

ТЕХНОЛОГИЯ НАНЕСЕНИЯ АНТИКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ. МЕТОДЫ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ, КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА НА ТРУБНЫХ БАЗАХ



Заместитель технического директора
АО «ТМК НГС - Нижневартовск» - Шатило Сергей Петрович

Нижневартовск 2019

ПЕРВЫЙ в Нижневартовске и России промышленный комплекс изоляции нефтепроводных труб

Е.П. Лазаренко — зам. начальника Нижневартовской центральной базы проката и ремонта труб

Длительный опыт эксплуатации промышленных трубопроводов показывает, что интенсивной коррозии подвергается как наружная, так и внутренняя поверхность труб



Из истории предприятия «ТМК НГС - Нижневартовск»

Первый на территории
СССР
промышленный комплекс,
включающий покрытие
нефтегазопроводных труб и
фасонных деталей,
введён в эксплуатацию в
1995 году

Выбор систем защитных
покрытий производился с
точки зрения особо
агрессивных коррозионно –
активных сред
Самотлорского
месторождения
и с учетом особенностей
месторождений Западной
Сибири

ОАО «Трубная металлургическая компания» на встречу потребителю

В АО «ТМК Нефтегазсервис – Нижневартовск» в 2013г. произведен запуск оборудования нанесения внутреннего покрытия, поставленного голландской фирмой Turn Key Pipeline Services (TKPS).

Номенклатура выпускаемой продукции нового участка покрытия труб

- Нефтепроводные трубы - \varnothing 60-168 мм
- Бурильные трубы - \varnothing 73-127 мм по ГОСТ Р 50278-95, ГОСТ 631-80
- Насосно-компрессорные трубы- \varnothing 60-114 по ГОСТ 633-80, ГОСТ 53366-2009
- Обсадные трубы- \varnothing 114-168 мм по ГОСТ 632-80, ГОСТ 53366-2009
- Min внутренний диаметр труб – 49 мм

Производительность линии составляет - 1000 км/год



В действующих в настоящее время отечественных и зарубежных нормативных документах, определяющих потребительское качество покрытий, технические требования к покрытию подменяются характеристиками освоенных промышленностью конструкций покрытий из конкретных материалов, которые во многих случаях не соответствуют назначению покрытий и не обуславливают их способность выполнять свое назначение с требуемой надежностью, безопасностью и технологичностью в реальных условиях эксплуатации.

Во многих случаях в требованиях к покрытию приводятся требования к подготовке изолируемой поверхности, к технологии нанесения покрытия. Потребительские свойства покрытия во многих случаях подменяются свойствами используемых материалов или видами воздействия на покрытие.

Существующие проблемы!

Отсутствие национальных и межгосударственных стандартов на защитные покрытия внутренней поверхности труб и соединительных деталей, используемых в нефтепромысловой отрасли приводят к отсутствию единых критериев оценки качества данных покрытий.

Несмотря на наличие большого количества различных методик испытаний покрытий, методики скудно освещены как в отечественной, так и в зарубежной литературе.

Ситуация осложнена:

- ✓ *отсутствием единого классификатора агрессивности сред;*
- ✓ *отсутствием статистических данных по коррозионным испытаниям полимеров;*
- ✓ *отсутствием стандартных методик автоклавных испытаний и испытаний по определению интенсивности отложений АСПО.*

Основными техническими документами, определяющими потребительское качество процесса эксплуатации НПТ, является РД 39-132-94 *«Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»*, корпоративные нормативные документы, разрабатываемые на основе этого РД, ОСТ 153-39.4-010-2002 *«Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений»*, ТУ к НПТ с внутренним защитным покрытием, разрабатываемые Потребителем, ТУ на элементы НПТ с защитным покрытием.

Необходимость разработки единых критериев оценки качества покрытий внутренней поверхности стальных труб используемых на нефтепромыслах вызвана необходимостью унификации методик оценки потребительских свойств и качества антикоррозионной защиты.

Грамотно сформулированные технические требования к нефтегазопромысловым трубопроводам (НПТ) с покрытием определяют пригодность использования тех или иных конструкций материалов покрытий.

Свойства защитных покрытий отраженные в ТУ

Свойства покрытий по техническим условиям РосНИТИ	Свойства покрытий по техническим условиям (жидкие покрытия) ряда фирм	Свойства покрытий по техническим условиям
<p>1 Внешний вид покрытия 2 Толщина покрытия 3 Степень отверждения покрытия 4 Диэлектрическая сплошность покрытия 5 Прочность покрытия при обратном ударе 6 Адгезия покрытия к стали: - метод нормального отрыва - метод X-образного надреза 8 Стойкость покрытия к истиранию 9 Стойкость покрытия при трехточечном изгибе</p> <p>Испытательные среды: а) Раствор 10 % HCl б) Водяной пар в) Воздушная среда с переменными температурами г) Испытательная среда: - жидкая фаза (3/4 объема) – 5 % раствор NaCl; газовая фаза (1/4 объема): - для среднеагрессивных сред – 1,0 МПа CO₂ или 0,5 МПа H₂S и N₂; - для высокоагрессивных сред – 2,0 МПа CO₂ или 1,0 МПа H₂S и N₂ Время выдержки: 240 ч и 24 ч, время сброса давления не менее 10 мин или не более 5 с соответственно Давление от 3 до 10 МПа, температура зависит от типа покрытия</p>	<p>1 Внешний вид покрытия 2 Толщина покрытия</p>	<p>1 Внешний вид покрытия 2 Толщина покрытия 3 Отсутствие электрического пробоя 4 Адгезия покрытия к стали: а) метод нормального отрыва б) метод X-образного надреза 5 Переходное сопротивление 6 Внешний вид поверхности стали под покрытием 7 Целостность стали с покрытием 8 Средняя высота микронеровностей</p> <p>Испытательные среды: а) Раствор 3 % NaCl Время выдержки: 70 и 100 суток, температура 90 или 200 С, давление 6 МПа. б) Раствор 10 % HCl в) Раствор 10 % NaCl г) Раствор 10 % NaOH</p>

Разработка нормативной документации

На основе проекта национального стандарта «Защитные лакокрасочные покрытия внутренней поверхности стальных труб и соединительных деталей, используемых в нефтяной промышленности» для АО «ТМК НГС-Нижневартовск» разработаны **технические условия** на внутренние защитные покрытия насосно-компрессорных (НКТ) и нефтегазопроводных труб (НГПТ).

ТУ 14-ЗР-144-2016 «Трубы стальные насосно-компрессорные с внутренним защитным лакокрасочным покрытием»

ТУ 14-ЗР-145-2016 «Трубы стальные диаметром от 76 до 720 мм с внутренним защитным лакокрасочным покрытием»

ОКН 13 9000 **УЧТЕНО** Группа В62
ОКС 23.040.10

УТВЕРЖДАЮ
Зам. председателя ТК 357
«Стальные и чугунные трубы и фитинги»
Зам. генерального директора
ОАО «РосНИТИ»
Ю.И. Балнов
2016 г.

**ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ
С ВНУТРЕННИМ ЗАЩИТНЫМ
ЛАКОКРАСОЧНЫМ ПОКРЫТИЕМ**

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ТУ 14-ЗР-144-2016
(исправы)

Держатель документации – ОАО «РосНИТИ», ТК 357
с 18.04.2016
Срок действия до 18.04.2019

СОГЛАСОВАНЫ
Начальник Департамента обеспечения
лоббизинга (за ПАО «ЛУКОЙЛ») А.Р. Хабидуллин
2016 г.

РАЗРАБОТАНЫ
Заместитель генерального директора
по работе с ОАО «РосНИТИ» А.В. Вяздин
2016 г.

Технический директор
АО «ТМК НГС-Нижневартовск»
Письмо 449/1 А.В. Гуменюк
с 10.03.2016 г.

**ОАО «РОСНИТИ»
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО**
с 10.03.2016 г.

ОКН 13 9000 **УЧТЕНО** Группа В62
ОКС 23.040.10

УТВЕРЖДАЮ
Зам. председателя ТК 357
«Стальные и чугунные трубы и фитинги»
Зам. генерального директора
ОАО «РосНИТИ»
Ю.И. Балнов
2016 г.

**ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ ДИАМЕТРОМ ОТ 76 ДО 720 ММ
С ВНУТРЕННИМ ЗАЩИТНЫМ
ЛАКОКРАСОЧНЫМ ПОКРЫТИЕМ**

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ТУ 14-ЗР-145-2016
(исправы)

Держатель документации – ОАО «РосНИТИ», ТК 357
с 18.04.2016
Срок действия до 18.04.2019

СОГЛАСОВАНЫ
Начальник Департамента обеспечения
лоббизинга (за ПАО «ЛУКОЙЛ») А.Р. Хабидуллин
2016 г.

РАЗРАБОТАНЫ
Зам. генерального директора по внут-
решней работе ОАО «РосНИТИ» А.И. Вяздин
2016 г.

Технический директор
АО «ТМК НГС-Нижневартовск»
Письмо 449/1 А.В. Гуменюк
с 10.03.2016 г.

**ОАО «РОСНИТИ»
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО**
с 10.03.2016 г.

Дополнительная информация об условиях эксплуатации необходима для выбора типа покрытия

ОТВЕТСТВЕННЫЙ ЗА КОНТРОЛЬ ИСПОЛНЕНИЯ ПРОГРАММЫ	ОАО «Томскнефть» ВНК ОТДЕЛ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА
---	--

Приложение №1

Паспорт исследуемой скважины №1 для покрытия «ТЕРМО-110»

Дата составления:	
Регион	
Месторождение	
Номер скважины, номер куста	
Характеристика условий эксплуатации:	
- способ подъема нефти	
- глубина скважины, м	
- причина остановки скважины	
- скорость газожидкостного потока или	
- средний дебит скважины	
- давление на забое, атм.	
- давление на устье, атм.	
- температура на забое, °С	
- температура на устье, °С	
- средний срок эксплуатации труб на данной скважине и статистика коррозионных повреждений	
- наличие, количество и тип кислотной обработки	
- наличие и тип ингибиторной защиты	
Характеристика добываемого продукта:	
- плотность, г/см ³	
- обводненность, %	
- кислотность (рН)	
- содержание механических примесей (КВЧ), мг/л	
- концентрация растворенных газов (СО ₂ , Н ₂ С, О ₂), мг/л	
- минерализация, г/л	
- наличие смол / парафинов, %	
Ионный состав пластовой воды, мг/л:	
(НСО ₃) ⁻	
Сl ⁻	
(SO ₄) ²⁻	
Ca ²⁺	
Mg ²⁺	
K ⁺ + Na ⁺	
Fe ³⁺	
Характеристика труб текущей эксплуатации:	
- производитель	
- размер, группа прочности, марка стали	
- нормативный документ на трубы	
- глубина спуска труб от устья скважины при последней эксплуатации, м	
- общая наработка в сутках	

Технические условия на выпускаемую продукцию

Для АО «ТМК НГС-Нижневартовск» разработаны технические условия на внутренние защитные покрытия насосно-компрессорных (НКТ) и нефтегазопроводных труб (НГПТ) на основе проекта ГОСТ Р, которые согласованы:

-ТУ 14-3Р-144-2016

«Трубы стальные насосно-компрессорные с внутренним защитным лакокрасочным покрытием»

- ТУ 1390-001-52534308-2013

«Соединительные стальные детали трубопроводов диаметром 89-720 мм с наружным и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием»

- ТУ 1390-002-52534308-2013

«Насосно-компрессорные трубы стальные диаметром 60-114 мм с внутренним защитным покрытием, формируемым на НКТ с муфтой и НКТ без муфты»

- ТУ 1390-003-52534308-2013

«Трубы стальные диаметром 76-720 мм с наружным двухслойным и трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием»

Согласованы с :

ПАО «ЛУКОЙЛ»

ПАО «Газпром»

ПАО «Роснефть»

Качество покрытия подтверждено:

лабораторными испытаниями ООО «БашНИПНефть», ОАО «РосНИТИ»; ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «НПЦ «Самара» и др.

Внутренние полимерные покрытия

По химическому составу внутренние покрытия для труб бывают:

Эпоксидные

Фенольные

Эпоксидное/фенольные

Новолачные

Нейлоновые

Уретановые

Полиэтиленовые

По применению

Порошковые:

- быстрый цикл нанесения;
- отсутствие растворителей;
- более гладкие;

Жидкие

- тонкопленочные;
- легко наносить, согласно геометрии детали;
- многослойные.



Схема процесса нанесения внутреннего антикоррозионного покрытия нефтегазопроводных труб



Описание технологического процесса нанесения внутреннего покрытия

1. Подготовка внутренней поверхности, состоящая из предварительного обезжиривания щелочным раствором, ополаскивания, сушки, отжига и дробеочистки металлической дробью;

2. Нанесение слоя грунтовки (праймера) толщиной мокрого слоя 50-70 мкм и предварительное просушивание;

3. Нагрев трубы в индукторе или газовой печи до температуры $190 \pm 5^\circ\text{C}$, напыление порошковой эпоксидной краски толщиной 300 - 350 мкм, полимеризация покрытия в термокамере проходного типа при температуре $220 \pm 5^\circ\text{C}$ в течение 20-30 мин с последующим охлаждением трубы;

4. Контроль качества покрытия на установке диэлектрического контроля сплошности покрытия.



1. Подготовка поверхности труб

Предварительное обезжиривание труб

Установка обезжиривания труб

Назначение:

Удаление с внутренней и наружной поверхности труб следов масла, грязи, коррозии при помощи струйного облива трубы щелочным раствором (конц. 3 - 5%)

РН= 11,5 - 12,5 с последующей промывкой чистой водой с температурой = 40 - 50°C.

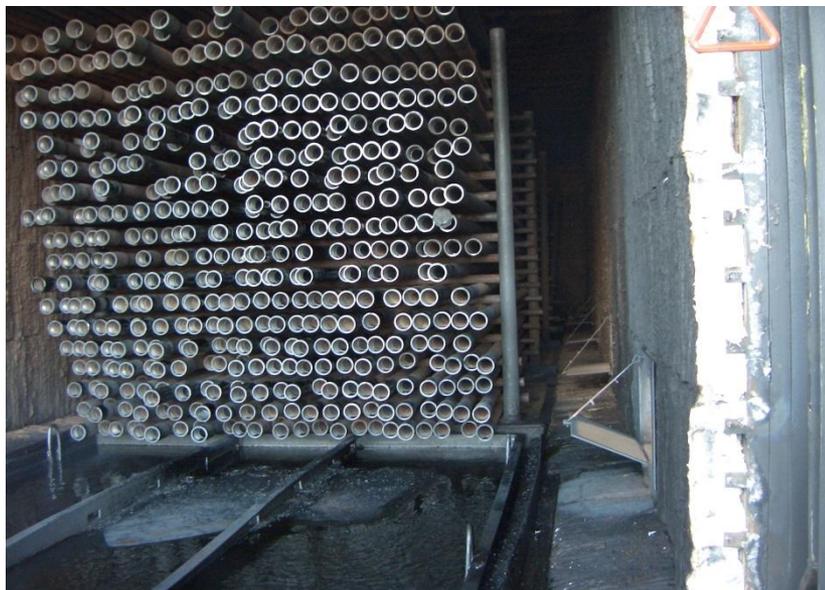
Обрабатываемый сортамент:

- Нефтегазопроводные трубы
- Насосно-компрессорные трубы

Длина обрабатываемых труб: 8-12м.



Печи для термической очистки труб



Выдержка при температуре 350°C - 400°C в течении от 4 до 12 часов в зависимости от степени загрязненности

Сортировка и подготовки трубы к ремонту и диагностике (для НКТ и БТ как новых, так и б/у)

Методы контроля: ВИК

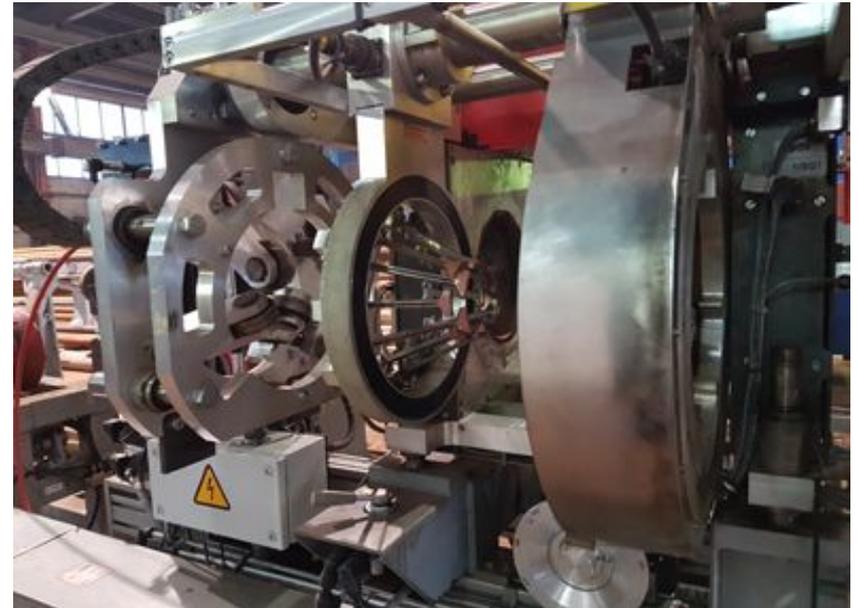
Используемое оборудование: ручной инструмент, раскатной стеллаж, установки механической зачистки наружной и внутренней поверхностей.



Инспекция НКТ и бурильных труб

- Работы инспекции выполняются по РД Заказчика (НКТ и БТ), рекомендациям DS-1 (БТ). В состав работ входит:

- ✓ Визуально-измерительный контроль тела трубы;
- ✓ Сплошность и принадлежность материала трубы (продольные и поперечные дефекты) с помощью прибора «Спектротест»;
- ✓ Визуально-измерительный контроль замковых соединений (для БТ);
- ✓ Ультразвуковая дефектоскопия сварного шва на теле трубы (для БТ);
- ✓ ЭМАП толщинометрия, электромагнитная дефектоскопия тела трубы (установка «**Буран 5000**»);
- ✓ Магнитопорошковая дефектоскопия резьбы и тела замковых соединений (для БТ);
- ✓ Данные контроля программно обрабатываются и вводятся в АСУ, при этом определяются координаты дефектов (по сплошности и толщинометрии).



Контрольные операции ОТК – входной контроль

1. Соответствие сертификатов качества на партию труб и материалов, присвоение внутрицеховых номеров трубам;
2. Проверка геометрических параметров, правильность маркировки, диаметр, толщина стенки, наличие дефектов на наружной поверхности и на торцах, кривизна, (*визуально, линейка, штангенциркуль, шаблоны*);
3. Контроль качества мойки или отжига (*визуально, хб-салфетка, фильтровальная бумага, капельный способ, прибор Elcometr 130 SCM 400*);
4. Контроль данных инспекции НКТ и БТ.

Мойка труб и операция отжига эффективно удаляют все соли, в том числе хлориды, сульфаты, фосфаты, нитраты и другие загрязняющие вещества, такие как масла, смазки и остатки абразива и т.д.

Участок дробеструйной очистки труб

Установка дробеструйной очистки
труб с обеспылевателем
(3х штанговая
для нефтепроводных труб)

Назначение:

Удаление с внутренней поверхности труб ржавчины, окалины и др. загрязнений. Подготовка поверхности под нанесение внутреннего покрытия. Удаление металлической пыли и окалины в процессе рекуперации дроби от дробеструйной установки, при возврате дроби в бункер.

Длина обрабатываемых труб: 8-12м.



Участок дробеструйной очистки труб

Производится абразивоструйная обработка стальной дробью, создающая структуру неровностей, являющаяся оптимальной для адгезии, что позволяет обеспечить самый высокий уровень качества для покрытия нефтегазопроводных, бурильных труб и НКТ.



Установка предназначена для подготовки внутренней поверхности труб под нанесение антикоррозионного покрытия для 6 (шести) труб

Подготовка внутренней поверхности

Применяемый абразив

Решение любых технологических задач может быть обеспечено варьированием трех параметров: формы, твердости, размера.

- **Стальная колотая дробь – WGP**

Твердость 48-52 HRc Дает более остроугольную и выраженную шероховатость поверхности (Rz на 15% выше, чем у литой, Rc больше на 15-20%). Используется во всех процессах обработки,

- **Стальная колотая дробь WGL**

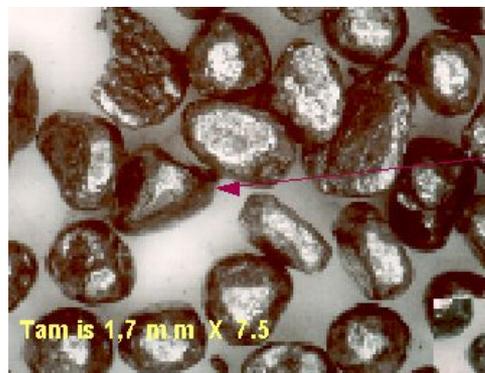
Твердость 53-57 HRc Rz и Rc незначительно выше (2-5%), чем у дроби GP. Используется в тех же процессах, что и дробь GP, но при этом более эффективна при очистке от толстой окалины,

- **Стальная колотая дробь WGH**

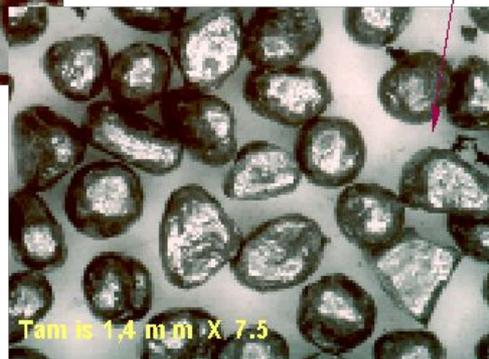
Твердость >64 HRc Дает максимальные Rz и Rc (в среднем на 20 - 25 % больше чем у GP и GL). Вследствие высокой твердости и хрупкости, всегда сохраняет остроугольную форму, обладая при этом максимальной производительностью и самым коротким жизненным циклом по сравнению с другими марками дроби. Используется в основном для подготовки поверхности под покрытие.

Размер гранул влияет на качество и скорость обработки. Чем больше количество частиц содержится в килограмме продукта, тем выше скорость очистки поверхности, то есть, за единицу времени большее количество гранул дроби вступает во взаимодействие с очищаемой поверхностью, но дробь должна быть достаточного размера для выполнения поставленной технологической

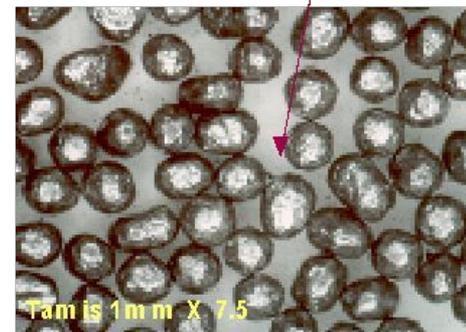
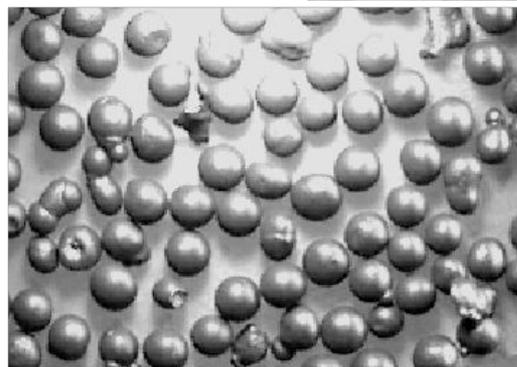
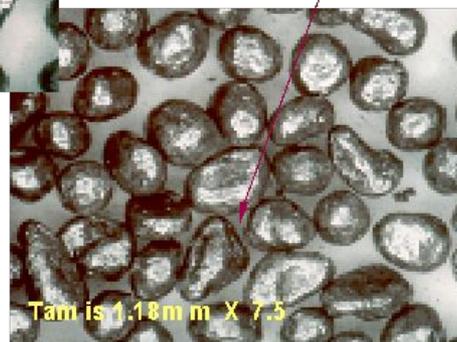
Изменение гранулометрии по мере износа



новые частицы со острыми краями



округленные края



Проверка качества дробы

Дробь до начала работ



Дробь - 4 часа наработки



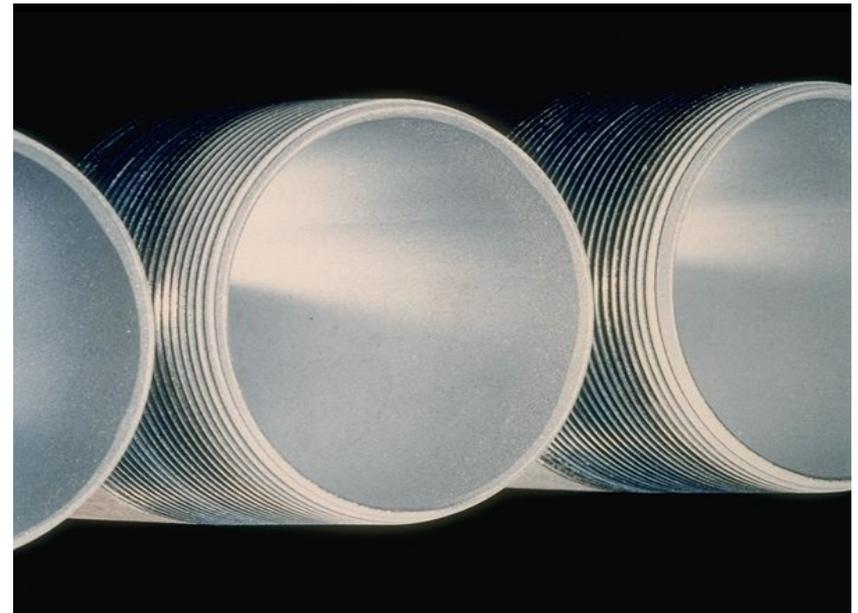
Регулярно, в зависимости от $\sigma_{\text{в}}$ стали трубы, проводятся испытания новых видов дробы для обеспечения необходимой степени очистки и увеличения производительности

Использование оксида алюминия Al_2O_3

Оксид алюминия используется как прочный угловой абразив с крупной крошкой. Он используется для очистки и подготовки поверхности. Оксид алюминия тверже других распространенных веществ, его крошка стирает даже самые твердые металлы и спеченные сплавы.



Очистка до «белого металла» - предполагает поверхность, с которой удалены все видимые загрязнения, ржавчина, вторичная окалина, краска и другие посторонние агенты.



Чистота поверхности

Степень очистки – процентное отношение очищенной до металла поверхности ко всей площади обработки. В системе качества ISO 8501-1 предусмотрены следующие параметры:

Sa 3: После дробеметной очистки-визуально чистая сталь. Поверхность должна быть без видимых частей масла, смазки и грязи.



Sa 2½: Очень тщательная дробеметная очистка. Эта поверхность должна быть очищена от окалины, масла, смазки и грязи.



Sa 2: Основательная дробеметная очистка. Поверхность должна быть чистой от видимых загрязнений-масла, смазки грязи. Загрязняющие частицы могут прилипнуть.



Sa 1: Легкая дробеметная очистка. Поверхность должна быть очищена от видимых частей масла, смазки и грязи. Допускается присутствие частиц ржавчины и краски.



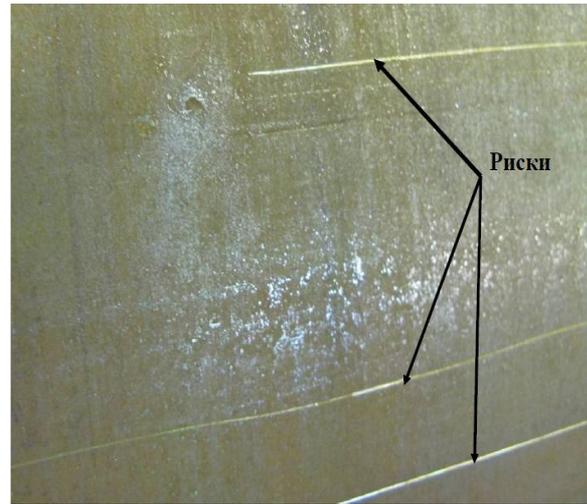
Имеющиеся проблемы подготовки поверхности

Наличие трудноудаляемой окалины влечет за собой следующее:

- снижение производительности установки дробеструйной обработки до 50% в связи с необходимостью увеличения длительности цикла обработки внутренней поверхности (увеличения количества проходов) для обеспечения требуемой чистоты поверхности;
- как следствие, снижение производительности всего участка внутреннего покрытия труб, т.к. дробеструйная обработка поверхности является узким местом по производительности;
- как следствие, увеличение расхода дроби;
- увеличение количества несоответствующей продукции по диэлектрической несплошности.

Дефекты входного контроля и результатов дробеочистки

Окалина и риски на внутренней поверхности



Затраты которых можно было избежать - труба в состоянии поставки



вмятина

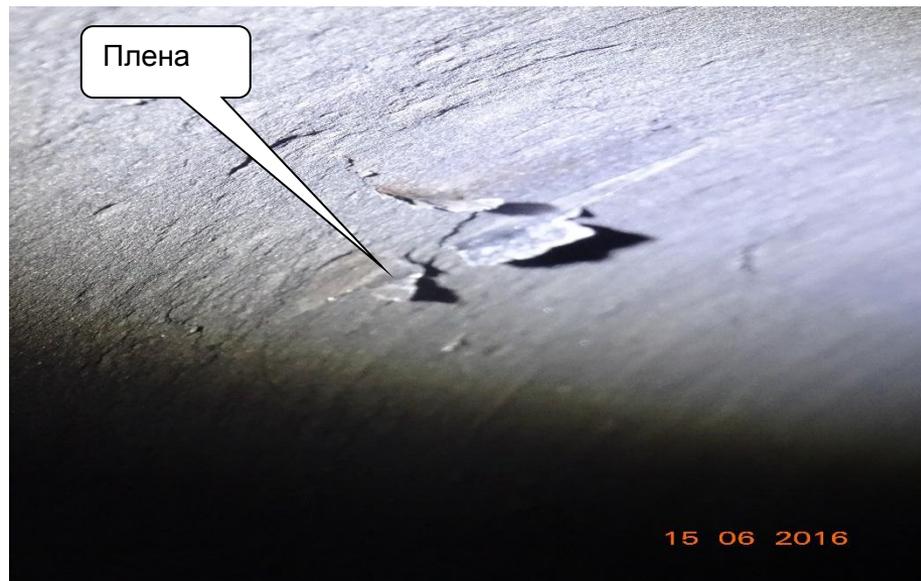
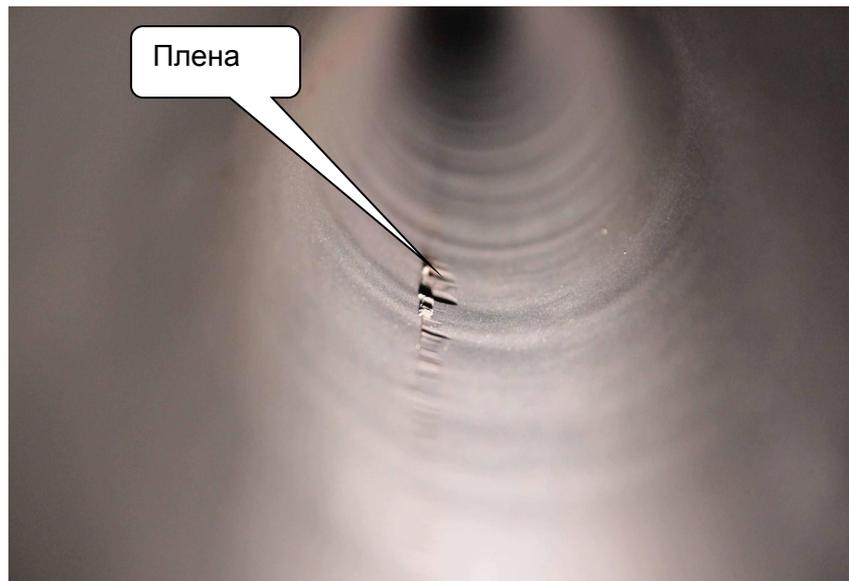
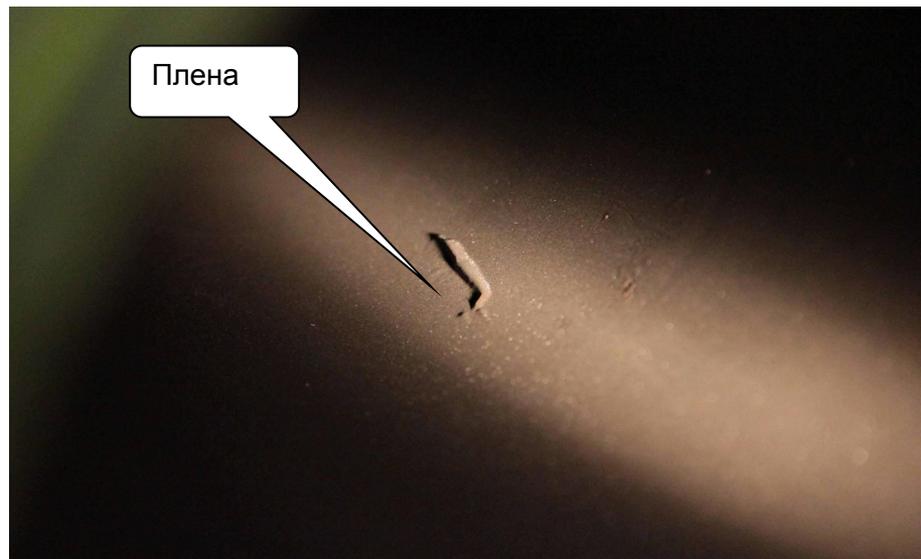
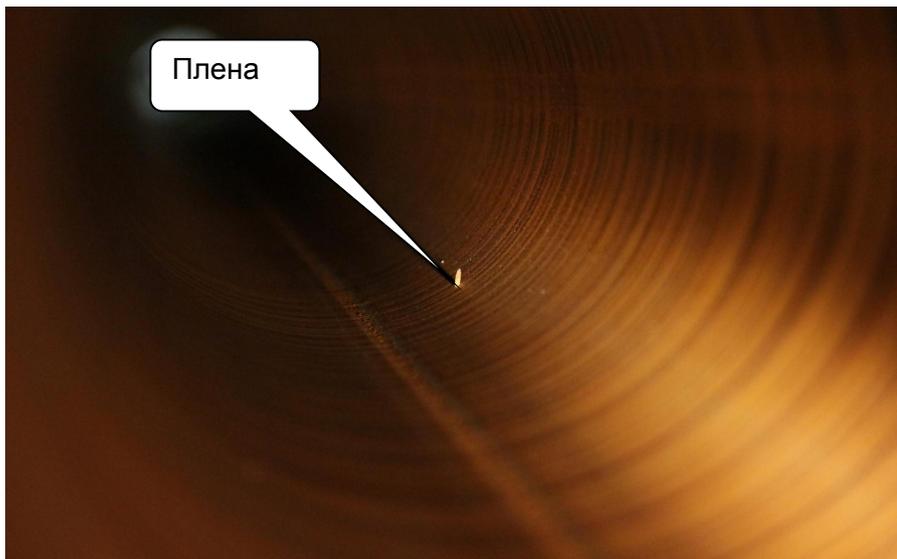


После двух проходов дробеочистки
имеется наличие окалины

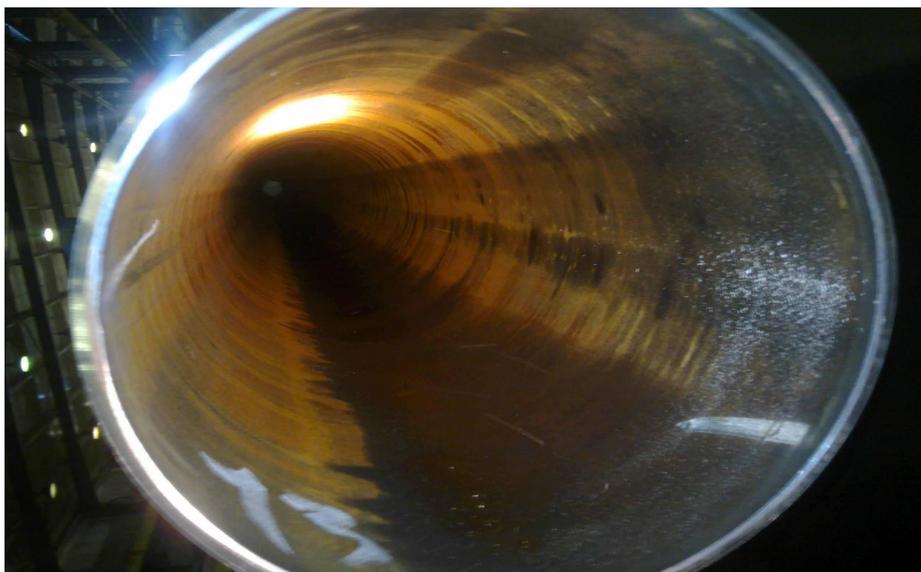
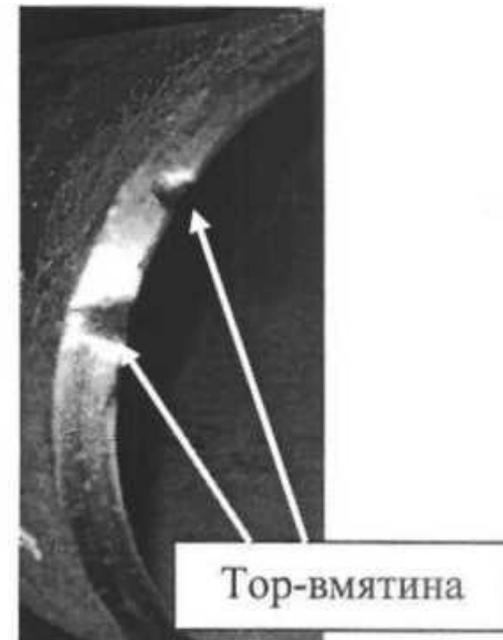
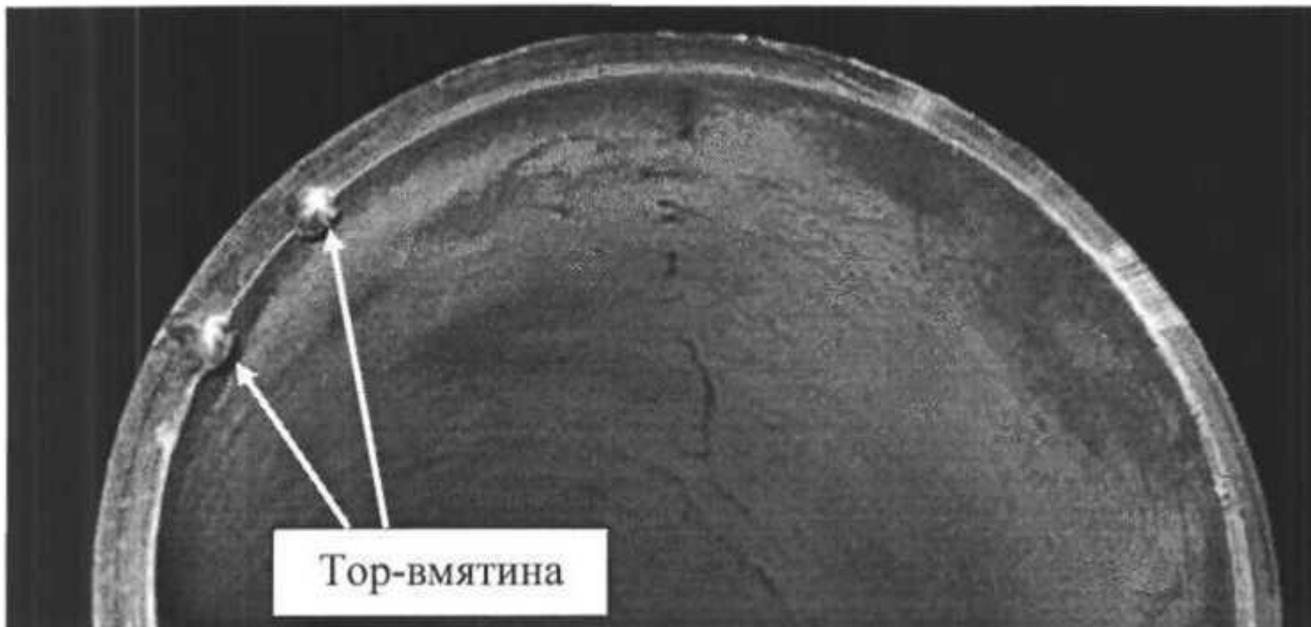


раковина

Дефекты входного контроля и результатов дробеочистки



Дефекты входного контроля и результатов дробеочистки



Зажированность поверхности



ВМЯТИНА

Контрольные операции ОТК после дробеочистки

- 1. Контроль отсутствия жировых загрязнений, *(визуально)*;**
- 2. Влажность воздуха, температура поверхности трубы и точка росы, *(Elcometer 319 или аналог, информационный стенд)*;**
- 3. Степень обеспыливания внутренней поверхности трубы по ISO 8502, *(бесцветная липкая лента, бумага, визуально по эталону)*;**
- 4. Содержание водорастворимых солей по ISO 8502-6 и/или 8502-9, *(Измеритель загрязнений Elcometer 130 T)*;**
- 5. Шероховатость поверхности по ISO 8503-4, *(профилометр Mitutoyo SJ-210 или аналогичного типа)*;**
- 6. Степень очистки внутренней поверхности по ISO 8501-1, *(Визуальный контроль по эталону)*;**
- 7. Контроль наличия поверхностных дефектов металла, *(визуальный контроль)*.**

2. Линия нанесения праймера

Назначение:

Нанесение промежуточного (адгезионного) слоя праймера на внутреннюю поверхность труб под основное эпоксидное покрытие.

Используется праймер ТК 8007 для всех полимерных порошковых покрытий, в независимости от температурных свойств и применяемой порошковой краски, том числе для новолачных покрытий.

Основная цель применения праймера не повышение термостойкости покрытия, а предохранить только что очищенную абразивом стальную поверхность против любого окисления. Присутствие каких либо инородных включений/окислов под покрытием снижает его срок службы в несколько раз, особенно при эксплуатации в условиях средне и высокоагрессивных сред. Другой, более важной причиной применения праймера является то, что заполняются микроскопические отверстия и образующие пустоты на металле, что предотвращает вздутие и увеличивает устойчивость к проникновению агрессивных газов через систему покрытия к металлической поверхности.

Также доказано, что система праймер-порошок увеличивает величину адгезии покрытия с металлической поверхностью.



Интервал времени между окончанием дробеметной/ дробеструйной очистки и нанесением покрытия – 2 часа

Нанесение праймера (НКТ и БТ)

Для нанесения покрытия используется специальная система вращения и безвоздушного напыления праймера, позволяющая равномерно наносить его на поверхность трубного изделия.



Применение системы распыления праймера марки ТК - 8007 обеспечивает толщину покрытия по всей длине трубы в пределах 8-12 мкм. Покрытая труба подается в печь полимеризации праймера и предварительного нагрева трубы.

Установка индукционного нагрева

Назначение:

Нагрев труб в индукторе до температуры 190 ± 5 °С, до необходимой температуры перед нанесением эпоксидного покрытия



Печь сушки праймера и предварительного нагрева трубы

Предназначена для полимеризации праймера и технологического нагрева стальных труб до максимальной температуры 250°C



Печь обеспечивает
равномерную
полимеризацию
нанесенного
праймера и
равномерный
нагрев труб за счет
6-ти
контролируемых
независимых зон

Далее труба подается на линию нанесения эпоксидных покрытий

Установка нанесения внутреннего эпоксидного покрытия

Назначение:

Нанесение порошковой эпоксидной краски толщиной 300 - 350 мкм на внутреннюю поверхность труб методом пневматического распыления

Обрабатываемый сортамент:

- Нефтегазопроводные трубы - \varnothing 76 - 720 мм;
- Насосно-компрессорные трубы - \varnothing 60 - 114 мм.

Длина обрабатываемых труб: 8-12м.



Участок нанесения внутреннего эпоксидного покрытия

Безвоздушное распыление эпоксидной порошковой краски происходит с помощью инжекторных насосов, обеспечивающих повторяющееся покрытие с заданной толщиной



Толщина нанесения
покрытия 300 - 800 мкм

Разбег по толщине
составляет ± 30 мкм



Данная линия оснащена системой рекуперации эпоксидной краски

Печь полимеризации эпоксидного покрытия

Назначение:

Окончательная полимеризация (оплавление) двухслойного эпоксидного покрытия на трубах в термо-камере проходного типа при температуре 220 ± 5 °С в течение 20-30 мин.



Печь полимеризации

Печь предназначена для полимеризации эпоксидного покрытия с максимальной температурой до 250° С



**Оснащена приборами
автоматического
контроля температур по
зонам нагрева для
обеспечения
необходимой
температуры
полимеризации и
контроля фактического
времени нахождения
трубы в печи**

**Окончательная полимеризация обеспечивает перекрестные связи высокой
плотности**

Камера охлаждения

Назначение:

Охлаждение труб после выхода из печи полимеризации потоком холодного воздуха вентиляторами, подготовка к диэлектрическому контролю



Тоннель охлаждения труб с покрытием

Предназначен для охлаждения трубы потоком холодного воздуха вентилятором высокой мощности до температуры 50°С и последующим проведением контроля качества нанесенного покрытия



После охлаждения труба подается на линию контроля качества нанесенного покрытия

Установка контроля диэлектрической сплошности покрытия

Назначение:

Автоматическое определение пропусков (нарушения сплошности) в покрытии с последующим хранением в базе данных информации о трубах (каждой) прошедших контроль.

Метод контроля: электроискровой.



Контроль качества нанесенного покрытия

Линия контроля качества покрытия обеспечивает:



-контроль сплошности покрытия по всей длине трубы (электроискровой метод);

-замер толщины покрытия по всей длине трубы (350-400 мкм);

-шаблонирование труб НКТ;

-фиксация дефектных участков с привязкой дефектов к координатам трубы;

**-Способ нанесения -
порошковый**

Труба, успешно прошедшая контроль, подается на участок маркировки

- Толщина покрытия – 350-400 мкм
- Разнотолщинность до 10%
- Ударпрочность > 8 Дж при 20 °С
- Диэлектрическая сплошность – 5 кВ/мм
- Адгезия – 1 балл
- Термостойкость 150 °С (500 часов)
- Термоциклирование –60- +100 °С>12
- Способ нанесения - порошковый

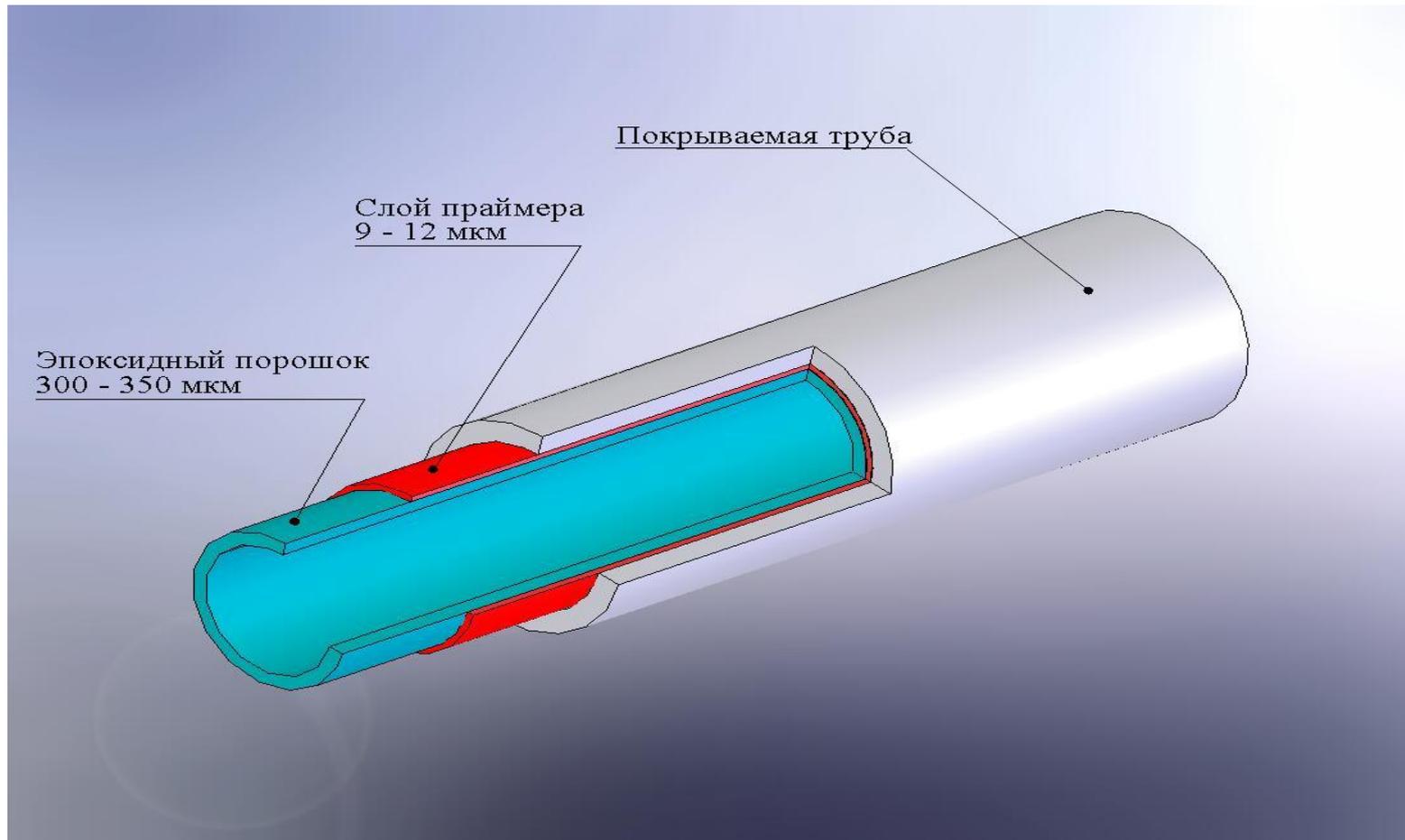
Контрольные операции ОТК после нанесения эпоксидного покрытия

1. **Внешний вид покрытия**, (*каждая труба, визуальный контроль*);
2. **Длина неизолированных концов труб**, (*10% труб от партии, линейка по ГОСТ 427*);
3. **Общая толщина покрытия**, (*10% труб от партии, толщиномер Elcometer 456 или аналогичный*);
4. **Контроль диэлектрической сплошности**, (*каждая труба, дефектоскоп электроискровой*);
5. **Адгезия при температуре $20\pm 5^{\circ}\text{C}$** , (*2% от партии, характер разрушения в области X-образного надреза по ASTM D 3359 - 5A: в области крестообразного разреза отсутствие отслаивания или срывания покрытия от металла, липкая лента 25 мм полупрозрачная, металлическая линейка, толщиномер*);
6. **Степень отверждения покрытия**, (*2% от партии, отсутствие размягчения, смывания. Тампон, смоченный метилизобутилкетон*);
7. **Периодические испытания внутреннего покрытия**, (*показатели согласно ТУ. Независимая сертифицированная лаборатория*).

Готовая продукция с внутренним антикоррозионным покрытием



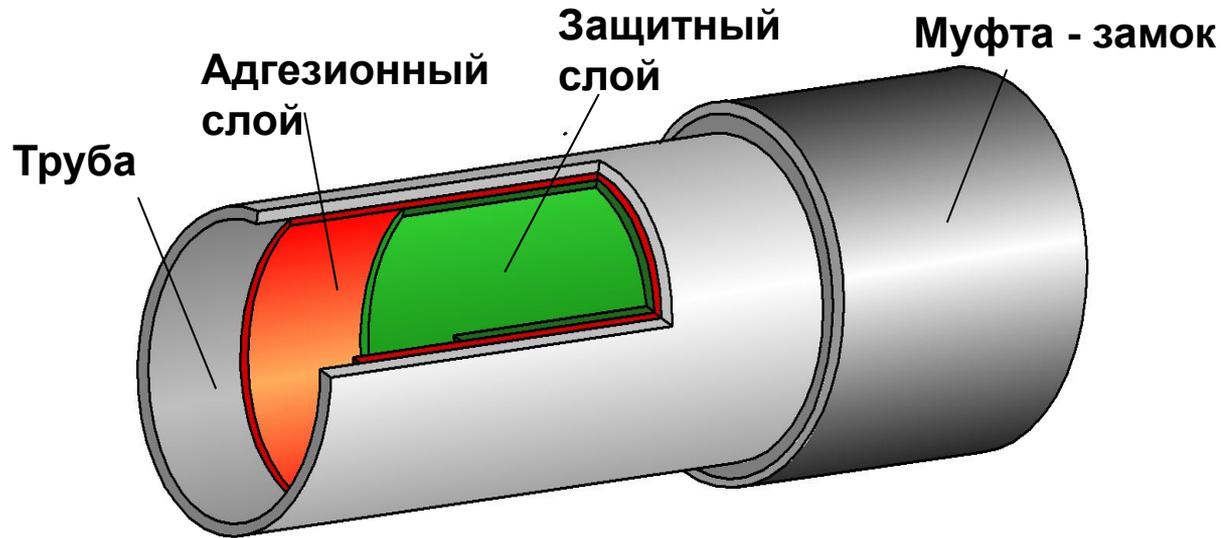
Конструкция антикоррозионного двухслойного внутреннего эпоксидного покрытия стальных труб



Область применения: Для трубопроводов различного назначения (нефтесборные коллекторы, напорные нефтепроводы, водоводы высокого и низкого давления, газопроводы высокого и низкого давления). Для защиты подземных трубопроводов систем сбора нефти и систем поддержания пластового давления при воздействии эксплуатационных температур от -60°C до $+80^{\circ}\text{C}$, $+110^{\circ}\text{C}$, $+150^{\circ}\text{C}$.

Гладкая поверхность покрытия позволяет снизить трение в общем и сводит с минимуму потери на трение о стенку трубы, тем самым улучшая характеристики потока.

Конструкция покрытия насосно-компрессорных труб



Функция адгезионного слоя:

- обеспечивает адгезию защитного покрытия
- устойчивость к сероводороду H_2S и углекислому газу CO_2
- толщина адгезионного слоя составляет 8-12 мкм

Функции защитного слоя:

- защита от коррозии
- улучшение потока транспортируемой среды
- защита от АСПО
- защита от гидроабразивного износа
- сохранение защитных свойств при повышенных температурах
- защита при кислотных обработках скважин
- толщина защитного слоя составляет не менее 300 мкм

Нанесение покрытий на б/у НКТ

Покрытие может наноситься на внутреннюю поверхность НКТ с большой площадью поражения коррозией.

Получены положительные результаты опытно-промышленных испытаний б/у НКТ с порошковыми эпоксидными покрытиями.

Ресурс б/у НКТ с покрытием составляет 90% от ресурса новой НКТ с покрытием



Мониторинг работы подвесок б/у НКТ с покрытием на скважинах показал, что процент отбраковки после эксплуатации в течение 600-800 суток, составляет 3 - 4%

Фото образцов труб НКТ с покрытием контрольного подъема при наработке свыше 830 суток



Упакованная НКТ с полным покрытием



Защитные покрытия бурильных труб

Применение: защита от коррозионно-абразивного износа внутренней поверхности бурильных труб при бурении скважин, осложнённых воздействием CO_2 и H_2S .

Сортамент:

- Наружный диаметр от 73 до 127 мм;
- Длина от 8,0 до 12,5 м;
- Группа прочности: Д, Е, Х, G, S и другие;
- Покрытие отвечает требованиям

ТУ 1390-005-52534308-2015



Ключевые факторы	ТМК CDP (НС)	ТМК CDP (НТ)
Углекислый газ	+	+
Сероводород	+	-
Защита при кислотных обработках скважин	Средняя	Высокая
Температура эксплуатации	до +170°C	до +204°C
Стойкость к абразивному износу	Высокая	Высокая
Адгезия	>25 МПа	>25 МПа

Технология нанесения покрытий

Покрытие порошком **ТМК CDP (HS)** и **ТМК CDP (HT)** по праймеру ТК 8007– обладает улучшенными характеристиками и устойчивостью к воздействию температуры, кислот и абразивному износу. Данные покрытия в виде тонкой пленки, специально разработанные для повышения гибкости с сохранением повышенной стойкости к коррозии в широких диапазонах pH.

Конструкция покрытия такова, что сохраняет прочность даже в условиях переменных нагрузок во время бурения. Покрытие останавливает точечную коррозию, которая может привести к коррозионному растрескиванию под нагрузкой, эрозии и излому трубы при скручивании.

Но без использования правильной технологии нанесения даже самые лучшие покрытия не будут обеспечивать получение ожидаемых характеристик, так как сцепление с поверхностью трубного изделия является одним из наиболее критически - важных факторов для обеспечения длительной работы покрытия.

Подготовка БТ к покрытию. Термическое обезжиривание в печи (400 °С)

Результат выполняемой операции



ДО обработки



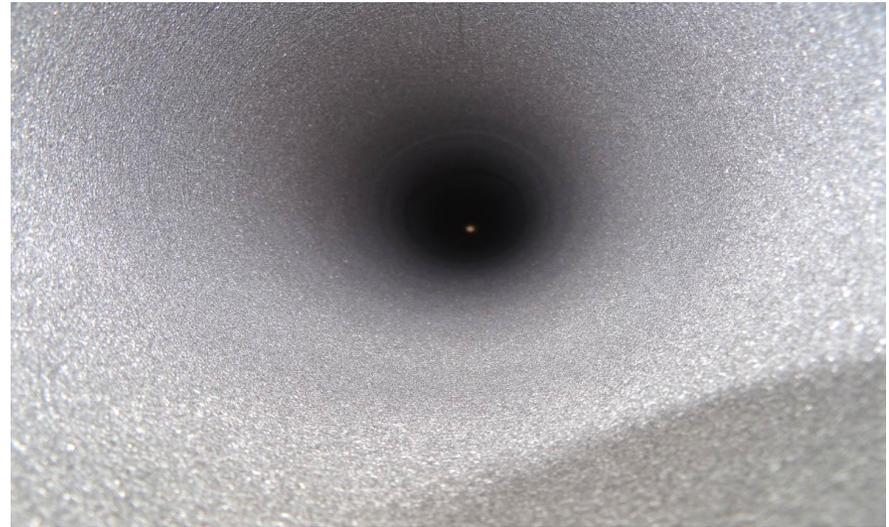
ПОСЛЕ обработки

Подготовка БТ к покрытию. Дробеструйная обработка

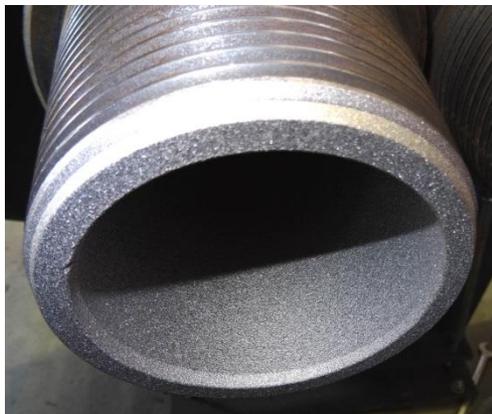
Результат выполняемой операции



ДО обработки



ПОСЛЕ обработки



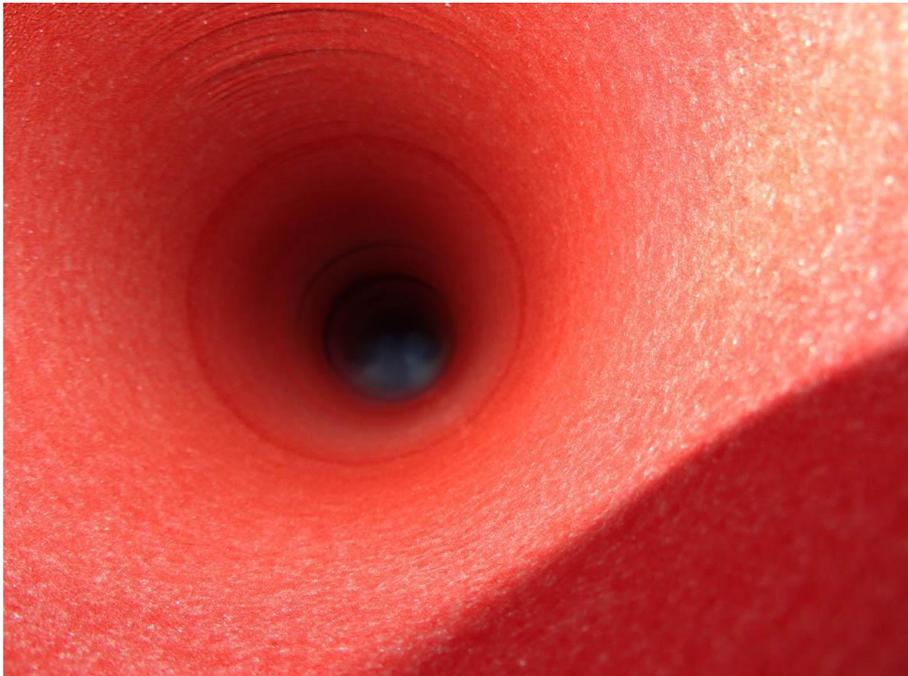
ПОСЛЕ обработки



-КОНТРОЛЬ
ПОСЛЕ обработки

Процесс нанесения покрытия

Результат выполняемой операции



Нанесение первого слоя
(Праймер)



Нанесение Защитного слоя
(Порошковая краска (новолак))

Бурильные трубы после эксплуатации в течении 9 мес. с покрытием ТМК CDP HS и без него



О бурильных трубах после эксплуатации

Исходя из предыдущего слайда видно, что буровая труба без покрытия и с ним имеет разную внутреннюю поверхность.

Данное проверенное покрытие обладает максимальными значениями предела прочности на растяжение и максимальным значением адгезии, сопротивления отслаиванию, высокими показателями по стойкости абразивному износу и отличными значениями сопротивления ударным нагрузкам, нейтрально к H_2S , не вступает с ним в химическую реакцию и обладает очень низкой газопроницаемостью.

Специалисты ОАО «Сургутнефтегаз», например, перед тем как принять отработавшую СБТ на склад обязывают буровиков каждую трубу промывать паром с ППУ.

Другие предприятия, чистят специальными механическими щетками от коррозии и отложений внутри, при этом используя циклоны для фильтрации пыли.

Но, сегодня не все буровые и КРС предприятия могут себе позволить следить за комплектом СБТ в процессе работы, иногда спускают колонны БТ с залепленной и грязной поверхностью.

Бурильные трубы с покрытием



Сегодня, 85% зарубежных фирм применяют буровые трубы с внутренним покрытием

Конструкция покрытия обсадных труб

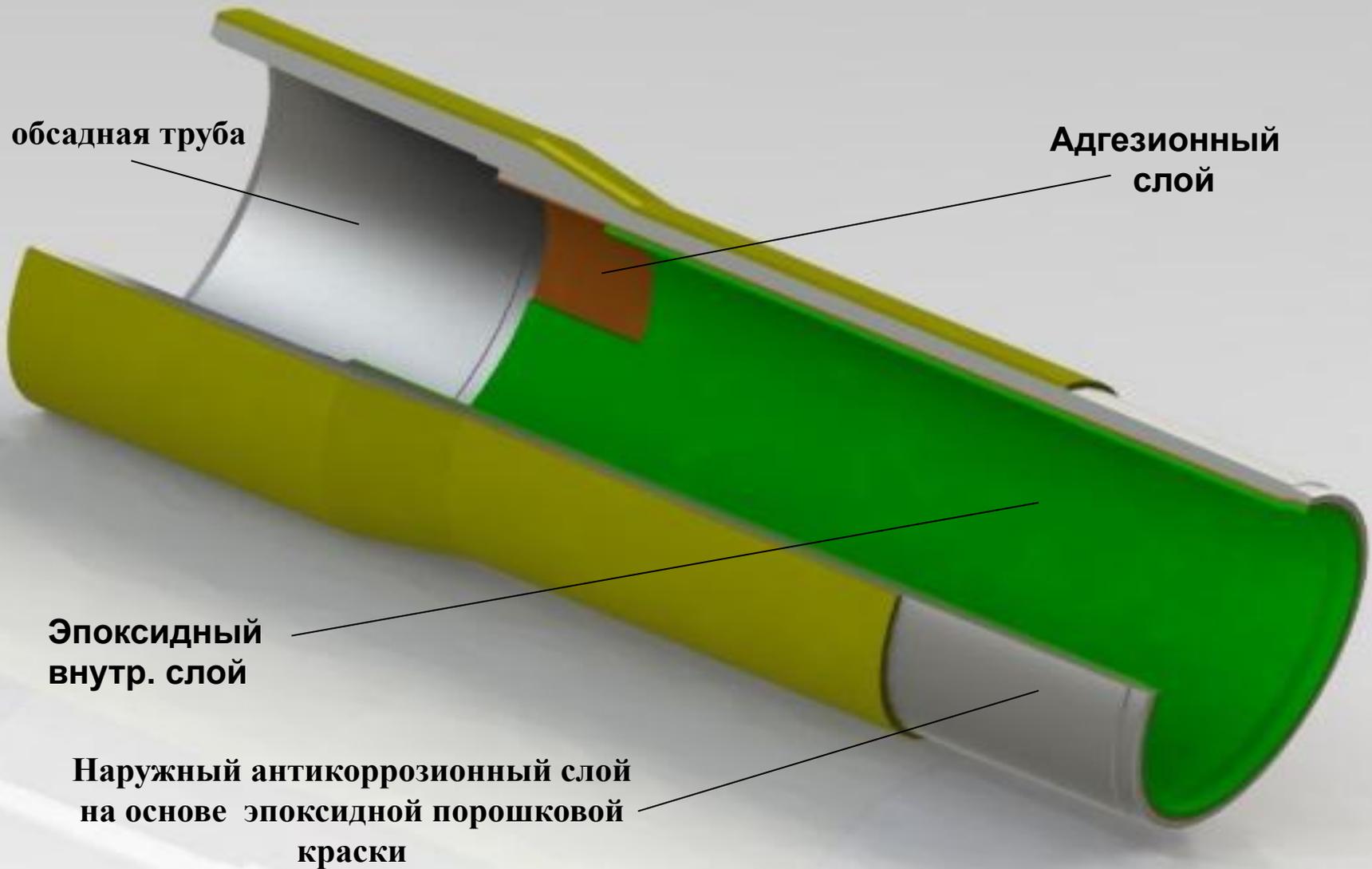
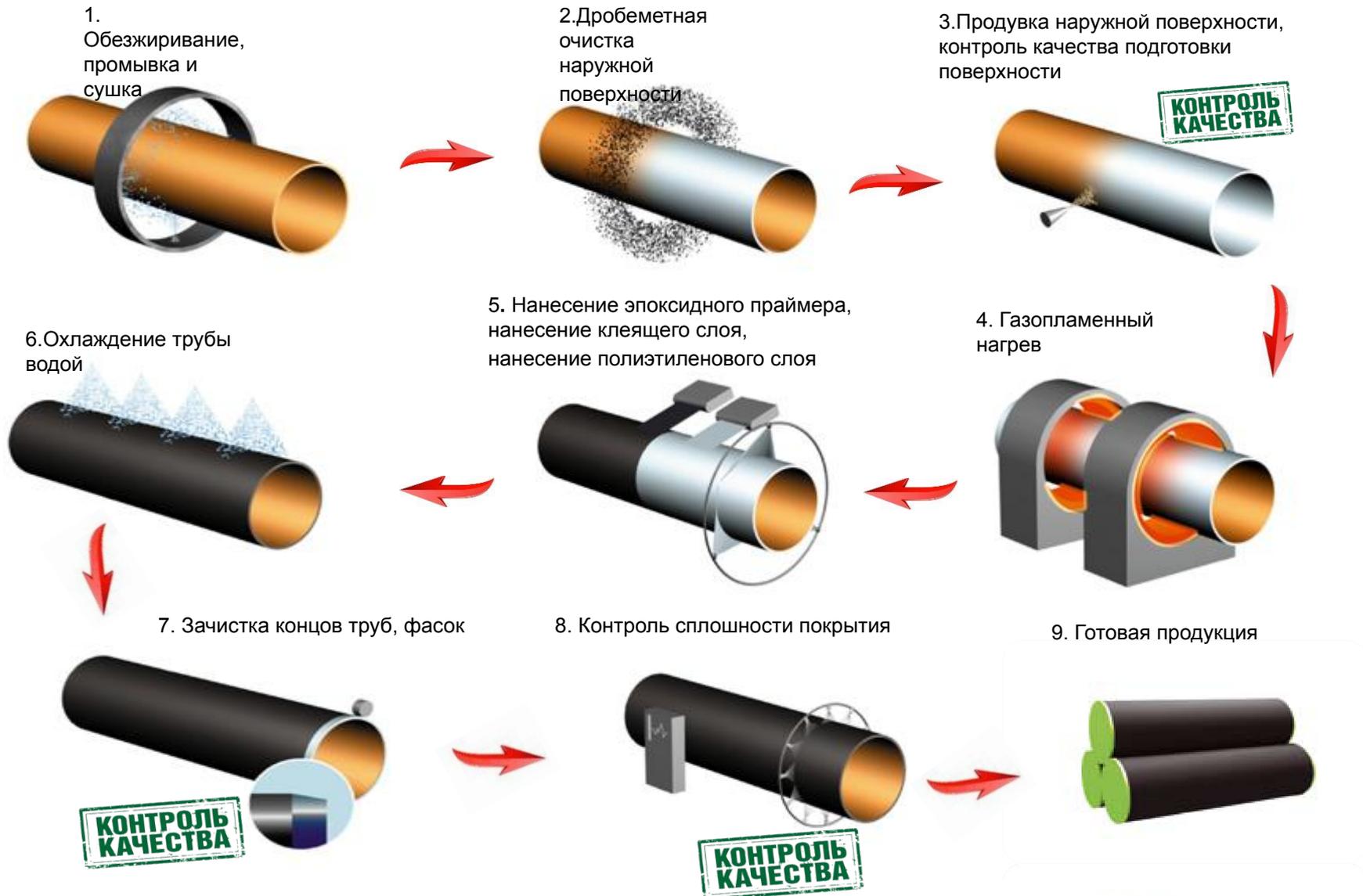


Схема процесса нанесения наружного антикоррозионного покрытия труб



Описание нанесения наружного покрытия

1. Подготовка наружной поверхности, состоящая из предварительного обезжиривания щелочным раствором, ополаскивания, сушки и дробеочистки металлической дробью;
2. Предварительный нагрев труб при их непрерывном вращательно-поступательном движении через газовую печь до температуры 180-190°C;
3. Нанесение последовательно эпоксидного, адгезионного (подклеивающего) слоя толщиной 250-300 мкм и слоя полиэтилена толщиной от 2-х до 2,5 мм в зависимости от типоразмера труб методом боковой экструзии с последующим охлаждением трубы водой в туннеле охлаждения;
4. Контроль качества нанесения покрытия на установке электрического контроля сплошности покрытия.



Установка наружной дробеметной очистки труб

Назначение:

Подготовка наружной поверхности под нанесение наружного покрытия, состоящая из предварительного обезжиривания щелочным раствором, ополаскивания, сушки и дробеочистки металлической дробью для удаления с наружной поверхности труб ржавчины, окалины и других загрязнений.



Контрольные операции ОТК после дробеочистки

- 1. Контроль отсутствия жировых загрязнений, (визуально);**
- 2. Влажность воздуха, температура поверхности трубы и точка росы, (Elcometer 319 или аналог, информационный стенд);**
- 3. Степень обеспыливания наружной поверхности трубы по ISO 8502, (бесцветная липкая лента, бумага, визуально по эталону);**
- 4. Содержание водорастворимых солей по ISO 8502-6 и/или 8502-9, (Измеритель загрязнений Elcometer 130 T);**
- 5. Шероховатость поверхности по ISO 8503-4, (профилометр Mitutoyo SJ-210 или аналогичного типа);**
- 6. Степень очистки наружной поверхности по ISO 8501-1, (Визуальный контроль по эталону);**
- 7. Контроль наличия поверхностных дефектов металла, (визуальный контроль).**

Нагрев труб с помощью двухъячейстой газовой печи

Назначение:

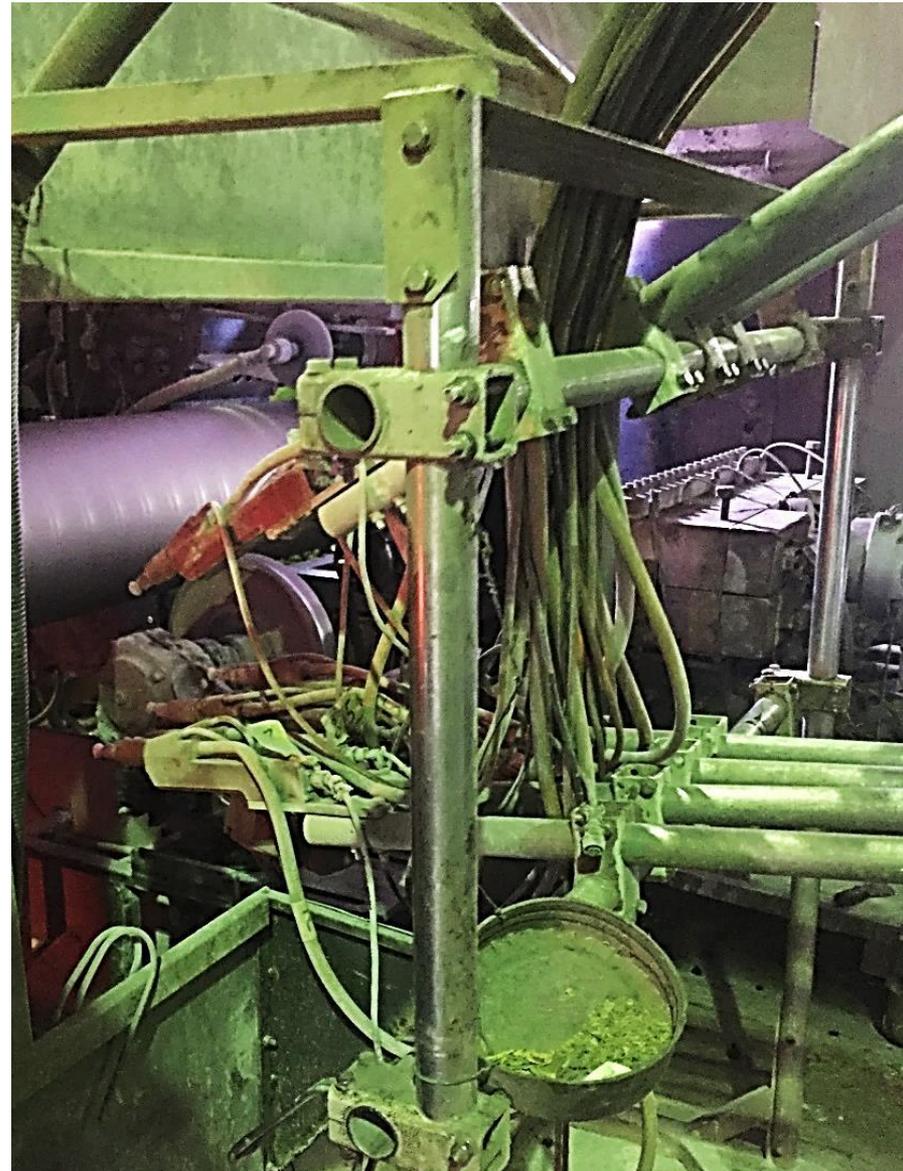
Предварительный нагрев труб при их непрерывном вращательно-поступательном движении через проходную газовую печь до температуры 180-190°C.



Установка напыления порошкового праймера

Назначение:

Нанесение порошкового праймера на наружную поверхность трубы в камере напыления (для 3-х слойного полиэтиленового покрытия)



Экструдер нанесения адгезива

Назначение:

Нанесения адгезионного (подклеивающего) слоя толщиной 250-300 мкм на наружную поверхность, путем намотки пленки расплавленной клеевой композиции подаваемой через щелевую фильеру.



Экструдер нанесения полиэтилена

Назначение:

Нанесение наружного полиэтиленового покрытия путем намотки пленки расплавленного полиэтилена, подаваемого через щелевую фильеру толщиной от 2-х до 2,5 мм в зависимости от типоразмера труб методом боковой экструзии с последующим охлаждением трубы водой в туннеле охлаждения.



Машина щеточной очистки концов труб

Назначение:

Удаление наружного полиэтиленового покрытия с концов труб металлическими щетками на 100-150 мм.



Установка диэлектрического контроля сплошности наружного покрытия

Назначение:

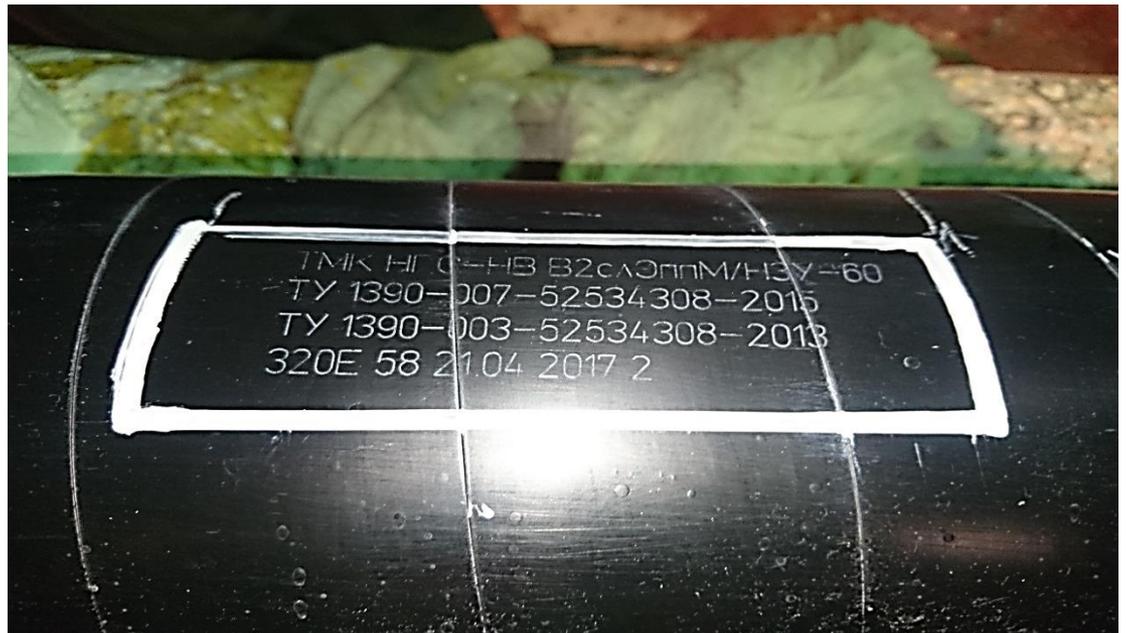
Приборный контроль наружного покрытия на наличие его повреждений в виде мелких трещин, разрывов, проколов, пор, плешин по всей наружной поверхности трубы при ее поступательном движении по рольгангу.



Установка лазерной маркировки

Назначение:

Нанесение лазерной маркировки на наружную поверхность труб



Контрольные операции ОТК после нанесения наружного полиэтиленового покрытия

1. **Внешний вид покрытия**, (*каждая труба, визуальный контроль*);
2. **Длина неизолированных концов труб**, (*10% труб от партии, линейка по ГОСТ 427*);
3. **Толщина каждого слоя покрытия**, (*толщиномер Elcometer 456 или аналогичный*);
4. **Общая толщина покрытия**, (*10% труб от партии, толщиномер Elcometer 456 или аналогичный*);
5. **Контроль диэлектрической сплошности**, (*каждая труба, дефектоскоп электроискровой*);
6. **Адгезия при температуре $20\pm 5^{\circ}\text{C}$** , (*на пусковой трубе и 2% от партии, адгезиметр АМС 2-50, требования ТУ*);
7. **Угол перехода покрытия к телу трубы, длина неизолированных участков**, (*10% труб от партии, шаблон, линейка по ГОСТ 427*);
8. **Периодические испытания наружного покрытия**, (*показатели согласно ТУ. Независимая сертифицированная лаборатория*).
9. **Оформление сертификата качества.**

Дефекты наружного покрытия



Волнистость



**Значительные (множественные)
водяные знаки**



**Вмятины на поверхности
покрытия**



Наплывы



**несквозное повреждение
покрытия- сдиры**



Елочка

Дефекты наружного покрытия



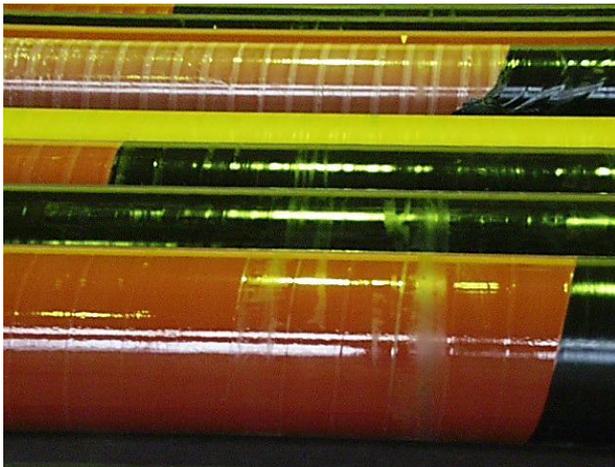
**Отслоение покрытия
по концам труб**



Пузыри



Расслоение



Пропуск

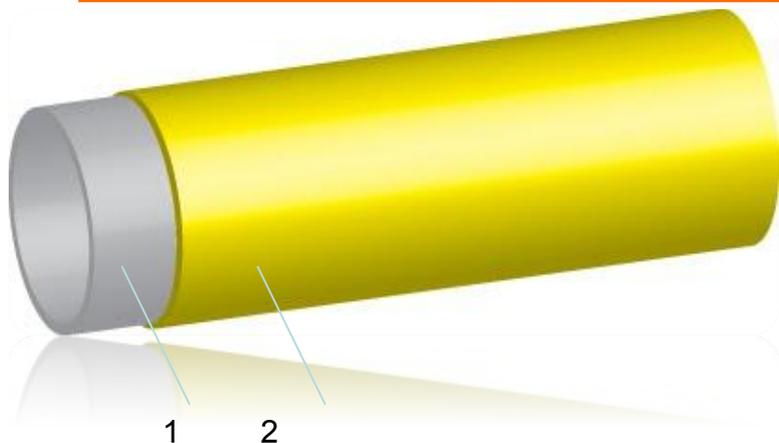


Отпечаток



**Сквозное повреждение
покрытия**

Конструкция однослойного наружного эпоксидного покрытия стальных труб



Конструкция покрытия:

- 1 – стальная труба;
- 2 – антикоррозионный слой на основе эпоксидных порошковых красок.

Нормативная документация на покрытие:

ГОСТ Р 51164-98,

ТУ 1390-006-52534308-2015

Максимальная температура транспортируемого продукта:

- +80°C – в нормальном исполнении;
- +110°C и +150°C – в теплостойком исполнении.

Сортамент выпускаемых изделий

Наружный диаметр, мм	Общая толщина изоляции (не менее), мм
от 76 до 720	0,35

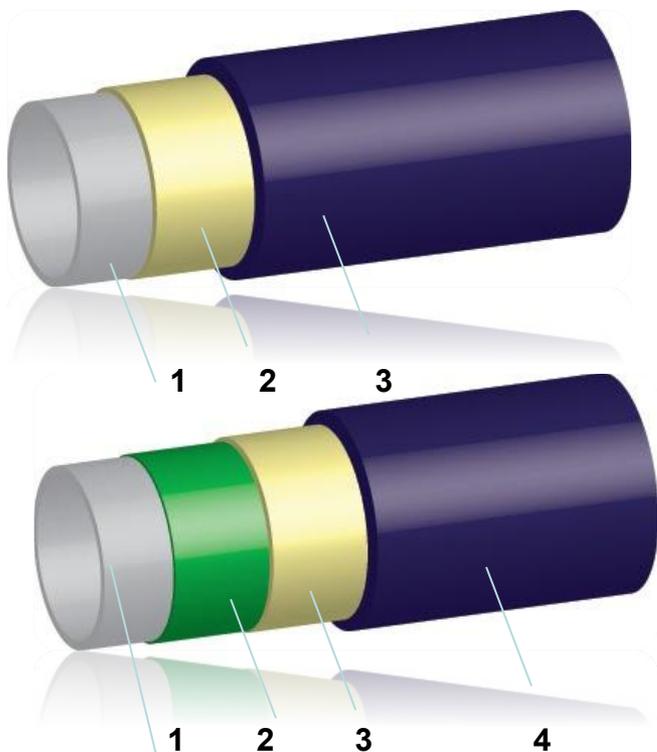
Область применения:

Для строительства трубопроводов различного назначения:

- магистральные и промышленные трубопроводы подземной прокладки;
- надземные и подземные трубопроводы с теплоизоляционным пенополиуретановым покрытием.

Покрытие обладает более высокой стойкостью к почвенной коррозии и имеет более широкий диапазон эксплуатации по сравнению с наружным полиэтиленовым покрытием

Конструкция двух и трехслойного наружного полиэтиленового покрытия стальных труб



Конструкция покрытия:

- 1 – стальная труба;
- 2 – адгезионный (клеевой) слой толщиной на основе термоплавкой полимерной композиции (эпоксидный слой);
- 3 – наружный слой на основе экструдированного полиэтилена;
- 4 – наружный слой на основе экструдированного полиэтилена;

Сортамент выпускаемых изделий

Наружный диаметр, мм	Общая толщина изоляции (не менее), мм
89	2,0
114	2,0
159	2,0
168	2,0
219	2,0
273	2,0
325	2,2
377	2,2
425	2,2
530	2,2
720	2,5

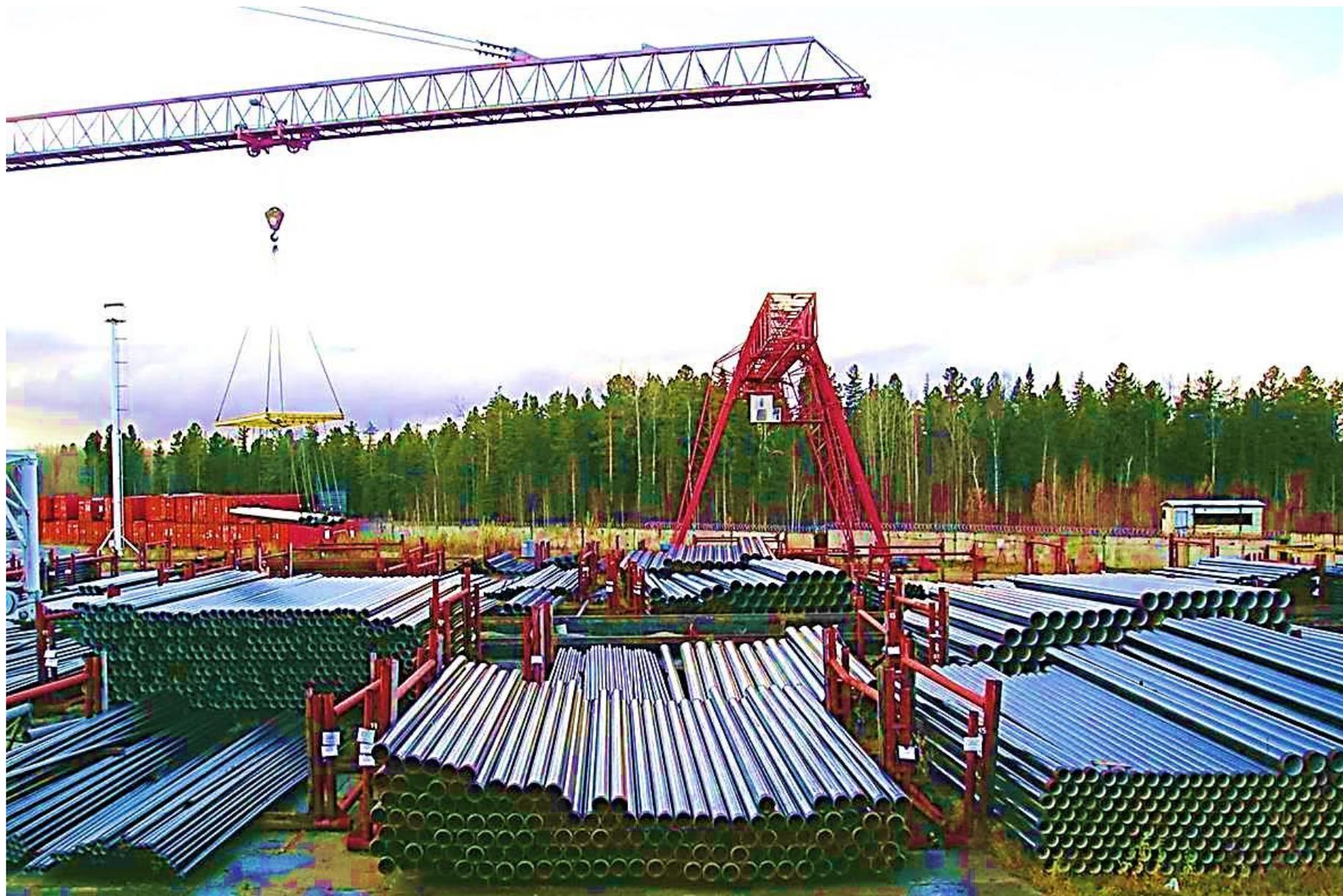
Нормативная документация на покрытие:

ТУ 1390-003-52534308-2013

Область применения:

Для строительства трубопроводов различного назначения нефтесборные коллекторы, напорные нефтепроводы, водоводы высокого и низкого давления, газопроводы высокого и низкого давления. Покрытие обладает высокой стойкостью к почвенной коррозии, механическим воздействиям.

Складирование готовой продукции



Описание технологического процесса нанесения антикоррозионного покрытия на соединительные детали

1. Подготовка поверхности деталей, состоящая из предварительного местного обезжиривания щелочным раствором и дробеструйной очистки металлической дробью;
2. Нанесение слоя грунтовки (праймера) толщиной мокрого слоя 50-70 мкм в камере ручного нанесения;
3. Нагрев деталей в газовой печи проходного типа до температуры 190 ± 5 °С;
4. Нанесение порошковой эпоксидной краски толщиной 300 - 500 мкм, путём окунания деталей в ванну с псевдосжиженным эпоксидным порошком;
5. Полимеризация покрытия в газовой печи проходного типа при температуре 220 ± 5 °С в течение 20-30 мин с последующим охлаждением;
6. Контроль качества покрытия производится ручным прибором для диэлектрического контроля сплошности покрытия, а также прибором для измерения толщины покрытия.



Нанесение антикоррозионного покрытия на фасонные изделия

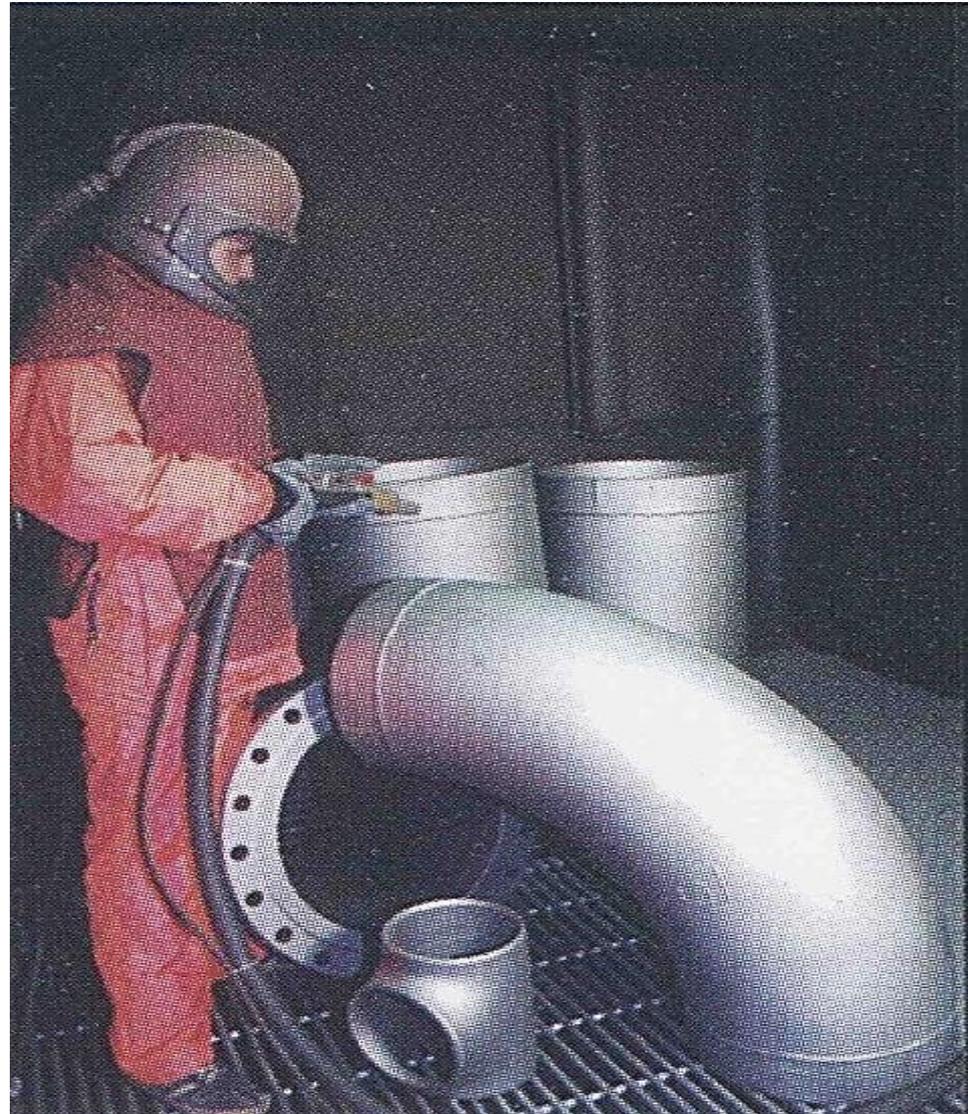
Установка абразивной очистки фасонных изделий

Назначение:

Предварительное местное обезжиривание щелочным раствором, удаление с внутренней и/или наружной поверхности изделий ржавчины, окалины и др. загрязнений. Подготовка поверхности под нанесение покрытия.

Обрабатываемый сортамент:

Соединительные детали трубопровода -
Ø 76 - 720 мм.

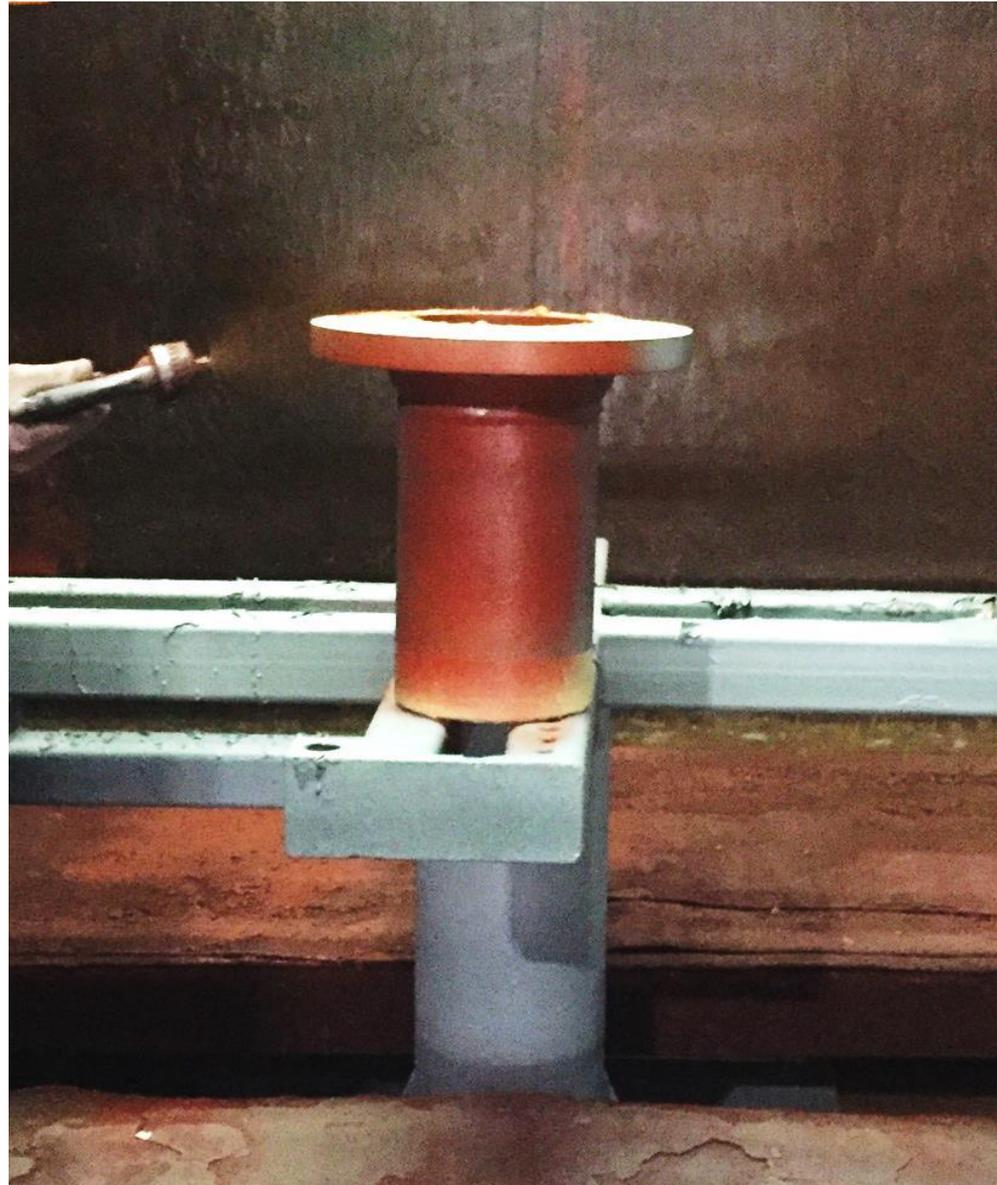


Нанесение антикоррозионного покрытия на фасонные изделия

Грунтовочная камера и краскораспылительное оборудование

Назначение:

Нанесение промежуточного (адгезионного) слоя праймера толщиной мокрого слоя 50-70 мкм в камере ручного нанесения на внутреннюю и/или наружную поверхность деталей под основное эпоксидное покрытие. Сушка праймера и отсос летучих растворителей.



Нанесение антикоррозионного покрытия на фасонные изделия

Печь предварительного нагрева

Назначение:

Нагрев соединительных деталей в газовой печи проходного типа до температуры 190 ± 5 °С перед нанесением эпоксидного покрытия.



Нанесение антикоррозионного покрытия на фасонные изделия

Загрузочно-разгрузочный робот с захватными приспособлениями

Назначение:

Нанесение порошковой эпоксидной краски толщиной 300 - 500 мкм, путём окунания деталей в ванну с псевдосжиженным эпоксидным порошком на внутреннюю и наружную поверхность соединительных деталей.



Нанесение антикоррозионного покрытия на фасонные изделия

Печь отверждения покрытия

Назначение:

Окончательная полимеризация двухслойного эпоксидного покрытия соединительных деталей в газовой печи проходного типа при температуре 220 ± 5 °С в течение 20-30 мин с последующим воздушным охлаждением.



Готовая продукция участка фасонных изделий



Возможно осуществление антикоррозионного покрытия и поставка соединительных деталей трубопроводов с температурами эксплуатации:
+ 80°C; + 110°C и + 150°C (обычные, теплостойкие и антиабразивные покрытия)

Контрольные операции ОТК после нанесения эпоксидного покрытия на фасонные детали

1. **Внешний вид покрытия**, (*каждая соединительная деталь, визуальный контроль*);
2. **Длина неизолированных концов деталей**, (*10% деталей от партии, линейка по ГОСТ 427*);
3. **Общая толщина покрытия**, (*10% деталей от партии, толщиномер Elcometer 456 или аналогичный*);
4. **Контроль диэлектрической сплошности**, (*каждая деталь, дефектоскоп электроискровой*);
5. **Адгезия при температуре $20\pm 5^{\circ}\text{C}$** , (*2% от партии, характер разрушения в области X-образного надреза по ASTM D 3359 - 5A*);
6. **Степень отверждения покрытия**, (*2% от партии, отсутствие размягчения, смывания. Тампон, смоченный метилизобутилкетон*);
7. **Периодические испытания внутреннего покрытия**, (*показатели согласно ТУ. Независимая сертифицированная лаборатория*).
8. **Проверка качества и правильности маркировки**, (*каждая деталь*);
9. **Оформление сертификата качества.**

Внутренняя эрозия на отводах и фасонных деталях (данные с месторождений Западной Сибири)



Решение проблемы – покрытие «АНТИАБРАЗИВ»

Основные направления деятельности испытательной лаборатории

Испытательная лаборатория

Внутреннее и наружное покрытие труб должно обладать высокими защитными свойствами, обеспечивающими их сохранность на период транспортировки, хранения и монтажа, а также иметь высокую долговечность в процессе эксплуатации.

Испытательной лабораторией проводится:

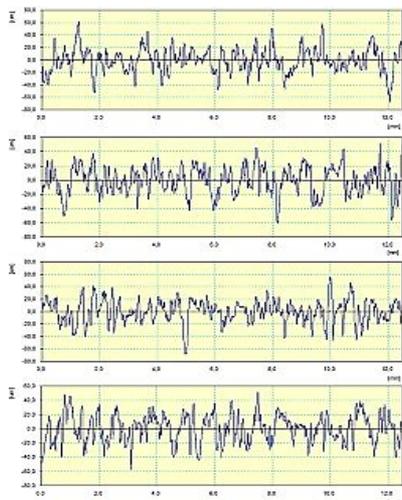
- входной контроль материалов;
- контроль качества подготовки поверхности труб для нанесения внутреннего и наружного покрытия;
- контроль внешних условий;
- контроль качества готовой продукции.



Лаборатория располагает достаточными материальными, человеческими и другими ресурсами, необходимыми для организации и проведения работ. Лаборатория имеет в своем распоряжении испытательное оборудование, вспомогательные материалы, средства измерений, достаточные для выполнения поставленных задач.

Физико-механические испытания

- Адгезия покрытия к стали
- Шероховатость поверхности
- Толщина покрытия



- Шероховатость поверхности (Rz) профилометр Mitutoyo SJ-201

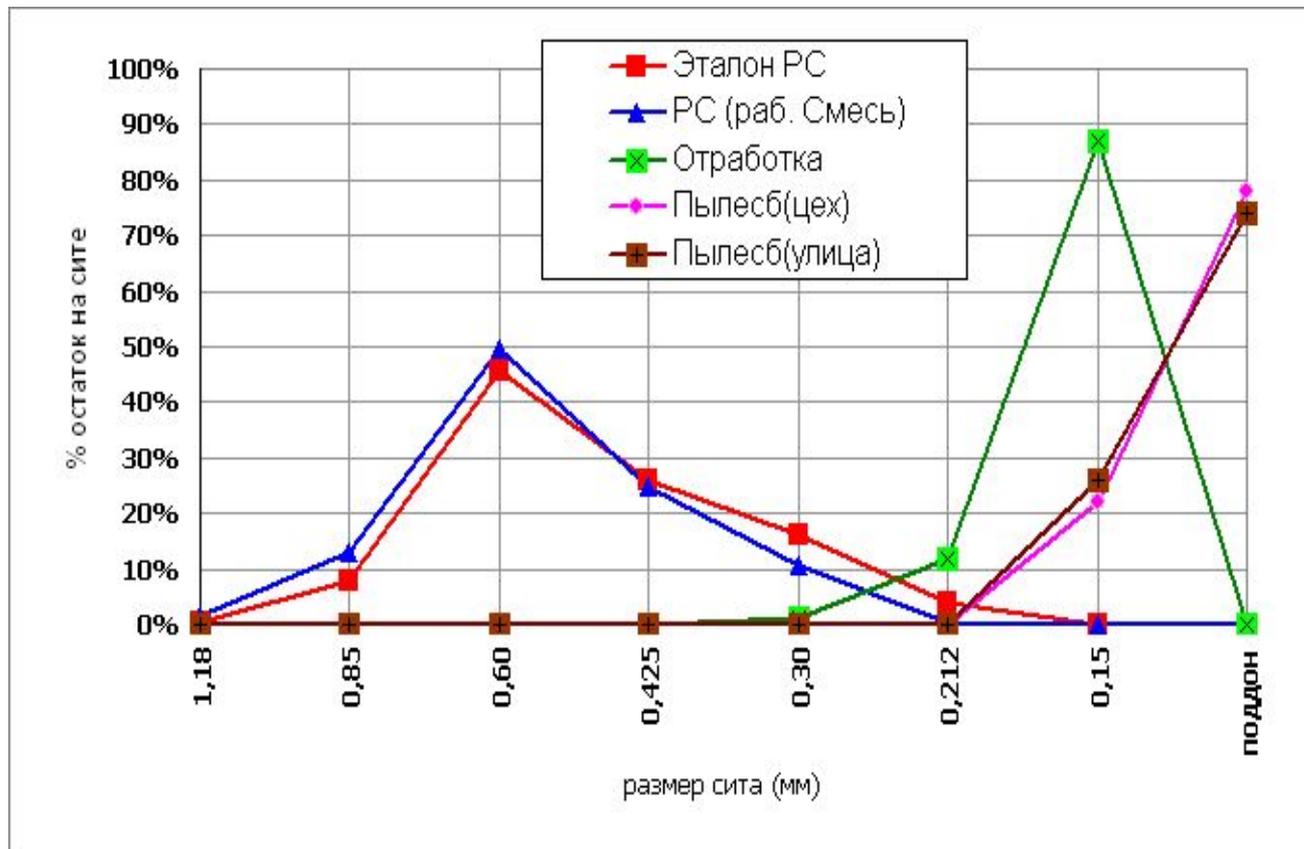


- Адгезия покрытия к стали -
адгезиметр гидравлический Paint Test X1003,
ELCOMETER 508

-Толщина покрытия ELCOMETER 456

Контроль за состоянием рабочей смеси на дробеочистных установках цеха

Проводится гранулометрический рассев дробы с использованием просеивающей машины HAVER EML 200 digital plus



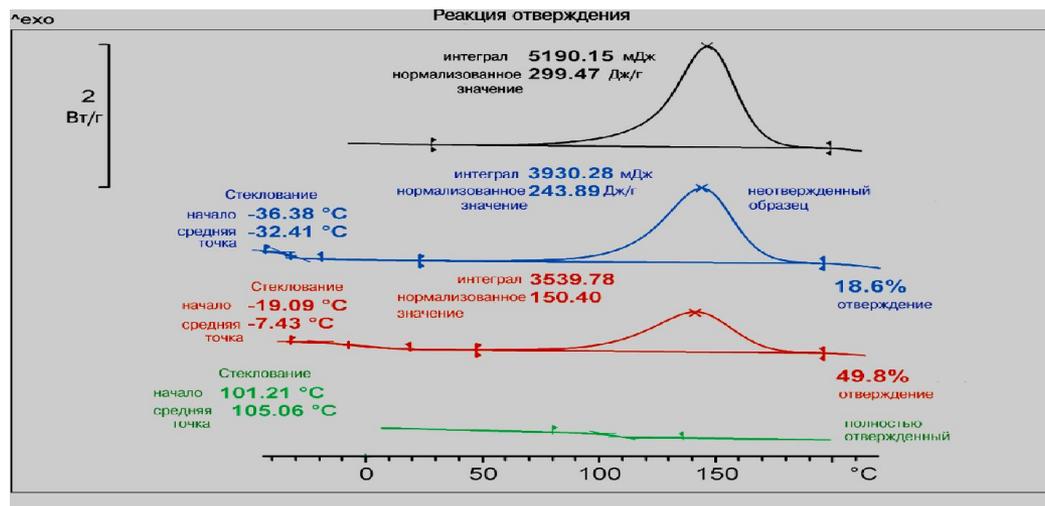
По результатам проведенного гранулометрического отсева дробы выдается заключение о соответствии нормативных показателей рабочей смеси.

Метод термического анализа

Для контроля тепловых характеристик:

- Степень отверждения
- Температура стеклования
- Степень отверждение (ΔT_g)

Используется дифференциальный сканирующий калориметр DSC 1 (METTLER TOLEDO)



Полнота полимеризации должна находиться в пределах $-3 \leq \Delta T_g \leq +2$

Результаты контроля фиксируются в электронном журнале испытаний готовой продукции

Сведения об образце						Дата						ФИО лаборанта	№ протокола	Испытания ДСК					Цех/участок
Наименование материала	№ партии	Ø трубы	Стенка	№ трубы/образца	Торец трубы (обознач, условно)	отбора образца			Дата испытания					Результат испытания °C		Полнота полимеризации $\Delta T_g = Tg_2 - Tg_1$, где $-3 \leq \Delta T_g \leq +2$	Заключение по результатам испытания соответствует/не соответствует		
						число	месяц	год	число	месяц	год			Tg1	Tg2				
П-ЭП 7120 Н	161503	89	5	1С-233	А	29	07	16	29	07	16	Филон В.В.	296	106,21	106,43	0,22	соответствует	УАПТ МД	
П-ЭП 7120 Н	161503	89	5	1С-233	Б	29	07	16	29	07	16	Филон В.В.		106,79	106,93	0,14	соответствует	УАПТ МД	
П-ЭП 585	330	219	8	214 И-113	А	29	07	16	30	07	16	Лысенко И.Е.		111,2	109,38	-1,82	соответствует	Ипо АПТ	

Проверка защитных свойств покрытий

Наиболее простым и достоверным способом лабораторной проверки защитных свойств покрытий является тест на «взрывную» декомпрессию (автоклавный тест).

Состав испытательной среды:

- жидкая NaCl 3%

- газовая CO₂, N₂

Продолжительность выдержки - 24 часа

Давление - 6 Мпа

Температура, С – в зависимости от типа покрытия
(80°С, 110°С, 150°С)

Быстрый сброс давления - не менее 5 сек.

Медленный сброс давления – более 10 мин.



Цели данного теста:

- Определение максимальной температуры эксплуатации сформированного покрытия;
- Проверка устойчивости покрытий к экстремальным условиям эксплуатации (резкому сбросу давления при максимальной температуре эксплуатации);
- Проверка сохранности ключевых характеристик покрытия после стресс-теста (адгезионной прочности, электроизоляционных свойств)

Проведение испытаний и подбор покрытий

Испытания в автоклаве позволяют моделировать условия близкие к условиям эксплуатации на месторождении

Приобретен автоклав.
Автоклав подвергался гидравлическому испытанию пробным давлением 850 кгс/см² и пневматическому испытанию при температуре 20 °С.



Предварительные испытания покрытий

Для проведения испытаний и подбора наилучшего покрытия по условиям Заказчика в автоклав помещаются сегменты труб с зарубежными и отечественными видами покрытий



Виды пластин с покрытиями



Загруженные пластины в автоклав

Испытания проводились в течении 720 часов



Контроль качества покрытий

Испытания проводились в автоклаве, при контроле заданной температуры и давления.

Состав испытательной среды: Дистиллированная вода.

В автоклав помещали образцы (по 1 шт. для каждого вида покрытия). Затем залили испытательную среду до полного погружения образцов. Далее нагрев до температуры $100\pm 5^{\circ}\text{C}$ и подача давления до 70МПа. Продолжительность испытаний составила 720 часов с промежуточным изъятием (три этапа) и осмотром образцов с отметкой в «Журнале регистрации параметров испытаний».

По истечении времени испытаний отключили нагрев автоклава и произвели сброс давления. При охлаждении автоклава до температуры (80 ± 3) - извлекли образцы, промыли проточной водой, высушили поверхность.

Свойства образцов покрытий оценивали не менее чем через 2 часа при комнатной температуре.

Никаких изменений свойств покрытий до и после испытания не установлено.

Краткое описание образцов с покрытие до и после автоклавных испытаний

Наименование показателя	
в исходном состоянии	после проведения испытания
Равномерное гляцевое покрытие	Изменения отсутствуют
Равномерное матовое покрытие	Изменения отсутствуют
Равномерное матовое покрытие	Вымывание пигмента. Изменение цвета.
Равномерное гляцевое покрытие	Цвет менее насыщенный и потеря блеска

Тест на «взрывную» декомпрессию

Лабораторный тест на «взрывную» декомпрессию даёт объективную оценку качества покрытия

Тесты на «взрывную» декомпрессию показывали несоответствие наносимых систем заявленным требованиям по стойкости к высоким температурам эксплуатации (выше температуры стеклования покрытия)



За счёт рационального подхода к оценке качества покрытий, для каждого типа покрытия была подобрана оптимальная температура эксплуатации.



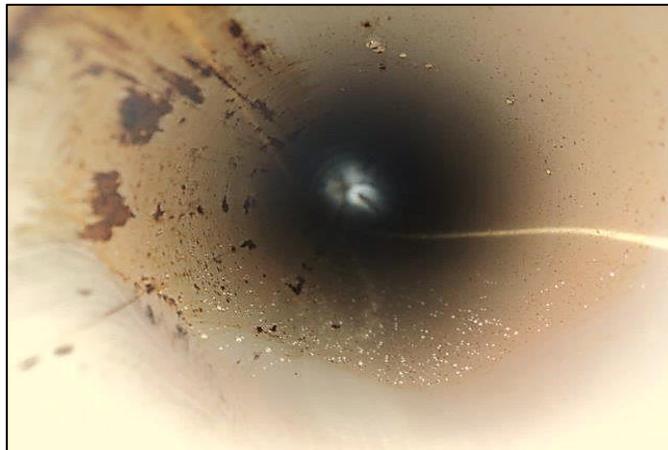
Инспекционная оценка покрытий НКТ после ОПИ

В процессе длительной эксплуатации внутреннего покрытия НКТ, под воздействием *коррозионной среды, высоких температур скважинной жидкости, абразивного и гидроабразивного износа* происходит снижение защитных свойств покрытий. При этом, снижение защитных свойств сопровождается вымыванием фрагментов полимерных цепей, старением материала основы и многими другими факторами.

Оценить пригодность внутреннего покрытия НКТ для повторного использования, позволяет особый способ проверки покрытия на диэлектрическую сплошность электроискровым методом. Данный способ допускает единичные «пробои» покрытия, не приводящие к ускорению процессов разрушения полимера и снижению срока службы покрытия.

Исходя из опыта инспекции НКТ с внутренним покрытием на основе порошковых эпоксидных красок (**толщина от 300 до 600 мкм**) после 2 лет эксплуатации на скважинах ПАО «Томскнефть» ВНК, 7,5 % труб имеют единичные пробои покрытия, которые, согласно инспекционных требований, являются допустимыми дефектами.

100% НКТ были признаны пригодными к дальнейшей эксплуатации.



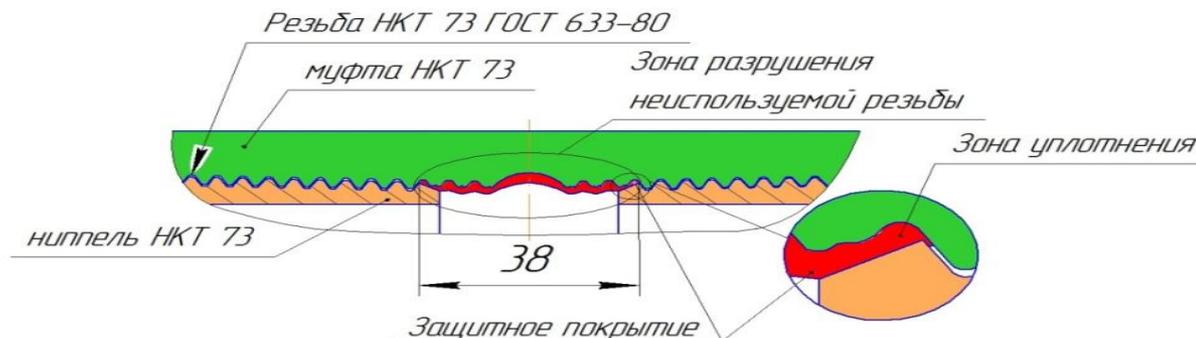
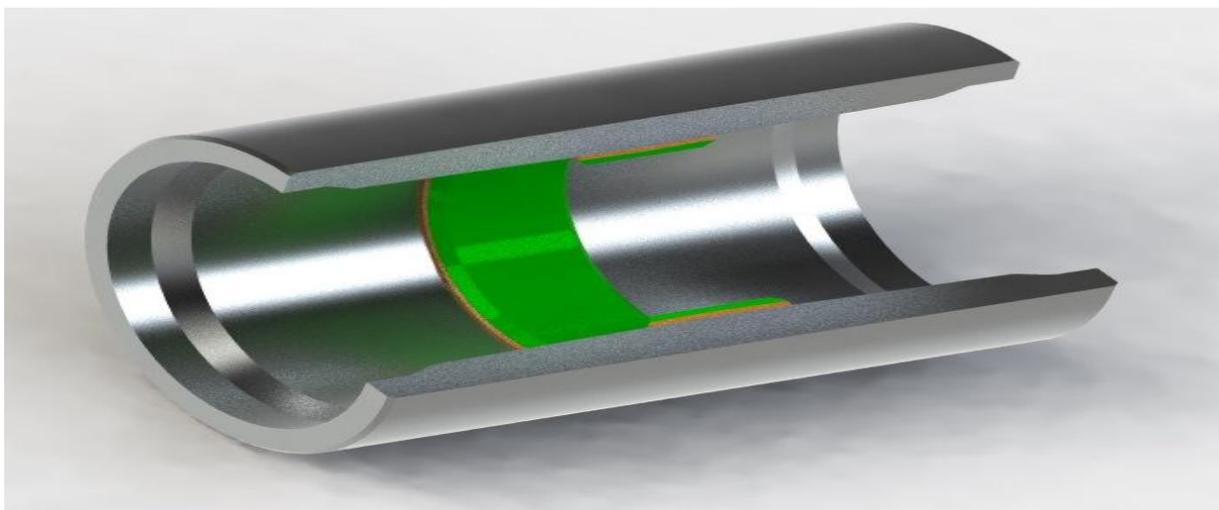
Выбор защитных покрытий нефтегазопроводных труб и НКТ

Название	Температурный режим эксплуатации	Назначение
СТАНДАРТ-80	-60...+80 Кратковременная выдержка при t=220° C	Защита от коррозии
АНТИАСПО-80	-60...+80 Кратковременная выдержка при t=220° C	Защита от коррозии и отложений АСПО
АНТИАБРАЗИВ-80	-60...+80 Кратковременная выдержка при t=220° C	Защита от коррозии и гидроабразивного износа
ТЕРМО-110	-60...+110 Кратковременная выдержка при t=240° C	Защита от коррозии
ТЕРМО-150	-60...+150 Кратковременная выдержка при t=240° C	Защита от коррозии

Кроме того, разработано **новое** покрытие внутренней поверхности НКТ, устойчивое к воздействию ударно-абразивных нагрузок от насосных штанг УШГН.

Данное покрытие способно выдержать до 1 млн. циклов движения насосной штанги !

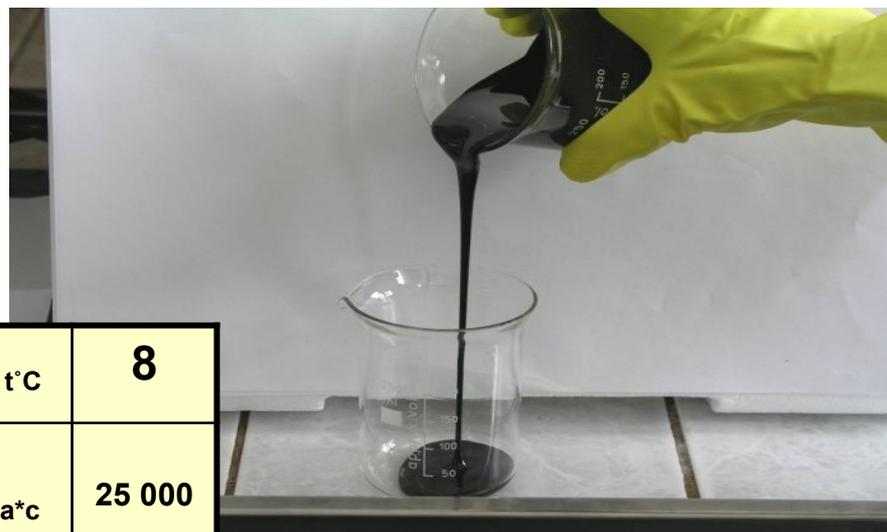
Защитное покрытие внутренней поверхности муфт НКТ



Назначение

- ✓ предотвращение коррозионного разрушения резьбовой части как новых, так и бывших в эксплуатации муфт;
- ✓ восстановление бывших в эксплуатации муфт насосно-компрессорных труб (НКТ) с разрушенной резьбой в межниппельном пространстве;
- ✓ увеличение срока службы отремонтированных НКТ;
- ✓ гарантированное уплотнение и герметичность соединения;
- ✓ снижение гидравлического сопротивления при прохождении рабочей среды через соединение;
- ✓ уменьшение отложений АСПО.

Техническое решение транспорта вязких нефтей



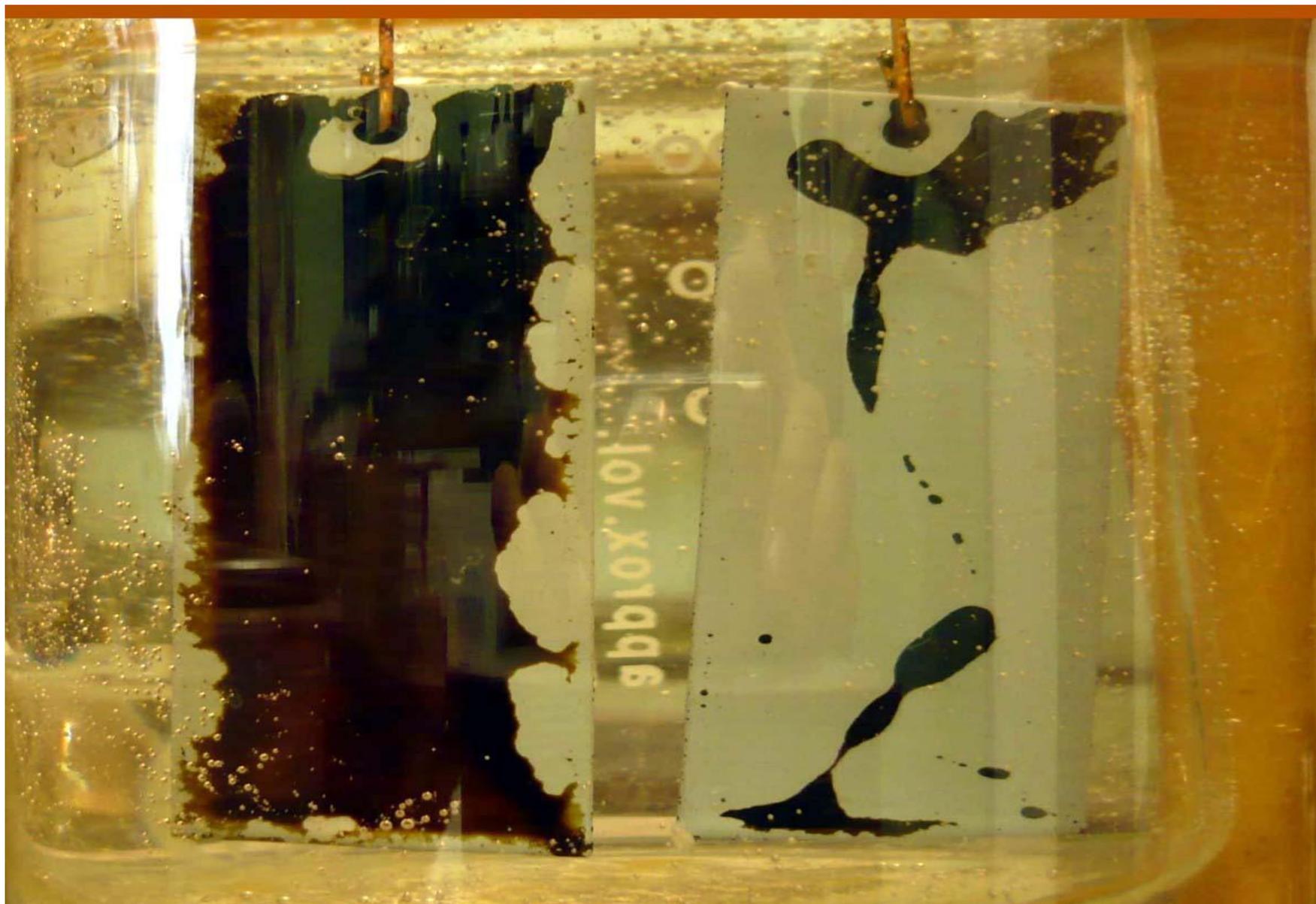
Пластовая температура, t°С	8
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	25 000

АО «ТМК НГС-Нижневартовск» разработало технологию производства, провело исследование и внедрило трубы с внутренним покрытием **«АНТИАСПО-80»** повышенной надёжности от отложения асфальтенов для нефтепромысловых трубопроводов транспорта вязких нефтей

Поверхность покрытия позволяет:

- снизить трение и сводит к минимуму потери на трение о стенку трубы, тем самым улучшая характеристики потока;
- обеспечивает уменьшение возможности механического связывания между собой различных видов отложений;
- понизить площадь для химической активности, что приводит к уменьшению химической связи для различных видов отложений на химически инертной поверхности для снижения отложений асфальтенов.

Сравнение с традиционным покрытием



Возникающие проблемы эксплуатации водоводов ПВД на месторождениях Западной Сибири



Решение проблемы – покрытие «АнтиАСПО-80»

Контрольные операции проверки качества поставленной продукции на трубных базах

1. **Внешний вид покрытия**, (*каждая партия, визуальный контроль, сопроводительная документация, замер длины труб*);
2. **Замер толщины внутреннего или наружного покрытия**, (*толщиномер Elcometer 456 или аналогичный*);
3. **Контроль диэлектрической сплошности**, (*выборочно переносной дефектоскоп электроискровой*);
4. **Отбор образцов труб с покрытием и проведение испытаний**, (*полимеризация покрытий, испытание на адгезию*);
5. **Неразрушающий контроль металла труб**;
6. **Шаблонирование труб НКТ с покрытием.**

Обеспечение качества применения

Руководство по использованию труб с внутренним покрытием, разработанное ООО «НИИнефтетрубы» г. Самара, в котором отражены рекомендации по:

- Использование специальных защитных колпачков на конца для труб с покрытием;
- Использование специальной воронки при стыковке резьбовых соединений;
- Правильное использование ключей для свинчивания с целью исключения повреждения поверхности;
- Контроль за скоростью спуска инструмента в скважину.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внутренние эпоксидные покрытия обладают преимуществами, помогающими бороться с коррозией и повышать гидравлическую эффективность трубопроводов. Для получения этих преимуществ важно, чтобы данное покрытие отвечало требованиям к их применению. Весьма важно понять, чего мы пытаемся добиться применением внутреннего покрытия, способно ли покрытие противостоять среде, в которой оно будет находиться, и будет ли процесс нанесения покрытия отвечать требованиям, гарантирующим успешность его работы в данной среде.

Знания позволяют применить правильную технологию и добиться требуемых результатов.

**Полное обеспечение работ квалифицированными кадрами,
оборудованием и материалами,
гарантированное качество и соблюдение сроков**

ПРИГЛАШАЕМ К СОТРУДНИЧЕСТВУ

105062 Россия

Москва, Покровка, д 40. стр. 2А

тел. +7 (495) 775 76 00

факс: +7 (495) 775 76 01

E-mail: tmk@tmk-group.com

<http://www.tmk-group.com>

628600, Российская федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, Нижневартовский район, 30 км автодороги Нижневартовск-Радужный, производственная база АО «ТМК НГС-Нижневартовск». Приемная: (3466)-654-340, факс-655-891; E-mail: Kanz@uprt-nv.com

