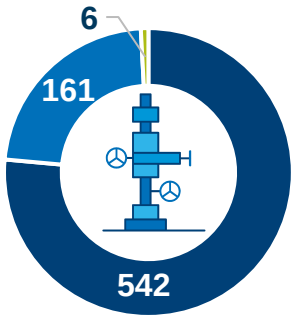
Комплексный подход по защите погружного оборудования от агрессивной среды

ООО «Газпромнефть-Восток»
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Набиев А.В.
25.08.2024 г.

РЕГИОН ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК»

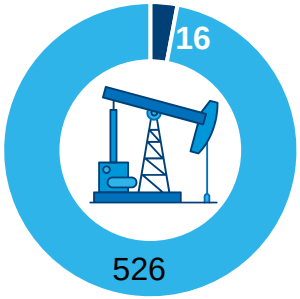


Фонд скважин



- Нефтяные
- ППД
- водозаборные

Способ эксплуатации



- Фонтан
- УЭЦН

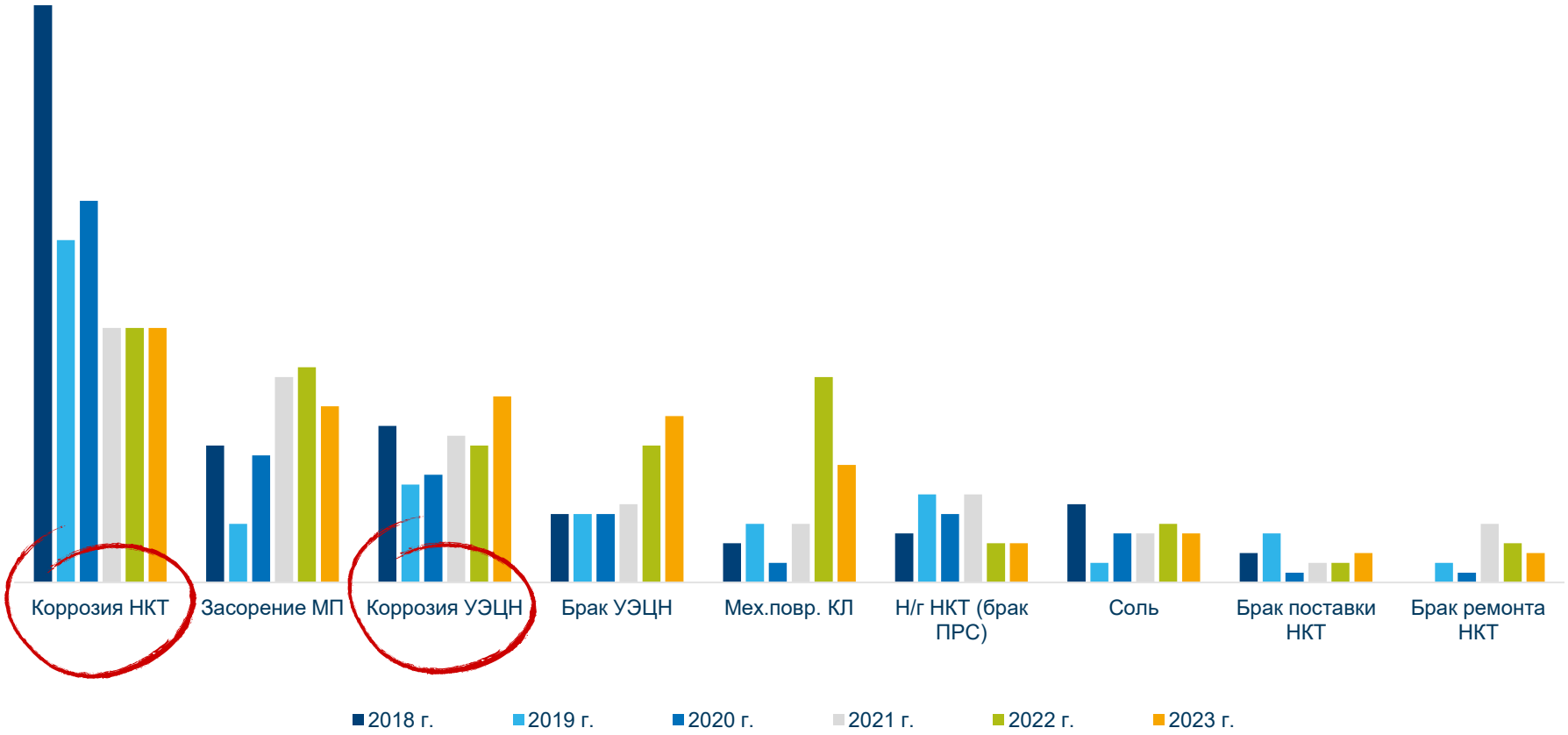
Осложненный фонд



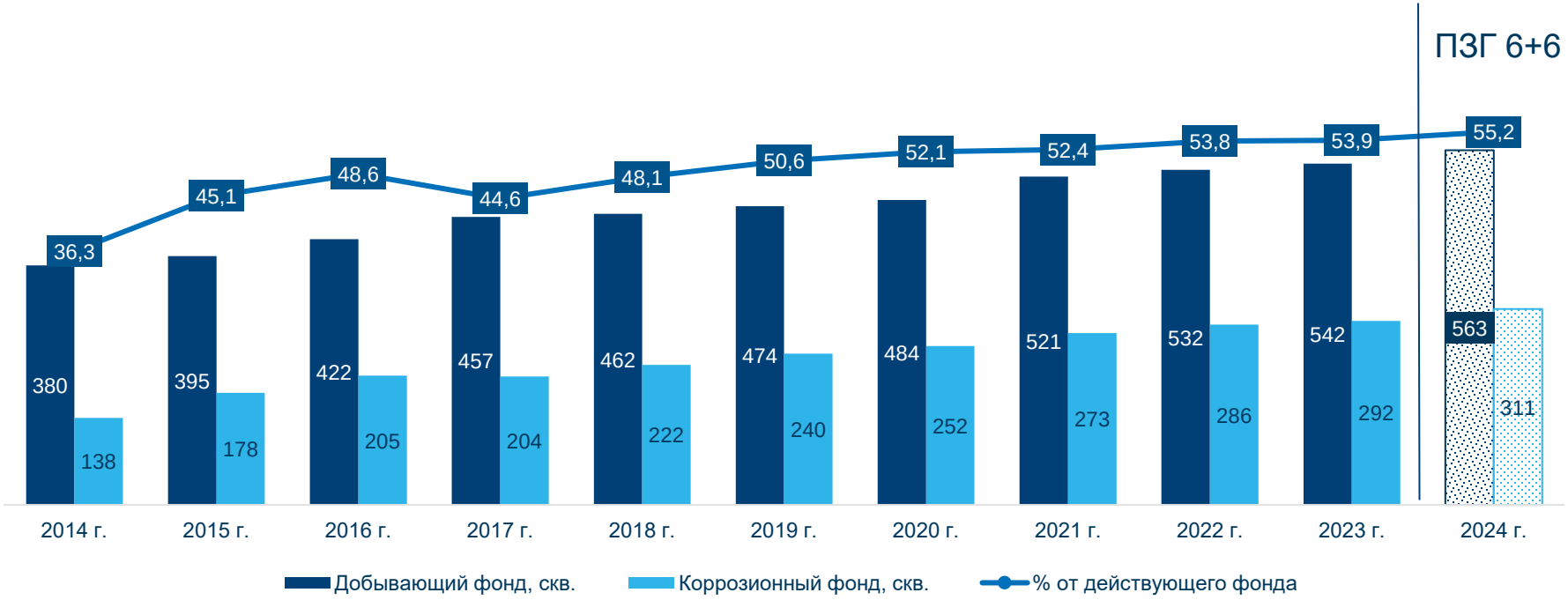
- Коррозия
- Соли
- Т(Более 90грС)
- ГФ (более 90м3/тн)
- АСПО

- Действующий фонд нефтяных скважин – 542 скважин;
- Механизированный способ добычи УЭЦН – 526 скважин;
- 54% фонда добывающих скважин осложнены коррозии и солеотложением.

ДИНАМИКА ОТКАЗОВ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ВСО) ПО ПРИЧИНАМ И УЗЛАМ ЗА ПЕРИОД 2018-2023 гг.



ДИНАМИКА КОРРОЗИОННОГО ФОНДА



По типу разрушения	Язвенная, мейза-коррозия
По характеру взаимодействия со средой	Электро-химическая
По условиям протекания	Жидкостная

Основные коррозионные факторы	высокая минерализация (в среднем 50-70 г/дм^3)
	высокое содержание растворенного углекислого газа (до 350 мг/дм^3)
	рост обводнённости

Водная среда объектов ГПН-Восток относится к сильноагрессивной (согласно РД 39-0147103-362-86)

ХАРАКТЕРНЫЕ ПРИМЕРЫ МАСШТАБА КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ



Скв. №1609 Арчинского м/р.
Дата отказа 07.03.2019г.
Отсутствие части тела 79 НКТ НКТ 73'-Л «ЧТПЗ»
Наработка 184 сут.



Скв. №1307 Арчинского м/р.
Дата отказа 07.05.2018г.
Коррозионное отверстие (тело НКТ) с 94-96 НКТ 73'-К «ПНТЗ».
Наработка 93 сут.



Скв. 1013 Арчинского м/р.
Дата отказа 08.04.2018г.
Коррозионное отверстие (тело НКТ) с 47-54 НКТ 73'В-К «ПНТЗ».
Наработка 148 сут.



Скв. №1609 Арчинского м/р.
Дата отказа 07.03.2019г.
Коррозионное отверстие (тело НКТ) с 1-267 НКТ 73'-Л «ЧТПЗ»
Наработка 184 сут.



Скв. 1202 Арчинского м/р.
Дата отказа 08.04.2018г.
Коррозионное отверстие (тело НКТ) 84 НКТ 73'В-К «ПНТЗ».
Наработка 137 сут.



Скв. 1304 Арчинского м/р.
Дата отказа 29.05.2018г.
Коррозионное отверстие (тело НКТ) 63 НКТ 73'-Л «ПНТЗ».
Наработка 98 сут.

ТЕХНОЛОГИИ ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ НКТ (УСПЕШНЫЕ ОПИ)



TC3000	
Углекислый газ (CO2)	+
Сероводород (H2S)	+
Сульфатовосстанавливающие бактерии	+
Кислотная обработка	+
АСПО	+
Солеотложение	+

Достоинства

- Значительное (в десятки раз) снижение скорости коррозии.
- Защищено межниппельное пространство.
- Возможно проведение СКО и ГКО.

Недостатки

- Для проведения СПО требуется доп. оборудование
- Дополнительные операции при ремонте (контроль диэлектрической сплошности).
- Необходимо восстановление покрытия на торцевой части после ремонта.



MPLAG 96/C	
Углекислый газ (CO2)	+
Сероводород (H2S)	+
Сульфатовосстанавливающие бактерии	+
Кислотная обработка	+
АСПО	+
Солеотложение	+

Достоинства

- Значительное (в десятки раз) снижение скорости коррозии.
- Защищено межниппельное пространство.
- Возможно проведение СКО и ГКО.

Недостатки

- В процессе эксплуатации на автономных месторождениях Урмано-Арчинской группы имели место отслоения покрытия в процессе эксплуатации. В связи с чем пришлось усилить требования к физико-механическим характеристикам полимерных покрытий.

ТЕХНОЛОГИИ ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ НКТ (УСПЕШНЫЕ ОПИ)



Лейнеры: GH6S и DCS INOXINSIDE	
Углекислый газ (CO2)	+
Сероводород (H2S)	+
Сульфатовосстанавливающие бактерии	+
Кислотная обработка	-
АСПО	-
Солеотложение	-

Достоинства

- Антикоррозионные свойства легированной трубы без ухудшения рабочих характеристик.
- Можно применять к бывшим в эксплуатации ремонтным трубам.

Недостатки

- Требуется особая технология ремонта;
- Высокая стоимость стали кожуха;



«Дельта 5+»	
Углекислый газ (CO2)	+
Сероводород (H2S)	+
Сульфатовосстанавливающие бактерии	+
Кислотная обработка	-
АСПО	-
Солеотложение	-

Достоинства

- Значительное снижение скорости коррозии;
- Покрытие устойчиво к соскабливанию;
- Труба защищена с обеих сторон;
- Высокая адгезия покрытия;
- Ремонтопригодность в условиях существующей технологии ремонта НКТ

Недостатки

- Муфты не имеют защиту от коррозии.
- Невозможно проведение СКО и ГКО.
- Высокая стоимость покрытия
- Относится к протекторной (катодной) защите НКТ.

ТЕХНОЛОГИИ ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ НКТ (НЕ УСПЕШНЫЕ ОПИ)

НКТ с внутренним защитным покрытием ГИОТЭК 150М



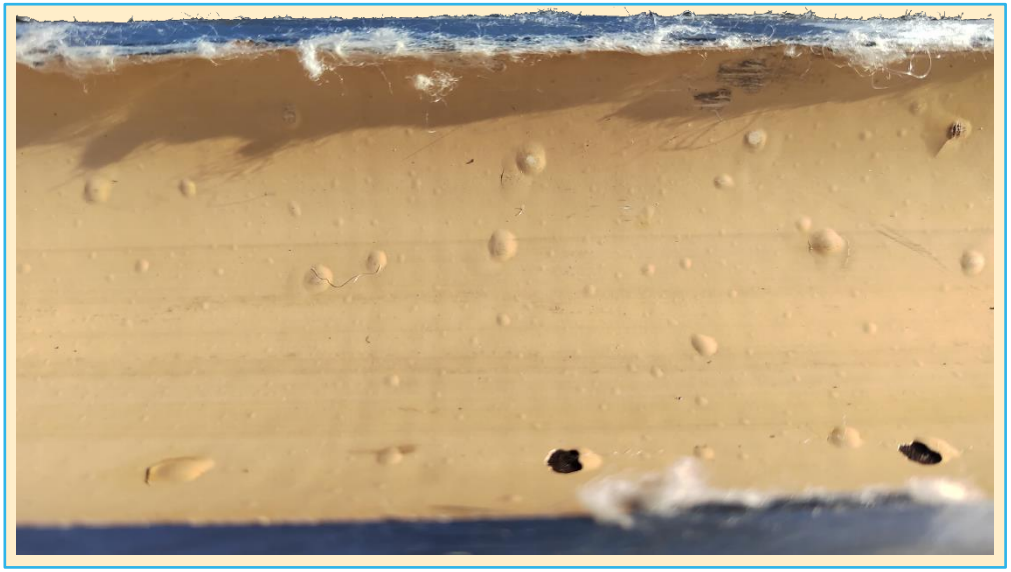




Технология защитного покрытия ГИОТЭК 150 М не эффективна на скважинах КФ ООО «Газпромнефть-Восток»:
- не обеспечивается сохранность покрытия на торцевой части и первых (заходных) витках НКТ в процессе проведения спуско-подъемных операций;
- с целью исключения дефектов покрытия (наплывы, раковины, поры), а также для обеспечения равномерности нанесения покрытия в установленных ТУ диапазонах толщины;
- в межниппельной части применяется покрытие, изготовленное по другим техническим условиям, не заявленным в ОПИ.

ТЕХНОЛОГИИ ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ НКТ (НЕ УСПЕШНЫЕ ОПИ)

НКТ с внутренним защитным полимерным покрытием MAJORPACK reziPLY87







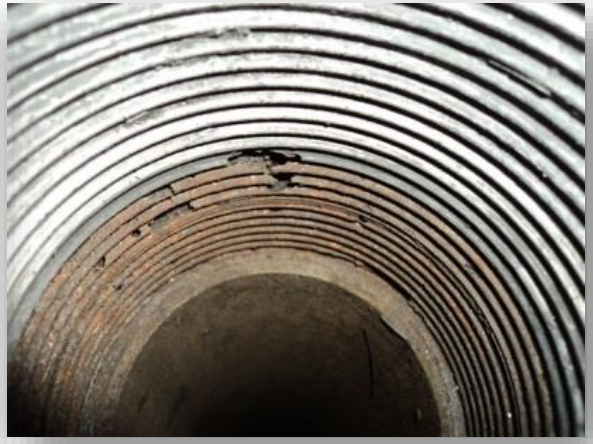
Виды повреждений:
- вздутие; отслоение и растрескивание покрытия;
- отслоение покрытия на торцевой части.

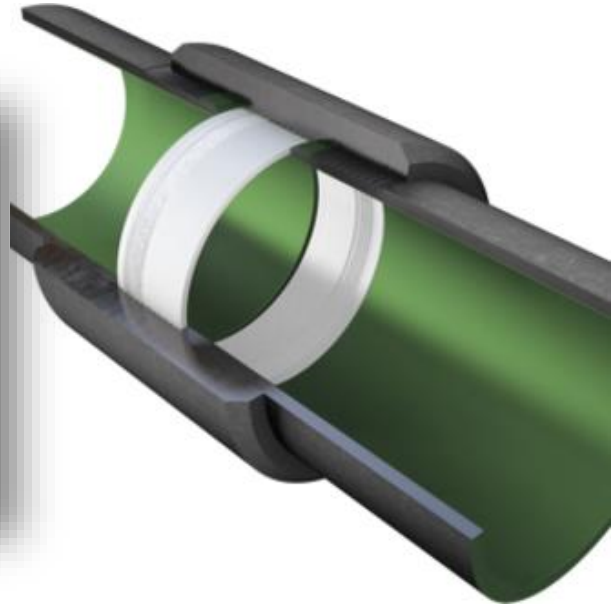
Возможные причины:
- нарушение температуры;
- газопроницаемость;
- некачественная подготовка поверхности перед нанесением покрытия.

ВСТАВКА ДЛЯ ЗАЩИТЫ МЕЖНИППЕЛЬНОГО ПРОСТРАНСТВА НКТ

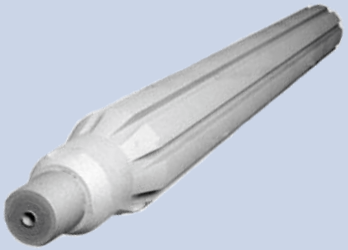
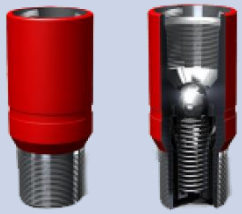
Технология		Описание	Внедрено
	Межниппельная защита НКТ	• Предохранительная вставка, защищает торцевую часть ниппеля НКТ и предотвращает коррозию резьбового соединения «труба-муфта». • Минимизирует и устраняет зазор соединения «труба-муфта», обеспечивает герметичность соединения, препятствуя абразивному и эрозионному износу, вследствие воздействия большой скорости добываемого флюида.	• Установлено на 100% скважин КФ; • Внедряется установка на КОШ и СК







ТЕХНОЛОГИИ ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ УЭЦН

Технология		Описание	Внедрено
	Протекторная защита	к УЭЦН подсоединяется металл с более электроотрицательным потенциалом. При этом идет разрушение не конструкции, а протектора	Всего по механизированному фонду - 99 шт.
	Коррозионно-стойкий газосепаратор	Внедрение входных модулей и газосепараторов из коррозионно-стойкой стали	Всего по механизированному фонду - 278 шт.
	Концевые детали из нержавейки	Внедрение концевых деталей к насосным секциям из коррозионно-стойкой сталей марки 40Х13	Всего по механизированному фонду - 121 шт.
	Монельное напыление ПЭД	Монель - это коррозиестойкий медно-никелевый сплав. Наносится на корпус статора ПЭД с помощью электродуговой металлизации	Применяется адресно по причние высокой стоимости
	КОШ и СК из коррозионно-стойкой стали	Внедрение сливных и обратных шаровых клапанов из коррозионно-стойкой стали 40Х13	Всего по механизированному фонду - 30 шт.

Ингибитор коррозии



Практика применения противокоррозионной защиты внутрискважинного оборудования демонстрирует, что ингибиторная защита не обеспечивает значительного эффекта в защите внутренней поверхности НКТ из-за жестких коррозионно-агрессивных условий (высокая температура, большое содержание КВЧ, высокие скорости движения ГЖС). Однако данный метод является наиболее экономичным и может быть реализован в кратчайшие сроки. Поэтому, ингибиторная защита может применяться как экстренное мероприятие для достижения максимального охвата осложненного фонда скважин защитой до момента обеспечения скважины оборудованием в коррозионностойком исполнении.

Для фонда скважин ООО «Газпромнефть-Восток» успешно завершены ОПИ и разрешены к применению следующие ингибиторы коррозии:

Тип ХР	Производитель	Наименование реагента
Ингибитор коррозии для ВСО	ООО ЭЗ "Нефтехим"	Ипроден К-1 марки Б
	АО "Опытный завод Нефтехим	Сонкор 9920 марка А
	ОАО "Котласский химический завод"	Азол 5045 марки В
Ингибитор комплексного действия	ООО НПО "Акватек"	Акватек 515 марка М
	ООО ЭЗ "Нефтехим"	Ипроден К-2
	ООО "Котласский химический завод"	Азол 3020 марка А

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ

- **100%** охват защиты КФ
- Адресный (интервальный) подход к защите КФ
- **90%** КФ зазащищено НКТ в КСИ
- **10%** НКТ цинковое покрытие
- **80%** НКТ полимерное покрытие
- Превентивные меры защиты НКТ
- Применение ингибитора коррозии на малодебитном фонде
- **100%** КФ установлены межниппельные вставки
- **100%** КФ защищены газосепараторами КСИ
- **100%** КФ защищены концевыми деталями из коррозионно-стойкой стали
- **19%** КФ защищены протекторами коррозии (55 шт.)
- Адресный подход по защите статора ПЭД монельным напылением
- ППР по скважинам с высокой наработкой
- Снижение отказов по коррозии на 40% по отношению к тренду 2014 - 2018 гг. и стабильно низкий уровень отказов за последние 5 лет



НКТ с внутренним полимерным покрытием



Межниппельные вставки для НКТ, КОШ и СК



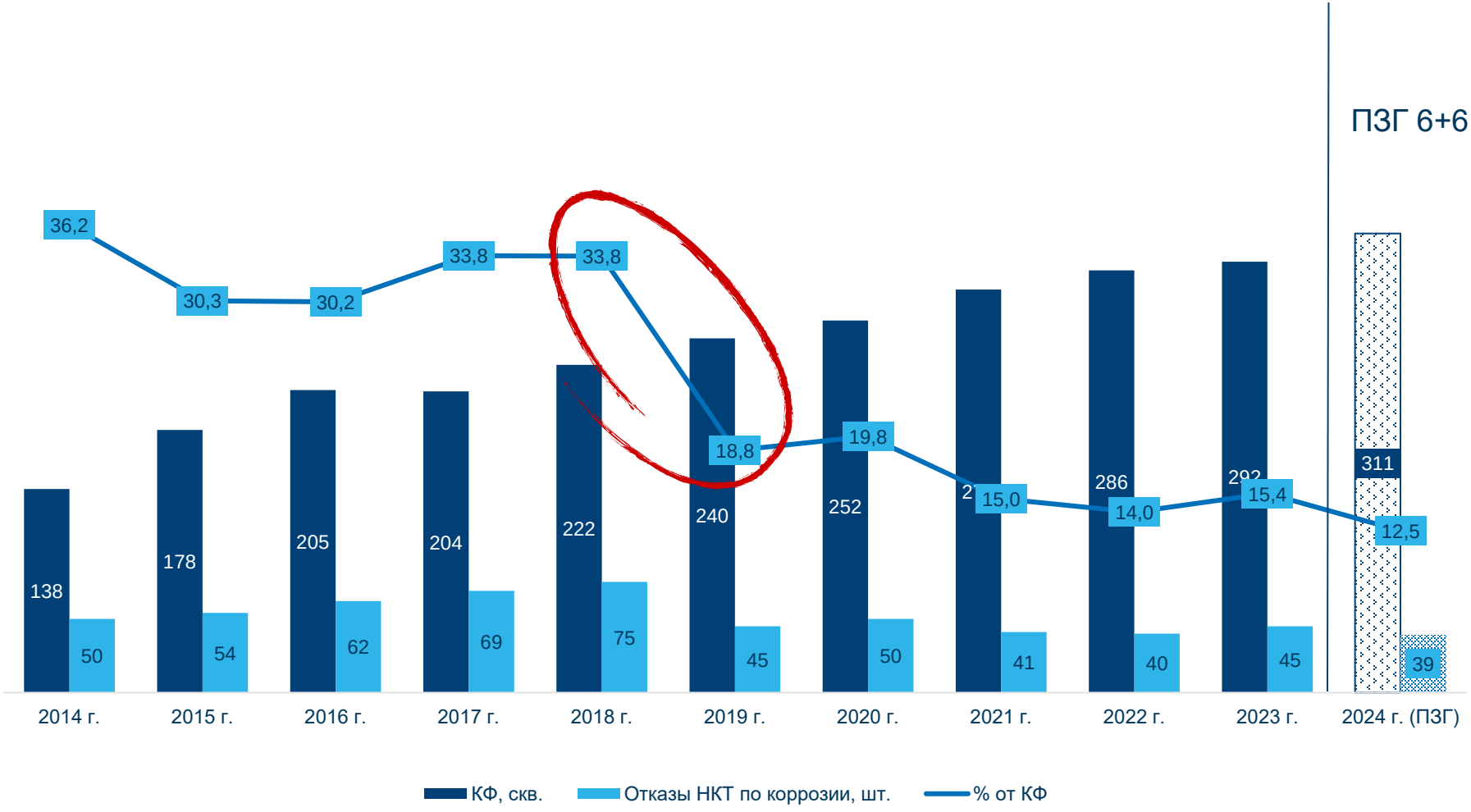
Газосепаратор коррозионно-стойкого исполнения, монельное покрытие ПЭД



Концевые детали, КОШ и СК из нержавейки

Протектор коррозии

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ



Контакты

Набиев Алексей Валериевич
Начальник управления техники и технологии добычи нефти и газа ООО «Газпромнефть-Восток»

тел: (+7 3822) 310-810 (доб. 1205)
факс: 310-805
Nabiev.AV@tomsk.gazprom-neft.ru

ПОДВАЛ

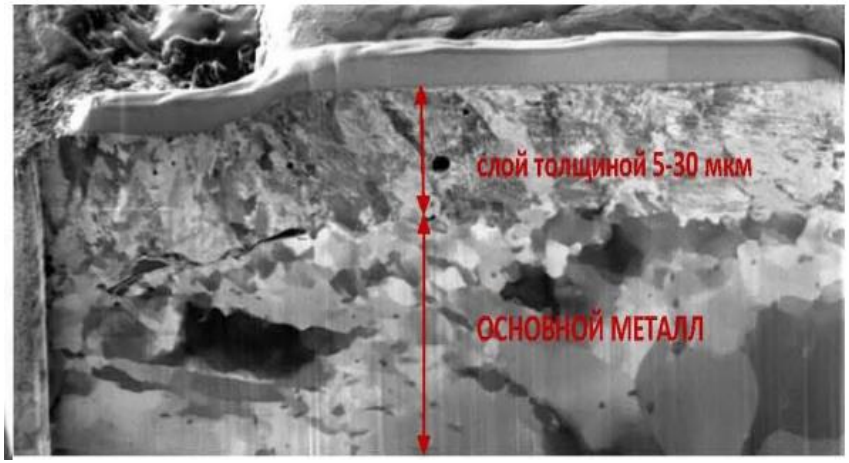
Планы по проведению ОПИ



Нефтепогружной кабель 3х16 4кВ без бронеленты

Успешное внедрение позволит:
- Снизить отбраковку по коррозии;
- Снизить отбраковку по мех.повреждениям;
- Повысить % работоспособности ТМС;
- Увеличить НнО.

Текущий статус: спущено 3 кабельные линии



Нанесение минерального покрытия на устьевое оборудование

Минеральное покрытие штуцеров и деталей устьевого обратного клапана позволит увеличить их эксплуатационные характеристики и сопротивление коррозии.

Использование минеральных покрытий позволяет заменить ряд трудоемких операций и технологических процессов: шлифование, поверхностную закалку, азотирование, хромирование и т.п. и добиться значительного упрочнения поверхности металла.

Текущий статус: проведение ОПИ

ПРИРОДА КОРРОЗИОННОГО ПРОЦЕССА

Коррозия – это физико-химическое или химическое взаимодействие между металлом (сплавом) и средой, приводящее к ухудшению функциональных свойств металла (сплава), среды или включающей их технической системы.

Коррозия - переход металла в более энергетически выгодное состояние с меньшим запасом энергии (оксид железа – естественное состояние для металла).

На месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» превалирует **коррозия углекислотного типа**:

$CO_{2\ раств.} \rightarrow CO_{2\ адс.}$

$CO_{2\ адс} \overset{+H_2O}{} H_2CO_{3\ адс.}$

$H_2CO_{3\ адс.} + \bar{e} \rightarrow H^+_{адс} + HCO_3^-{}_{адс}$;

$H^+_{адс} + H^+_{адс} \leftrightarrow H_2\uparrow$.

$H^+ + H_2O + \bar{e} \leftrightarrow H_2O + {}^1/_2\ H_2$.

$Fe + nH_2O \leftrightarrow Fe^{2+} \cdot nH_2O + 2\bar{e}$.

Свободная углекислота оказывает большое влияние на интенсивность и скорость коррозии

Парциальное давление	
Менее 0,02 МПа	▪ Коррозионно-неопасная среда
Более 0,02 МПа	▪ Возможны средние скорости коррозии
Много более 0,02 МПа	▪ Высококоррозионная среда

ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

№ п/п	причины отказов	12 месяцев 2022		500	12 месяцев 2023		526	+ / -		
		Кол-во отказов	% от общего	% к СДФ	Кол-во отказов	% от общего	% к СДФ	Кол-во отказов	% от общего	% к СДФ
1	Негерметичность НКТ, в т.ч.	**46**	22,8%	9,2%	**43**	19,7%	8,4%	**-3**	-1,4%	-0,6%
1.1.	по коррозии	**26**	12,9%	5,2%	**26**	11,9%	5,1%	**0**	0,0%	0,0%
1.2.	нарушение СПО при КРС	**4**	2,0%	0,8%	**4**	2,3%	1,0%	**1**	0,5%	0,2%
1.3.	брак ремонта НКТ	**4**	2,0%	0,8%	**3**	1,4%	0,6%	**-1**	-0,5%	-0,2%
1.4.	брак завода	**2**	1,0%	0,4%	**3**	1,4%	0,6%	**1**	0,5%	0,2%
1.5.	высокая наработка	**9**	4,5%	1,8%	**4**	1,4%	0,6%	**-6**	-2,8%	-1,2%
1.6.	Прочие (Окалина, негермет ЭК, НКТ-КОШ)	**1**	0,5%	0,2%	**3**	1,4%	0,6%	**2**	0,9%	0,4%
2	нарушение СПО при КРС(КЛ)	**21**	10,4%	4,2%	**12**	5,5%	2,4%	**-9**	-4,1%	-1,8%
3	Авария(НКТ, КОШ)	**0**	0,0%	0,0%	**0**	0,0%	0,0%	**0**	0,0%	0,0%
4	Отложение твердого осадка	**6**	3,0%	1,2%	**5**	2,3%	1,0%	**-1**	-0,5%	-0,2%
5	Парафиноотложения	**0**	0,0%	0,0%	**0**	0,0%	0,0%	**0**	0,0%	0,0%
6	Засорение мехпримесями	**22**	10,9%	4,4%	**18**	8,3%	3,5%	**-4**	-1,8%	-0,8%
7	Снижение притока	**0**	0,0%	0,0%	**2**	0,9%	0,4%	**2**	0,9%	0,4%
8	Влияние газа	**2**	1,0%	0,4%	**5**	2,3%	1,0%	**3**	1,4%	0,6%
9	Износ рабочих органов	**73**	36,1%	14,6%	**81**	37,2%	15,9%	**8**	3,7%	1,6%
10	Коррозия ПЭД, ЭЦН, ГЗ, ГС, СК, ОК	**14**	6,9%	2,8%	**19**	8,7%	3,7%	**5**	2,3%	1,0%
11	Некачественный монтаж	**0**	0,0%	0,0%	**0**	0,0%	0,0%	**0**	0,0%	0,0%
12	Брак ремонта УЭЦН, ГЗ, ПЭД(СЦ ЭПУ)	**14**	6,9%	2,8%	**17**	7,8%	3,3%	**3**	1,4%	0,6%
13	Брак в эксплуатации УЭЦН	**1**	0,5%	0,2%	**0**	0,0%	0,0%	**-1**	-0,5%	-0,2%
14	Брак кабеля	**0**	0,0%	0,0%	**0**	0,0%	0,0%	**0**	0,0%	0,0%
15	Не подготовленность скважины	**0**	0,0%	0,0%	**0**	0,0%	0,0%	**0**	0,0%	0,0%
16	Негерметичность ЭК	**1**	0,5%	0,2%	**0**	0,0%	0,0%	**-1**	-0,5%	-0,2%
17	В ожидании разбора (подъема)	**1**	0,5%	0,2%	**16**	7,3%	3,1%	**15**	6,9%	2,9%
18	Организационные причины ЦДНГ	**1**	0,5%	0,2%	**0**	0,0%	0,0%	**-1**	-0,5%	-0,2%
	итого (без ГТМ)	**202**	99,5%	40,4%	**218**	100,0%	42,7%	**16**		

ЗАЩИТА НКТ
ВСТАВКА ДЛЯ ЗАЩИТЫ МЕЖНИППЕЛЬНОГО ПРОСТРАНСТВА





В результате действия турбулентного потока агрессивной среды, особенно с повышенным содержанием твердых взвешенных частиц, возникает щелевая коррозия в муфтовых соединениях НКТ. Данный вид коррозии приводит к «полетам» подвески НКТ по резьбовой части.

MP Streamer (Стример) – предохранительная вставка, созданная для защиты торцевой части ниппеля НКТ и предотвращения коррозии резьбового соединения «труба-муфта» в результате воздействия потока на незащищенную резьбовую часть соединения.
Минимизирует и устраняет зазор соединения «труба-муфта», Стример обеспечивает герметичность соединения, препятствуя абразивному и эрозионному износу, вследствие воздействия большой скорости добываемого флюида.

Основные преимущества:
- Защищает от потока флюида ниппель НКТ трубы, а также уязвимую внутреннюю поверхность муфты;
- Ширина стримера адаптируется под конкретное соединение (телескопически);
- Температура эксплуатации 200°-220°С;
- Легкость установки не требует специальной подготовки и может выполняться в полевых условиях, без использования специального оборудования;
- Можно использовать вне зависимости от состояния трубы – как в новой, так и б/у НКТ;
- Время установки 1 шт. – 15-30 секунд.

В настоящий момент в ООО «Газпромнефть-Восток» применяются межниппельные вставки производства ООО «Энергогарант».
Являются аналогом стримеров Majorpack, но имеют стоимость в 2 раза меньше.

ЗАЩИТА УЭЦН
ПРОТЕКТОРНАЯ (КАТОДНАЯ) ЗАЩИТА



При использовании протекторной защиты к УЭЦН подсоединяется металл с более электроотрицательным потенциалом. При этом идет разрушение не конструкции, а протектора.

На месторождениях Общества применяются протекторы из алюминиево-магниевого сплава.

- Критерием применения протекторной защиты является сквозная коррозия узлов УЭЦН;
- На 31.12.2019г. внедрено 92 протекторов коррозии;
- По скважинам укомплектованным протекторной защитой УЭЦН отказов по причине коррозии узлов УЭЦН нет.

Минусы

Со временем протектор корродирует и требуется замена новый.

Время защиты проректора зависит от интенсивности коррозии

Протекторная защита обеспечивает только локальную защиту поверхности, расположенной на небольшом удалении от протектора. Метод пригоден для защиты ПЭД, УЭЦН. Рекомендуется для обводненности более 60%.

ЗАЩИТА УЭЦН



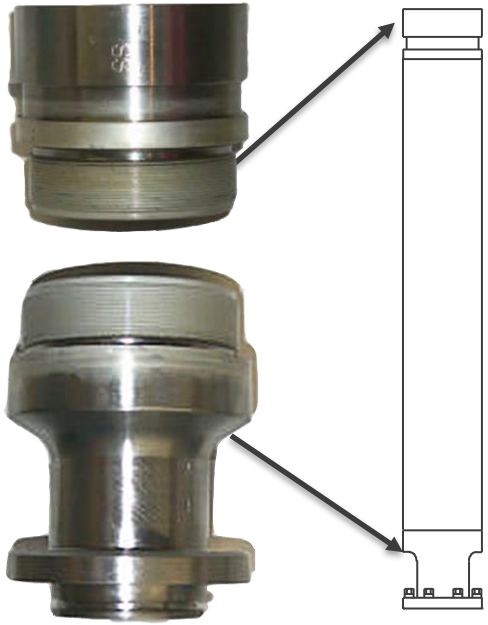
Для снижения отказов по входному устройству:

Внедрение модернизированных ГС;

Замена ГС на ВМ(54 в 2018г.);

Проведение ППР по скважинам с высокой НнО, в т.ч. с KGSM2(в 2018г. проведено ППР на 57 скважинах со средним МРП 841 сут., и максимальным МРП 1471 сут., в 2017г. проведено 43 ППР).

Концевые детали из нержавеющей стали



- Применеие концевых деталей насоса, обратных и сливных клапанов из стали 40Х13;
- Внедрение концевых деталей насоса из нержавеющей стали позволяет предотвратить отказ связанный с коррозией концевых узлов УЭЦН;
- Внедрение клапанов из нержавеющей стали позволяет предотвратить отказы связанные с коррозией.

НКТ
НЕМЕТАЛЛИЧЕСКОЕ ПОКРЫТИЕ





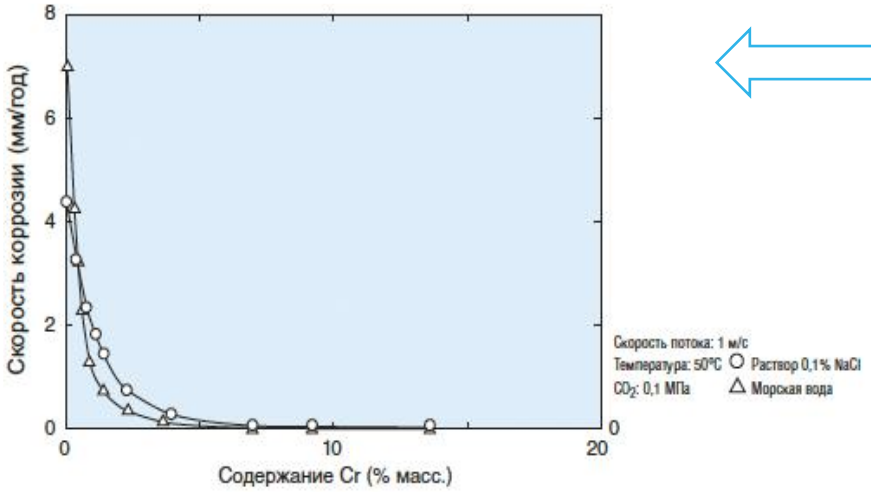
Среди группы неметаллических покрытий выделяют:

- полимерные покрытия;
- силикатно-эмалевые покрытия.

Для создания полимерного покрытия применяется два типа пластмасс: термопластичные (поливинилхлорид, полиэтилен, полипропилен, фторопласт и т. д.) и термореактивные (фенопласты, эпоксидные, полиэфирные). Такие покрытия имеют высокую коррозионную стойкость и длительный срок службы.

Название проводимых ОПИ	Достоинства	Недостатки	Эффектив-ность
Покрытие Majorpack	Высокая наработка, высокая адгезия покрытия и стойкость к абразивному износу.	Большие риски утраты покрытия при ремонте НКТ, межниппельное пространство муфт необходимо защищать вставками.	Наработка выше на 207% Стоимость выше на 100%
Покрытие ТС 3000	Высокая наработка, высокая адгезия покрытия и стойкость к абразивному износу, возможность проведения СКО.	Большие риски утраты покрытия при ремонте НКТ.	Наработка выше на 270% Стоимость выше на 100%

ЗАЩИТА НКТ
КОРРОЗИОННОСТОЙКИЕ СТАЛИ



Зависимость скорости коррозии стали от содержания Cr в условиях CO_2 коррозии.

Из рисунка видно, что добавка хрома способствует существенному снижению скорости углекислотной коррозии. Добавка 1,0 % хрома способна снизить скорость коррозии в 1,5 -2 раза, добавка 5 % хрома - в 3 – 5 раз. Добавка 12-14 % хрома переводит сталь в состояние «нержавеющей», повышая коррозионную стойкость в десятки раз.

Название проводимых ОПИ	Достоинства	Недостатки	Эффектив-ность
Сталь 26 ХМФА2	Установлена стойкость материала труб к коррозионным повреждениям, возможность продолжительной работы металла в коррозионной среде	Пропуски жидкости по резьбовым соединениям, разрушение ниппельной части резьбы. Случаи «слизывания» ниппельной резьбы.	Наработка выше на 70% Стоимость выше на 48%
Сталь Cr13	Высокая средняя и прогнозная наработка, возможность проведения СКО	Сравнительно высокая себестоимость трубы, возможность охрупчивания металла с увеличением наработки.	Наработка выше на 228% Стоимость выше на 275%

ЗАЩИТА НКТ
ТРУБЫ С МЕТАЛЛИЗИРОВАННЫМ ПОКРЫТИЕМ



Внутреннее диффузионное цинковое покрытие (ДЦП) имеет высокую адгезию к железу и низкую к парафинам. Слоистая конструкция, образованная в результате взаимной диффузии атомов цинка и железа, показала высокую коррозионную и эрозионную стойкость, улучшенную герметичность резьбовых соединений и увеличенный в 3-5 раз срок их службы.

Металлизационное термодиффузионное цинковое покрытие (ТДЦП) «Дельта+» на основе цинка по технологии «НПО Неоцинк» за счет образования интерметаллидного соединения при внедрении атомов цинка в сталь обладает высокими антикоррозионными свойствами и повышенной твердостью. Покрытие позволяет увеличить срок эксплуатации НКТ минимум в 2 раза. Покрытие недостаточно стойко в кислых и щелочных средах.

Название проводимых ОПИ	Достоинства	Недостатки	Эффектив-ность
НКТ с ТДЦП Дельта 5+	Значительное снижение скорости коррозии. Покрытие устойчиво к соскабливающему напряжению. Высокая адгезия защитного покрытия	Запрещается применять покрытие в скважинах, на которых возможно проведение кислотных обработок. Относится к **протекторной** (катодной) защите НКТ.	Наработка выше на 98% Стоимость выше на 120%

ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАЩИТЫ НКТ



Лейнер
Суть технологии заключается в установки во внутренней полости НКТ кожуха (лейнера) из коррозионно-стойкой стали

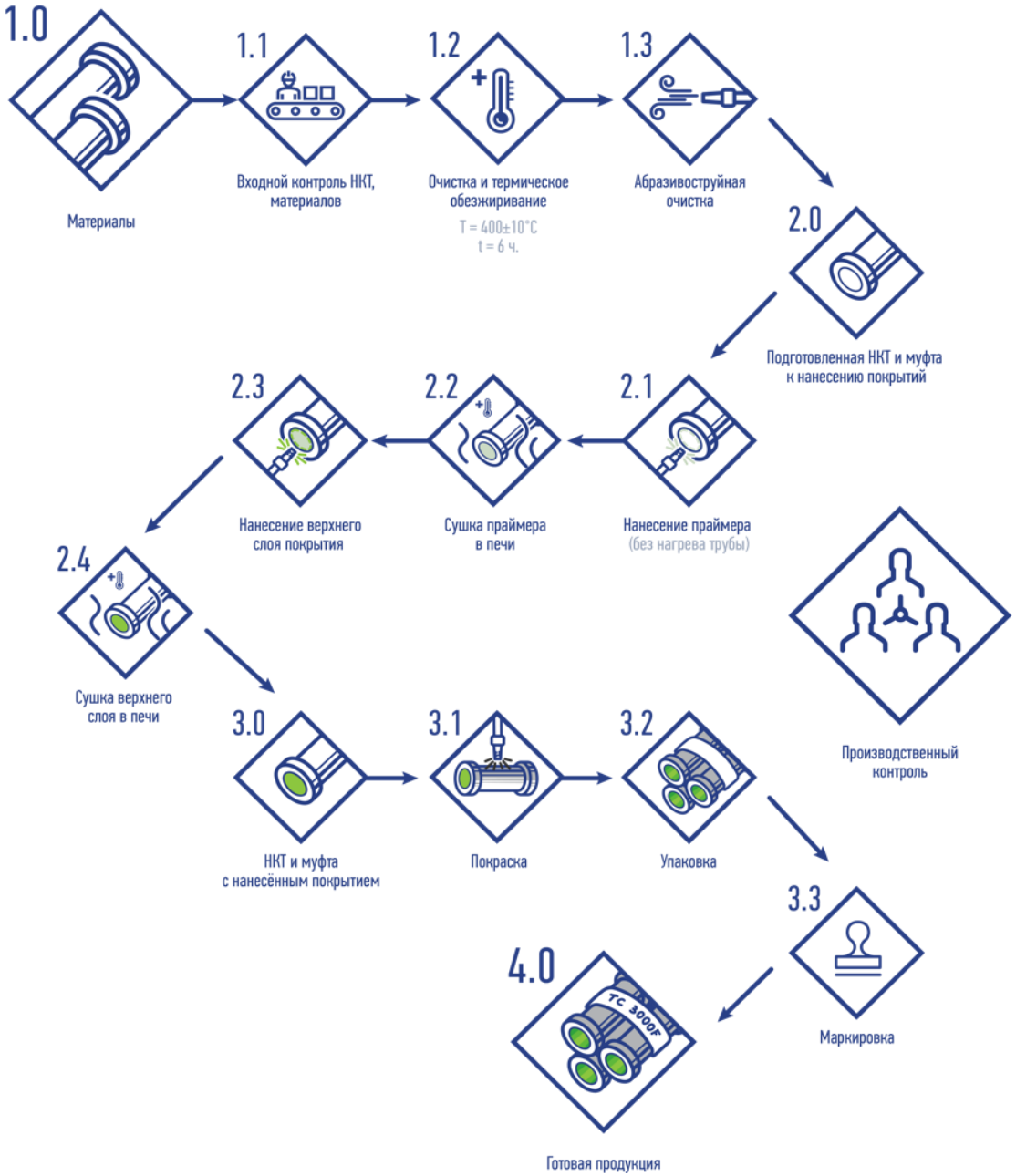
Достоинства технологии
НКТ с установленным лейнером приобретает антикоррозионные свойства легированной трубы без ухудшения рабочих характеристик.
Данный тип покрытия можно применять бывшим в эксплуатации ремонтным трубам.

Недостатки технологии
Лейнер изготовлен из аустенитной стали. Это делает его производство весьма затратным.

Мероприятия по оптимизации технологии
Подобрать оптимальный хим. состав кожуха.
Разработать технологию ремонта.

Название проводимых ОПИ	Достоинства	Недостатки	Эффектив-ность
НКТ с Лейнером	антикоррозионные свойства легированной трубы НКТ. Данный тип покрытия можно применять к бывшим в эксплуатации ремонтным трубам.	На данный момент не разработан технологический процесс ремонта данного покрытия. Высокая стоимость кожуха (лейнера).	Наработка выше на 200% Стоимость выше на 120%

НАНЕСЕНИЕ ПОЛИМЕРНОГО ПОКРЫТИЯ НА РЕМОНТНЫЕ НКТ



В 2019 году в ООО «Газпромнефть-Восток» успешно завершились опытно промышленные испытания технологии нанесения полимерного покрытия на бывшие в эксплуатации ремонтные НКТ.

Внедрение данной технологии поможет в значительной мере сократить капитальные затраты по закупу насосно-компрессорных труб в коррозионно-стойком исполнении.

У данной технологии есть свои недостатки:

1. Требуется большее количество полимера, чем на новую НКТ;

2. Требуется подготовка поверхности (обезжиривание и абразивоструйная очистка).

Доход достигается за счет экономии на закупе трубы НКТ.