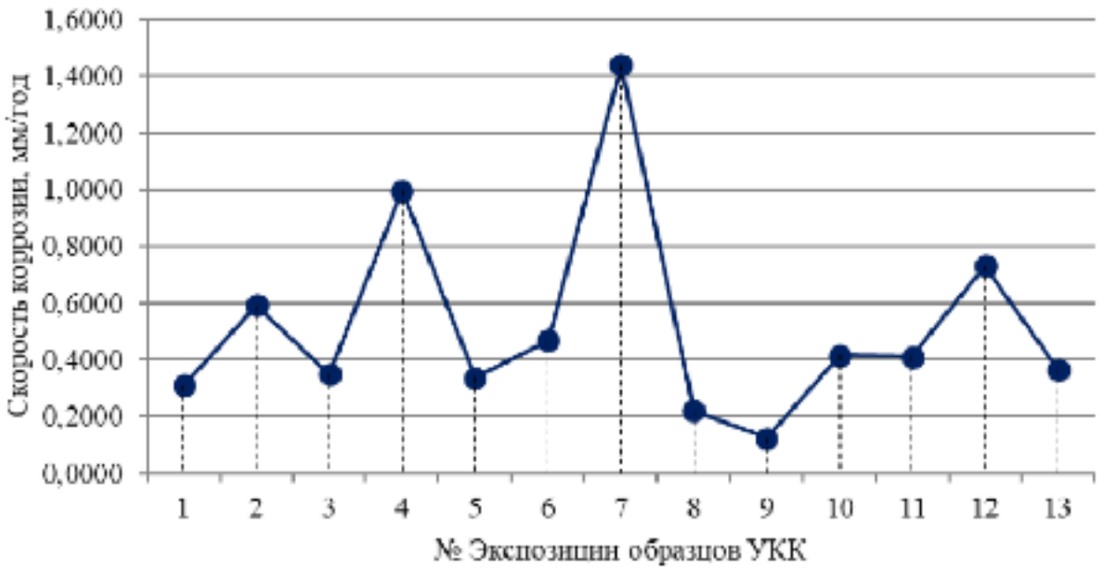


Маркировка 981, 998 – сторона 1

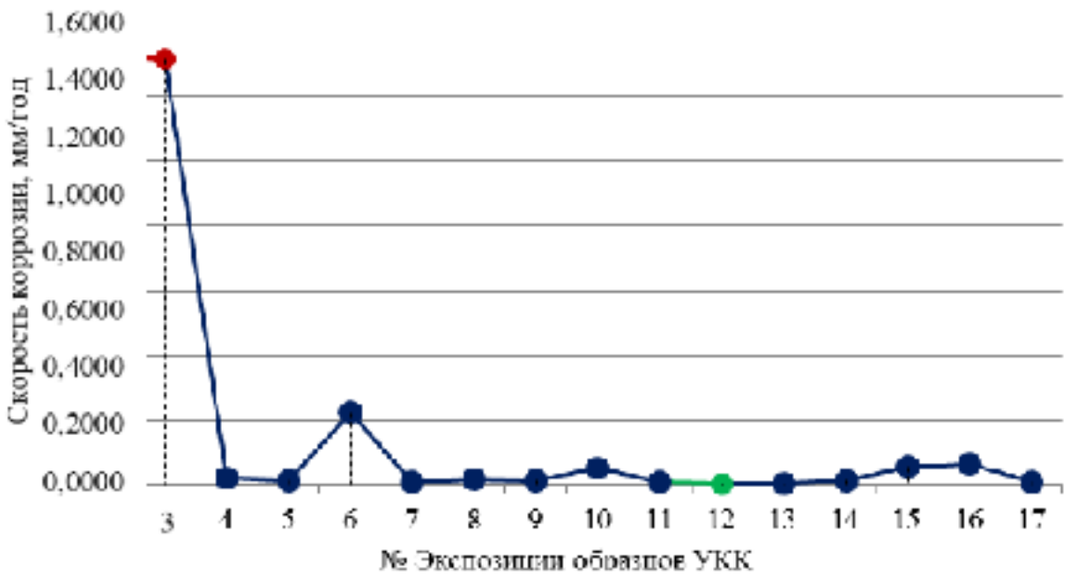


Маркировка 981, 998 – сторона 2

Динамика скорости коррозии в системе водоводов Кошинского м/р в 2019-2020г.г. до подачи ингибитора коррозии



Динамика скорости коррозии в системе водоводов Кошинского м/р в 2020-2021г.г. после начала подачи ингибитора коррозии



ВНЕДРЕНИЕ НОВОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

2019 год

ОПИ мобильной трубопроводной системы «Балтикфлекс» на основе гибких плоскосворачиваемых рукавов Ду150

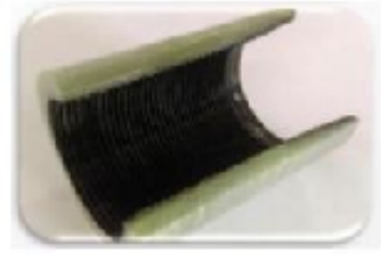





2020 год

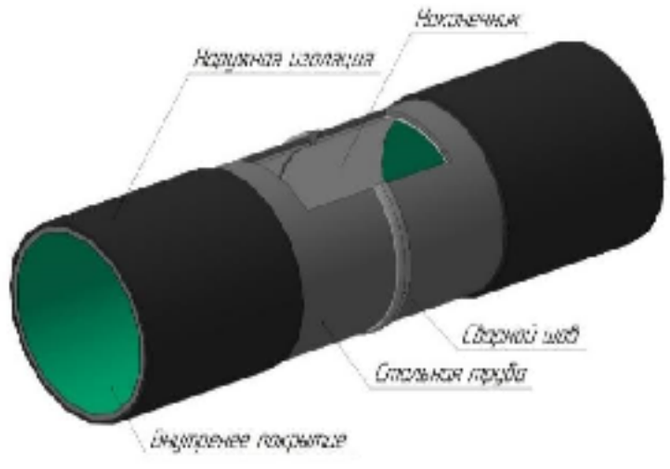
ОПИ стеклопластиковых труб Ду100, «Татнефть-Пресскомпозит»



2021 год

ОПИ стальных труб с внутренним полимерным покрытием

ПОИСК АЛЬТЕРНАТИВНОГО РЕШЕНИЯ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

ОГРАНИЧЕННОСТЬ ВО ВРЕМЕНИ

ФИНАНСИРОВАНИЕ



НАЛИЧИЕ ПРОЧИХ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ

ВОЗМОЖНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ППД

АЛЬТЕРНАТИВНОЕ РЕШЕНИЕ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

ВОССТАНОВИТЬ ДЕФЕКТНЫЕ УЧАСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ САНАЦИИ

Суть предлагаемой технологии – бестраншейное восстановление целостности дефектного трубопровода путем протаскивания внутри него новой коррозионностойкой трубы меньшего диаметра – гибкой полиэтиленовой трубой, армированной стеклопластиком.

Особенности технологии:

– при санации дефектный трубопровод используется только в качестве направляющей для протаскивания в нём гибкой трубы;

– после завершения работ и подключения, гибкая полиэтиленовая труба берёт «на себя» роль основного «несущего» трубопровода (выдерживает рабочее давление до 24 МПа).

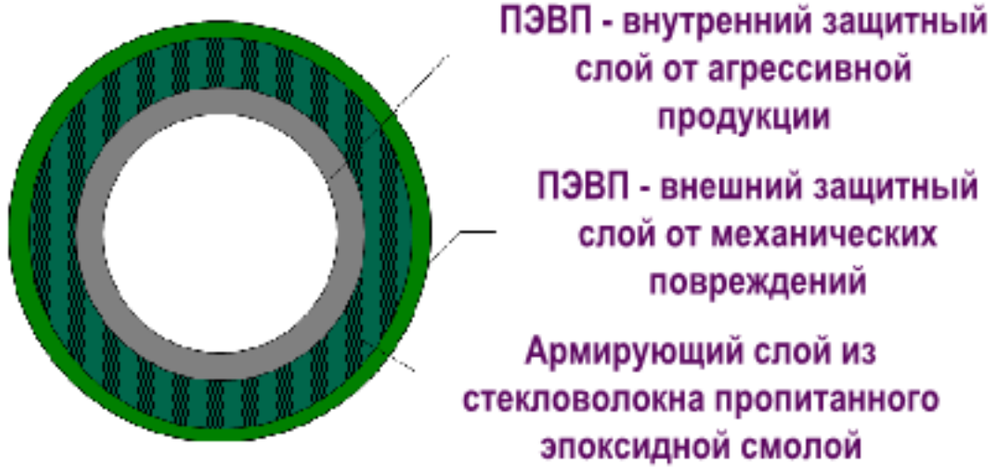
Для рассмотрения предлагается продукция фирмы «ФаберГлассРус», а именно гибкая стеклопластиковая труба FIBERSPAR, поставляемая в катушках длиной до 1800 м (в зависимости от диаметра трубы).

Технические характеристики трубопровода FIBERSPAR:

- Диаметр изготавливаемых труб – от 50 мм до 175 мм;
- Максимальное рабочее давление – до 24 МПа;
- Температура транспортируемой продукции – 95ºС.



Гибкий трубопровод FIBERSPAR в разрезе:



ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО РЕШЕНИЯ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

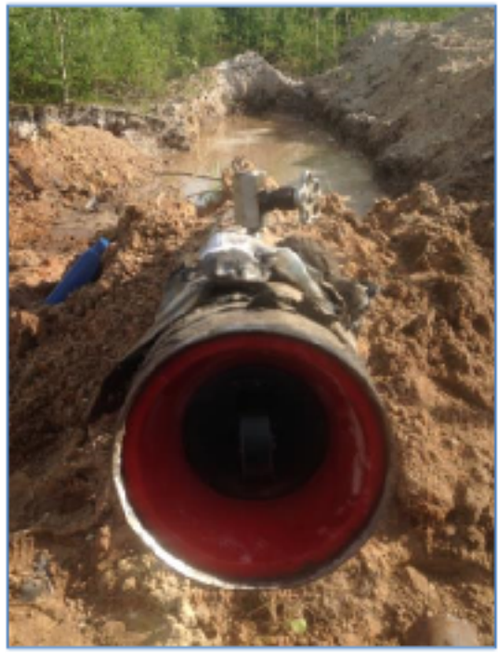
ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

1. Разработка шурфов на концах дефектного трубопровода. Остановка и опорожнение





2. Монтаж механизма вытягивания





ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО РЕШЕНИЯ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

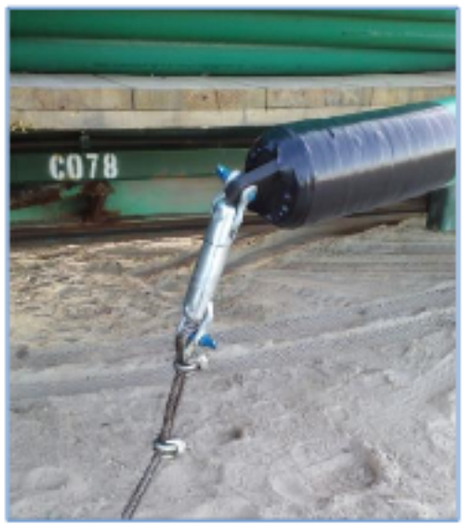
ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

3. Протаскивание троса с помощью поршня внутри стальной трубы





4. Протаскивание гибкой полиэтиленовой трубы во внутренней полости дефектного трубопровода





5. Соединение (при необходимости) нескольких катушек между собой (в зависимости от протяженности санации). Подключение гибкой трубы к существующему трубопроводу, запуск в работу





Способы соединения трубы FIBERSPAR :

1. Фланцевое соединение:



2. Соединение труба в трубу:



ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПРЕДЛОЖЕНИЯ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

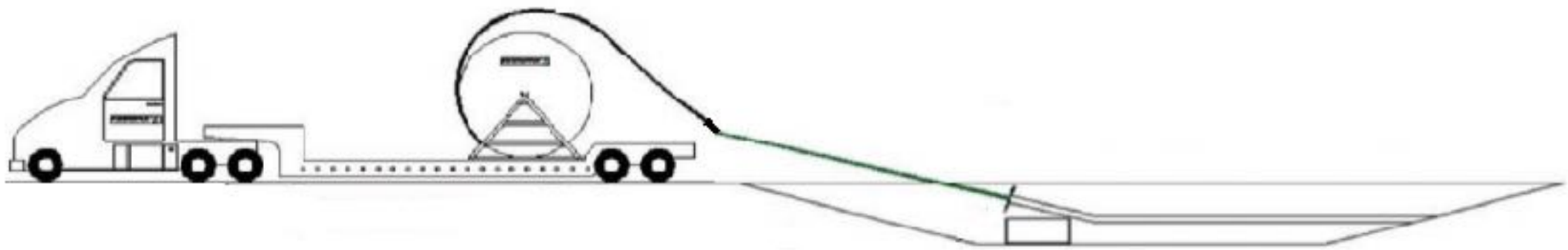
1. **Оперативный монтаж.**
   Работы по санации 1 км дефектного трубопровода возможно завершить за 7 дней (срок изготовления и доставки трубы – 90 дней).
2. ***Отсутствие необходимости получения ТУ и разрешений на переходы через коммуникации сторонних организаций.***
3. ***Затраты на реализацию не превышают стоимость традиционных способов повышения надежности трубопроводов.***
4. ***Возможность повторного применения стеклопластиковой гибкой трубы в случае производственной необходимости*** *(возможно обратное вытаскивание гибкой трубы из полости стального трубопровода и применение на другом объекте).*
5. ***Коррозионная стойкость материала трубы к воздействию сильноагрессивных компонентов перекачиваемой среды***
   Продолжительный срок службы *(не менее 20 лет).*

Дополнительные преимущества:

- Сведение к минимуму работ, связанных с разработкой траншеи, что предотвращает нарушение плодородного слоя земли (экологичность).
- Сведение к минимуму огневых работ и работ повышенной опасности, связанные с разработкой траншеи и монтажом труб (промышленная безопасность).

Недостатки технологии:

- Отсутствие на сегодняшний день производства в Российской Федерации (производство локализовано в США).
- Отсутствие труб с типоразмером выше 175 мм.
- Сокращение внутреннего проходного сечения трубопровода;
- Сложность ремонта в случае нарушения герметичности.



РЕАЛИЗАЦИЯ РЕШЕНИЯ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

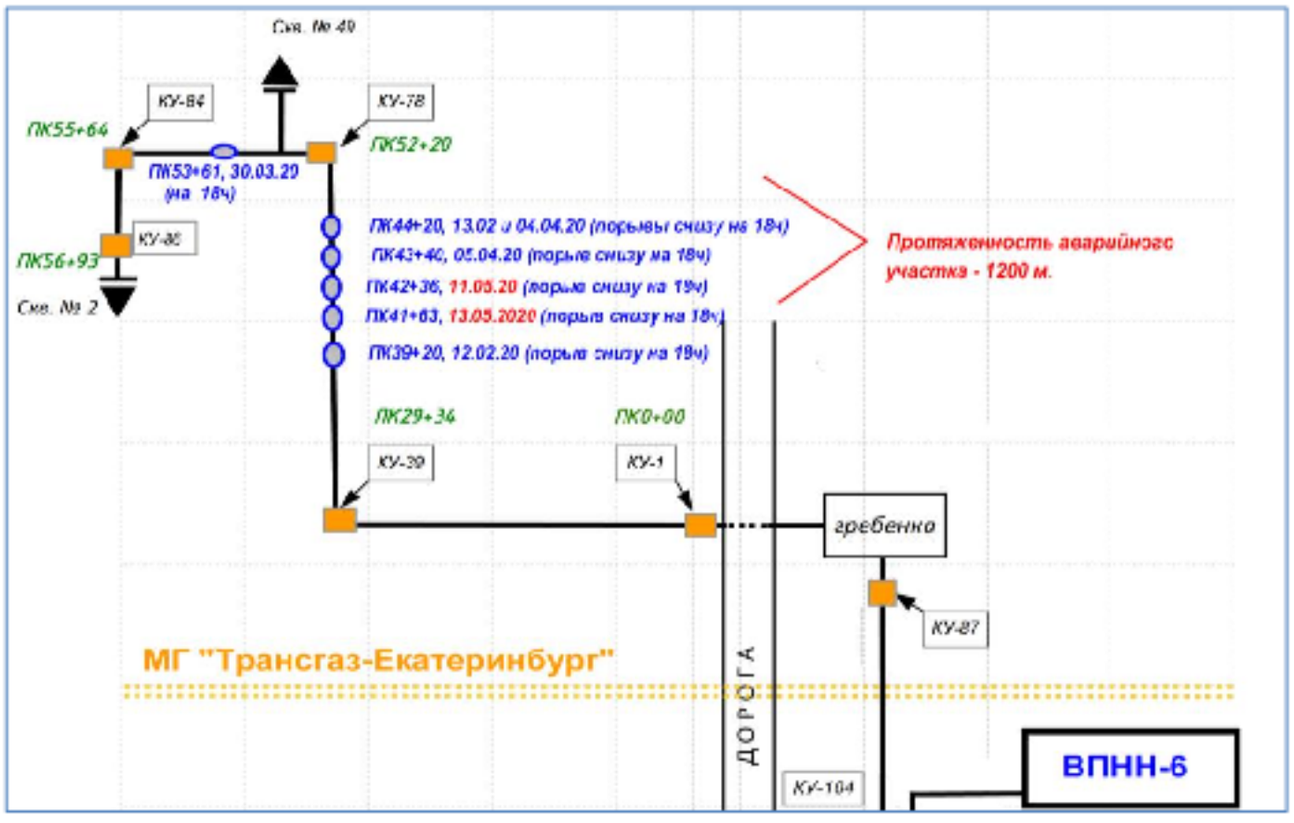
РЕАЛИЗОВАТЬ РЕШЕНИЕ ПЛАНИРУЕТСЯ В РАМКАХ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ

Объект для ОПИ – конечный участок высоконапорного водовода от БКНС-6 до нагнетательных скв. №2 и №49 Кошинского м/р, протяженностью 1773 м (Ø168×12 мм).

Продукция – гибкая стеклопластиковая труба Ду100, Компании ООО «ФаберГлассРус» (FSLP 3^{II} 3500 psi E).

Сроки ОПИ – 365 дней (2021-2022г.г.)

Стоимость ОПИ – 19 129 275,00 руб. без НДС (в случае успешности)



Разрешительная документация на применение трубы FIBERSPAR



ВАЖНО

В соответствии с новым Постановлением Правительства РФ №1816 от 12.11.2020г. водоводы всех видов диаметром до 500 мм не требуют получения разрешения на строительство



СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

НАИМЕНОВАНИЕ	Вариант №1 (оставить всё, как есть)	Вариант №2 (реконструкция водовода из стальных труб Ø114×12, 13ХФА)	Вариант №3 – предлагаемый (санация существующего дефектного водовода Ø168×12 гибкой стеклопластиковой трубой Ду100)
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, тыс. руб., без НДС, в т.ч.	–	21 070**	19 200***
ПИР	–	4 670	–
Трубная продукция + СМР	–	14 500	19 200
Отвод земли	–	1 900	–
ОПЕРАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ , тыс. руб./год, в т.ч.	10 209	2 009	–
Ингибиторная защита водовода	2 009	2 009	–
Ликвидация отказов с установкой заплаты и последующей заменой дефектного участка («катушки»)	3 400*	–	–
Техническая и биологическая рекультивация загрязненных земель	3 100*	–	–
Штрафные санкции при отказе на трубопроводе и загрязнении почв. (Порча земель – Ст. 8.6 КоАП РФ)	1 700*		

ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ	
NPV, тыс. руб.	4 543
Срок окупаемости, мес.	28,7 (2,4 лет)
IRR, %	24%
PI	0,2

Примечания:

* Расчёты выполнены с учётом 1,5 кратного повышения стоимости стальной трубы в 2021г.

** Затраты включают стоимость трубы FIBERSPAR Ду100 (1773 м) + шеф-монтажные работы.

Северсталь

МИСиС
Университет науки и технологий

Результаты испытаний стального проката Cordis (Северкор) на отечественных нефтепромыслах

Комиссаров Александр

Заведующий лабораторией НИТУ «МИСиС», к.т.н.

07.09.2021

Проблематика

Как показывает практика эксплуатации промысловых нефтепроводов, наиболее распространенной причиной их отказов является внутренняя коррозия. Современные нефтедобывающие компании часто несут значительные финансовые убытки из-за порчи трубопроводов, возникновения аварийных ситуаций и необходимости проводить ремонтные работы и работы по ликвидации последствий аварий.

Выделяют 3 вида коррозии:





Язвенная коррозия

Язвенно-канавочная коррозия

Канавочная коррозия

Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.

Предлагаемое решение

Cordis К52, плавка 274913

Микроструктура: феррито-перлитная
Феррит – 95% + Перлит – 5%, зерно феррита 11-10,9 балл.
Неметаллические включения: СН – до 1,0 балла, СХ – до 0,5 балла, С, ОС, ОТ – до 1,0 балла
КАНВ 1 и 3 типа не обнаружено; КАНВ 2 типа: – 2 шт/мм^2

01 Вид продукции

труба прямошовная, классы прочности К52 - К60

02 Сортамент продукции:

ТМСД:
- диаметр 114 – 508 мм,
- толщина 6 - 12 мм,

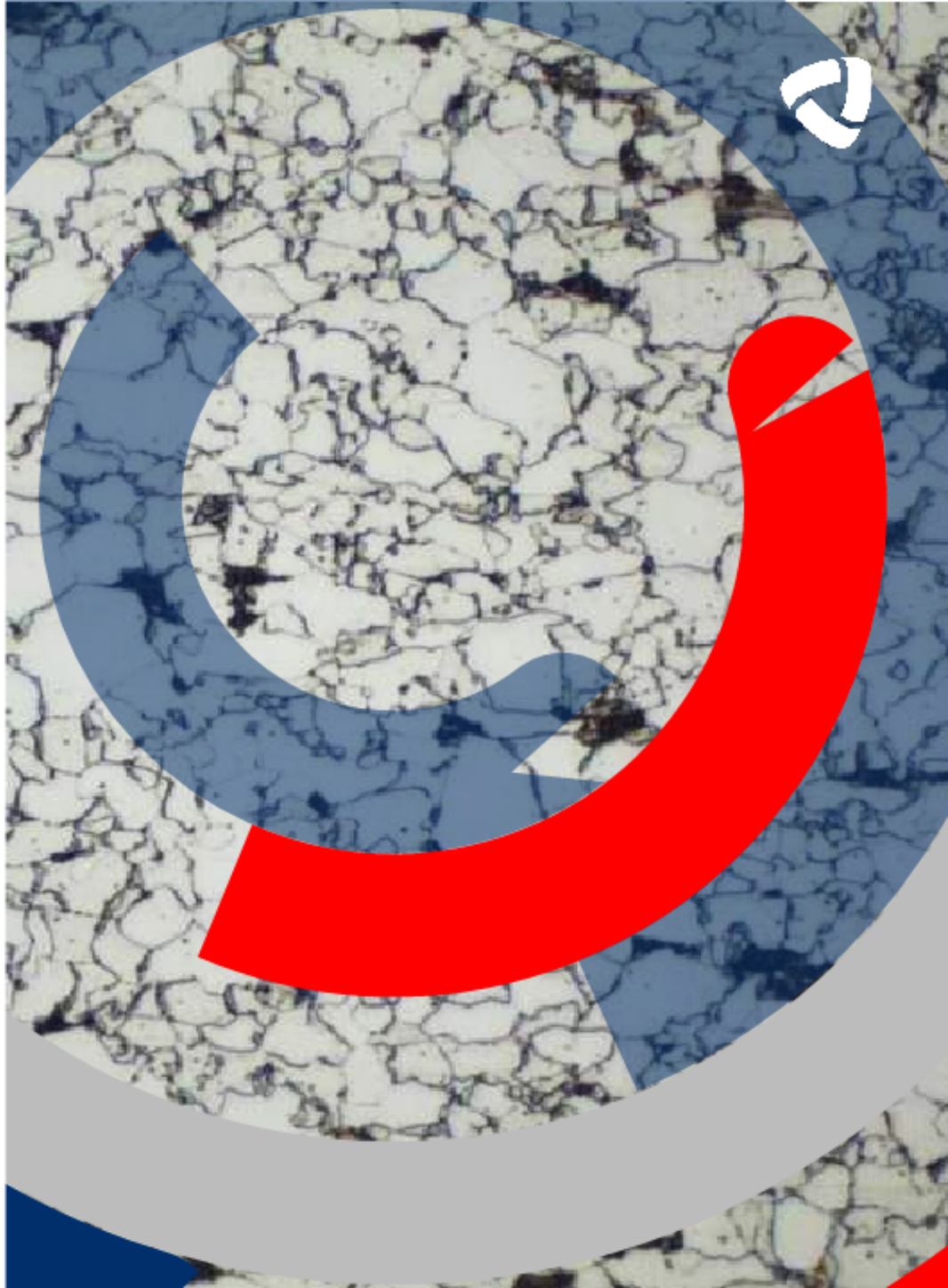
ТБД:
- диаметр 530 – 1020 мм,
- толщина 10 - 34 мм

03 Хладостойкость:

значения ударной вязкости KCV_{-40} более 150 Дж/см^2

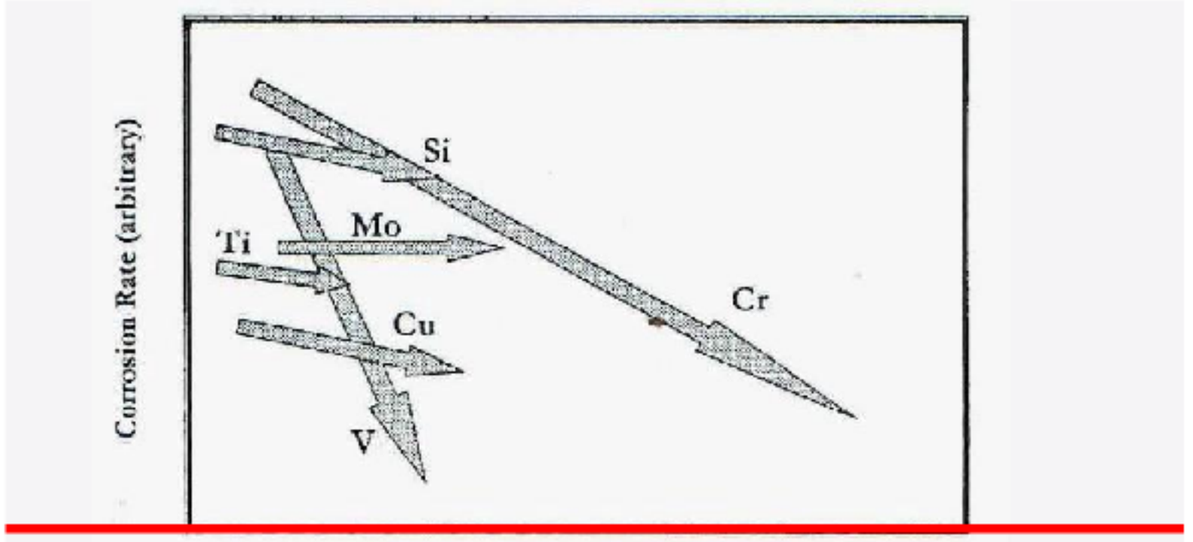
04 Эксплуатационные показатели:

плановый срок эксплуатации труб увеличится в 1,5-2 раза относительно марок сталей предшествующего поколения при прочих равных условиях



Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.

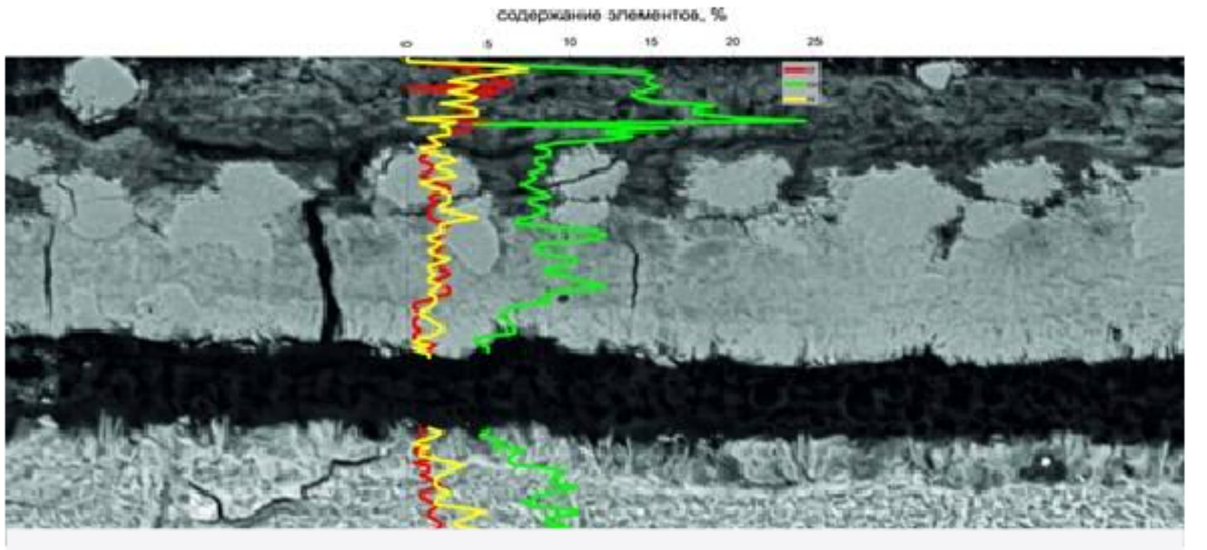
Физические основы при разработке новой марки стали



13ХФА

$V \rightarrow V_2O_5$

негативно сказывается на качестве продольного сварного соединения



07ХНД

Cu и Cr – защитный слой

Cu – антифрикционные свойства

Cu → **Ni** – устранение проявления поверхностного дефекта - чешуйчатости

	C	O	V	Cr	Mn	Ni	Cu	Fe
масс %	42,64	16,95	00,54	03,98	-	02,50	12,96	ост

Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.

Таймлайн по проекту

2016

Заключение договора
с МИНОБРНАУКИ,
начало НИОКТР с
МИСиС

2017

2018

Окончание испытаний ОСК
на Газпром добыча Уренгой (старт 14.10.17)

2019

Завершение НИОКТР

2020

Окончание испытаний ОСК
на Татнефть

Окончание испытаний ОПИ
на Газпромнефть – Восток (старт 16.11.18)

Окончание испытаний ОСК
на Роснефть

2021

Принятие Cordis к проектированию в ГПН

Окончание испытаний ОПИ
на Лукойл-Пермь

Окончание испытаний ОПИ
на Сургутнефтегаз

Окончание испытаний ОПИ
на ИНК

2022

Запуск стендовых испытаний
в РН - ВНИКТИНХО

Запуск ПЭ
на ИНК

Показатели		Ед. изм	Газпромнефть-Восток Урманское м-р	ИНК Большетирское м-р
Тип нефтепромысловых сред			**Тип III (высокоагрессивная), H_2S, CO_2 содержащая**	**Тип III (высокоагрессивная), H_2S, CO_2 содержащая**
Компоненты для отслеживания	хлорид-ионы	мг/дм^3	28759	262300
	бикарбонаты HCO_3	мг/л	528	1000
	общая минерализация	г/л	50,2	412
	Обводненность	%	80-93	20
	Давление	Мпа	0,6-1,0	0,4
	pH		7,2	3,7
	Содержание CO_2		√	√
	Содержание H_2S		√	√

Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.

ОПИ на Газпромнефть-Восток (Урманское месторождение)





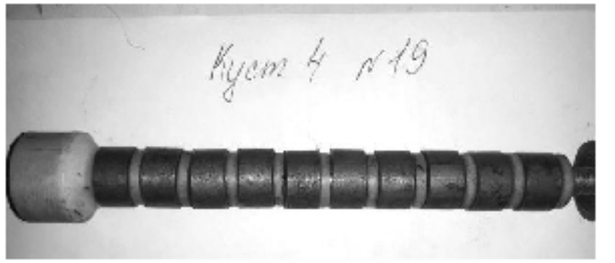




Были проведены опытно-промысловые испытания

с целью определения стали с повышенной коррозионной стойкостью в нефтяных средах. В ходе проведения испытаний купонов (ОСК) был сделан вывод, что коррозионная стойкость стали Cordis в сравнении со сталью 20 и 13ХФА выше на 34% и 62% соответственно.





№ экспозиции	20	13ХФА	CORDIS	Прирост
1	0,1093	-	0,0726	+33,6%
2	-	1,6179	0,5860	+63,8%
3	-	0,9566	0,3975	+58,4%
4	-	0,4413	0,1572	+64,4%

Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.

ОПИ на Газпромнефть-Восток (Урманское месторождение)

Катушка №1 Сталь 20



Катушка №2 Cordis



№ образца	Количество коррозионных очагов, балл	Оценка скорости локальной коррозии, балл	Вероятная скорость коррозии, балл	Оценка площади коррозионного поражения, балл	Сумма баллов
Ст 20 №1	2	1	3	0	6
Cordis №1	3	4	4	1	12
Ст 20 №2	1	1	3	0	5
Cordis №2	2	4	4	0	10

Результаты

- По результатам проведенных байпасных испытаний катушек из нефтепроводных труб из стали Cordis в хладостойком и коррозионностойком исполнении по сумме баллов были достигнуты все показатели эффективности, в сравнении с образцами-свидетелями (сталь 20). Показана скорость развития коррозионных процессов на 83% меньше (1,8 мм/год для стали 20 и 0,3 мм/год для Cordis).
- В результате проделанной работы сталь Cordis (Северкор) рекомендована к включению в реестр применяемых ПАО «Газпром нефть» низколегированных коррозионностойких сталей с содержанием хрома 0,5-1,2%, согласно ТТТ-01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку трубной продукции».

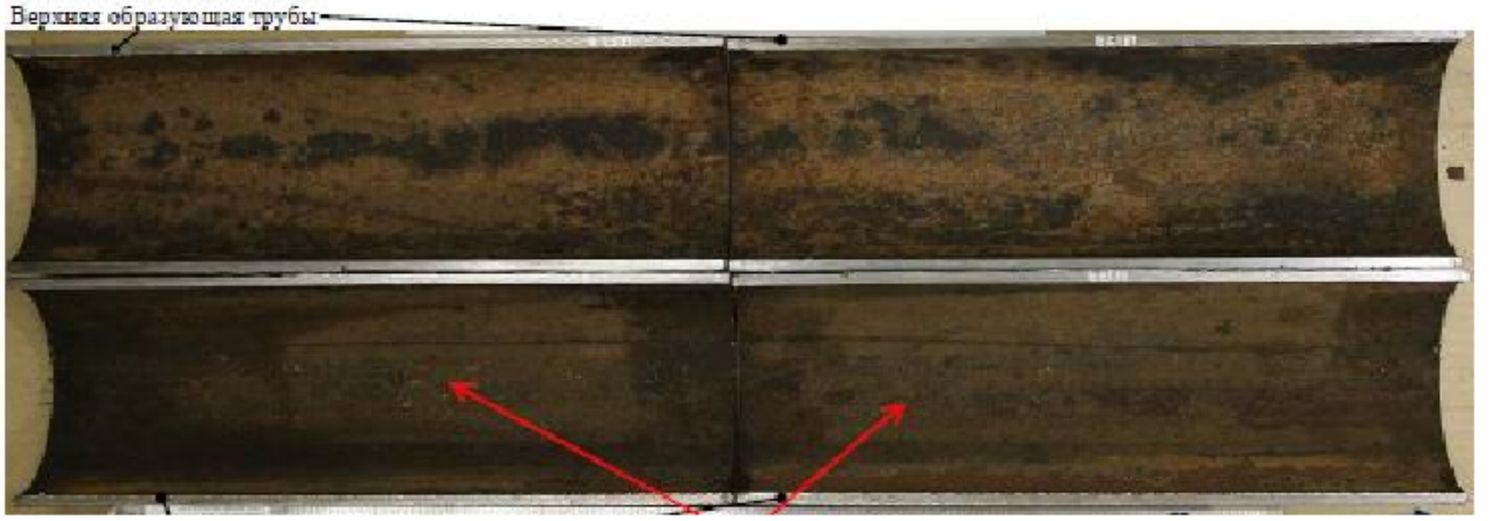
Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.

ОПИ на Иркутской нефтяной компании (Большетирское месторождение)









Согласовано проведение следующего этапа

подконтрольной эксплуатации трубопровода из стали Cordis протяженностью более 1000 м. Запуск запланирован на 1 квартал 2022 года.





Сортамент, марка стали	Срок промысловых испытаний, сут.	Глубина язв, мм		Скорость общей коррозии, мм/год	
		Макс	Средняя	Макс	Средняя
Cordis Ø114x5	561	0,21	0,11	0,14	0,08

Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.

Следующие этапы развития



Этап 1	Этап 2	Этап 3	Этап 4	Этап 5
заканчиваются байпасные испытания на Русскинском месторождении, ПАО «Сургутнефтегаз»; Ноябрь 2021	**Производство опытной партии труб 219*8 мм** из стали Cordis для подконтрольной эксплуатации;	**Продолжение работы по проведению ОПИ** с АО «РН-Самаранефтегаз», поставка катушек.	**Поиск технических площадок** для проведения сравнительных испытаний по существующим методикам и НТД.	**Продвижение трубной продукции из стали Cordis на рынках СНГ.**

Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.

Комиссаров Александр

komissarov@misis.ru

Гайдаров Абид

aa.gaidarov@severstal.com

Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.

Северсталь

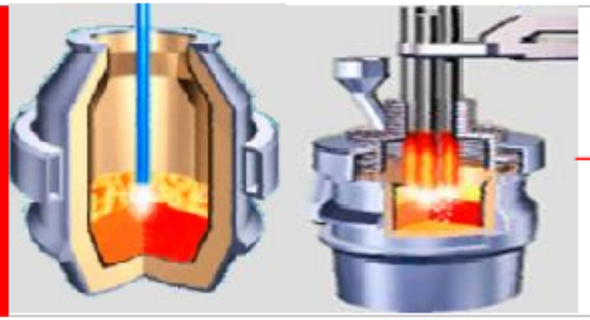
МИСиС
Университет науки и технологий

Спасибо
за внимание!



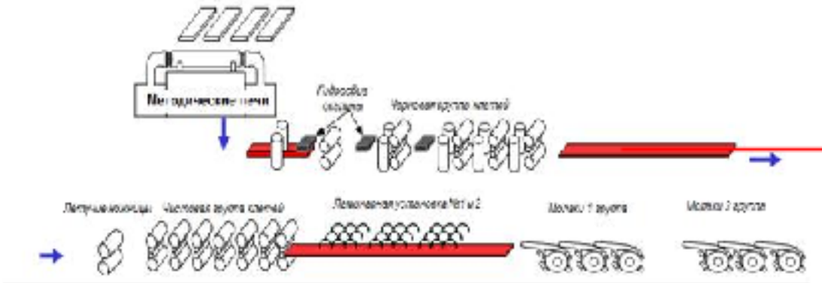
Концепция производства

Сталеплавильное производство



- без КАНВ
- низкий углерод,
- повышенный хром, медь и никель

Производство плоского проката



однородная мелкозернистая ферритная структура с минимальным количеством второй фазы

Высокая хладостойкость достигается за счет мелкозернистой структуры и легирования никелем. Сниженная себестоимость легирования за счет исключения из состава стали ванадия.

Технология

1 – феррит
2 – перлит
3 - бейнит

Классическая технология

(13ХФА, 09ГСФ) = $Ф^1$+$П^2$ (или $Б^3$) (до 10 -15 %)

Новая технология

Ф (~100%) + Cu + Cr + Ni – V – КАНВ

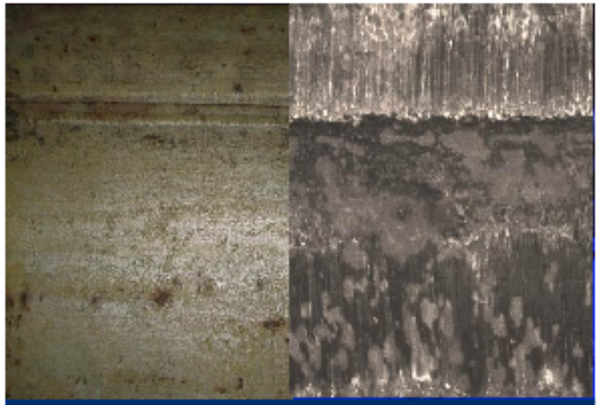
Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.

ОПИ на Лукойл-Пермь (Кокуйское месторождение)

Эксплуатация – 365 суток

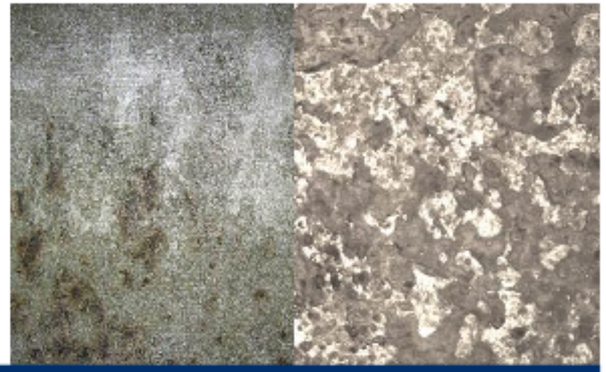


Осадок на внутренней поверхности трубы



Зона сварного шва



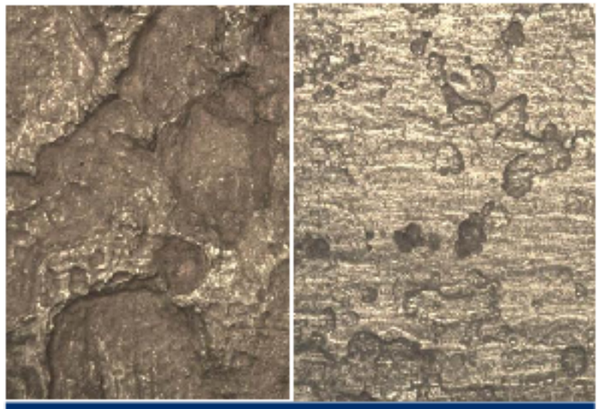


Тело трубы

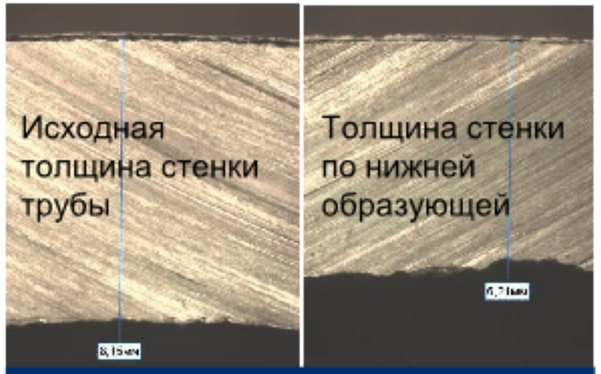
Эксплуатация – 730 суток



Осадок на внутренней поверхности трубы



Нижняя и верхняя образующие



Коррозионное поражение внутренней поверхности трубы

Скорость общей коррозии трубы из стали CORDIS составила 0,008 мм/год

Любое несанкционированное копирование, раскрытие или распространение материалов, содержащихся в данном документе (или приложениях к нему), строго запрещено.