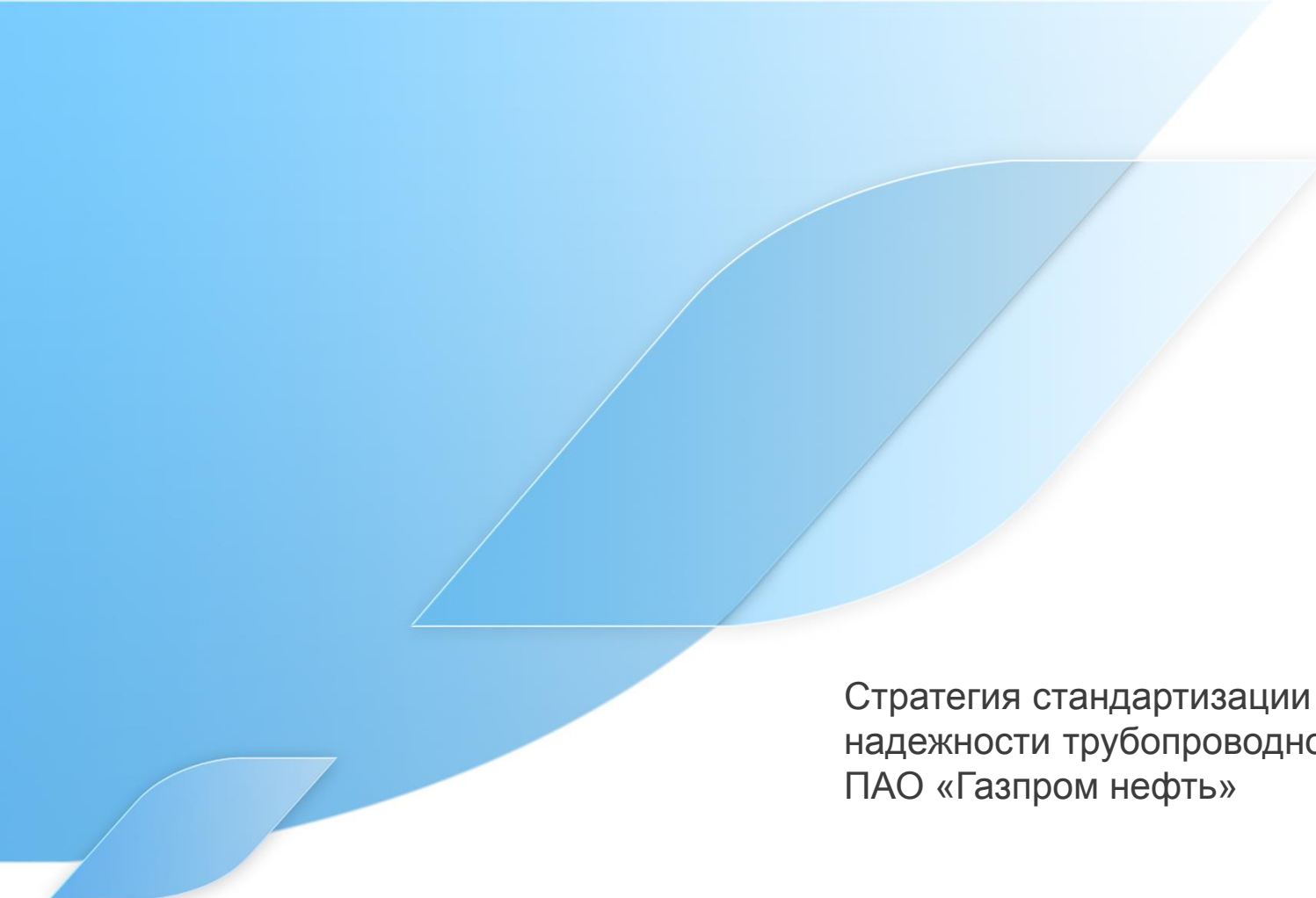


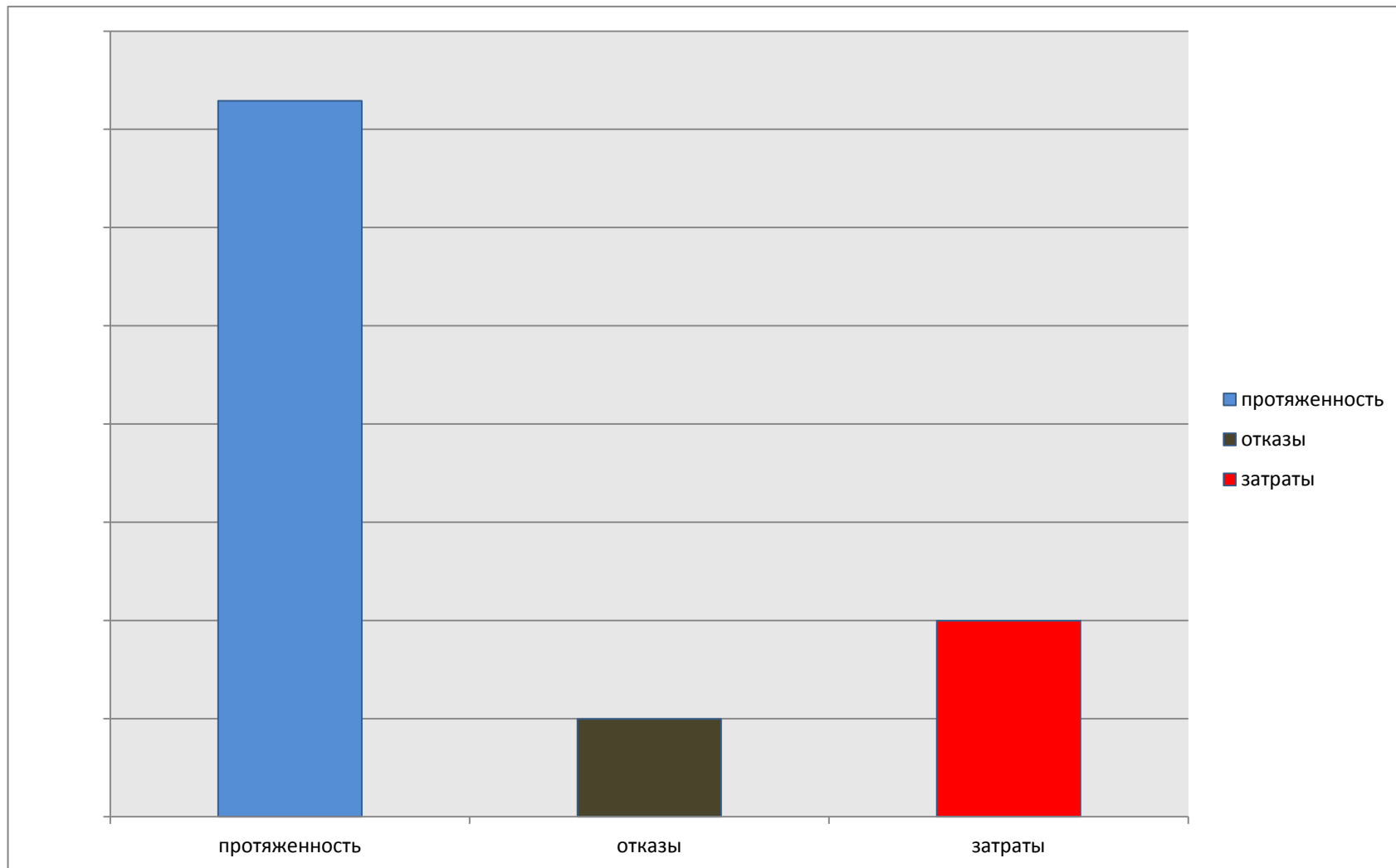


Стратегия стандартизации требований к надежности трубопроводного транспорта ПАО «Газпром нефть»

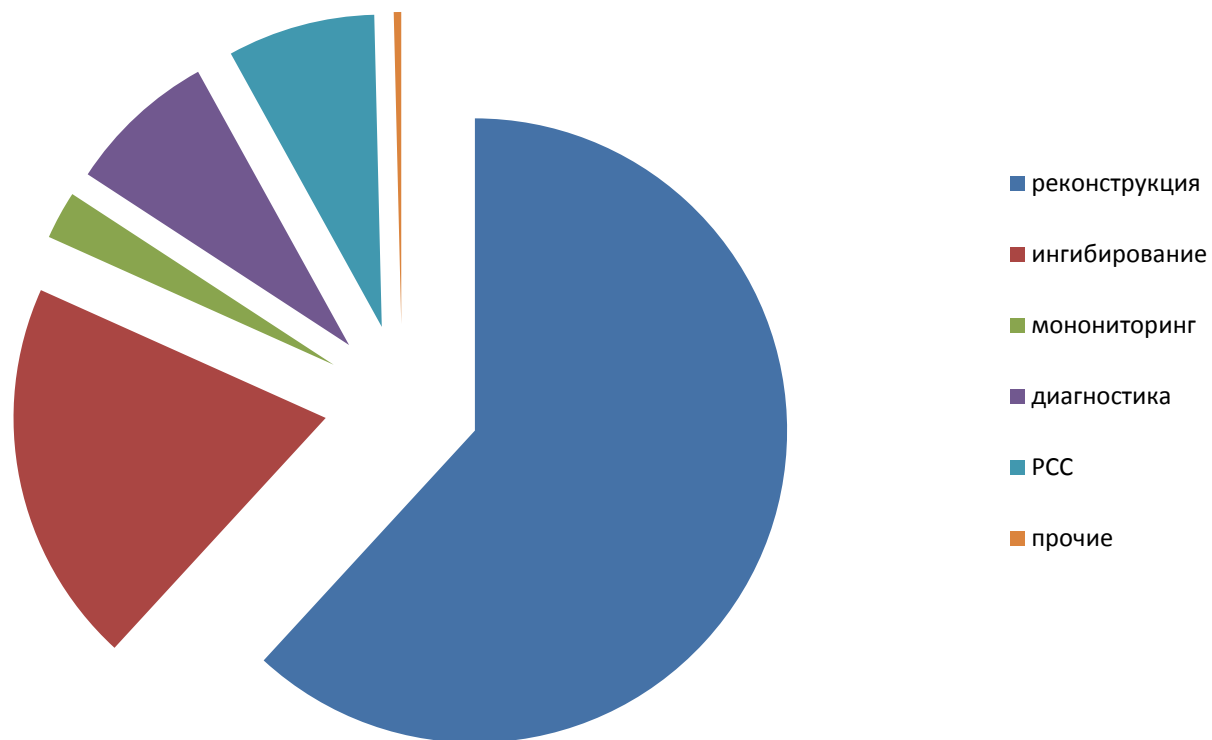
ДДНГ
УЭТС
Максимов Геннадий Львович
15.03.2017



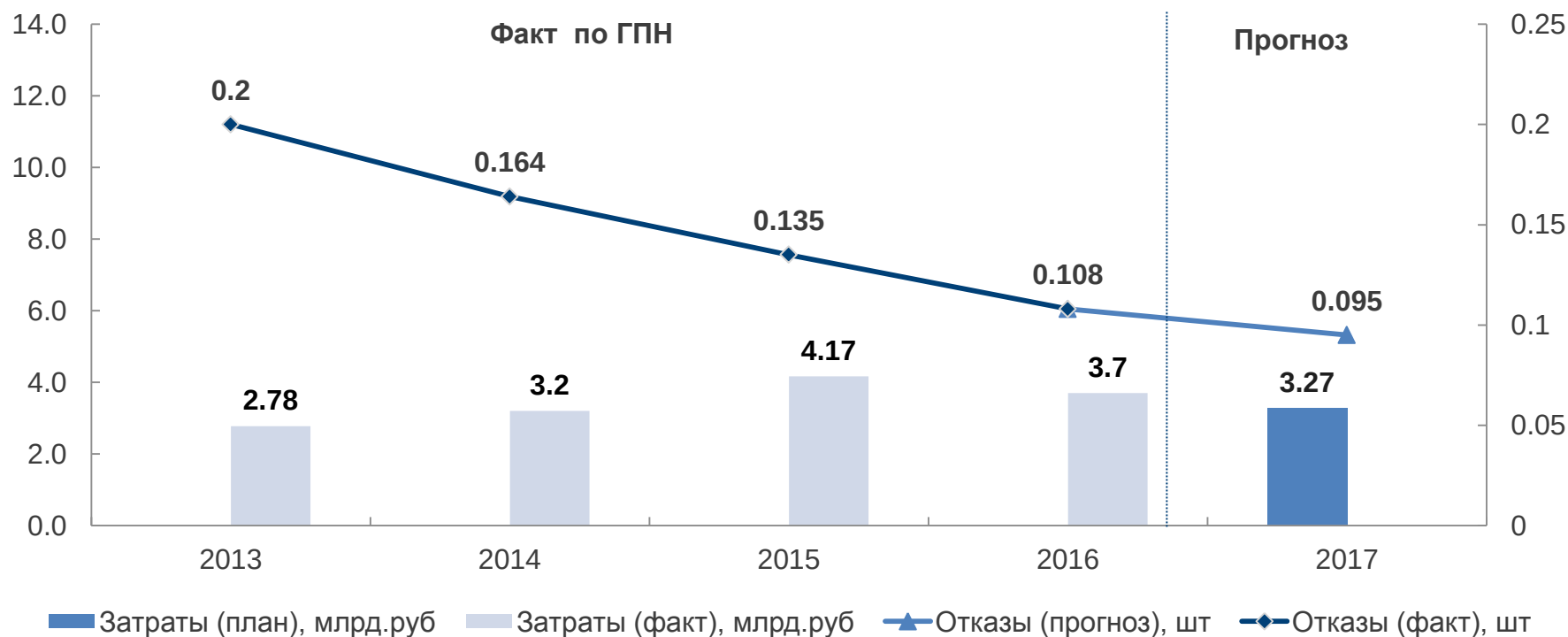
Общее состояние трубопроводного транспорта НК РФ



Усредненная структура распределения затрат на обеспечение надежности трубопроводов в Нефтяных Компаниях РФ



Реализации проекта «Чистая территория» 2014-2017 года.



ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РЕАЛИЗАЦИИ

- В результате реализации программы за 2014-2016 годы количество отказов снижено на 14,3%
- Затраты (CAPEX+OPEX) за 2014-2016 годы на реализацию программы составили 11,07 млрд.руб
- Реализация проекта 2014-2017 годы позволит ПАО «Газпром нефть» войти в группу лидеров в РФ по удельному показателю.

Общие сведения о результатах контроля трубной продукции в 2016 г.

Всего в процессе производства было зарегистрировано более **95 тыс.** несоответствий, инспекцией оформлено **921** Уведомление о регистрации несоответствий. В **20** случаях инспекция оформляла Предписания об устранении несоответствий и прекращала приемку продукции в связи с наличием значительных несоответствий, которые оказывали или потенциально могли оказать влияние на изготовление и качество большого количества продукции. Ниже в таблице приведены результаты контроля для каждого вида трубной продукции.

Вид продукции	Предъявлено для контроля	Не принято	Ремонт/доработка	Отбраковано	Количество несоответствий	Относительная частота несоответствий за 2016 год, %	Относительная частота несоответствий за 2015 год, %
Нарезные трубы (насосно-компрессорные)	995 216	74 569	24 825	49 744	74 879	7,52	4,57
Бесшовные нефтегазопроводные трубы	190 783	17 776	13 102	4 674	18 166	9,52	13,44
Электросварные нефтегазопроводные трубы	65 540	2 990	2 179	811	3 034	4,63	2,49
Итого	1 251 539	95 335	40 106	55 229	96 079	7,68	5,79

Примеры несоответствий при изготовлении труб



Примеры несоответствий при изготовлении покрытий

1. Несоответствие качества подготовки поверхности перед нанесением покрытия:

- Недостаточная шероховатость.
- Наличие на поверхности пыли, масляных пятен и других загрязнений.
- Проявление скрытых дефектов после дробеструйной обработки.



2. Нарушение температурных и временных режимов в процессе нанесения покрытия:

- Недогрев или перегрев задаваемой трубы под покрытие.
- Несоблюдение временного интервала между дробеструйной очисткой трубы и нанесением покрытия.
- Недостаточное охлаждение трубы с покрытием



3. Хранение и отгрузка готовой продукции:

- Нарушения правил и норм хранения продукции на складах временного хранения (высота ярусов, отсутствие прокладок).
- Нарушения и несоблюдения схем погрузки продукции в транспортное средство.
- Несоответствия в части оборудования транспортного средства для перевозки труб с покрытием.



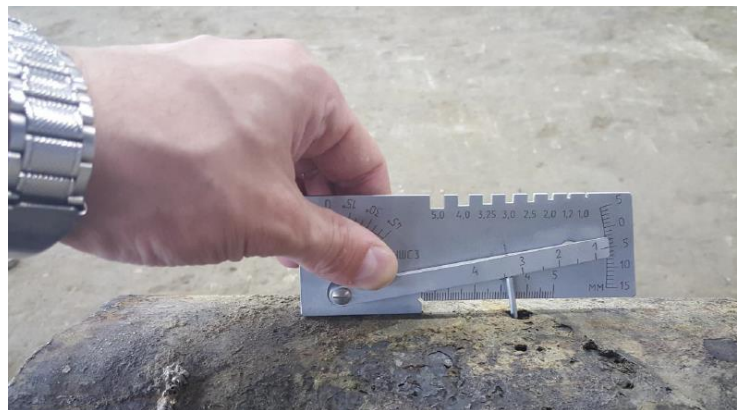
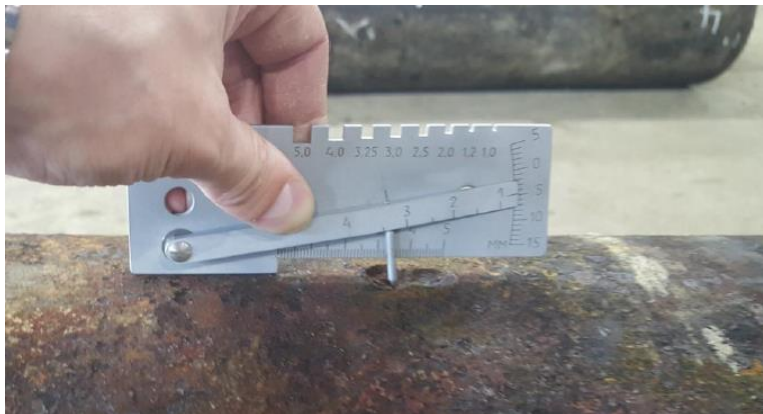
КБД-2П: Выявленные наружные дефекты



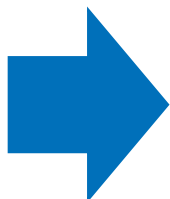
КБД-2П: Выявленные наружные дефекты



ВИД219: Выявленные наружные дефекты



Дефекты с развитием трещин



из актов расследования:

4 Микроструктура основного металла образцов характеризуется локальной неоднородностью, свидетельствующей о неравномерной скорости охлаждения при закалке. Структура, в основном, представлена полигональным и квазиполигональным ферритом, перлитом и ППРА.

5 В образце 4 (темплет 3) у внутренней поверхности около трещины наиболее закаленная плотная микроструктура с отсутствием феррита и перлита с микротвердостью 290 HV.

6 Разброс твердости металла по толщине и длине образца 4 находится в пределах 189-313 HV (прибор «Виккерс», нагрузка 10 кг).

5 В образце 2 (темплет 3) выявлена трещина по осевой ликвационной неоднородности, образовавшаяся в результате воздействия коррозионной среды. Ликвационная неоднородность обогащена нитридами титана и ниобия. Микротвердость структурных составляющих в зоне ликвации составила 285 HV, вне зоны – 208-227,5 HV.

5

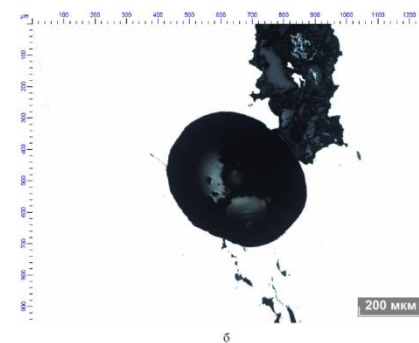
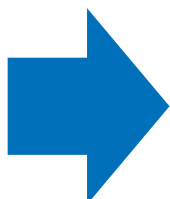


Рисунок 8 – Неметаллическое включение в острие трещины:
а – увеличение 50; б – увеличение 100

В острие трещины выявлено наличие неметаллического включения размером порядка 450 мкм. Химический состав не определен.

Несоответствия на стадии строительства (114-159-219 мм)

Проходное сечение трубопроводов (по профилометрии)

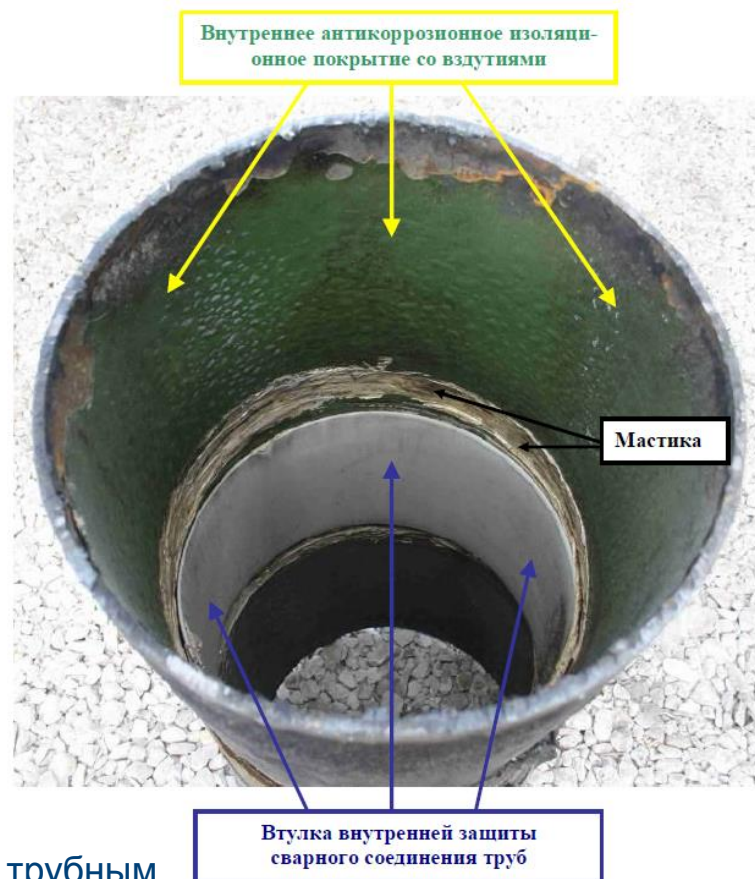
№	Дистанция, Distance, м	Описание Description	Сужение, Constriction, %	Средняя скорость дефектоскопа Average speed calipers, m/s	Примечание Note
1	17.265	сужение	79.6	3.75	Отвод
2	24.170	сужение	80.9	4.297	Отвод
3	27.326	сужение	81.0	4.851	Поперечный шов
4	32.475	сужение	83.4	5.506	Поперечный шов
5	43.400	сужение	84.8	3.274	Поперечный шов
6	121.418	сужение	84.0	2.58	Отвод
7	127.907	сужение	75.8	5.059	Поперечный шов
8	133.116	сужение	79.6	4.613	Отвод
9	284.211	сужение	84.3	2.143	Поперечный шов
10	316.836	сужение	84.3	1.864	Отвод
11	321.003	сужение	80.5	2.576	Отвод
12	362.021	сужение	84.4	3.155	Поперечный шов
13	522.552	сужение	84.7	1.32	Отвод
14	527.285	сужение	84.2	1.067	Отвод
15	531.304	сужение	82.2	4.107	Отвод
16	535.947	сужение	84.2	4.137	Поперечный шов
17	561.219	сужение	84.2	4.226	Поперечный шов
18	572.531	сужение	84.3	3.809	Поперечный шов
19	731.395	сужение	82.5	2.741	Отвод
20	736.217	сужение	84.4	4.881	Поперечный шов
21	745.742	сужение	82.6	2.827	Поперечный шов
312	12781.536	сужение	77.2	8.452	Поперечный шов
313	12786.358	сужение	77.2	8.155	Отвод
314	12790.853	сужение	69.7	8.78	Отвод
315	12796.776	сужение	70.7	8.971	Отвод
316	12810.915	сужение	78.1	10.774	Поперечный шов
317	12819.220	сужение	77.3	10.774	Поперечный шов
318	12820.649	сужение	78.3	9.643	Поперечный шов
319	12821.363	сужение	77.5	9.643	Поперечный шов
320	12822.822	сужение	84.7	9.643	Поперечный шов
321	12824.310	сужение	70.1	9.643	Поперечный шов
322	12825.084	сужение	84.8	9.643	Констр. элемент
323	12825.531	сужение	70.9	9.643	Поперечный шов
324	12830.532	сужение	71.5	4.851	Поперечный шов
325	12831.127	сужение	77.5	4.851	Констр. элемент
326	12831.812	сужение	74.2	4.851	Поперечный шов



Несоответствие ожиданий потребителя и результата



= ?



Не уверен-не применяй!

Существующая система технических требований к трубным изделиям нормирует требования к заводским технологиям, основанным на возможностях производителя.

Классификаторы потребительских свойств трубной продукции

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Российский государственный университет
нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Научно-исследовательская лаборатория конструирования полимерных покрытий нефтегазового
оборудования и сооружений кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой
промышленности



УТВЕРЖДАЮ:
Проректор по научной работе
А.В. Мурадов
« » 2016 г.

КЛАССИФИКАТОР

потребительских свойств наружного защитного покрытия стальных элементов
(труб и фасонных изделий) водоводов нормативных диапазонов интенсивности
опасных внешних воздействий на это покрытие на месторождениях дочерних
обществ ПАО «Газпром нефть», технических требований к этому покрытию,
определяющих его работоспособность в заданном нормативном диапазоне
интенсивности внешних воздействий в течение расчетного срока службы

Научный руководитель лаборатории
«Конструирование полимерных
покрытий нефтегазового
оборудования и сооружений»

РГУ нефти и газа (НИУ)
И.М. Губкина проф., д.т.н.

« » 2016 г.

Ответственный исполнитель работы

« » 2016 г.

Москва
2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Российский государственный университет
нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Научно-исследовательская лаборатория конструирования полимерных покрытий нефтегазового
оборудования и сооружений кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой
промышленности



УТВЕРЖДАЮ:
Проректор по научной работе
А.В. Мурадов
« » 2016 г.

КЛАССИФИКАТОР

потребительских свойств наружного защитного покрытия стальных элементов
(труб и фасонных изделий) нефтепроводных трубопроводов нормативных
диапазонов интенсивности опасных внешних воздействий на это покрытие на
месторождениях дочерних обществ ПАО «Газпром нефть», технических
требований к этому покрытию, определяющих его работоспособность в
заданном нормативном диапазоне интенсивности внешних воздействий в
течение расчетного срока службы

Научный руководитель лаборатории
«Конструирование полимерных
покрытий нефтегазового
оборудования и сооружений»

РГУ нефти и газа (НИУ)
И.М. Губкина проф., д.т.н.

« » 2016 г.

Ответственный исполнитель работы

« » 2016 г.

Москва
2016

Оценка видов воздействий по стадиям жизненного цикла

Таблица . Количественные характеристики опасных внешних воздействий на наружное защитное покрытие стальных элементов водоводов при хранении, транспортировке и СМР, эксплуатации, операциях технологических

КОД	ВОЗДЕЙСТВИЯ	ООО «Газпромнефть -Оренбург»	ООО «Газпромнефть -Восток»	ООО «Газпромнефть -Хантос»	ОАО «Газпромнефть -ННГ»	Филиал «Газпромнефть -Муравленко»	
Х. Хранение	Т. Тепловые воздействия						
	Х.Т.1	Минимальная климатическая температура, $T_{х, min}, ^\circ\text{C}$	-36,4	- 55	- 55	- 55	- 55
	Х.Т.2	Максимальная климатическая температура, $T_{х, max}, ^\circ\text{C}$	+ 42	+57	+ 38	+ 35	+ 45
	М. Механические воздействия						
	Х.М.1	Максимально допустимая контактная нагрузка при хранении в штабеле, q_x , МПа	≤ 10	≤ 10	≤ 10	≤ 10	≤ 10
	С. Воздействия компонентов среды						
	Х.С.1	УФ (солнечная) радиация	УФ	УФ	УФ	УФ	УФ
	Х.С.2	Атмосферные осадки	Атм. осадки	Атм. осадки	Атм. осадки	Атм. осадки	Атм. осадки
Т. Транспортировка и СМР	Т. Тепловые воздействия						
	Т.Т.1	Минимально допустимая температура окружающей среды, согласно СНиП III-42-80*, $T_{Т, min}, ^\circ\text{C}$	-35 Согласно СНиП III 42-80 с допускаемыми отклонениями в зависимости от атмосферных условий				
	Т.Т.2	Максимально допустима температура окружающей среды, согласно СНиП III-42-80*, $T_{Т, max}, ^\circ\text{C}$	+ 40 Согласно СНиП III 42-80 с допускаемыми отклонениями в зависимости от атмосферных условий				
	М. Механические воздействия						
	Т.М.1	Максимально допустимый поперечный изгиб со стрелой прогиба при укладке в траншею, f_H , мм	$\leq 2f_H$, где f_H соответствует $\sigma_{\max} \leq 0,95\sigma_t$ (σ_t - предел текучести металла)				
	Т.М.2	Максимально допустимые ударные воздействия на наружную поверхность твердыми включениями при засыпке трубопровода, E_T , Дж/мм	≤ 5				
	С. Воздействия компонентов среды						
	Т.С.1	УФ (солнечная) радиация	УФ	УФ	УФ	УФ	УФ
	Т.С.2	Атмосферные осадки	Атм. осадки	Атм. осадки	Атм. осадки	Атм. осадки	Атм. осадки

Оценка видов воздействий по стадиям жизненного цикла

Э. Эксплуатация	Т. Тепловые воздействия						
	Э.Т.1	Минимальная рабочая температура водовода, $T_{э.min}^{нар}, ^\circ\text{C}$	+5	+3	+5	+5	+15
	Э.Т.2	Максимальная рабочая температура водовода, $T_{э.max}^{нар}, ^\circ\text{C}$	+20	+60	+65	+50	+40
	М. Механические воздействия						
	Э.М.1	Максимально допустимая контактная нагрузка при подземной прокладке, $q_э^{нар}$, МПа	≤ 10	≤ 10	≤ 10	≤ 10	≤ 10
	Э.М.2	Максимально допустимый поперечный изгиб трубопроводов при провисании на болотистой местности и на подводных переходах со стрелой прогиба f_H , мм	$\leq 2f_H$, где f_H соответствует $\sigma_{\max} \leq 0,95\sigma_t$ (σ_t - предел текучести металла)				
	С. Воздействие компонентов среды						
	Э.С.1	Минерализованная грунтовая вода или атмосферные осадки, $\%^{нар}$	Наличие хлоридов	Наличие хлоридов	Наличие хлоридов	Наличие хлоридов	Наличие хлоридов
	Э.С.2	Минерализованная грунтовая вода в сочетании с биологически активной средой, $\%^{нар}$	Наличие бактерий	Наличие бактерий	Наличие бактерий	Наличие бактерий	Наличие бактерий
	Э.С.3	ЭХЗ водоводов	ЭХЗ	Отсутствует ЭХЗ	ЭХЗ	Отсутствует ЭХЗ	Отсутствует ЭХЗ
О. Операции технологические	Т. Тепловые воздействия						
	О.Т.1	Минимальная температура при отключениях трубопровода, $T_{0.min}, ^\circ\text{C}$	-35	-40	-40	-55	-40
	О.Т.2	Максимальная температура при воздействии на наружную поверхность водовода пара водяного, $T_{0.max}^{нар}, ^\circ\text{C}$	+120	+120	+120	+120	+120
	О.Т.3	Максимальный диапазон изменения температуры при обработке паром, $\Delta T_{0.пар}^{нар}, ^\circ\text{C}$	-35→ +120	-40→ +120	-40→ +120	-55→ +120	-40→ +120
	С. Воздействие компонентов среды						
	О.С.1	Пар водяной при размораживании водоводов в зимний период от 5 до 12 раз продолжительностью, ч., не менее	0.5 – 1	0.5 – 1	0.5 – 1	0.5 – 1	0.5 – 1

Требования к объектам и их компонентам

УТВЕРЖДАЮ

TT-01.02.04-01



УТВЕРЖДАЮ

Группа компаний ГПН

г. Санкт-Петербург

ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ С НАРУЖНЫМ И ВНУТРЕННИМ ЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЕМ

Технические требования

- 1 РАЗРАБОТАН Российским государственным университетом нефти и газа (национальным исследовательским университетом) имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), УЗТС ДДНГ ПАО «Газпром нефть»
- 2 СОАВТОР Начальник управления организации ПИР ООО «Газпромнефть-Развитие»
- 3 ВЛАДЕЛЕЦ ПРОЦЕССА Начальник управления эксплуатации трубопроводных систем ПАО «Газпром нефть»

Введение

Настоящий стандарт устанавливает технические требования эксплуатирующей организации к стальным промышленным трубопроводам (далее трубопроводы) с наружным и внутренним защитным покрытием (далее покрытия) на нефтяных месторождениях, к элементам этих трубопроводов и их соединениям, которые должны быть реализованы при проектировании, разработке и строительстве этих трубопроводов и при поставке отдельных элементов.

Дата печати 14.03.2017 13:15:00



УТВЕРЖДАЮ

TTT-01.02.04.01-03, версия 1.0



УТВЕРЖДАЮ

Группа компаний ГПН

г. Санкт-Петербург

Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования

Трубная продукция, в том числе с внутренней и внешней изоляцией

Книга 2. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа

- 1 РАЗРАБОТАН Начальник департамента экспертизы ПСД и поддержки капитального строительства ООО «Газпромнефть-НТЦ»
- 2 СОАВТОР Начальник управления организации ПИР ООО «Газпромнефть-Развитие»
- 3 ВЛАДЕЛЕЦ ПРОЦЕССА Начальник управления эксплуатации трубопроводных систем ПАО «Газпром нефть»

Введение

Настоящие технические требования, содержат необходимые и достаточные требования к конструктивному и материалому исполнению трубной продукции с внутренней и внешней антикоррозионной изоляцией, методам и объемам испытаний и контроля при изготовлении указанной продукции, его комплектности, консервации и упаковке при изготовлении и поставке в адрес Группы компаний ГПН.

Дата печати 14.03.2017 13:22:00



УТВЕРЖДАЮ

Группа компаний ГПН

г. Санкт-Петербург

Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования

Фасонные изделия, трубы с внутренней и наружной изоляцией

Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа

АН Начальник департамента экспертизы ПСД и поддержки капитального строительства ООО «Газпромнефть-НТЦ»

Начальник управления организации ПИР ООО «Газпромнефть-Развитие»

ПРОЦЕССА Начальник управления эксплуатации трубопроводных систем ПАО «Газпром нефть»

Введение

Настоящие технические требования, содержат необходимые и достаточные требования к конструктивному и материалому исполнению фасонных изделий (деталей), в том числе с внутренней и наружной антикоррозионной изоляцией, вехах испытаний и контроля при изготовлении указанной продукции, его комплектности, консервации и упаковке при изготовлении и поставке в адрес Группы компаний ГПН.

31.03.2017 13:00:00

Группа компаний ГПН

г. Санкт-Петербург

Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования

Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики

Книга 2. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа

- 1 РАЗРАБОТАН Департамент добычи нефти и газа ПАО «Газпромнефть»
- 2 СОАВТОР Начальник управления ПИР ООО «Газпромнефть-Развитие»
- 3 ВЛАДЕЛЕЦ ПРОЦЕССА Начальник управления эксплуатации трубопроводных систем ПАО «Газпромнефть»

Введение

Настоящий методический документ, содержит необходимые и достаточные требования к конструктивному и материалому исполнению камер запуска и приема средств очистки и диагностики, вехах испытаний и контроля при изготовлении указанной продукции, его комплектности, консервации и упаковке при изготовлении и поставке в адрес Группы компаний ГПН.

Том 1. Книга 2. Часть 3. Технические требования на изготовление и поставку оборудования

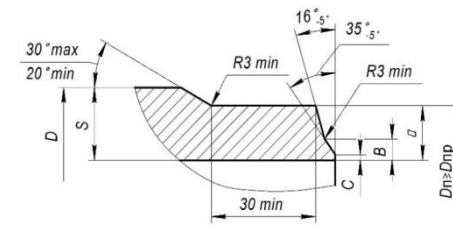
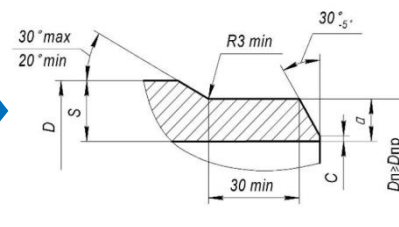
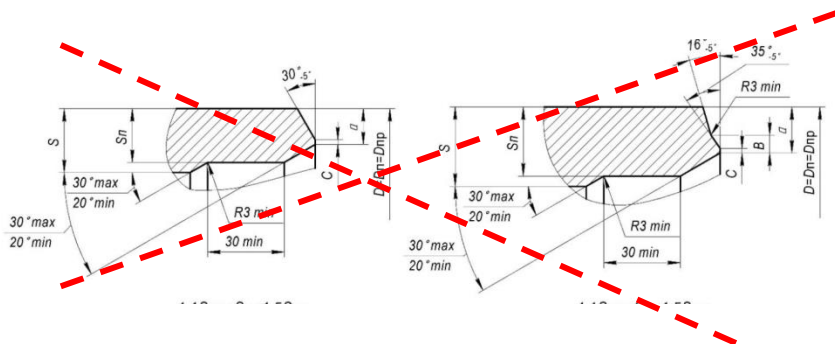
Дата печати 14.03.2017 13:29:00

Новые требования к соединительным деталям

Соединительные детали должны обеспечивать условие равнопроходности – внутренние диаметры деталей и трубопроводов должны быть равны. Для соединительных деталей трубопроводов диаметром 530 мм и более допускается сужение внутреннего диаметра соединительной детали не более 13 % от внутреннего диаметра присоединяемой трубы. При этом соединительные детали

- для труб наружным диаметром 114 мм должны иметь внутренний диаметр не менее 96 мм, но не более 98 мм;
- для труб наружным диаметром 159 мм внутренний диаметр должен быть не менее 137 мм, но не более 147 мм;
- для труб наружным диаметром 168 мм внутренний диаметр должен быть не менее 145 мм, но не более 156 мм;
- для труб наружным диаметром 219 мм внутренний диаметр должен быть не менее 188 мм, но не более 207 мм

Наружный диаметр соединительных деталей не нормируется

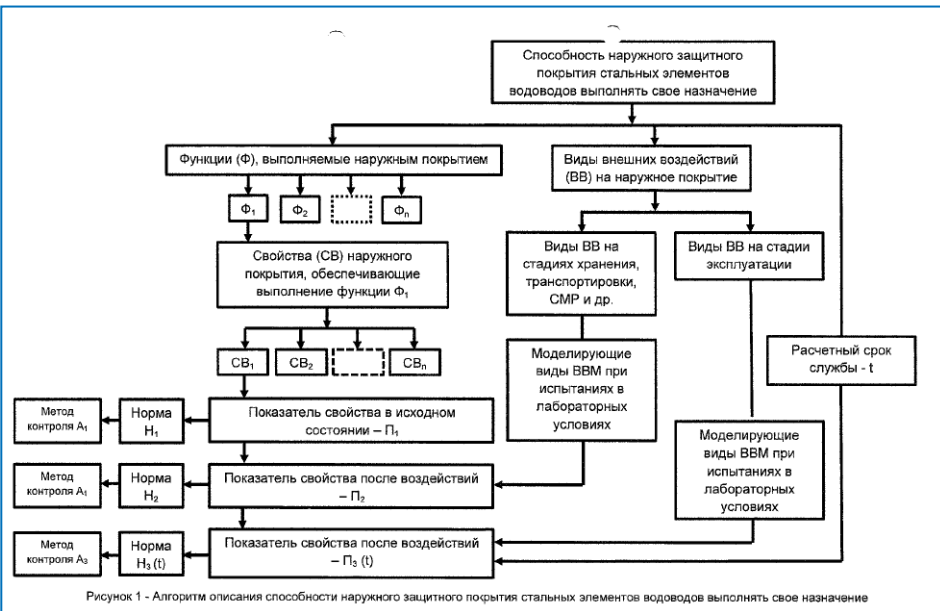


Новые требования к защитным покрытиям и их испытаниям



Таблица 1 – Технические требования к внутреннему покрытию стальных труб и фасонных изделий системы трубопроводного транспорта продукции добывающих скважин

Свойство	Показатель	Норма	Метод испытания и методика контроля
1	2	3	4
1 Дефектность внешняя:			
-в исходном состоянии при температуре плюс (20±5) °С	Внешний вид	Отсутствие пропусков, пузырей, вздутий, отслоений	Метод по ГОСТ 9.407 Методика по Приложению Б
-после выдержки 100 сут. при температуре $[T_{\text{н}}^{\text{н}} - i]_{\text{э.т.2}}^{\circ\text{C}}$ и давлении $[P_{\text{н}}^{\text{н}} - i]_{\text{э.м.2}} \text{ МПа}^{**}$ в модельных средах		Отсутствие пузырей, вздутий, размягчения покрытия, значительного изменения цвета	Метод по ГОСТ 9.407 Методика по Приложению Б
а) в 3%-ном водном растворе NaCl			
б) в безводной нефти			
-после декомпрессии с предварительной выдержкой в течение 24 ч. при температуре $[T_{\text{н}}^{\text{н}} - i]_{\text{э.т.2}}^{\circ\text{C}}$ и давлении $[P_{\text{н}}^{\text{н}} - i]_{\text{э.м.2}} \text{ МПа}$ в 5%-ном водном растворе NaCl, насыщенном CO ₂ и N ₂		Отсутствие пузырей, вздутий	Метод по ГОСТ 9.407 Методика по Приложению Б
-после циклического изменения температуры от $[T_{\text{н}}^{\text{н}} - i]_{\text{э.т.1}}^{\circ\text{C}}$ до $[T_{\text{н}}^{\text{н}} - i]_{\text{э.т.2}}^{\circ\text{C}}$ при периодической пропарке при числе циклов не менее 10		Отсутствие отслаивания на краевых участках образца	Метод по ГОСТ 9.407 Методика по Приложению Б
2 Геометрические размеры:			
-в исходном состоянии при температуре плюс (20±5) °С	Толщина, мм, не менее	Рекомендации Поставщиков материалов и соответствие требованиям настоящего стандарта	Метод по ГОСТ 31993 (ISO 2808) Методика по Приложению В
3 Способность сохранять геометрические размеры:			
-после воздействия потока жидкости со скоростью $[P_{\text{н}}^{\text{н}} - i]_{\text{э.л.1}} \text{ м/с}^{****}$ и концентрацией мех. примесей, $[P_{\text{н}}^{\text{н}} - i]_{\text{э.л.2}}$, не более, мг/дм ³ *****	Скорость изменения толщины покрытия, мкм/ч, не более	0,0034 ¹⁾ при сроке службы t_p не менее 10 лет	Метод по ГОСТ 20811 или Методика по Приложению Г



От требований бизнес-потребителей к ГОСТ Р



УТВЕРЖДАЮ ТТ-01.02.04-01

_____ (подпись)

_____ (должность)

_____ (подпись) _____ (подпись)

_____ 2017 г.

ГАЗПРОМ
ПЕТАРОСНАС НАСНАСНАС НАСНАСНАС НАСНАСНАС
НАСНАСНАС НАСНАСНАС НАСНАСНАС

Группа компаний ГПН
г. Санкт-Петербург

**ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ С НАРУЖНЫМ И
ВНУТРЕННИМ ЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЕМ**

Технические требования

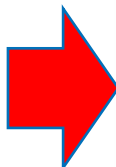
1. РАЗРАБОТАН Российским государственным университетом нефти и газа (национальным исследовательским университетом) имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), УЗТС ДДНГ ПАО «Газпром нефть»
2. СОАВТОР: Начальник управления организации ПИР ООО «Газпромнефть-Развитие»
3. ВЛАДЕЛЕЦ ПРОЦЕССА: Начальник управления эксплуатации трубопроводных систем ПАО «Газпром нефть»

Введение

Настоящий стандарт устанавливает технические требования эксплуатационной организации к стальным промышленным трубопроводам (далее: трубопроводы) с наружным и внутренним защитным покрытием (далее: покрытие) на нефтяных месторождениях, к элементам этих трубопроводов и их соединениям, которые должны быть реализованы при проектировании, разработке и строительстве этих трубопроводов и при поставке отдельных элементов.

Дата печати 14.03.2017 13:15:00

1



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

PG НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р (проект,
третья редакция)

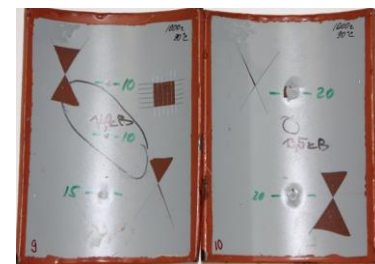
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТЯНЫЕ

**ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ С НАРУЖНЫМ И
ВНУТРЕННИМ ЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЕМ**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

*Настоящий проект стандарта не подлежит
применению до его утверждения*

Москва
Стандартинформ
201_



Спасибо за внимание!

