

Tuboscope | NOV

Wellbore
Technologies

**Материалы, технологии и испытания,
наши предложения по расширению
рынка защитных покрытий труб
нефтяного сортамента**

Доклад: АО Тьбоскоп Ветко Москоу

Москва 2017

Внутренние защитные покрытия труб нефтяного сортамента

Продуктовая линейка полимерных покрытий

	TK-2	TK-7	TK-15	TK-33	TK-34, TK-34XT	TK-34 P	TK-69	TK-70	TK-70XT	TK-99	TK-236	TK-505	TK-800	TK-805
Описание покрытия	Высокоустойчивое к коррозии тонкопленочное покрытие	Высокотемпературное покрытие для работы при высоких давлениях в газовой среде	Высокоэффективное Толсто пленочное Покрытие с Повышенной Упругостью	Покрытие для борьбы с отложениями парафина, устойчивое к абразивному износу	Для бурильных труб	Для бурильных труб	Покрытие для защиты от коррозии, устойчивое к действию щелочи	Прочное, эластичное, толсто пленочное покрытие для систем газлифта, особенно с применением CO_2	Прочное, эластичное, толсто пленочное покрытие, которое было модифицировано для получения дополнительного сопротивления	Покрытие повышенной эластичности для оборудования нагнетания CO_2 и других систем вторичной	Высокоэффективное, антикоррозионное покрытие	Толсто пленочное покрытие повышенной эластичности, для применения в среде CO_2 и газлифтной добыче	Высокоэффективное, антикоррозионное покрытие	Высокоэффективное, антикоррозионное покрытие
Тип	На основе фенола (жидкое)	Жидкое на основе модифицированного фенола	Порошковое на основе модифицированного новолэка	Жидкое на основе модифицированного Уретана	Модифицированное эпоксидно-фенольное (жидкое)	Порошковое на основе эпоксидного новолэка	Жидкое на основе фенола, модифицированного смолой	Порошковое на основе эпоксидной смолы	Порошковое на основе эпоксидной смолы	Порошковое на основе термопластичного нейлона	Порошковое на основе модифицированного новолэка	Порошковое на основе эпоксидной смолы	Порошковое на основе модифицированной эпоксидной смолы	Порошковое на основе новолэка модифицированного фенолом
Цвет	Красно-коричневый	Желто-коричневый	Темно-зеленый	Зеленый	TK 34-Зеленый TK 34XT - голубой	Зеленый	Зеленый	Темно-красный	Темно-красный	Черный	Зеленый	Желто-коричневый	Черный	Черный
Температура	204°C	204°C	149°C	107°C	*См. примечания	204°C	121°C	107°C	107°C	107°C	204°C	121°C	177°C	177°C
Толщина	125 - 200 мкм	125 - 200 мкм	250-450 мкм	125-225 мкм	125-225 мкм	152- 304 мкм	125-225 мкм	250-500 мкм	254-508 мкм	300 - 625 мкм	175-380 мкм	253-500 мкм	150-330 мкм	152-330 мкм
Давление	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы	До предела текучести материала трубы

**Внутренние полимерные
покрытия для труб, применяемых
в бурении и заканчивании
скважин**

Три поколения покрытий



TK™-34

Field proven
industry standard

- Эпоксидно-фенольные смолы
- Жидкое
- Разработано в 1960-х
- Стойкость до 204°C
- Эластичность 1%
- Табер тест 67 мг/1000 циклов
- Толщина 126 - 229 μм

TK™-34XT

Enhanced
abrasion resistance

- Разработано в 1999
- Жидкое
- Эпоксидно-фенольные смолы
- Стойкость до 204°C
- Эластичность 1%
- Табер тест 11 мг/1000 циклов

TK™-34P

Improved H₂S and
organic acid resistance

- Разработано в 1992
- Порошковое
- Эпоксидный новолак
- Стойкость до 204°C
- Эластичность 1%
- Табер тест 36 мг/1000 циклов
- Толщина 152 ..305 μм

Четвертое поколение покрытий

Покрытие серии МАХ

Покрытие жидкого типа на основе модифицированной эпоксидной смолы и новой системы праймера

- Высокотемпературная многофункциональная эпоксидная смола
 - Улучшенные показатели эластичности
- Комплекс наполнителей повышения абразивостойкости
- Новая система добавок
 - Сохранена высокая T_g
 - Выше эффективность при рабочих температурах
- В 4 раза выше накопленная стойкость к 15% соляной кислоте по сравнению с существующими системами жидких покрытий
- Система праймера на основе гибридных смол



Четыре поколения покрытий

График 1: Сравнение эластичности по тесту ASTM G70

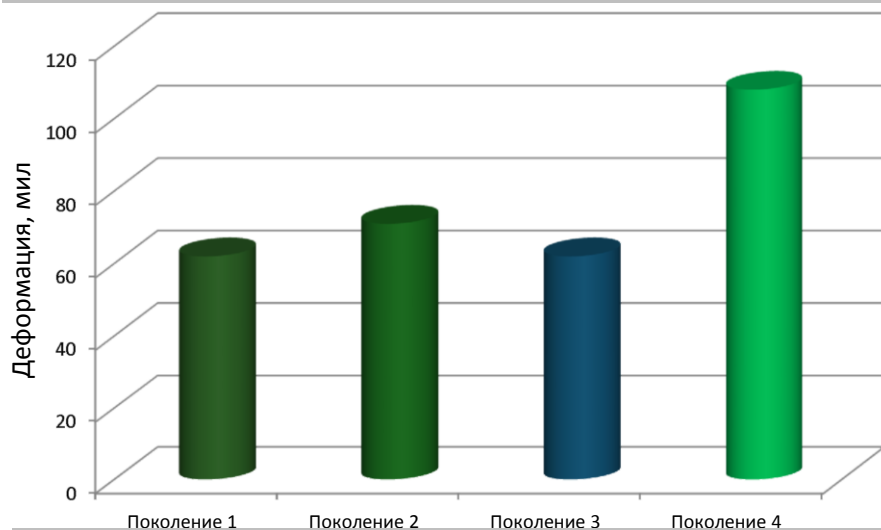


График 2: Сравнение абразивостойкости ASTM 4060

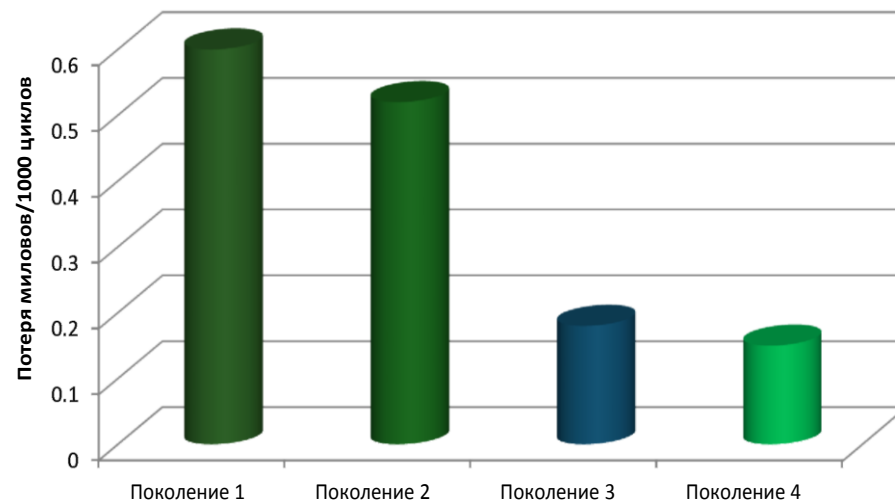


График 3: Прямое ударное воздействие ASTM D2794

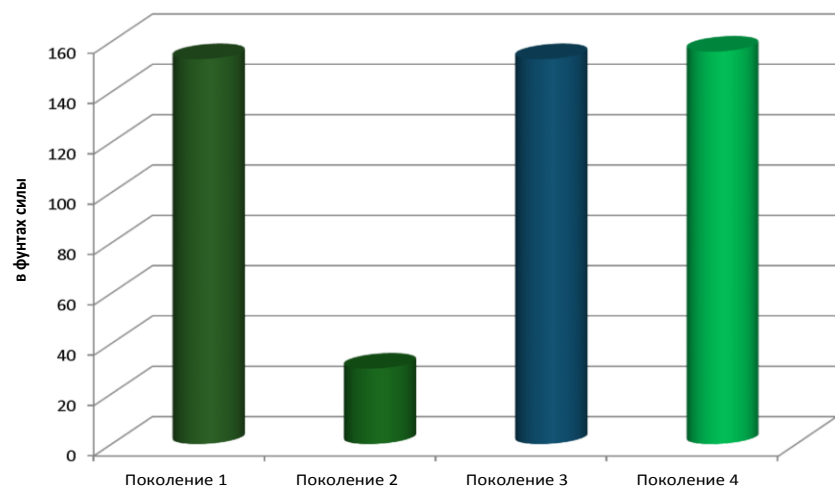
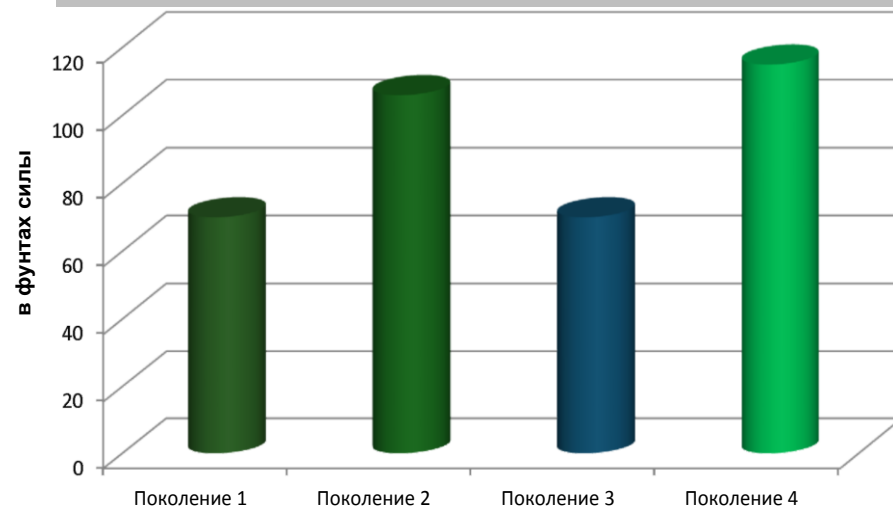


График 4: Испытание на обратный удар ASTM G14



Тенденции развития покрытий

Опыт нанесения порошковых покрытий VS. жидких

1. Системы покрытий порошкового типа очень чувствительны к температурной стабильности.
2. Если в процессе нагревания для нанесения порошкового покрытия слишком высокая температура или нагрев сохраняются слишком долго, то это может отрицательно сказаться на сцеплении между верхним слоем и праймером, снижая общие характеристики покрытия.
3. Системы порошкового типа также более чувствительны к превышению максимальной расчетной толщины наносимого слоя.

Жидкие покрытия нового поколения позволят получить один комплексный продукт, выполняющий эксплуатационные требования и сочетающий в себе повышенную прочность при многократных деформациях труб, устойчивость к абразивному износу и химическому воздействию



Внутренние покрытия для насосно-компрессорных труб

Существующие системы покрытий НКТ

Параметры системы покрытий

Система покрытия	Максим. температура (°F / °C)	Толщина покрытия (мкм)	Основное использование
Фенольное (ТК-2)	400/204	127-203	Эксплуатация при высокой температуре/ высоком давлении
Эпоксидно-новолачное (ТК-236)	400/204	152-330	Эксплуатационные/нагнетательные НКТ
Эпоксидное (ТК-216)	225/107	254-508	Эксплуатационные/нагнетательные НКТ и линейные трубопроводы
Новолачное (ТК-15)	300/149	254-457	Эксплуатационные/нагнетательные НКТ
Фенольно-новолачное (ТК-805)	350/177	152-330	НКТ для добычи/нагнетания при высокой температуре/давлении
Модифицированное эпоксидное (ТК-70ХТ)	225/107	254-508	Эксплуатационные/нагнетательные НКТ и линейные трубопроводы
Модифицированное новолачное (ТК-15ХТ)	300/149	178-381	Эксплуатационные/нагнетательные НКТ

Тенденции развития материалов покрытий

Абразивостойкие материалы

- Истирания покрытия от кабеля и внутрискважинного инструмента
- Износ покрытия от потока твердых частиц
- Истирание от насосных штанг и гибких труб, используемых при скважинных операциях

Как повысить абразивостойкость полимерных покрытий?

- Абразивный наполнитель
- Добавки
- Абразивостойкие смолы

Тенденции развития материалов покрытий

Результаты испытаний покрытий на абразивостокость

Система покрытия	Значения испытания на установке Taber Abraser		Падающий карбид кремния, л/мил покрытия ^(B)	Эластичность, относительно удлинение покрытия (%) ^(C)
	Потеря мг/1000 циклов	Потеря милс/1000 циклов ^(A)		
Фенольное	57	0,5	3,4	1
Эпоксидно-новолачное	36	0,5	6,8	1
Эпоксидно-фенольное	67	0,6	6	1
Эпоксидное	53	0,7	14,9	>6
Модифицированное эпоксидно-фенольное	11	0,18	6	1
Новолачное	28	0,38	12	1,5
Фенольно-новолачное (TK-800)	7	0,065	7,2	1
Модифицированное эпоксидное (TK-70XT)	5	0,025	14,9	>6
Модифицированное новолачное (TK-900)	2,5	0,01	Не прим.	1

А) Испытания проведены согласно стандарта ASTM D4060. Позволяет сравнить материалы различной плотности.

В) Испытания проведены согласно стандарта ASTM D968. Более высокое значение указывает на повышенную устойчивость к эрозионному/ударному абразивному износу.

С) Испытания проведены согласно стандарта ASTM D522

Тенденции развития материалов покрытий

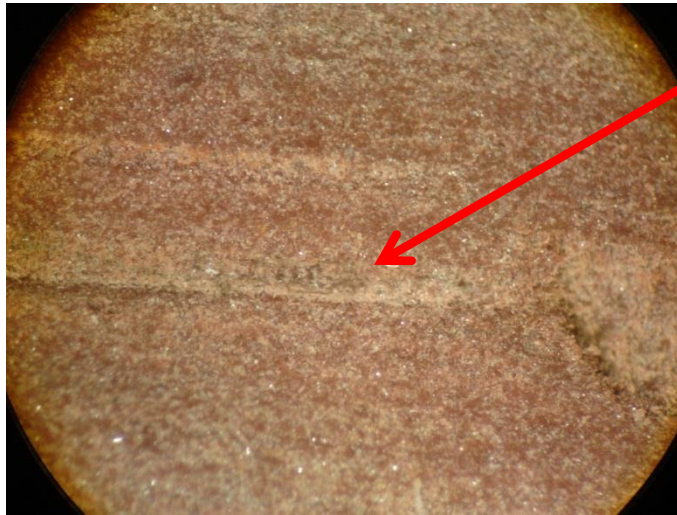
Абразивостойкие материалы

Спецификации	
Тип	Эпоксидная смола (порошковое)
Цвет	Тёмно-красное
Температура	До 225° F (107°C)
Давление	до предела текучести материала трубы
Толщина нанесенного покрытия	10-20 mils (254-508 µm)
Основное применение	Новые и бывшие в употреблении трубы Закачка CO ₂ и системы перекачки воды, закачка соляных растворов, производство сырой нефти (эксплуатация скважин штанговыми насосами) и неорганические кислоты умеренной крепости.
Условия по использованию	Применение ограничено при низкой концентрации сероводорода (H ₂ S)

- Разработано для эластичности и абразивостойкости
 - >6% удлинение при 23°C
 - 5мг/1000 циклов (20X выше, чем другие эпоксидные покрытия)
- Разработано для применения в условиях, где требуется стойкость покрытия к абразивному износу и ударному воздействию
- Применение в условиях механизированной добычи (ШГН)

Практический пример применения модифицированного эпоксидного покрытия

- Добывающая нефтяная скважина
- ШГН эксплуатация скважина с сильным отклонением
- Дебит 900 бареллей в сутки



Тенденции развития материалов покрытий

Высокоэластичные материалы

Спецификации	
Тип	Модифицированный новолак (порошок)
Цвет	Темно-зеленый
Температура	до 300°F (149°C)
Давление	до предела текучести материала трубы
Толщина нанесенного покрытия	10-18mils (254-457 µm)
Основное применение	НКТ, трубопроводы с присутствием воды и CO ₂ , нагнетательные скважины, скважины сброса сточных вод и промышленные линии.
Условия по использованию	Нефть, пресная и соленая вода, условия образования коррозии пресной водой (в присутствии CO ₂), среды с умеренным содержанием сероводорода и щелочи с pH до 12
Условия ограниченного использования:	Максимально допустимая рабочая температура и концентрация сероводорода зависят от общих условий эксплуатации.

- Одно из самых стойких к химическому воздействию покрытий на рынке
- Новая формула для повышения свойств эластичности на 18.2%
- Возможность применения для систем механического соединения труб

Тенденции развития материалов покрытий

Абразиво-и химическая стойкость материалов

Спецификации

Тип	фенольное, новолак (порошковое)
Цвет	черный
Температура	до 350°F (177°C)
Давление	до предела текучести материала трубы
Толщина нанесенного покрытия	7-15 милс (152-305 мкм)
Основное применение	НКТ добывающих скважин, скважины нагнетания воды и CO ₂ , сброса сточных вод
Основные рабочие условия:	нефть и газ, CO ₂ , флюиды со средней концентрацией сероводорода и щелочи с показателем pH до 12.

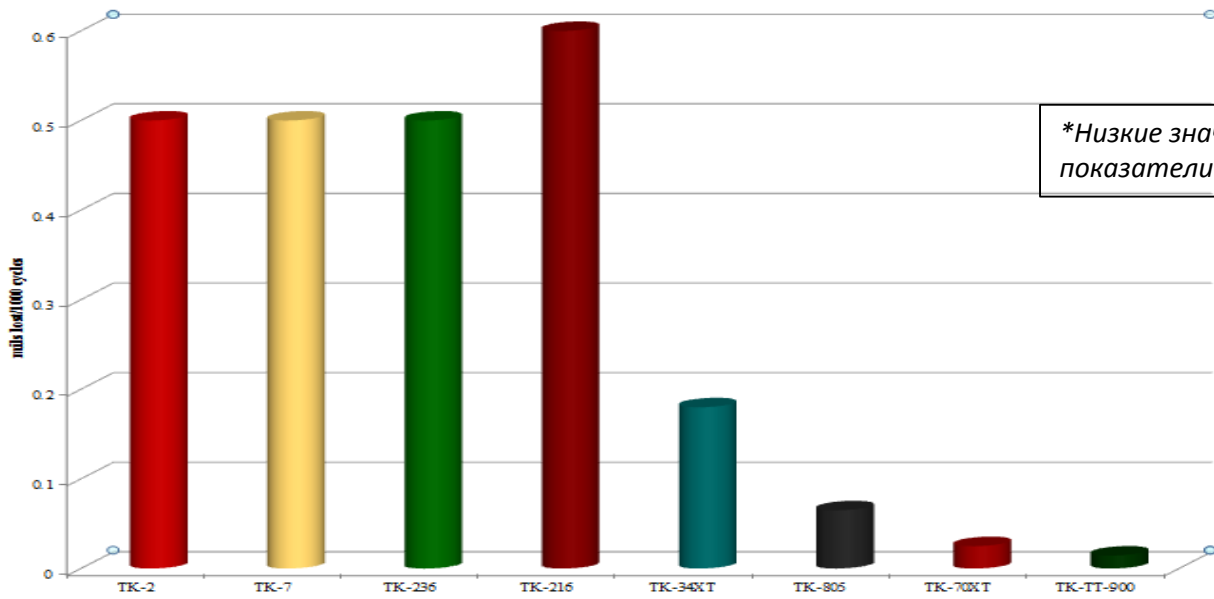
- Единственное покрытие аттестованное компанией Шелл для работы под давлением до 127,5 МПа
- Одно из самых абразивостойких покрытий на рынке
- Обладает самой низкой шероховатостью для повышения гидравлической эффективности
- Одно из самых стойких покрытий к химическому воздействию

Тенденции развития материалов покрытий

Абразиво-и химическая стойкость материалов

Specifications

Type	Novolac (Powder)
Color	Dark Green
Temperature	300°F (149°C)
Pressure	To yield strength of pipe
Applied Thickness	7-15 mils (178-381 μ m)
Primary Applications	New and used tubulars
Primary Service	Production tubing, injection wells, disposal wells containing oil, natural gas, fresh and salt water, CO ₂ , mild H ₂ S and alkaline fluids to pH 12
Limited Service	Maximum operating temperature and H ₂ S level will be dependent on total operating environment.



**Низкие значения обуславливают высокие показатели абразивостойкости*



Внутренние полимерные покрытия для нефтегазопроводных труб

Существующие покрытия линейных труб

Системы полимерных покрытий



TK[®]-15

Модифицированный
новолак (порошок)
T<149C
28 мг/1000 циклов
1.5% удлинение



TK[®]-70

Эпоксидное (порошок)
T<107C
53 мг/1000 циклов
>6% удлинение



TK[®]-216

Эпоксидное (порошок)
T<107C
72 мг/1000 циклов
>5% удлинение



TK[®]-44LP

Эпоксидное (порошок)
T<107C



TK[®]-99

Нейлон (порошок)
Термопласт
T<107C
11 мг/1000 циклов
>6% удлинение



TK-236

Модифицированный
новолак (порошок)
T<107C
36 мг/1000 циклов
1% удлинение

Тенденции развития материалов покрытий

Новые эпоксидные покрытия для линейных труб (44LP)

- Первое покрытие ТОЛЬКО для рынка линейных труб
 - Среда и условия эксплуатации
 - Стоимостной фактор
- Имеет характеристики аналогичных эпоксидных покрытий семейства ТК-70 и ТК-70ХТ
- Толщина 254-508 μm
- Температура до 107 С



Тенденции развития технологий покрытий

Бурильные трубы нового поколения с внутренним

Использование бурильных труб нового поколения с внутренним покрытием по технологии IntelliServ™ обеспечивает мгновенную и двунаправленную передачу данных при бурении от инструментов забоя скважины через проводники расположенных под покрытием на пуль управления бурением. Данные бурения в формате высокой плотности передаются с высокой скоростью в реальном режиме времени в течении секунд в отличии от традиционного метода передачи данных , что позволяет снять ограничения по времени для обработки полученных данных и ускорить принятие решений по обеспечению высокой скорости бурения

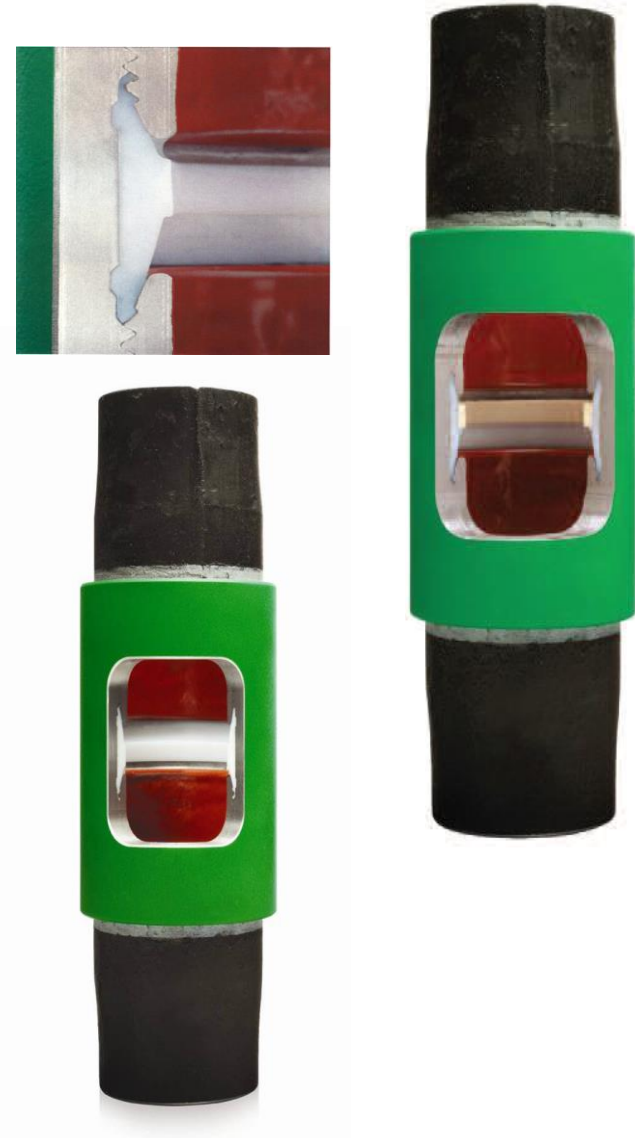


Тенденции развития технологий покрытий

Система КС для резьбового соединения НКТ

В существующих системах добычи с высоким дебетом и наличием CO₂ или систем закачивания воды и CO₂ при использовании НКТ с покрытием или установленным лайнером важным этапом в обеспечении 100% защиты колонны является обеспечение герметичности зоны соединения через муфту. Традиционные методы защиты открытой зоны на муфте с помощью вставок различной конструкции не обеспечивают долговременной защиты от эрозионного износа концевых участков резьбы от воздействия потока перекачиваемой жидкости особенно при повышенных скоростях по причине повышенного трения и турбулентности в области незащищённой части на муфте. Использование системы КС обеспечивает гладкий переход в данной части соединения на муфте и герметичность соединения при многократном использовании.

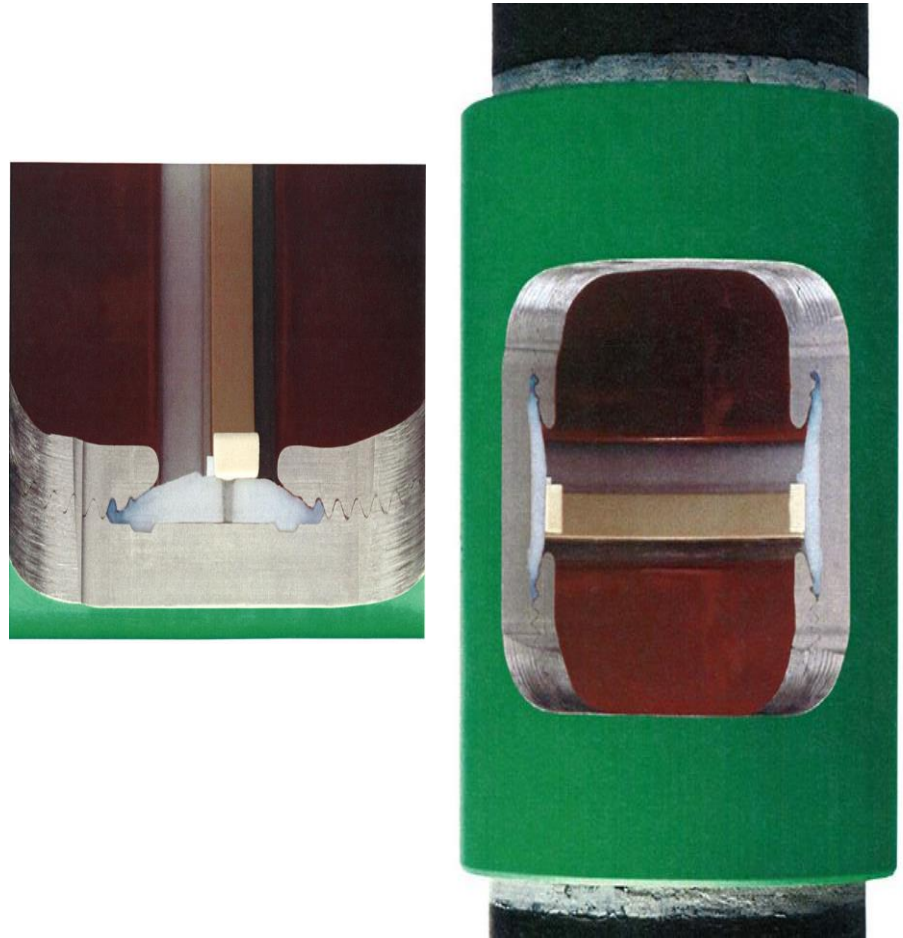
Система КС доступно для диаметров от 2 3/8 до 7 дюймов и резьбы API как для труб с покрытием, так и для труб с лайнером, в том числе при добыче на скважинах с высокой температурой.



Тенденции развития технологий покрытий

Система КС для резьбового соединения НКТ

- Дополнительное кольцо
- Для компенсации температурных напряжений
- Проверка дрифтом
- Позволяет использовать данную систему соединения на скважинах с высокой температурой и давлением
- Используется для НКТ с внутренним покрытием



Тенденции развития технологий покрытий

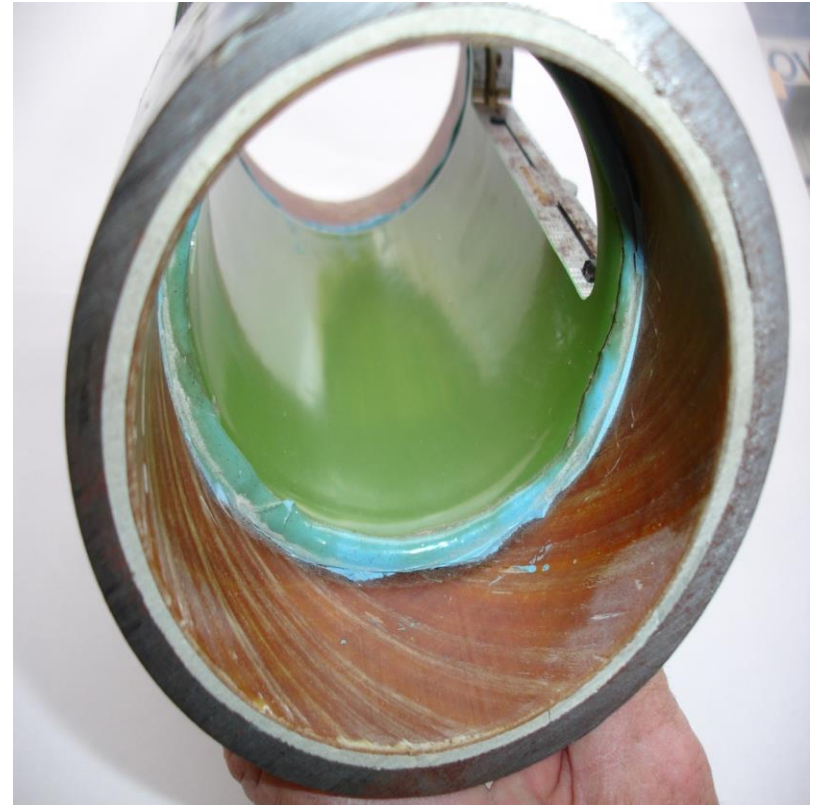
Роботизированная установка нанесения порошковых покрытий на фитинги

Установка на вращающемся в двух осях столе и программируется для нанесения различных порошковых покрытий электростатическим методом на различные фитинги включая отводы тройники. В результате автоматизации процесса нанесения удалось увеличить производительность более чем 2 раза и снизить использование ручного труда, что позволило также снизить уровень брака в несколько раз в особенности нанесении различных материалов покрытий.



Тенденции развития технологий покрытий

Соединение линейных труб с лайнером



Тенденции процедур проведения испытаний

Существующие стандарты испытаний

Данные технические требования включают в себя также испытания внутренних покрытий, которые можно разделить на два этапа:

Этап 1:

- Квалификационные испытания покрытий в соответствии с требованиями нефтяных компаний
(в качестве примера квалификационных испытаний приводятся результаты испытаний независимой лаборатории эпоксидного порошкового покрытия ТК)
- Аттестационные испытания в соответствии с требованиями нефтяных компаний, проводимые под конкретные проекты или определенные условия эксплуатации дополнительно и при необходимости
(в качестве примера аттестационных испытаний приводятся результаты автоклавных испытаний различных видов покрытий ТК (жидких фенольных, жидких модифицированных фенольных, порошковых эпоксидно-новолачных, порошковых модифицированных эпоксидных), моделирующие условия одного из месторождений на Ближнем Востоке)

Этап 2:

- Испытания для контроля процесса нанесения покрытий
- Испытания, подтверждающие качество нанесенных покрытий
(могут быть проведены независимой лабораторией, проводятся аналогично требованиям квалификационных испытаниям, либо подтверждаются в лаборатории компании-аппликатора в процессе нанесения покрытий)

Тенденции процедур проведения испытаний

Существующие стандарты испытаний

	API RP 5L7	Saudi Aramco	Petroleum Development Oman LLC.	Shell Expro.	Российская нефтяная компания
Наименование технических требований к внутренним покрытиям	Рекомендованная практика по термоотверждаемым внутренним покрытиям на основе эпоксидной смолы для линейных трубопроводов, наносимых без праймера	09-SAAMSS-091 (Определяет нанесение термоотверждаемых внутренних покрытий на основе эпоксидной смолы для трубной продукции различного назначения)	SP-2034 дополнение стандарта API RP 5L7 (Определяет нанесение термоотверждаемых внутренних покрытий на основе эпоксидной смолы для линейных трубопроводов)	Программа квалификационных испытаний на трубную продукцию с внутренним антикоррозионным покрытием (Определяет квалификационные испытания для трубной продукции различного назначения)	Технические требования на трубную продукцию с внутренним покрытием для строительства трубопроводов (Определяет нанесение внутренних покрытий для линейных трубопроводов)
		Результаты квалификационных испытаний должны быть представлены независимой сертифицированной лабораторией, одобренной и согласованной нефтяной компанией-заказчиком и соответствовать техническим требованиям нефтяной компании			

Recommended Practices for Unprimed Internal Fusion Bonded Epoxy Coating of Line Pipe

API RECOMMENDED PRACTICE RP 5L7 (RP 5L7)
SECOND EDITION, JUNE 30, 1988

Materials System Specification

09-SAMSS-091

31 October, 1999

Shop-Applied Internal FBE Coatings

Paints And Coatings Standards Committee Members

Moore, E.M., Chairman

AbdulKarim, A.A.

Al-Humayed, M.A.

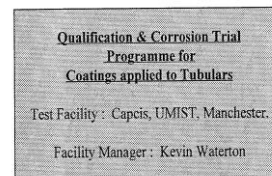
Al-Madhini, A.A.

Al-Najim, S.A.

Hamad, B.S.

Jeffarallah, K.M.

Saller, A.A.



(Approximate start of trial - 1st August, 1995)

Trial Initiator : Brian McLoughlin, Shell Expro, Aberdeen.

Trial Supervisor : Bill Birch, Shell Expro, Aberdeen.

Trial Co-ordinator : P. Fuery, EGHS, Aberdeen.



Petroleum Development Oman L.L.C.

UNRESTRICTED
September 2005

Document ID : SP-2034

Тенденции процедур проведения испытаний

Существующие стандарты испытаний

	API RP 5L7	Saudi Aramco	Petroleum Development Oman LLC.	Shell Expro.	Российская нефтяная компания
Наименование технических требований к внутренним покрытиям	Рекомендованная практика по термоотверждаемым внутренним покрытиям на основе эпоксидной смолы для линейных трубопроводов, наносимых без праймера	09-SAAMSS-091 (Определяет нанесение термоотверждаемых внутренних покрытий на основе эпоксидной смолы для трубной продукции различного назначения)	SP-2034 дополнение стандарта API RP 5L7 (Определяет нанесение термоотверждаемых внутренних покрытий на основе эпоксидной смолы для линейных трубопроводов)	Программа квалификационных испытаний на трубную продукцию с внутренним антикоррозионным покрытием (Определяет квалификационные испытания для трубной продукции различного назначения)	Технические требования на трубную продукцию с внутренним покрытием для строительства трубопроводов (Определяет нанесение внутренних покрытий для линейных трубопроводов)
		Результаты квалификационных испытаний должны быть представлены независимой сертифицированной лабораторией, одобренной и согласованной нефтяной компанией-заказчиком и соответствовать техническим требованиям нефтяной компании			

Тенденции процедур проведения испытаний

Результаты квалификационных испытаний покрытий на примере лабораторных испытаний покрытия ТК согласно Saudi Aramco 09-SAAMSS-091

Тип испытаний	Условия испытаний		Результаты испытаний
Эластичность 09-SAAMSS-091 Параграф 10.7	Загиб плоской пластины на 60° вокруг оправки толщиной 25,4 мм со следующими характеристиками: Радиус оправки: 95,2 мм Хорда: 152 мм Дуга: 178 мм	25°C/77°F	пройден
		10°C/50°F	пройден
		5°C/41°F	пройден
Химическое воздействие (автоклав) 09-SAAMSS-091 Приложение А Таблица А1 а) заменитель морской воды	Температура: 95°C/203°F Давление: 3000 psi/20.68 Мпа Газовая фаза: N2 Водная фаза: заменитель морской воды (ASTM D1141) Продолжительность: 24 ч Декомпрессия: охлаждение до 90°C и сброс давления в течении 1-3 минут		 пройден
Химическое воздействие (автоклав) 09-SAAMSS-091 Приложение А Таблица А1 б) пластовая вода	Температура: 95°C/203°F Давление: 3000 psi/20.68 Мпа Газовая фаза: 3моль% H2S, 3моль% CO2 и 94моль% CH4 Водная фаза: рассол пластовой воды (Na=65,000; Ca=23,000; Mg=3,000; Cl=150,000; SO4=100; HCO3=300) Продолжительность: 24 ч Декомпрессия: охлаждение до 90°C и сброс давления в течении 1-3 минут		 пройден

Тенденции процедур проведения испытаний

Результаты квалификационных испытаний покрытий на примере лабораторных испытаний покрытия ТК согласно Saudi Aramco 09-SAAMSS-091

Тип испытаний	Условия испытаний	Результаты испытаний
Химическое воздействие (автоклав) 09-SAAMSS-091 Приложение А Таблица А1 с) вода водоносного горизонта Wasia	Температура: 95°C/203°F Давление: 3000 psi/20.68 Мпа Газовая фаза: 100% CO2 Водная фаза: рассол пластовой воды (Na:2500 мг/л; Ca: 600 мг/л; Mg: 120мг/л; Cl: 4000 мг/л; SO4: 1000 мг/л; HCO3: 200 мг/л; pH: 6,8-7,2) Продолжительность: 24 ч Декомпрессия: охлаждение до 90°C и сброс давления в течении 1-3 минут	пройден
Химическое воздействие (погружение) 09-SAAMSS-091 Приложение А Таблица А1 d) кислота	• 50°C/122°F • 24 ч • 10 об.% HCl • Закрытый вентилируемый контейнер	пройден
Ифракрасный анализ 09-SAAMSS-091 Приложение А Параграф 3.1	н/д	Инфракрасный спектр Фурье
ДСК анализ CSA Z245.20-10 Раздел 12.7	н/д	Результаты анализа ДСК, Tg1-57,4°C; Tg2-104,4°C; ΔH-78,6 Дж/г

Тенденции процедур проведения испытаний

Результаты квалификационных испытаний покрытий на примере лабораторных испытаний покрытия ТК согласно Saudi Aramco 09-SAAMSS-091

Тип испытаний	Условия испытаний	Результаты испытаний
Химическое воздействие (автоклав) 09-SAAMSS-091 Приложение А Таблица А1 с) вода водоносного горизонта Wasia	Температура: 95°C/203°F Давление: 3000 psi/20.68 Мпа Газовая фаза: 100% CO2 Водная фаза: рассол пластовой воды (Na:2500 мг/л; Ca: 600 мг/л; Mg: 120мг/л; Cl: 4000 мг/л; SO4: 1000 мг/л; HCO3: 200 мг/л; pH: 6,8-7,2) Продолжительность: 24 ч Декомпрессия: охлаждение до 90°C и сброс давления в течении 1-3 минут	 пройден
Химическое воздействие (погружение) 09-SAAMSS-091 Приложение А Таблица А1 d) кислота	• 50°C/122°F • 24 ч • 10 об.% HCl • Закрытый вентилируемый контейнер	 пройден
Ифракрасный анализ 09-SAAMSS-091 Приложение А Параграф 3.1	н/д	Инфракрасный спектр Фурье
ДСК анализ CSA Z245.20-10 Раздел 12.7	н/д	Результаты анализа ДСК, Tg1-57,4°C; Tg2-104,4°C; ΔH-78,6 Дж/г

Тенденции процедур проведения испытаний

Результаты квалификационных испытаний покрытий на примере лабораторных испытаний покрытия ТК согласно PDO SP-2034

Тип испытаний	Условия испытаний	Результаты испытаний
Химическое воздействие Автоклавный тест №1 API RP 5L7 Appendix 10 и PDO SP-2034 Appendix 10	Температура: 93°C/200°F Давление: 2000 psi Газовая фаза: 1/3 (5% CO ₂ и 95% CH ₄) Углеводородная фаза: 1/3 (Уайт-спирит) Водная фаза: 1/3 (Синтетическая морская вода согласно ASTM D1141) Продолжительность: 48 часов Декомпрессия: Газы были выделены быстро при 93°C/200°F	 пройден
Химическое воздействие Автоклавный тест №2 API RP 5L7 Appendix 10 и PDO SP-2034 Appendix 10	Температура: 93°C/200°F Давление: 2000 psi Газовая фаза: 1/2 (5% CO ₂ и 95% CH ₄) Водная фаза: 1/2 (5% NaCl насыщенная H ₂ S) Продолжительность: 48 часов Декомпрессия: газы выделились в течении 15-30 мин. при 93°C/200°F	 пройден
Химическое воздействие (погружение) API RP 5L7 Appendix 10 и PDO SP-2034 Appendix 10	Температура: 23°C/73°F Продолжительность: 90 дней NaOH в воде (pH 10-11) HCl в воде (pH 2.5-3.0) 5% NaCl в NaOH (pH 10-11)	 пройден

Тенденции процедур проведения испытаний

Результаты квалификационных испытаний покрытий на примере лабораторных испытаний покрытия ТК согласно PDO SP-2034

Испытание	Условия испытаний	Результаты испытаний		
Прямое ударное воздействие ASTM D2794-93 (2010)	Температура: 23±2°C/73.5±3.5°F	Сопротивление ударному воздействию 264.6 дюйм-фунт /3.05 кг-м (эквивалентно энергии ударного воздействия 29.9Дж)		
Обратное ударное воздействие ASTM G14-04 (2010) Обновленный	Температура: 23±2°C/73.5±3.5°F	Сопротивление ударному воздействию более чем 616 дюйм-фунт /7.11 кг-м (эквивалентно энергии ударного воздействия 69.7 Дж)		
Эластичность PDO SP-2095, Appendix B.5.0	Температура: 23°C/73°F Степень гибкости: 2.5°/PD	2.61°/PD	Нет трещин, сколов, отслоений	
		2.58°/PD	Нет трещин, сколов, отслоений	
		2.58°/PD	Нет трещин, сколов, отслоений	
Устойчивость к абразивному воздействию с помощью прибора Taber ASTM D4060-14	Температура: 23±2°C/73.5±3.5°F Циклы: 1,000 Колеса: CS-17 Масса: 1 кг	44.3 мг/1000 циклов	Средний индекс износа: 43.9 мг/1000 циклов	
		43.3 мг/1000 циклов		
		44.2 мг/1000 циклов		
Диэлектрическая сплошность ASTM D149-09 (2013)	Условия времени: 40+ часов Условия температуры: 23±2°C Условия влажности: 50 ± 10% RH Условия испытаний: 23±2°C/73±3.5°F Темп роста: 1000 В/с Диаметр электрода: 0.25” Окружающая среда: минеральные масла	Напряжение пробоя (кВ)	Диэлектрическая сплошность (В/милс)	Среднее напряжение пробоя: 15.4±0.6кВ Средняя диэлектрическая сплошность: 1700±71 В/милс Место пробоя: край электрода Время пробоя: 15.0±1 сек.
		16.0	1700	
		14.4	1700	
		15.8	1600	
		15.6	1700	
		15.4	1800	

Тенденции процедур проведения испытаний

Испытания внутренних покрытий. Аттестационные испытания

Аттестационные испытания в соответствии с требованиями нефтяных компаний проводятся под конкретные проекты или определенные условия эксплуатации

Основным отличием от квалификационных испытаний является условия моделируемой среды при автоклавных испытаниях: состав газовой, УВ, водной фаз, значения давления и температуры.

Условия месторождения		Условия автоклавных испытаний	
Максимальная температура	137°C	температура	149°C
Максимальное давление	59 МПа	давление	60 МПа
Пластовая вода (водоносный горизонт Barik)		Газовая фаза	3% CO ₂ , 97% CH ₄
Хлорид	160,74 мг/л (приравнено к 26% NaCl)	УВ фаза	5% толуол, 95% керосин
Газоконденсатный фактор	447 м ³ на 10 ⁶ м ³	Водная фаза	Насыщенный рассол (26% NaCl)

Тенденции процедур проведения испытаний

Сравнение испытаний при различных требованиях к покрытию

	Российская нефтяная компания (Технические требования на трубную продукцию с ВАП для трубопроводов)	Saudi Aramco 09-SAAMSS-091	Petroleum Development Oman SP-2034
Внешний вид покрытий	В исходном состоянии: Равномерное, без пропусков и визуальных дефектов. Допускаются незначительные нервноности покрытия не более 2 мм. Не допускаются потеки, наплывы, кратеры, пузыри, трещины, отслаивания После автоклавных испытаний: Допуск изменения цвета, отсутствие разрушений.	В исходном состоянии – соответствует. После автоклавных испытаний: не допускается изменение цвета, отсутствие разрушений покрытия.	В исходном состоянии – соответствует. После автоклавных испытаний: соответствует.
Оценка сплошности	Высоковольтный метод - 5 кВ на мм толщины покрытия	Высоковольтный метод	Высоковольтный метод
Оценка адгезии	Метод отрыва. В исходном состоянии - не менее 10 МПа, после автоклавных испытаний – снижение исходного состояния не более 50%	Метод отрыва после автоклавных испытаний – не менее 13,8 МПа. Х-надрез-когезионное отслоение	Отсутствие потери адгезии после автоклавных испытаний
Автоклавные испытания	Продолжительность 1000 ч, условия среды испытаний: $3 \pm 0,3$ МПа, $90 \pm 3^\circ\text{C}$, Водная фаза: 5% водный раствор NaCl, Газовая фаза: 0,5% H ₂ S, 5% CO ₂ , 94,5% N ₂ . Сброс давления: 0,25 МПа/с после охлаждения до $23 \pm 3^\circ\text{C}$	Отличаются: Продолжительность испытания 24 ч, Более строгие условия среды испытаний Значительно повышенное давление Проведение испытаний в 3-х различных средах Сброс давления: в течении 1-3 мин. при охлаждение до 90°C	Отличаются: Продолжительность испытания 48 ч, Более строгие условия среды испытаний. Значительно повышенное давление .Проведение испытаний в 2-х и 3-х различных средах. Проведение испытаний в 3-х фазах. Сброс давления: медленная декомпрессия, быстрая декомпрессия при охлаждение до 90°C
Оценка стойкости покрытия к быстрой декомпрессии (автоклав)	Продолжительность 24 ч, условия среды испытаний: 3 МПа, 93°C , 5% водный раствор NaCl, 100% CO ₂ . Сброс давления: $2 \pm 0,3$ МПа/с	Проводятся в процессе автоклавных испытаний	Проводятся в процессе автоклавных испытаний

ВОПРОСЫ?

Tuboscope

