

**Сводка замечаний ко второй редакции проекта национального стандарта
ГОСТ Р «Защитные лакокрасочные покрытия внутренней поверхности стальных труб и соединительных деталей, используемых в нефтяной промышленности. Общие технические требования»**

	Структурный элемент стандарта	Наименование организации	Существующая редакция либо описание несоответствия	Замечание, предложение	Заключение разработчика
1	Ко всему документу	ПАО «СинТЗ» № С 05/00543 от 15.10. 2015		Замечания и предложения отсутствуют.	Принято к сведению
2	Ко всему документу	ОАО «НЛМК» №251-1/00218 от 29.10.2015		Замечания и предложения отсутствуют.	Принято к сведению
3	Ко всему документу	ПАО «СТЗ» эл. письмо от 01.02. 2016		Замечания и предложения отсутствуют.	Принято к сведению
4	Ко всему документу	ПАО «ТАГМЕТ» №50/27-147 от 01.02.2016		Замечания и предложения отсутствуют.	Принято к сведению
5	Ко всему документу	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		<p>Подходы, принятые по тексту стандарта противоречат ГОСТ Р 1.5 (см. п. 3.9) и ГОСТ 1.5 (см.п.7.5):</p> <ul style="list-style-type: none"> - стандарт вида «общие технические требования» должен иметь структуру и содержание, аналогичные структуре и содержанию раздела "технические требования" стандарта вида «общие технические условия» - правила приемки, методы контроля, правила транспортирования должны быть установлены в отдельных стандартах. <p>Привести, структуру и содержание проекта в соответствие с требованиями ГОСТ Р 1..5 и ГОСТ 1.5: реструктурировать текст и уточнить его содержание, либо изменить вид стандарта (также, с соответствующей корректировкой текста проекта).</p> <p>Также обращаю внимание на несистемность требований проекта в части контроля:</p>	Принято. Привести структуру проекта ГОСТ Р в соответствии с требованиями ГОСТ Р 1.5 и ГОСТ 1.5

				приведены методы контроля, но выборка для него отсутствует; для ряда испытаний непонятно, на каком количестве образцов их следует проводить	
6	Ко всему документу	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Упорядочить терминологию согласно области действия стандарта: в разделе 1 для труб и соединительных деталей к ним принят термин «трубные изделия», тем не менее, далее по тексту требования зачастую отнесены исключительно к трубам, либо применяется исходный термин «трубы и соединительные детали» (например, см. 7.7, раздел 8, А.2.1, В.2.1 и т.д.)	Принято
7	Ко всему документу	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Упорядочить терминологию «не выше» - «не более», «не ниже» - «не менее» (см. 6.1, 6.5.1, 8.3 и т.д.)	Принято
8	Ко всему документу	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Упорядочить терминологию «стальная подложка», «металлическая подложка», «металлическая поверхность», «защищаемая поверхность» и т.д. (в том числе с учетом области действия стандарта – покрытие стальных изделий)	Принято. «поверхность трубных изделий»
9	Ко всему документу	АО «НГС- Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Не понятна структура стандарта, а также подходы, примененные при построении проекта стандарта. Примененный подход противоречит ГОСТ Р 1.5 (п.3.9), а также ГОСТ 1.5 (п. 7.5). В частности, стандарт общих технических требований разрабатывают, когда положения, регламентирующие классификацию данной группы однородной продукции, правила приемки, методы контроля, правила транспортирования и хранения, изложены в отдельных стандартах. Привести, структуру и содержание проекта стандарта в соответствие с требованиями ГОСТ Р 1.5 и ГОСТ 1.5: - провести анализ исходной информации	Принято. Привести структуру проекта ГОСТ Р в соответствие с требованиями ГОСТ Р 1.5 и ГОСТ 1.5

				<p>текста и оставить только необходимый текст, исключив лишнее;</p> <p>- либо изменить тип проекта стандарта, соответственно подведя под него всю необходимую базу (соответствующие корректировки и изменения по всему проекту стандарта).</p>	
10	Ко всему документу	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Оформить в соответствии с п.6.1 ГОСТ 1.5	Принято
11	Ко всему документу	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		<p>Упорядочить терминологию, согласно области действия стандарта, а также:</p> <p>«стальная подложка» - «металлическая подложка» - «металлическая поверхность» - «защищаемая поверхность» и т.д.</p> <p>Выбрать только одно обозначение</p>	Принято. «поверхность трубных изделий»
12	Ко всему документу	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Считаем целесообразным ввести в проект стандарта следующий элемент: «Введение», согласно п. 3.5 ГОСТ 1.5	Отклонено
13	Ко всему документу	ООО «ТМК НЕФТЕГАЗСЕРВИС» №12-07/140 ОТ 16.02.2016		<p>Не понятна структура стандарта, а также подходы, примененные при построении проекта стандарта.</p> <p>Примененный подход противоречит ГОСТ Р 1.5 (п.3.9), а также ГОСТ 1.5 (п. 7.5).</p> <p>В частности, стандарт общих технических требований разрабатывают, когда положения, регламентирующие классификацию данной группы однородной продукции, правила приемки, методы контроля, правила транспортирования и хранения, изложены в отдельных стандартах.</p> <p>Привести, структуру и содержание проекта стандарта в соответствие с требованиями ГОСТ Р 1.5 и ГОСТ 1.5:</p> <p>- провести анализ исходной информации текста и оставить только необходимый текст, исключив лишнее;</p>	Принято. Привести структуру проекта ГОСТ Р в соответствии с требованиями ГОСТ Р 1.5 и ГОСТ 1.5

				- либо изменить тип проекта стандарта, соответственно подведя под него всю необходимую базу (соответствующие корректировки и изменения по всему проекту стандарта).	
14	Ко всему документу	ООО «ТМК НЕФТЕГАЗСЕРВИС» №12-07/140 ОТ 16.02.2016		Оформить в соответствии с п.6.1 ГОСТ 1.5	Принято
15	Ко всему документу	ООО «ТМК НЕФТЕГАЗСЕРВИС» №12-07/140 ОТ 16.02.2016		Упорядочить терминологию, согласно области действия стандарта, а также: «стальная подложка» - «металлическая подложка» - «металлическая поверхность» - «защищаемая поверхность» и т.д. Выбрать только одно обозначение	Принято. «поверхность трубных изделий»
16	Ко всему документу	ООО «ТМК НЕФТЕГАЗСЕРВИС» №12-07/140 ОТ 16.02.2016		Считаем целесообразным ввести в проект стандарта следующий элемент: «Введение», согласно п. 3.5 ГОСТ 1.5	Отклонено
17	Ко всему документу, разделы 8, 9 и 10.	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» №1-10/570 от 29.01.2016		В разделе 8 (таблицы 1 и 2) приведены 2 различные классификации условий эксплуатации (транспортируемых сред) по степени их коррозионной агрессивности. При этом: - наименования степеней коррозионной агрессивности разные в таблице 1 (высокая и низкая) и таблице 2 (слабоагрессивная, среднеагрессивная и высокоагрессивная); - таблицы 1 и 2 не несут никакой смысловой нагрузки, т.к. проведение испытаний в разделах 8, 9 и 10 (таблицы 3-4, 6-7, 9-10) связывается только с объектами (нефтепромысловые коммуникации, НКТ, бурительные трубы) и никак не увязано со степенями коррозионной агрессивности. Требуется унифицировать (или привести соответствия обоих шкал коррозионной	Принято. Таблицы 1, 2 привести в виде справочного приложения

				агрессивности) Требуется определить для каких степеней агрессивности необходимо проводить полный или неполный циклы испытаний, например для слабоагрессивной и высокоагрессивной сред они будут разными.	
18	Ко всему документу, все приложения.	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016		Необходимо указать из каких нормативных документов взять описание методик проведения измерений.	Принято
19	Ко всему документу, таблицы 3-4, 6-7, 9-10	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016		Большинство предлагаемых испытаний являются распространенными и описаны во множестве стандартов. Если приведенные в приложениях методики проведения измерений модифицированы по отношению к оригиналу (ГОСТ и др.), то - для этого требуется обоснование (почему нельзя было использовать стандартную методику, например по ГОСТу?) - они должны быть метрологически аттестованы (это должны быть методики выполнения испытаний, МВИ) Необходимо переработать и привести ссылки на нормативные документы (ГОСТ, ИСО и др.), по которым можно выполнить измерения показателей ЛКП (адгезия и др.)	Принято. Привести ссылки на НД
20	Ко всему документу	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	В проекте стандарта содержатся требования к покрытию труб и фасонных изделий трубопроводов и требования к технологическому процессу внутренней изоляции труб и фасонных изделий трубопроводов покрытием из лакокрасочных материалов (ЛКМ), что недопустимо и не соответствует названию стандарта.	Необходимо удалить из стандарта требования к процессу изоляции, в частности, к подготовке поверхности металла, к изолируемым трубам и фасонным изделиям трубопроводов, к ЛКМ и т.п.	Принято частично. Требования к технологии получения покрытия привести в виде рекомендуемого приложения
21	Ко всему документу	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От	Защитное покрытие трубной продукции заводского производства не является самостоятельным изделием. Оно является неотъемлемой частью металлополимерного	Недопустимо разрабатывать отдельный стандарт на защитное покрытие трубной продукции заводского производства. Стандарт должен разрабатываться на трубную	Принято к сведению

		24.11.2016	изделия, представляющего собой сочетание стальной цилиндрической оболочки с поверхностным полимерным слоем.	продукцию с защитным покрытием. Потребитель получает трубную продукцию с защитным покрытием, а не покрытие для этой продукции. Многие изделия машиностроительного производства имеют защитное покрытие, но никто не разрабатывает стандарт на покрытие этого изделия. Например, бурильные трубы производят с фосфатным покрытием замковой резьбы и требования к этому покрытию содержатся в стандарте на бурильные трубы.	
22	Ко всему документу	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Логика при разработке подобного стандарта должна быть единой - следует отталкиваться от запасов, которые добывают нефтегазовые компании (поднимают насосами из скважин, транспортируют по стальным трубопроводам и т.д.). Для обеспечения длительного ресурса эксплуатации промышленных трубопроводов наносят внутренние покрытия. Все эти добываемые жидкости и газы несут в себе влияющие факторы. Для минимизации влияния этих факторов и должны производиться покрытия. Методы испытаний покрытий должны как раз и устанавливать факт снижения влияния этих факторов на стальной трубопровод.	Принято к сведению
23	Таблицы проекта стандарта	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Оформить таблицы в соответствии с ГОСТ 1.5-2001(п. 4.5.2).	Принято
24	Титульный лист	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Оформить в соответствии со стандартом ГОСТ Р 1.5-2012 (п. 5.7 и п. 5.9)	Принято
25	Титульный лист	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина №		Защитные покрытия на основе лакокрасочных материалов органической природы.	Отклонено

		440/8793 От 24.11.2016			
26	Титульный лист	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Согласно действующих стандартов: «Фасонные изделия трубопровода».	Отклонено
27	Титульный лист	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Заменить нефтяную промышленность на нефтяные месторождения.	Отклонено
28	Содержание. Приложение А и Б	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Определение диэлектрической сплошности покрытия методом электроискровой дефектоскопии». «Определение диэлектрической сплошности покрытия методом мокрой губки»	Следует объединить Приложения А и Б в одно Приложение под названием «Определение диэлектрической сплошности покрытия», а внутри рассмотреть оба метода испытаний.	Отклонено. Приложение А исключить
29	Содержание, Приложение В и Г	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Определение адгезии покрытия методом решетчатых надрезов». «Определение адгезии покрытия методом Х-образного надреза».	Следует объединить Приложения В и Г в одно Приложение под названием «Определение адгезии покрытия», а внутри рассмотреть оба метода испытаний. Неясно, почему исключен широко и успешно применяемый метод «Отрыва грибка», позволяющий объективно оценить усилие отрыва.	Отклонено. Приложения В и Г исключить
30	Содержание. Приложение Д	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Стойкость покрытия при трехточечном изгибе».	Заменить на «Определение диэлектрической сплошности покрытия при трехточечном изгибе».	Отклонено. Приложение Д переработать
31	Содержание. Приложение Е	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Определение стойкости покрытия к истиранию».	Заменить на «Определение стойкости покрытия к износу».	Отклонено. Приложение Е исключить
32	Содержание. Приложение Ж	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Определение площади отслаивания покрытия при катодной поляризации».	Исключить, т.к. для внутренней поверхности трубной продукции не применяется катодная защита и не происходит катодная поляризация на внутренней поверхности покрытия, вызывающая отслаивание покрытия.	Принято

33	Содержание. Приложение К	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Автоклавные испытания».	Следует указать, что определяют при испытаниях в автоклаве.	Принято. Приложение К переработать
34	Содержание. Приложение Л	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Стойкость покрытия к быстрой декомпрессии».	Сопротивление покрытия декомпрессии. Бессмысленно писать быстрая или медленная декомпрессия. Следует указать и обосновать в методике испытаний скорость сброса давления.	Принято частично. Приложение Л переработать
35	Раздел 1, первый абзац	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	труб для нефтепромысловых коммуникаций	«труб для нефтепромысловых трубопроводных коммуникаций» - соответственно терминологии второго абзаца	Принято
36	Раздел 1, второй абзац, первое и второе перечисления	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- трубопроводы, обеспечивающие процесс перекачки - трубопроводы, обеспечивающие процесс транспортировки	«- трубопроводы для перекачки - трубопроводы для транспортировки»	Принято
37	Раздел 1, второй абзац	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Исключить. Не относится к области применения (см. п. 3.7 ГОСТ 1.5)	Принято в измененной редакции
38	Раздел 1, второй абзац	ООО «ГМК НЕФТЕГАЗСЕРВИС» №12-07/140 ОТ 16.02.2016		Исключить. Не относится к области применения (см. п. 3.7 ГОСТ 1.5)	Принято в измененной редакции
39	1 Область применения	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Нефтепромысловые трубопроводные коммуникации».	Следует заменить на «Нефтепромысловые трубопроводные системы».	Отклонено
40	1 Область применения	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Назначение трубопроводов привести в соответствие с ГОСТ Р 55990-2014.	Принято к сведению
41	2 Нормативные ссылки	РГУ нефти и газа (НИУ) имени		Перечень ссылочных документов в области стандартизации изложить в порядке,	Принято

		И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		установленном ГОСТ Р 1.5-2012 (п. 3.6).	
42	2 Нормативные ссылки	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	(Нет ссылки на новый ГОСТ 31149-2014 , а есть ссылка на приложение В, которое повторяет этот ГОСТ.)	Добавить: ГОСТ 31149-2014 (ISO 2409:2013) Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом решетчатого надреза.	Отклонено. Метод испытания исключен
43	2 Нормативные ссылки	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	(Нет ссылки на новый ГОСТ 32702.2-2014, а есть ссылка на приложение Г, которое повторяет этот ГОСТ)	Добавить: ГОСТ 32702.2-2014 (ISO 16276-2:2007) Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом Х-образного надреза.	Принято
44	2 Нормативные ссылки	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Дополнить ГОСТ 9.506 (см. табл.4). Исключить ГОСТ 31149 – на него ссылок в тексте нет. Для ГОСТ 9293, ГОСТ 31993, ГОСТ 32993, ГОСТ Р 55134, ГОСТ 55135 указать полные обозначения (для ГОСТ 31993 обозначение ИСО из наименования убрать). Перечень ссылочных стандартов упорядочить согласно 3.6.5 ГОСТ Р 1.5.	Принято частично
45	2 Нормативные ссылки	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Нет упоминаний в тексте проекта стандарта следующих документов, указанных в разделе 2: ГОСТ Р 12.1.019 и ГОСТ 31149.	Принято к сведению
46	2 Нормативные ссылки	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Название следующих стандартов следует изложить в верном варианте: 1. ГОСТ 31993-2013 (ISO 2808:2007) Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия; 2. ГОСТ 32299-2013 (ISO 4624:2002) Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом отрыва. 3. ГОСТ 31149-2014 (ISO 2409:2013) Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом решетчатого надреза.	Принято в измененной редакции
47	2 Нормативные	РГУ нефти и газа		Не указан в нормативных ссылках ГОСТ 9.506,	ГОСТ 9.506

	ссылки	(НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		который упоминается в таблицах 4,7,10 и Приложениях К и Л.	исключен
48	3 Термины и определения	ОАО "НК "Роснефть" эл. письмо от 24.11.2015		Внести определение нефтегазопроводы или уйти от него. Под это определение попадают и выкидные линии, поэтому надо вносить определение.	Принято
49	3 Термины и определения	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	(Описание термина:) срок службы трубопровода: ...	Удалить, т.к. далее по тексту данный термин не используется	Принято
50	3 Термины и определения	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	заказчик: организация, заинтересованная в выполнении работ Изготовителем	Конкретизировать, определение не раскрывает термина (заинтересованная организация не обязательно заказчик, например, при поставке через посредника)	Отклонено
51	3 Термины и определения	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	пластовые воды: высокоминерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л;	Конкретизировать, определение не раскрывает термина – в первую очередь это воды, находящиеся в нефтяных пластах	Принято
52	3 Термины и определения	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	промысловый трубопровод: сооружение, состоящее из системы трубопроводов, прокладываемых между площадками отдельных промысловых сооружений, для транспортирования воды, сырой и подготовленной нефти, конденсата, газа на нефтяных, <u>нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях</u>	Уточнить, не отвечает области действия стандарта (см. р.1 – покрытия трубных изделий, «предназначенных для строительства и эксплуатации объектов <u>нефтяных месторождений</u> »)	Принято частично
53	3 Термины и определения	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	[тиксотропность]... В практическом применении, тиксотропность характеризует способность лакокрасочного материала не образовывать потеки на вертикальных поверхностях.	Исключить: излишне, тем более что в тексте стандарта (см. 6.3.6) термин применяется без какого либо упоминания потеков	Принято. Термин уточнить
54	Раздел 3	ЗАО «СТГ» №И/1/29.01.2016/32 от 29.01.2016	соединительные детали трубопроводов: элементы трубопровода, предназначенные для изменения направления его оси, ответвления от него, изменения его диаметра и др. (отвод,	Уточнить формулировку с учетом п. 3.8 СП 33.13330.2012	Принято

			тройник, переход и др.)		
55	Раздел 3	ЗАО «СТГ» №И/1/29.01.2016/ 32 от 29.01.2016	срок службы трубопровода: календарная продолжительность от даты ввода трубопровода в эксплуатацию до даты прекращения эксплуатации;	Скорректировать с учетом определения приведенного в РД 39Р-00147105-025-02. Текущее определение некорректно, поскольку прекращение эксплуатации наступает после вывода из эксплуатации, которому предшествует наступление предельного состояния трубопровода.	Термин исключен
56	Раздел 3	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	В настоящем стандарте применены термины и определения по ГОСТ 9.008, ГОСТ 16504, ГОСТ 21014, а так же:	Первый абзац, после слов «а также..» дополнить текстом следующего содержания: «а также следующие термины с соответствующими определениями»	Принято
57	Раздел 3	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Термины и определения выстроить в алфавитном порядке	Принято
58	Раздел 3	ООО «ТМК НЕФТЕГАЗСЕРВИС» №12-07/140 ОТ 16.02.2016		Термины и определения выстроить в алфавитном порядке	Принято
59	3 Термины и определения	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Каждой терминологической статье присваивают номер, состоящий из номера раздела «Термины и определения» и отделенного от него точкой порядкового номера статьи в этом разделе. После каждой терминологической статьи ставят точку (ГОСТ 1.5-2001 п.3.9).	Принято
60	3 Термины и определения	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Определения после термина указываются с прописной буквы, а сам термин - со строчной (ГОСТ 1.5-2001 п.3.9).	Принято
61	3 Термины и определения	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	абразивная обработка: механический способ подготовки поверхности при помощи абразивного материала;	Чем обусловлен отказ от существующего определения по ГОСТ 23505?	Принято. Ссылка на ГОСТ 23505

62	Раздел 4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	4 Обозначения и сокращения АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения; БТ – бурильные трубы; ЛКМ – лакокрасочные материалы; НД – нормативные документы; НТД – нормативно-технические документы; НКТ – насосно-компрессорные трубы; СО2 – диоксид углерода (углекислый газ); СН4 – метан; Н2S – сероводород; NaCl – хлорид натрия; N2 – азот; O2 – кислород; NaOH – гидроксид натрия; Na2CO3 – карбонат натрия; HCl – соляная кислота; HF – фтористоводородная кислота; СН3СООН – уксусная кислота; ПАВ – поверхностно-активные вещества; ТМС – техническое моющее средство.	Дополнить сокращением «ЭВМ» - согласно Ж.2.10	Отклонено. Метод испытания и Приложение Ж исключены
63	Раздел 4	АО «НГС- Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Исключить из «обозначений сокращений» термин НТД – нормативно-техническая документация. Не используется в современной практике. Оставить только НД – нормативный документ Дополнительно, дополнить раздел сокращением «ЭВМ», согласно Ж.2.10	Принято частично
64	4 Обозначения и сокращения	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Раздел следует начинать со слов «В настоящем стандарте применены следующие сокращения:»	Принято
65	4 Обозначения и сокращения	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	АСПО - асфальто-смоло-парафиновые отложения.	Пишется слитно.	Принято

66	4 Обозначения и сокращения	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	CO ₂ - диоксид углерода (углекислый газ); CH ₄ - метан; H ₂ S - сероводород; NaCl - хлорид натрия; N ₂ - азот; O ₂ - кислород; NaOH - гидроксид натрия; Na ₂ CO ₃ - карбонат натрия; HCl - соляная кислота; HF - фтористоводородная кислота; CH ₃ COOH - уксусная кислота.	Есть ли смысл указывать в этом разделе общепринятые обозначения химических веществ?	Принято. Обозначения химических веществ исключить
67	5.1	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Покрытия должны обеспечивать защиту от коррозионно-эрозионного разрушения внутренней поверхности трубных изделий, используемых на нефтепромыслах, в процессе эксплуатации в условиях воздействия водо-нефтегазовых сред различной степени агрессивности.	Перенести в Р.6 «Требования к технологии получения покрытия». Это конкретное требование и никаким образом не относится к общим положениям, согласно наименования Р.5 «Общие положения»	Отклонено
68	5.1	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Коррозионно-эрозионного разрушения...». Эрозионное изнашивание, вызываемое потоком жидкости, и гидроабразивное изнашивание, вызываемое потоком жидкости, содержащей механические примеси -это принципиально различные по механизму процессы.	Заменить на «Коррозионно-гидроабразивное разрушение».	Отклонено
69	5.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	При выборе типа покрытия необходимо учитывать факторы, определяющие опасность коррозии внутренней поверхности трубных изделий нефтепромысловых трубопроводов: условия эксплуатации, состав транспортируемой среды, температуру и давление в системе, скорость и характер движения потока, наличие абразивных частиц в потоке жидкости, состав и свойства попутного нефтяного газа, наличие АСПО, проявление жизнедеятельности микроорганизмов.	Исключить – выбор типа покрытия не входит в область действия стандарта.	Принято
70	5.2	АО «НГС-Нижневартовск»	При выборе типа покрытия необходимо учитывать факторы, определяющие	Исключить. Не имеет отношения к области действия	Принято

		№145 от 29.01.2016	опасность коррозии внутренней поверхности трубных изделий нефтепромысловых трубопроводов: условия эксплуатации, состав транспортируемой среды, температуру и давление в системе, скорость и характер движения потока, наличие абразивных частиц в потоке жидкости, состав и свойства попутного нефтяного газа, наличие АСПО, проявление жизнедеятельности микроорганизмов	проекта стандарта.	
71	5.2	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«При выборе типа покрытия...»	В проекте стандарта, согласно его названию, должны рассматриваться требования к внутреннему защитному покрытию, а не выбор типа покрытия, который должен проводиться в соответствии с этими требованиями. _	Принято. П. 5.2 исключить
72	5.2	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«. .необходимо учитывать факторы, определяющие опасность коррозии внутренней поверхности трубных изделий нефтепромысловых трубопроводов: условия эксплуатации, состав транспортируемой среды, температуру и давление в системе, скорость и характер движения потока, наличие абразивных частиц в потоке жидкости, состав и свойства попутного нефтяного газа, наличие АСПО, проявление жизнедеятельности микроорганизмов»._	Общая фраза, не являющаяся требованием к внутреннему покрытию. Следует исключить.	Принято
73	5.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Нанесение покрытия на внутреннюю поверхность трубных изделий следует выполнять в заводских условиях по технологии Изготовителя	«Нанесение покрытия на внутреннюю поверхность трубных изделий следует выполнять в заводских условиях» - согласно определения р.3 термина «изготовитель»	п. 5.3 исключить
74	5.3	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Нанесение покрытия на внутреннюю поверхность трубных изделий следует выполнять в заводских условиях по технологии Изготовителя.	Конкретизировать Изготовителя. Какой понимается изготовитель: трубных изделий или покрытия?	п. 5.3 исключить
75	5.3	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина №	Нанесение покрытия на внутреннюю поверхность трубных изделий следует выполнять в заводских условиях по	Это не требование к внутреннему покрытию. Следует исключить.	Принято

		440/8793 От 24.11.2016	технологии Изготовителя.		
76	5.4	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	В зависимости от температуры эксплуатации покрытия классифицируются на: - покрытия стандартного типа – температура эксплуатации до 80 °С; - покрытия термостойкого типа – температура эксплуатации выше 80 °С (зависит от рекомендаций производителя ЛКМ).	Не относится к общим положениям. Это конкретная классификация покрытия в зависимости от температуры эксплуатации. Перенести в соответствующий раздел.	п. 5.4 исключить
77	5.4	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«- покрытия стандартного типа - температура эксплуатации до 80 °С; - покрытия термостойкого типа - температура эксплуатации выше 80 °С (зависит от рекомендаций производителя ЛКМ)».	Заменить на: «-покрытия нормального исполнения. - покрытия теплостойкие».	п. 5.4 исключить
78	5.5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	В процессе транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ необходимо предусматривать специальные меры, исключая механические повреждения защитного покрытия внутренней поверхности трубных изделий	Исключить – транспортировка, в т.ч. погрузочно-разгрузочные работы не входят в область действия стандарта (не является техническими требованиями, кроме того, см. соответствующие замечания по виду стандарта).	Принято частично. П. 5.5. переработать
79	5.5	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	В процессе транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ необходимо предусматривать специальные меры, исключая механические повреждения защитного покрытия внутренней поверхности трубных изделий.	Исключить. Данный пункт не вписывается в общую структуру стандарта (стандарт общих технических требований), кроме того, см. соответствующее замечание по структуре стандарта.	Принято частично. П. 5.5. переработать
80	5.5	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	В процессе транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ необходимо предусматривать специальные меры, исключая механические повреждения защитного покрытия внутренней поверхности трубных изделий.	Это не требование к внутреннему покрытию. Это требование к транспортированию труб с покрытием. Следует исключить, т.к. стандарт на покрытие без трубы	Принято частично. П. 5.5. переработать
81	5.6	ЗАО «СТГ» №И/1/29.01.2016/32 от 29.01.2016	Покрытие должно выдерживать воздействие окружающей среды без отслаивания, растрескивания и нарушения сплошности при температурах:<...>	В стандарте не приведены указания на применяемые методы контроля отслаивания	Принято к сведению
82	5.6	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от	Покрытие должно выдерживать воздействие окружающей среды без отслаивания, растрескивания и нарушения сплошности при	Не относится к Р.5. Это конкретное требование при транспортировании и хранении.	Принято частично. П. 5.6. переработать

		29.01.2016	температурах: - от минус 45 °С до плюс 60 °С – при транспортировании, проведении погрузочно-разгрузочных и строительно-монтажных работ; - от минус 60 °С до плюс 60 °С – при хранении.		
83	5.6	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Покрытие должно выдерживать воздействие окружающей среды без отслаивания, растрескивания и нарушения сплошности.	А разве растрескивание не является нарушением сплошности. Поэтому растрескивание следует исключить. Кроме воздействия окружающей среды, покрытие должно выдерживать деформации металла трубы, ударные воздействия на нее при транспортных и монтажных работах, фрикционное воздействие потока жидкости, содержащего механические примеси и др. Данный пункт требует серьезной переработки и еще раз подтверждает недопустимость разработки стандарта на внутреннее покрытие трубы отдельно без изолированной этим покрытием трубы.	Принято частично. П. 5.6. переработать
84	5.7	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	При необходимости очистки внутренней поверхности трубопроводов от асфальто-смоло-парафиновых отложений с помощью внутритрубных очистных устройств их конструкция не должна приводить к механическим повреждениям защитного покрытия	Исключить – выбор конструкции внутритрубных очистных устройств не входит в область действия стандарта	Отклонено
85	5.7	ЗАО «СТГ» №И/1/29.01.2016/32 от 29.01.2016	При необходимости очистки внутренней поверхности трубопроводов от асфальто-смоло-парафиновых отложений с помощью внутритрубных очистных устройств их конструкция не должна приводить к механическим повреждениям защитного покрытия.	Изложить в редакции: «При необходимости очистки внутренней поверхности трубопроводов от асфальтовых, смоляных, парафиновых отложений с помощью внутритрубных очистных устройств, их конструкция должна исключать повреждение защитного покрытия.»	Отклонено
86	5.7	ООО «Темерсо-инжиниринг» №РО-1602-01 от	При необходимости очистки внутренней поверхности трубопроводов от асфальто-смоло-парафиновых отложений с помощью	При необходимости очистки внутренней поверхности трубопроводов от асфальто-смоло-парафиновых отложений с помощью	Отклонено

		01.02.2016	внутритрубных очистных устройств их конструкция не должна приводить к механическим повреждениям защитного покрытия.	внутритрубных очистных устройств, конструкция этих устройств не должна приводить к механическим повреждениям защитного покрытия.	
87	5.7	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	При необходимости очистки внутренней поверхности трубопроводов от асфальто-смоло-парафиновых отложений с помощью внутритрубных очистных устройств их конструкция не должна приводить к механическим повреждениям защитного покрытия.	Не относится к защитным покрытиям. Исключить за очевидностью.	Отклонено
88	5.7	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	При необходимости очистки внутренней поверхности трубопроводов от асфальто-смоло-парафиновых отложений с помощью внутритрубных очистных устройств их конструкция не должна приводить к механическим повреждениям защитного покрытия.	Это не требование к внутреннему покрытию. Необходимо исключить.	Отклонено
89	5.8	ООО «Темерсо-инжиниринг» №РО-1602-01 от 01.02.2016	Отсутствуют требования по шаблонированию трубопроводов с внутренним покрытием	При необходимости шаблонирования трубопроводов с внутренним покрытием с помощью шаблонов-оправок, конструкция этих оправок не должна приводить к механическим повреждениям защитного покрытия.	Отклонено
90	Раздел 6	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Требования к технологии получения покрытия	Заголовок не отвечает фактическому содержанию раздела: фактически приведены: требования к трубным изделиям и ЛКМ (6.2, 6.3) не являются технологией.	Принято. Уточнить наименование раздела Раздел 6 переработать
91	Раздел 6	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Требования к технологии получения покрытия	Наименование раздела 6 «Требование к технологии получения покрытия» заменить на «Технические требования». Наименование заголовка раздела – не соответствует тексту, приведенному в данном разделе. Требования к трубным изделиям и ЛКМ – не являются технологией!	Принято. Уточнить наименование раздела Раздел 6 переработать
92	6	РГУ нефти и газа	Требования к технологии получения покрытия	Необходимо исключить.	Раздел 6

		(НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	- это не требования к внутреннему покрытию		переработать
93	6.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Требования к параметрам окружающей среды При нанесении покрытия должны соблюдаться следующие требования к параметрам окружающей среды...	Текст перенести в 6.5 – указанные условия должны соблюдаться при нанесении и отверждении покрытия, о чем и идет речь в 6.5	Раздел 6 переработать
94	6.1	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Температура воздуха при нанесении покрытия должна быть не ниже 15 °С	Согласно ГОСТ 9.410-88 Покрытия порошковые полимерные. Типовые технологические процессы, п.1.4: Все операции технологического процесса получения покрытия проводят при температуре воздуха 15-30 °С. Температура воздуха при нанесении 15-30 °С	Принято
95	6.2	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Требования к трубным изделиям	Исключить п. 6.2 из раздела 6 «Требования к технологии получения покрытия» - не соответствует наименованию раздела. Должны быть приведены конкретные требования к технологии получения покрытия.	Уточнить наименование раздела
96	6.2.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Трубные изделия должны соответствовать требованиям НД, утвержденным в установленном порядке	«Трубные изделия должны соответствовать требованиям НД, утвержденных в установленном порядке» (согласно р.р.4 НД – нормативные документы)	Принято
97	6.2.1	ЗАО «СТГ» №И/1/29.01.2016/32 от 29.01.2016	Трубные изделия должны соответствовать требованиям НД, утвержденным в установленном порядке	Пункт исключить или конкретизировать, указав ссылки на НД или, по крайней мере, уточнив виды и категории НД, определяющих требования к трубным изделиям.	Отклонено
98	6.2.1	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Трубные изделия должны соответствовать требованиям НД, утвержденным в установленном порядке	Изложить в следующей редакции: «трубные изделия, на внутреннюю поверхность которых наносится покрытие, по сортаментной части, техническим требованиям, должны соответствовать требованиям НД, утвержденным в установленном порядке.	Отклонено
99	6.2.2	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Трубные изделия должны проходить следующие виды входного контроля: - измерительный – на соответствие геометрических параметров требованиям НД;	Конкретизировать. Где и у кого трубные изделия должны проходить входной контроль? Кроме того, не относится к требованиям получения покрытия – это методы контроля.	Принято частично. Раздел 6 переработать

			<p>- визуальный – для выявления вмятин, раковин, задиров, острых выступов, наплавленных капель металла, шлака и других поверхностных дефектов;</p> <p>- органолептический – на наличие на внутренней поверхности масляных и других загрязнений.</p>	Перенести в соответствующий раздел.	
100	6.2.2	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	<p>Трубные изделия должны проходить следующие виды входного контроля:</p> <p>...</p> <p>- органолептический – на наличие на внутренней поверхности масляных и других загрязнений</p>	<p>Удалить - органолептический – ..., т.к. «Органолептическая оценка — это обобщённый результат оценки качества, выполненный с помощью органов чувств человека. Особенно велико значение этой оценки для характеристики вина, чая, кофе, кондитерских товаров, и т. п.»</p> <p>Так как для оценки наличия на внутренней поверхности масляных и других загрязнений в ГОСТ 9.402 есть п. 6.4 Контроль качества обезжиривания, в котором приводятся 3 метода: капельный метод, метод смачиваемости, метод протирки, которые не являются органолептическими.</p> <p>А в ИСО 8502 рассматриваются методы определения содержания водорастворимых солей и пыли, которые тоже не являются органолептическими.</p>	Отклонено
101	6.2.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Трубные изделия должны проходить следующие виды входного контроля	«Трубные изделия должны проходить входной контроль» - с учетом вида стандарта основная мысль о необходимости проведения входного контроля, но не о его видах (см. также аналогичный п.6.3.5 – контроль ЛКМ)	Отклонено
102	6.2.2, второе перечисление	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	<p>- визуальный – для выявления вмятин, раковин, задиров, острых выступов, наплавленных капель металла, шлака и других поверхностных дефектов;</p>	<p>Уточнить:</p> <p>Визуальный контроль является частным случаем органолептического контроля</p> <p>Предусмотреть возможность осмотра на просвет в случаях, когда визуальный контроль с расстояния не более 60 см невозможен</p>	Отклонено
103	6.2.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд	Трубные изделия с выявленными дефектами, в том числе и после абразивной обработки, не	Текст не отвечает заголовку 6.2 – изложить в виде требования к трубным изделиям или	Принято. П. 6.2.3 дополнить

		(ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	соответствующие требованиям НД, нанесению покрытия не подлежат.	исключить	
104	6.2.3	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Трубные изделия с выявленными дефектами, в том числе и после абразивной обработки, не соответствующие требованиям НД, нанесению покрытия не подлежат.	Изложить в следующей редакции: «не допускается наносить покрытие на внутреннюю поверхность трубных изделий, не соответствующих требованиям НД, а также с выявленными дефектами поверхности.»	П. 6.2.3 переработать
105	6.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Требования к лакокрасочным материалам	«Требования к ЛКМ» – согласно сокращений, принятых в р.4	Принято
106	6.3	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Требования к лакокрасочным материалам	Заменить на: «Требования к ЛКМ», в соответствии с Р.4.	Принято
107	6.3.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	ЛКМ должны быть предназначены для нанесения на поверхность, выполненную из низколегированных и углеродистых сталей.	Исправить стилистическую ошибку – поверхность неотъемлемая часть изделия, в данном случае не может рассматриваться «сама по себе» «ЛКМ должны быть предназначены для нанесения на поверхность трубных изделий из углеродистой и низколегированной стали»	Принято
108	6.3.2	ООО «Гемерсо-инжиниринг» №РО-1602-01 от 01.02.2016	ЛКМ должны быть предназначены для нанесения на поверхность, выполненную из низколегированных и углеродистых сталей.	Т.к. на практике возможны случаи, когда трубопровод выполнен из легированной марки стали, но не обеспечивает защиту от асфальто-смоло-парафиновых отложений, то в этом случае необходимо наносить и внутреннее покрытие: ЛКМ должны быть предназначены для нанесения на поверхность, выполненную из низколегированных, углеродистых и <u>легированных</u> сталей.	Отклонено
109	6.3.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	ЛКМ должны соответствовать требованиям НД Поставщика на конкретный материал и обеспечивать получение покрытия с показателями, отвечающими требованиям настоящего стандарта	«ЛКМ должны соответствовать требованиям НД, утвержденных в установленном порядке» - отдельно указывать в стандарте о необходимости обеспечения требований этого же стандарта, т.е. самого себя, не имеет смысла + аналогично 6.2.1	Принято

110	6.3.3	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Поставщик ЛКМ должен предоставить технические данные, включающие: - параметры нанесения и отверждения ЛКМ; ... - тип оборудования для нанесения ЛКМ; ...	Параметры нанесения определяются, исходя из типа и особенностей оборудования для нанесения материала Предприятие-поставщик материала, ..., должен предоставить технические данные, включающие: - методы нанесения; - параметры отверждения; ...	Принято
111	6.3.3	АО «НГС- Нижевартовск» №145 от 29.01.2016	ЛКМ должны соответствовать требованиям НД Поставщика на конкретный материал и обеспечивать получение покрытия с показателями, отвечающими требованиям настоящего стандарта	Исключить, не имеет никакого смысла. Отдельно указывать в проекте стандарта о необходимости выполнения требований этого же стандарта?	Принято
112	6.3.4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Поставщик ЛКМ должен предоставить технические данные, включающие: - параметры нанесения и отверждения ЛКМ; ... - срок и условия хранения ЛКМ.	Исключить – требование НД на ЛКМ, не входит в область действия стандарта	Принято частично. Раздел 6 переработать
113	6.3.4	АО «НГС- Нижевартовск» №145 от 29.01.2016	Поставщик ЛКМ должен предоставить технические данные, включающие: - параметры нанесения и отверждения ЛКМ; ... - срок и условия хранения ЛКМ.	Исключить – требование НД на ЛКМ, не входит в область действия стандарта	Принято частично. Раздел 6 переработать
114	6.3.5	АО «НГС- Нижевартовск» №145 от 29.01.2016	ЛКМ должны проходить входной контроль на сохранность тары, срок хранения, соответствие данным сертификата качества Поставщика материала.	Конкретизировать. У кого должны проходить входной контроль ЛКМ? Исключить или перенести данный пункт в соответствующий раздел – не относится к требованиям получения покрытия.	Отклонено
115	6.3.5	АО «НГС- Нижевартовск» №145 от 29.01.2016	ЛКМ должны проходить входной контроль на сохранность тары, срок хранения, соответствие данным сертификата качества Поставщика материала.	Дополнить: «Технические показатели свойств, методы испытаний ЛКМ, объём входного контроля устанавливаются отдельными требованиями Изготовителя». Пояснение: В связи с отсутствием в России единых подходов к оценке качества материалов под нанесение покрытий, российские и	Отклонено

				иностранные производители материалов в своих сертификатах качества указывают различные показатели и методы контроля, что не позволяет обеспечить достаточный входной контроль по данным сертификатов качества в лаборатории изготовителя покрытия. До разработки данных требований, предлагается сделать ссылку на внутренние требования каждого изготовителя	
116	6.3.6	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Тиксотропность ЛКМ должна обеспечивать однородность толщины покрытия по диаметру трубных изделий при отсутствии вращения	Уточнить «Тиксотропность ЛКМ должна обеспечивать однородность толщины покрытия по всей внутренней поверхности трубных изделий при отсутствии вращения» - покрытие наносят на поверхность изделия	Отклонено
117	6.3.6	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Тиксотропность ЛКМ должна обеспечивать однородность толщины покрытия по диаметру трубных изделий без вращения.	Уточнение «для жидких ЛКМ»	Принято
118	6.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Подготовка поверхности включает: - устранение дефектов поверхности (заусенцев, сварочных брызг, острых кромок); ... - обеспыливание.	С учетом требований 6.4.2-6.4.3 исключить (кроме того, загрязнения поверхности, приведенные в первом и предпоследнем перечислениях, не соответствуют указанным в 6.2.2, четвертое перечисление не согласовано с вводной фразой)	Принято
119	6.4.1	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Подготовка поверхности включает: - устранение дефектов поверхности (заусенцев, сварочных брызг, острых кромок); - удаление масляных и жировых загрязнений; - удаление водорастворимых солей; - сушка, в случае образования конденсата или выпадения осадков; - удаление продуктов коррозии, прокатной окалины, предыдущих покрытий; - обеспыливание.	Данный пункт изложить в следующей редакции: «внутренняя поверхность трубных изделий должна проходить соответствующую подготовку. Технология подготовки поверхности, должна быть определена в НД, действующей на предприятии Изготовителе покрытия.	П. 6.4.1 исключить
120	6.4.1	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Подготовка поверхности включает; - устранение дефектов поверхности (заусенцев, сварочных брызг, острых кромок); - удаление масляных и жировых загрязнений;	Дополнить: « - придание поверхности необходимой шероховатости»	П. 6.4.1 исключить

			<ul style="list-style-type: none"> - удаление водорастворимых солей; - сушка, в случае образования конденсата или выпадения осадков; - удаление продуктов коррозии, прокатной окалины, предыдущих покрытий; - обеспыливание. 		
121	6.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Технология подготовки поверхности определяется НД, действующей на предприятии Изготовителе покрытия	Внутренняя поверхность трубных изделий должна пройти подготовку в соответствии с документацией Изготовителя	П. 6.4.1 исключить
122	6.4.2	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Технология определяется НД, действующей...	Согласно п. 4. Обозначения и сокращения, НД – нормативные документы, следовательно, «определяется НД, действующими...» Технология определяется НД, действующими...	П. 6.4.2 исключить
123	6.4.2	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Технология подготовки поверхности определяется НД, действующей на предприятии Изготовителе покрытия.	Внутренняя поверхность трубных изделий должна пройти подготовку в соответствии с документацией Изготовителя.	П. 6.4.2 исключить
124	6.4.4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Критериями качества подготовки поверхности являются: - степень очистки от окислов; ... - содержание водорастворимых солей.	Изложить в виде требования или, с учетом 6.4.3 исключить	Принято. Изложить в виде требований
125	6.4.4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- степень обеспыливания	В стандарте 8502-3 нет понятия «степень обеспыливания» - есть «класс по размеру частиц» и «количественная характеристика». Заменить «степень обеспыливания» на «запыленность».	Принято
126	6.4.4 Критериями качества подготовки поверхности являются:	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	<ul style="list-style-type: none"> - степень очистки от окислов; - шероховатость поверхности; - степень обеспыливания; - содержание водорастворимых солей. Отсутствует «степень обезжиривания»	Добавить: - степень обезжиривания	Принято
127	6.5.1	АО «НГС-	Интервал времени между абразивной	Текст изложить перечислениями:	Принято

		Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	обработкой и началом нанесения покрытия должен быть не более 2 ч при относительной влажности воздуха не более 80 % и 3 ч при относительной влажности воздуха не более 60 %.	«... должен быть не более: - 3 ч при относительной влажности воздуха не более 60%; - 2 ч при относительной влажности воздуха 60% и более».	
128	6.5.2.	АО «Орский МЗ» эл. письмо от 13.01.2016	Технологические параметры нанесения и отверждения покрытия должны соответствовать требованиям Поставщика ЛКМ.	Технологические параметры нанесения и отверждения покрытия должны соответствовать требованиям Изготовителя (Поставщика) ЛКМ.	Отклонено
129	6.5.2.	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Технологические параметры нанесения и отверждения покрытия должны соответствовать требованиям Поставщика ЛКМ.	Методы нанесения и параметры отверждения покрытия должны соответствовать требованиям поставщика ЛКМ	Принято
130	Раздел 7	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	7 Требования к контролю покрытия 7.1 Контроль покрытия включает следующие виды испытаний 7.4 Приемо-сдаточные испытания покрытия включают	Устранить противоречие: согласно заголовка и структуры раздела, а также 7.1 контроль включает в себя испытания, согласно 7.4 – испытания включают в себя контроль. (Согласно ГОСТ 16504 испытания включают в себя оценивание и (или) контроль)	Принято. Раздел 7 переработать
131	Раздел 7	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Раздел изложить в следующей логической последовательности: 1 Категории испытаний 2 Назначение каждого вида испытаний 3 В каких случаях проводят 4 Показатели, по которым проводят испытания. В существующей редакции логическая последовательность нарушена, требования изложены разрозненно, отдельные положения отсутствуют Классификацию испытаний в 7.1 изложить в порядке: - приемо-сдаточные; - квалификационные; - периодические.	Принято. Раздел 7 переработать
132	7.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд	Контроль покрытия включает следующие виды испытаний...	По ГОСТ 15309 для перечисленных испытаний предусмотрен термин «категории»	Принято

		(ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		испытаний	
133	7.1	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Контроль покрытия включает следующие виды испытаний: - квалификационные; - приемо-сдаточные; - периодические.	Необходимо добавить опытно-промышленные испытания (ОПИ), предусмотренные нефтегазовыми компаниями на байпасных линиях.	Отклонено
134	7.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Ответственным за организацию квалификационных испытаний является Поставщик ЛКМ, приемо-сдаточных и периодических испытаний – Изготовитель покрытия.	Изложить в виде примечания к 7.1 – ответственность за те или иные испытания не входит в область действия стандарта. Уточнить - поставщик ЛКМ не может быть ответственным за организацию квалификационных испытаний, т.к. для проведения квалификационных испытаний необходима производственная площадка Изготовителя (см.7.3). Безусловно, поставщик ЛКМ по своей инициативе также может провести испытания в независимой лаборатории в объеме квалификационных, но эта деятельность не входит в область действия стандарта	п. 7.2 исключить
135	7.2	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Ответственным за организацию квалификационных испытаний является Поставщик ЛКМ, приемо-сдаточных и периодических испытаний - Изготовитель покрытия.	Привести в соответствие термины: 1. «Поставщик ЛКМ» (заменить на «1 поставщик»); 2. «Изготовитель покрытия» (заменить на «Изготовитель»).	п. 7.2 исключить
136	7.2	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Ответственным за организацию квалификационных испытаний является Поставщик ЛКМ, приемо-сдаточных и периодических испытаний - Изготовитель покрытия.	Это не требование к внутреннему покрытию. Это требование к процессу изоляции. Необходимо исключить	Принято
137	7.3	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	Квалификационные испытания проводят до начала использования ЛКМ, при освоении технологии нанесения покрытия. Не расписано, что в себя включают квалификационные испытания по сравнению с п.7.4, где четко указано, что включают в себя приемо-сдаточные испытания	Расписать, что в себя включают квалификационные испытания. Предлагаем написать: Квалификационные испытания проводят по показателям 1-11 таблицы 3 проекта рассматриваемого ГОСТ.	Принято

138	7.3	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Квалификационные испытания проводят до начала использования ЛКМ, при освоении технологии нанесения покрытия.	Это не требования к защитному внутреннему покрытию и методам контроля их выполнения. Необходимо исключить.	Принято частично. Раздел 7 переработать
139	7.4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- контроль маркировки изделия	Исключить, указанные требования отсутствуют	Принято
140	7.4 и далее по тексту	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- определение адгезии к металлической поверхности	Уточнить: согласно области действия стандарта вариантов материала нет - это сталь, а поверхность сама по себе не существует: - определение адгезии к поверхности трубных изделий	П. 7.4 переработать
141	7.4 и текст проекта в целом	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	7.4 Приемо-сдаточные испытания покрытия включают: - контроль внешнего вида; - определение толщины; - контроль диэлектрической сплошности; - контроль маркировки изделия; - определение адгезии к металлической поверхности.	В отличие от квалификационных и периодических испытаний для приемо-сдаточных испытаний отсутствуют методы контроля приведенных параметров (методы, приведенные в проекте согласно 7.7, касаются только квалификационных и периодических испытаний)	Принято. Отредактировать
142	7.4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Дополнить объем приемо-сдаточных испытаний: степень отверждения для наплавленных эпоксидных покрытий, твердость по Бухгольцу для жидких	Принято
143	7.4	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Перечень приемо-сдаточных испытаний. Не указаны методы испытаний.	Указать методы для приемо-сдаточных испытаний.	Принято
144	7.4	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Приемо-сдаточные испытания покрытия включают: - контроль внешнего вида; - определение толщины; - контроль диэлектрической сплошности; - контроль маркировки изделия; - определение адгезии к металлической поверхности.	Контроль маркировки не является требованием к внутреннему покрытию.	Принято
145	7.5	ООО «Башнефть-	Периодические испытания проводят: - в объемах и в сроки, установленные в НТД;	Добавить: - в объемах и в сроки, установленные в НТД,	Отклонено

		Добыча» эл. письмо от 16.12.2015		но не реже одного раза в год (Т. к. столкнулись с тем, что в некоторых ТУ объемы и сроки периодических испытаний не прописаны)	
146	7.5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- в объемах и в сроки, установленные в НТД	«- с периодичностью...» конкретизировать «в НТД»	Отклонено
147	7.5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- при освоении технологии нанесения покрытия;	Исключить, по 7.3 попадает под квалификационные испытания	Принято
148	7.5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- при изменении марки или Поставщика ЛКМ	Исключить, «новые марки ЛКМ» и «новые поставщики» попадают под квалификационные испытания (в случае необходимости сделать соответствующее уточнение в 7.3), а «освоенные» марки и поставщики попадают под действие первого и последнего перечислений	Принято
149	7.5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- при изменении основных параметров технологического процесса	Конкретизировать «основных параметров» - каких, насколько или исключить	Отклонено
150	7.5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- дополнительно, по требованию Заказчика	Объединить с первым перечислением: «- с периодичностью, установленной в НТД... и/или с периодичностью по требованию Заказчика» - в противном случае непонятно, как установленная Заказчиком периодичность испытаний соотносится с периодичностью «по умолчанию»	Принято. Формулировку исключить
151	7.5	АО «Орский МЗ» эл. письмо от 13.01.2016	Периодические испытания проводят: - при изменении марки или Поставщика ЛКМ;	А ответственный за них Изготовитель? Как соотносится с п. 7.2?	Принято. Формулировку исключить
152	7.5	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Периодические испытания проводят в объемах и в сроки, установленные в НТД;	Уточнить, что данная информация установлена в НД, действующих на предприятии Изготовителе покрытия. Периодические испытания проводят в объемах и в сроки, установленные в НТД,	Отклонено

				действующих на предприятии изготовителе покрытия.	
153	7.5	АО «НГС- Нижевартовск» №145 от 29.01.2016	Периодические испытания проводят в объемах и в сроки, установленные в НТД;	<p>Добавить: - в объемах и в сроки, установленные в НТД, но не реже одного раза в год (Т. к. столкнулись с тем, что в некоторых ТУ объемы и сроки периодических испытаний не прописаны) Дополнение: «...в объемах и в сроки, установленные в НТД, но не реже одного раза в год. Испытания проводятся на одной из систем покрытий, прошедших квалификацию, для подтверждения качества продукции и стабильности технологического процесса в установленный период времени». Пояснение: В ГОСТ 15.309-98 (п.7.1) оговаривается, что периодические испытания необходимы для подтверждения качества продукции и стабильности технологического процесса. Если изготовитель потребляет материалы различных поставщиков и сочетает их в однотипных системах, то он будет нести огромные расходы на подтверждение качества каждой комбинации материалов в одной системе покрытий. К примеру, потребляя продукцию двух поставщиков порошковых красок и двух поставщиков праймера, потребуется проведение периодических испытаний на 4 комбинациях материалов ежегодно. При этом, наличие более одного поставщика однотипного материала, обусловлено снижением рисков, связанных с зависимостью от одного поставщика, а также иными форс-мажорными обстоятельствами.</p>	Отклонено
154	7.5	РГУ нефти и газа	«Периодические испытания проводят:	Это требование к процессу изоляции, а не к	Отклонено

		(НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	<ul style="list-style-type: none"> - в объемах и в сроки, установленные в НТД; - при освоении технологии нанесения покрытия; - при изменении марки или Поставщика ЛКМ; - при изменении основных параметров технологического процесса; - дополнительно, по требованию Заказчика» 	внутреннему покрытию. Требуется исключить.	
155	7.6	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	Квалификационные и периодические испытания должны проводиться независимой лабораторией, имеющей аттестат аккредитации национального органа.	<p>Удалить пункт.</p> <p>Т.к. Обязательная сертификация лакокрасочных покрытий не проводится! Существует добровольная сертификация лакокрасочной продукции.</p> <p>Такие требования как проведение испытаний в независимой лаборатории, имеющей аттестат аккредитации национального органа в ГОСТе на покрытия внутренней поверхности стальных труб писать нельзя, т.к. такие вещи должны быть прописаны для начала в Законе.</p> <p>В ГОСТе можно прописать только объем и периодичность испытаний и то, что в независимой лаборатории испытания проводятся по требованию Заказчика.</p>	Принято частично
156	7.6	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Квалификационные и периодические испытания должны проводиться независимой лабораторией, имеющей аттестат аккредитации национального органа.	<p>Предлагаемая редакция:</p> <p>«Квалификационные и периодические испытания должны проводиться лабораторией, имеющей соответствующую аккредитацию испытательной лаборатории»</p> <p>Пояснения:</p> <p>Испытательная лаборатория не обязательно должна быть независимой.</p> <p>Изготовитель, имея свою аккредитованную лабораторию, может сам проводить испытания. Ограничений на это нет.</p> <p>Комментарии к предлагаемой редакции ООО «Баш-нефть-Добыча»:</p> <p>Данный ГОСТ учитывает только проведение испытаний в аккредитованной лаборатории.</p> <p>Проведение сертификации - обязательной или</p>	Принято частично

				добровольной - не рассматривается.	
157	7.6	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Квалификационные и периодические испытания должны проводиться независимой лабораторией, имеющей аттестат аккредитации национального органа.	Это требования к качеству процесса изоляции, труб, а не к внутреннему покрытию. Следует исключить.	Принято частично
158	7.6	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8829 От 28.11.2016	Квалификационные и периодические испытания должны проводиться независимой лабораторией, имеющей аттестат аккредитации национального органа.	Требования к испытательным лабораториям установлены Федеральным законом «О техническом регулировании» от 27.12.2002 N 184-ФЗ и не должны трактоваться разработчиками проекта стандарта.	Принято частично
159	7.7	ОАО "НК "Роснефть" эл. письмо от 24.11.2015	7.7 Квалификационные и периодические испытания проводят: - для труб и соединительных деталей нефтепромысловых коммуникаций по показателям таблицы 3, определенным до и после выдержки в агрессивных средах согласно таблице 4; - для насосно-компрессорных труб по показателям таблицы 6, определенным до и после выдержки в агрессивных средах согласно таблице 7; - для бурильных труб по показателям таблицы 9, определенным до и после выдержки в агрессивных средах согласно таблице 10.	Не верные ссылки на таблицы. Последовательно по тексту начинают указывать с Таблицы 1 и т.д. В ГОСТ сначала идет ссылка на табл.3-10. Требуется изменить построение документа.	Принято
160	7.7	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-ИнД (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- для труб и соединительных деталей нефтепромысловых коммуникаций	Согласно р.1: «- для трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций»	Принято
161	7.7	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Квалификационные и периодические испытания проводят: - для труб и соединительных деталей нефтепромысловых коммуникаций по показателям таблицы 3, определенным до и после выдержки в агрессивных средах согласно таблице 4; - для насосно-компрессорных труб по показателям таблицы 6, определенным до и после выдержки в агрессивных средах	Данный пункт требует уточнения. Насосно-компрессорные и бурильные трубы не входят в нефтепромысловые коммуникации? С какой целью сделано разграничение? Вначале сделать акцент на насосно-компрессорных трубах, бурильных и затем на остальных. Кроме того, после данного пункта должны идти соответствующие таблицы, а не когда-то потом по тексту стандарта.	Принято. Отредактировать

			согласно таблице 7; - для бурильных труб по показателям таблицы 9, определенным до и после выдержки в агрессивных средах согласно таблице 10.		
162	7.7	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Квалификационные и периодические испытания проводят: - для труб и соединительных деталей нефтепромысловых коммуникаций по показателям таблицы 3, определенным до и после выдержки в агрессивных средах согласно таблице 4; - для насосно-компрессорных труб по показателям таблицы 6, определенным до и после выдержки в агрессивных средах согласно таблице 7; - для бурильных труб по показателям таблицы 9, .».	Это требования к качеству процесса изоляции трубной продукции, а не требования к внутреннему покрытию этой продукции. Необходимо исключить. Таблицы не имеют показатели.	Отклонено
163	7.8	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Приемо-сдаточные испытания проводят на трубных изделиях	Допустить проведение приемо-сдаточных испытаний на образцах (см. контроль адгезии, диэлектрической сплошности, приложения А-Г)	Принято частично
164	7.8	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	на металлических образцах	«На стальных образцах» - согласно области действия стандарта	Принято
165	7.8	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Приемо-сдаточные испытания проводят на трубных изделиях, квалификационные – на металлических образцах с покрытием, периодические – на образцах, вырезанных из трубных изделий, на свободной пленке покрытия и/или на металлических образцах-свидетелях с покрытием	Непонятно, почему при освоении технологической линии или нового материала покрытие следует проводить не на изделии, а на модельных образцах. В этом случае влияние технологического процесса полностью исключено	Принято. Отредактировать
166	7.8	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	Приемо-сдаточные испытания проводят на трубных изделиях, квалификационные – на металлических образцах с покрытием, периодические – на образцах, вырезанных из трубных изделий, на свободной пленке покрытия и/или на металлических образцах-	Дополнить п.7.8 или добавить новый пункт с размерами образцов. Можно дополнить таблицы 3, 6, 9 или создать новую таблицу , в которой приводятся МЕТОД ИСПЫТАНИЯ-РАЗМЕРЫ ОБРАЗЦОВ. Так как, <i>Адгезия покрытия методом отрыва</i>	Принято частично

			свидетелях с покрытием.	<i>по ГОСТ 32299, стойкость покрытия при трехточечном изгибе, Стойкость к истиранию, Коэффициент соотношения емкостей и Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 9.409, Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации, стойкость к водяному пару по ГОСТ 9.409 предполагают использование только плоских образцов.</i>	
167	7.8	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Периодические испытания проводятся на образцах, вырезанных из трубных изделий, на свободной пленке покрытия и/или на металлических образцах-свидетелях с покрытием.	Нет определения образца-свидетеля. Добавить в п.3 «Термины и определения» определение «образец-свидетель».	Принято
168	7.8	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Приемо-сдаточные испытания проводят на трубных изделиях, квалификационные - на металлических образцах с покрытием, периодические - на образцах, вырезанных из трубных изделий, на свободной пленке покрытия и/или на металлических образцах-свидетелях с покрытием.	Это требования к качеству процесса изоляции трубной продукции, а не требования к внутреннему покрытию этой продукции. Необходимо исключить.	Принято. Отредактировать
169	Разделы 8-10	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-ИнД (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Наименование уточнить применительно вида и структуры стандарта – это требования (см. аналогичные разделы 6 и 7 – «требования...», в данном случае указано «трубы...»)	Принято
170	Раздел 8	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Это не требования к защитному покрытию трубной продукции.	Необходимо изменить название раздела.	Принято
171	8.1	ОАО "НК "Роснефть" эл. письмо от 24.11.2015	8.1 Осложняющими факторами при эксплуатации трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций являются: - содержание воды в транспортируемой среде; - рабочее давление; - рабочая температура; - pH транспортируемой среды; - количество H ₂ S, CO ₂ , O ₂ в транспортируемой среде;	8.1 Осложняющими факторами при эксплуатации трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций являются: - содержание воды в транспортируемой среде; - рабочее давление; - рабочая температура; - pH транспортируемой среды; - количество H ₂ S, CO ₂ , O ₂ в транспортируемой среде;	Принято

			<ul style="list-style-type: none"> - характеристика нефти и газа; - количество ионов хлора, других галогенов, ионов металлов; - скорости потока, режимы течения, количество песка и других механических примесей. 	<ul style="list-style-type: none"> - характеристика нефти и газа; - количество ионов хлора, других галогенов, ионов металлов; - скорость потока, режим течения, количество песка и других механических примесей. 	
172	8.1	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Осложняющими факторами при эксплуатации трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций являются: ...	<p>Перечисленные факторы обуславливают условия эксплуатации, не являются осложняющими. Осложняющими факторами было бы повышенное рабочее давление, повышенная рабочая температура</p> <p>Факторы, обуславливающие условия эксплуатации условия эксплуатации трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ... - ... 	Отклонено
173	8.1	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	...Условия эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов различного назначения представлены в таблице 1.	Предлагаемая редакция «... Основные условия эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов различного назначения представлены в таблице 1».	Принято
174	8.1	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	<p>Осложняющими факторами при эксплуатации трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - содержание воды в транспортируемой среде; - рабочее давление; - рабочая температура; - рН транспортируемой среды; - количество H₂S, CO₂, O₂ в транспортируемой среде; - характеристика нефти и газа; - количество ионов хлора, других галогенов, ионов металлов; - скорости потока, режимы течения, количество песка и других механических примесей. 	Исключить. Не соответствует Р.8 «Трубы и соединительные детали для нефтепромысловых коммуникаций»	Принято. П. 8.1 переработать
175	8.1	РГУ нефти и газа (НИУ) имени	Осложняющими факторами при эксплуатации трубных изделий для нефтепромысловых	Общая фраза, не являющаяся требованием к внутреннему покрытию и к изолируемой	Принято частично. П. 8.1

		И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	коммуникаций являются: - содержание воды в транспортируемой среде; - рабочее давление; - рабочая температура; - рН транспортируемой среды; - количество H2S, CO2, O2 в транспортируемой среде; - характеристика нефти и газа; - количество ионов хлора, других галогенов, ионов металлов; - скорости потока, режимы течения, количество песка и других механических примесей.	трубной продукции. Исключить.	переработать
176	8.1 Таблица 1	ОАО "НК "Роснефть" эл. письмо от 24.11.2015		Возникают следующие вопросы: 1. Почему рабочее давление нефтегазопроводов, выкидных линий только 22 атм.? водоводы до 6 атм? 2. Для чего в таблице 1 «общая минерализация» с ограниченными параметрами. При этом в табл.2 учтено все параметры.	Таб. 1 исключить
177	8.1 Таблица 1	АО «НГС-Нижевартовск» №145 от 29.01.2016		Неверно приведена нумерация таблицы. Условия эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов. Второй столбец, колонки 3 и 4 объединить вместе. Указать что обозначает прочерк.	Таб. 1 исключить
178	8.1, 8.2, 9.1, 10.1,	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	8.1 Осложняющими факторами при эксплуатации трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций являются: - содержание воды в транспортируемой среде; - рабочее давление; - рабочая температура; - рН транспортируемой среды; - количество H2S, CO2, O2 в транспортируемой среде; - характеристика нефти и газа;	Приведенные «осложняющие факторы» не являются требованиями к покрытию, и не имеют связи ними. Уточнить связь указанных данных с требованиями (возможно, оформить в виде приложений с соответствующими ссылками на них в тексте) или исключить (см. также соображения по табл.4)	Принято частично Таб. 1 исключить

			- количество ионов хлора, других галогенов, ионов металлов; - скорости потока, режимы течения, количество песка и других механических примесей.		
179	8.1 Таблица 1 8.2 Таблица 2	ОАО "НК "Роснефть" эл. письмо от 24.11.2015		В область применения попадают трубопроводы, обеспечивающие процесс транспортировки попутного нефтяного газа (конденсата)... в табл.1 и табл.2 они отсутствуют. Необходимо внести.	Таб. 1, 2 исключить
180	8.1 Таблица 1 8.2 Таблица 2	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016	О градации сред и условий эксплуатации мы говорили ранее и, наверное, она должна быть. Однако, далее градации по методам испытаний и средам нет, получается, что данные таблички подвисли в воздухе и не несут никакой дополнительной информации ни производителям ни потребителям.	Связать Таблицы 1,2 с методами испытаний, представленными в Таблицах 4,7,10	Таб. 1, 2 исключить
181	8.1 Таблица 1 8.2 Таблица 2	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Переработать с учетом факторов, приведённых в приложениях Распоряжения Минприроды №3-р от 01.02.2016 (классификации нефтей и газов), а также с учетом оценки агрессивности пластовых, сеноманских вод (отразить ссылку на документ, в соответствии с которым она определена).	Отклонено Таб. 1, 2 исключить
182	8.1 Таблица 1 8.2 Таблица 2	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Под названием условия эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов в таблице приведены общая минерализация и содержание коррозионно-активных компонентов в транспортируемых средах по различным нефтепромысловым трубопроводам, температура среды, давление, значения показатели pH среды. Отсутствуют скорости потока транспортируемых сред, концентрации, размер и твердость механических примесей.	Это не требования к внутреннему покрытию трубной продукции. Требуется исключить.	Принято
183	8.2	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Таблица 2 Характеристика транспортируемой среды Столбец 3 название «H ₂ S, CO ₂ , O ₂ , мг/л»	В некоторых строках указано значение данной характеристики с примечанием «суммарно или порознь»	Таб. 1, 2 исключить

				Изменить название на «содержание H ₂ S, CO ₂ , O ₂ , мг/л» Уточнить, какое значение является актуальным - суммарно или порознь	
184	8.2	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Классификация транспортируемых сред по осложняющим факторам эксплуатации нефтепромысловых коммуникаций В таблице 2 приведены степени агрессивности транспортируемых сред в зависимости от количества пластовой воды.	Исключить. Не соответствует Р.8 «Трубы и соединительные детали для нефтепромысловых коммуникаций»	Принято
185	8.2 Таблица 2	ОАО "НК "Роснефть" эл. письмо от 24.11.2015	До 20 (суммарно или порознь	Что за показатель «порознь»? необходимо заменить. Варианты: отдельно или суммарно.	Таб. 1, 2 исключить
186	8.2 Таблица 2	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016		Принятая в таблице градация полностью повторяет ГОСТ 31825 (таблица Ж). Сделать ссылку на ГОСТ 31825 и указать наименования степеней агрессивности как в ГОСТ 31825. Непонятно зачем изменены наименования агрессивности сред по сравнению с ГОСТ 31825.	Принято
187	8.2 Таблица 2	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	Указанная степень агрессивности справедлива для температуры эксплуатации до 60 °С. Повышение температуры эксплуатации на каждые 10 °С увеличивает степень агрессивности на одну ступень. Среды с температурой эксплуатации выше 80 °С относятся к высокоагрессивным	Предлагаемая редакция «Указанная степень агрессивности справедлива для температуры эксплуатации до 30 °С. Повышение температуры эксплуатации на каждые 10 °С увеличивает степень агрессивности на одну ступень. Среды с температурой эксплуатации выше 50 °С относятся к высокоагрессивным»	Таб. 1, 2 исключить
188	8.2 Таблица 2	ООО «Темерсо-инжиниринг» №РО-1602-01 от 01.02.2016	Отсутствуют предельные концентрации CO ₂ и O ₂ , для транспортируемой среды	Для НКТ, используемых на добывающих скважинах в большинстве российских месторождений основным осложняющим фактором является углекислотная коррозия. Для НКТ, используемых в системах ППД в большинстве российских месторождений основным осложняющим фактором является кислородная коррозия от растворенного кислорода в неочищенной воде.	Таб. 1, 2 исключить
189	8.2 Таблица 2	АО «НГС-Нижневартовск»		Неверно приведена нумерация таблицы. Классификация транспортируемых сред по	Таб. 1, 2 исключить

		№145 от 29.01.2016		осложняющим факторам эксплуатации трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций не отвечает наименованию раздела 8	
190	8.2 Таблица 2	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		В Примечании к таблице: 1. Указать, что обозначает знак прочерк. 2. Указать, что обозначает одна ступень и привести критерии ступени (шаг, интервал и т.д.)	Таб. 1, 2 исключить
191	8.3	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Технические требования к покрытию внутренней поверхности трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций. Покрытие трубных изделий должно обеспечивать уровень технических требований указанных в таблице 3, до и после испытаний в средах согласно таблице 4.	Исключить. Не соответствует Р.8 «Трубы и соединительные детали для нефтепромысловых коммуникаций»	Принято. Раздел 8 переработать
192	8.3 Таблица 3	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	«Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации»	Показатель «Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации» для труб с внутренним покрытием, предназначенных для нефтепромысловых коммуникаций и соединительных деталей, только если эти трубы будут эксплуатироваться в почве (при использовании электрохимической защиты). Необходимо сделать этот показатель дополнительным (только для условий эксплуатации труб с внутренним покрытием в почве).	Показатель «Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации» исключить
193	8.3 Таблица 3	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации в течение 24 ч при температуре $(65 \pm 3) ^\circ\text{C}$, потенциале на образце минус $(3,5 \pm 0,15) \text{ В}$, см^2 , не более Метод испытания «Приложение Ж»	Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации в течение 24 ч при температуре $(65 \pm 3) ^\circ\text{C}$, потенциале на образце минус $(3,5 \pm 0,15) \text{ В}$, см^2 , не более Метод испытания «ГОСТ Р 51164»	Показатель «Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации» исключить
194	8.3 Таблица 3 Колонка 2	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Неверно приведена нумерация таблицы. Толщина покрытия после испытаний в средах 1-6 (таблица 4) не может оставаться без изменений. Всегда будет естественное старение покрытия и «частичный унос	Принято

					покрытия» транспортируемой средой.									
195	8.3 Таблица 3 п. 1 и аналогично в других таблицах	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	1 Внешний вид покрытия: - исходный: Равномерное покрытие без пропусков и видимых дефектов: наплывов, шагрени, кратеров, пор, газовых пузырьков, морщин, включений твердых частиц.		На практике трубы с таким качеством не встречаются! Добавить конкретные дефекты, которые не влияют на защитные свойства (размер, количество и пр.) Для этого можно воспользоваться ГОСТ 9.032, который описывает класс покрытия и допустимые дефекты.	Принято. Уточнить класс покрытия по ГОСТ 9.032								
196	8.3 Таблица 3 п. 2	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016	2 Толщина покрытия, мкм: - после испытаний в средах 1–6 (таблица 4) Без изменения Может привести к разночтениям, поскольку у толщины есть какие-то отклонения, особенно на фасонных изделиях они могут колебаться в достаточно больших диапазонах и толщина может превышать номинал более чем в два раза. Если не прописать возможность данных отклонений может произойти разночтение результатов. С другой стороны при длительных выдержках происходит водопоглощение, которое приводит к незначительному увеличению толщины покрытия.		Дополнить данный пункт возможными отклонения по толщине. Уточнить, что речь идет о средней толщине.	Отклонено. Показатель исключен								
197	8.3 Таблица 3 п. 4 и аналогично в других таблицах	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	<table border="1"> <tr> <td>а) метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более:</td> <td></td> <td rowspan="3">Приложение В</td> </tr> <tr> <td>- исходная;</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>- после испытаний в средах 1–7 (таблица 4)</td> <td>2</td> </tr> </table>	а) метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более:		Приложение В	- исходная;	1	- после испытаний в средах 1–7 (таблица 4)	2		Метод испытания: Приложение В заменить на ГОСТ 31149-2014 (ISO 2409:2013). В настоящее время принят в действие ГОСТ 31149-2014 (ISO 2409:2013) Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом решетчатого надреза. Чтобы не было разночтений, предлагаю сослаться на него. Тем более, что и в приложении В и в ГОСТе 6-тибальные системы соответствуют друг другу	Метод испытания исключен	
а) метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более:		Приложение В												
- исходная;	1													
- после испытаний в средах 1–7 (таблица 4)	2													
198	8.3 Таблица 3 п. 4 и аналогично в других таблицах	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от	<table border="1"> <tr> <td>б) метод X-образного надреза, балл, не менее</td> <td></td> <td rowspan="2">Приложение Г</td> </tr> <tr> <td>- исходная;</td> <td>4А</td> </tr> </table>	б) метод X-образного надреза, балл, не менее		Приложение Г	- исходная;	4А		Метод испытания: Приложение Г заменить на ГОСТ 32702.2-2014 <table border="1"> <tr> <td>б) метод X-образного</td> <td></td> <td>ГОСТ 3270.2-</td> </tr> </table>	б) метод X-образного		ГОСТ 3270.2-	Принято
б) метод X-образного надреза, балл, не менее		Приложение Г												
- исходная;	4А													
б) метод X-образного		ГОСТ 3270.2-												

		16.12.2015	- после испытаний в средах 1–7 (таблица 4)	3А	надреза, балл, не менее		2014	
					- исходная;	1		
					- после испытаний в средах 1–7 (таблица 4)	2		
					В настоящее время принят в действие ГОСТ 32702.2-2014 (ISO 16276-2:2007) Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом Х-образного надреза. Чтобы не было разночтений, предлагаю ссылаться на него. Тем более, что 6-тибальные системы соответствуют друг другу, 12 только обозначаются в обратном порядке. (балл 1 - Следы отслаивания или удаления покрытия вдоль надрезов или в местах их пересечения, балл 2 - Выкрашивание покрытий вдоль любого из надрезов шириной до 1,5 мм)			
199	8.3 Таблица 3 п. 4	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016	Метод Х-образного и решетчатого надреза.		Убрать			Принято частично
200	8.3 Таблица 3 п. 4	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016	в) метод отрыва, МПа, не менее: 4,0 МПа		в) метод отрыва, МПа, не менее: 10,0 МПа			Принято
201	8.3 Таблица 3 п.6	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016	6 Степень отверждения покрытия (для покрытий на основе порошковых ЛКМ), °С		Степень отверждения (для покрытий на основе порошковых ЛКМ). Изменение температуры стеклования при первом и втором нагреве при проведении ДСК не более:			Принято частично
202	8.3 Таблица 3 п.6	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016			Необходимо дать более подробное пояснение по понятию «отверждение покрытия», а также по его величине (в значении указано только отклонение)			Принято частично
203	8.3 Таблица 3 п.8, 9	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от	8 Коэффициент соотношения емкостей при частотах 2 кГц и 20 кГц, не менее: 9 Тангенс угла диэлектрических потерь, не		Убрать			Принято

		22.01.2016	более:		
204	8.3 Таблица 3 п. 10	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016	Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации в течение 24 ч при температуре $(65 \pm 3) ^\circ\text{C}$, потенциале на образце минус $(3,5 \pm 0,15) \text{ В}$, см ² , не более	Обоснование применения данного метода контроля не является очевидным, поскольку с физической точки зрения катодного отслоения на внутренней поверхности трубы не происходит.	Принято. Показатель исключен
205	8.3 Таблица 3	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	В таблице 3 «Технические требования к покрытию внутренней поверхности трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций» в колонке методы испытания отсутствуют стандарты на методы контроля: - внешнего вида покрытия; - диэлектрическую сплошность покрытия; - адгезию покрытия; - стойкость при трехточечном изгибе; - стойкость к истиранию; - площадь отслаивания при катодной поляризации; - способность противостоять отложению АСПО.	Если имеются стандарты на указанные методы контроля, то их следует привести и убрать Приложения. Если они отсутствуют, то недопустимо указывать в стандарте нестандартизированные методы контроля в виде Приложений. Метод контроля внутреннего защитного покрытия трубной продукции на истирание абразивом, закрепленном на резиновом круге, не моделирует гидроабразивный износ покрытия потоком жидкости, содержащей мех. примеси, при котором и скорость изнашивания зависит от скорости потока жидкости с мех. примесями, концентрации мех. примесей и угла их атаки к поверхности покрытия. Сопротивление покрытия износу закрепленным абразивом и гидроабразивному износу определяется разными свойствами покрытия. В результате будут получены не объективные результаты испытаний.	Принято частично
206	8.3 Таблица 3	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Переработать таблицу 3 с учетом влияющих факторов (в соответствии с вышеуказанным замечанием №49) и приложить по каждому из факторов - методику проведения испытаний	Отклонено
207	8.3, 9.2, 10.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	до и после испытаний в средах согласно таблице 4	Уточнить: - «до и после» не соответствует ряду требований таблиц 4,7, 10 (например п.3, п.6 табл.3 и п.7 табл.6 и 9 и т.д.) - «в средах» не отвечает содержанию таблиц 4, 7, 10 – кроме сред там приведены параметры испытания, а также методы его проведения	Принято

208	8.3, 9.2, 10.2	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Таблица 3, 6, 9 Показатель 1 – Внешний вид покрытия	Значение для исходного показателя – равномерное покрытие без пропусков и видимых дефектов: наплывов, шагрени кратеров, пор, газовых пузырьков, морщин, включений твердых частиц. Значение для показателя после испытаний в средах – отсутствие разрушений: сыпи, пузырей и т.д. Для порошковых покрытий допускается незначительная шагрень. В стандартах ГОСТ Р 5534, ГОСТ Р 55135 нет показателя «степень отверждения покрытия». Сыпь – это дефект покрытия, не является разрушением покрытия.	Уточнить класс покрытия по ГОСТ 9.032
			Показатель – толщина Не допускается изменение толщины покрытия после испытаний Недопустимость незначительного изменения толщины покрытия после испытаний?	Определить допуски изменения толщины покрытия в результате испытаний.	Показатель исключить
			Показатель – Степень отверждения покрытия, °С	Название показателя «Изменение температуры стеклования покрытия, °С». Значение: $-3 \leq \Delta T_g \leq +3$	Отклонено
			Показатель – Стойкость к истиранию на абразивном ротационном приборе, CS-17, при нагрузке 1000 г после 1000 циклов вращения, мг, не более	Стойкость к истиранию – это свойство покрытия, показатель – потеря массы согласно приложению Е. Потеря массы при истирании (абразивные ролики CS-17, нагрузка 1000 г, 1000 циклов истирания), мг, не более	Принято
209	8.3, 9.2 - таблицы 3, 4, 7,	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		В заголовках таблиц исключить слова «внутренней поверхности» - излишни, это область действия стандарта (аналогично оформлению заголовков табл. 6, 9, 10)	Принято
210	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Диэлектрическая сплошность покрытия...	В графе «значение» указаны значения «5» и «90» не являющиеся нормами. Согласно А.5 и Б.5 результатом испытания является отсутствие или наличие пробоя, а в данном случае указаны значения прилагаемого напряжения – т.е. условия проведения	Принято. Отредактировать

			В/мкм, не менее; В, не менее	испытания. Оформить соответствующим образом (пример: нормирование для труб ударной вязкости, сплющивания, загиба – нормой при этом является не температура испытания, расстояние между сплющивающими поверхностями и радиус загиба, а ударная вязкость и отсутствие дефектов соответственно) Противоречит требованиям А.4.2, А.4.3	
211	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Диэлектрическая сплошность покрытия... метод мокрой губки (для покрытий толщиной не более 250 мкм), В....90	Не соответствует требованиям Б.4.5	Принято. Отредактировать
212	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Диэлектрическая сплошность покрытия Адгезия покрытия к стали	Не ясно, проводить испытания каждым методом испытаний или по каким-то одним, выборочно.	Отклонено
213	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Стойкость покрытия при трехточечном изгибе, мм, не менее	Аналогично соответствующих соображений по диэлектрической сплошности покрытия	Показатель заменить
214	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Стойкость к истиранию на абразивном ротационном приборе, CS-17, при нагрузке 1000 г после 1000 циклов вращения, мг, не более	Исключить дублирование приложения Е: «Стойкость к истиранию, мг, не более»	Принято. Отредактировать
215	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации в течение 24 ч при температуре (65 ± 3) °С, потенциале на образце минус (3,5 ± 0,15) В, см ² , не более	Исключить дублирование приложения Ж: «Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации, см ² , не более»	Показатель исключить
216	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Способность покрытия противостоять отложению АСПО	Не отвечает И.5 – результатом испытания согласно которого является «степень снижения парафиноудержания покрытия» - привести в соответствие	Показатель исключить
217	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Таблицы отличаются друг от друга несколькими значениями и двумя показателями. Привести одну таблицу с перечнем показателей, по которым оценивается качество покрытия до и после воздействий с	Отклонено

				разделением по назначению труб там, где требуется	
218	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	Показатель «Внешний вид покрытия» Метод испытания «Визуальный осмотр» Значение «Равномерное покрытие без пропусков и видимых дефектов: наплывов, шагрени, кратеров, пор, газовых пузырьков, морщин, включений твердых частиц» или «Отсутствие разрушений: сыпи, пузырей, растрескивания, отслаивания, точечной коррозии. Допускается изменение цвета и потеря блеска»	Показатель «Внешний вид покрытия» Метод испытания «ГОСТ 9.032» и/или «ГОСТ Р 9.414» Значение «__» (указать соответствующий класс покрытия и/или соответствующий показатель АД_).	Уточнить класс покрытия по ГОСТ 9.032 Отклонено
219	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	«Диэлектрическая сплошность покрытия»	Испытания на «диэлектрическую сплошность покрытия» проводить не по ASTM G 62-07, которое приведено в приложениях А и Б), а по ASTM D5162-08 . Методология подхода к измерению в обоих стандартах одинакова, но техническое воплощение несколько отличается. ASTM G 62-07 предназначен для изоляционных покрытий магистральных газопроводов, а для внутренних ЛКП наиболее подходящим является ASTM D5162-08. Разделение между методами А (метод мокрой губки) и Б (метод электроискровой дефектоскопии) в ASTM D5162-08 проводится при толщине покрытия 500 мкм.	Отклонено
220	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	Отсутствует	Поскольку внутренние ЛКП при эксплуатации могут испытывать перепады давления, то добавить: - показатель на « Стойкость к перепаду газового давления »; - метод испытания «ИСО 15741»; - значение «отсутствие блистеринга» (определять по ИСО 4628-2).	Отклонено
221	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	Отсутствует	Поскольку внутренние ЛКП при эксплуатации могут испытывать перепады давления, то добавить: - показатель на « Стойкость к перепаду гидравлического давления »;	Отклонено

				- метод испытания «ИСО 15741»; - значение «отсутствие блистеринга» (определять по ИСО 4628-2).	
222	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	Адгезия покрытия к стали, а) метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более: после испытаний в средах 1–7 (таблица 4) Значение «2»	Адгезия покрытия к стали, метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более: после испытаний в средах 1–7 (таблица 4) Значение «1» <i>Пояснения: допущение значения «2» («площадь отслоений составляет от 5 % до 15 % площади зоны решетчатых надрезов») является чрезмерным, учитывая жесткие условия эксплуатации внутренних ЛКП.</i>	Метод исключить
223	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	Адгезия покрытия к стали, а) метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более: Метод испытания «Приложение В»	Адгезия покрытия к стали, метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более: Метод испытания «ГОСТ 15140» и/или «ГОСТ 31149»	Метод исключить
224	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	Адгезия покрытия к стали, б) метод Х-образного надреза, балл, не менее: после испытаний в средах 1–7 (таблица 4) Значение «3А»	Адгезия покрытия к стали, метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более: после испытаний в средах 1–7 (таблица 4) Значение «2А» <i>Пояснения: допущение значения «3А» (отслоение покрытия вдоль надрезов до 1,6 мм с каждой стороны) является чрезмерным, учитывая жесткие условия эксплуатации внутренних ЛКП.</i>	Принято
225	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	Адгезия покрытия к стали, б) метод Х-образного надреза, балл, не менее:: исходная - значение «2А» после испытаний в средах 1–7 (таблица 4) - значение «3А» Метод испытания «Приложение Г»	Адгезия покрытия к стали, б) метод Х-образного надреза, балл, не менее:: исходная - значение «1» после испытаний в средах 1–7 (таблица 4) - значение «1» Метод испытания «ГОСТ 32702.2»	Принято частично. Показатель после испытаний исключить
226	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	Адгезия покрытия к стали, в) метод отрыва, МПа, не менее: исходная - значение «4,0» после испытаний в средах 1–7 (таблица 4) -	Адгезия покрытия к стали, в) метод отрыва, МПа, не менее: исходная - значение «4,0» после испытаний в средах 1–7 (таблица 4) -	Принято

			значение «Снижение не более 50 % от исходного» Метод испытания «ГОСТ 32299»	значение «Снижение не более 30 % от исходного» Метод испытания «ГОСТ 32299, ГОСТ 27890 »	
227	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 3, 6, 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	Отсутствует	добавить: - показатель на « Водопоглощение », не более, %; - метод испытания «ГОСТ 21513 (метод 1)»; - значение «5»	Отклонено
228	8.3 Таблица 4	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016	Испытательные среды и параметры испытания покрытия внутренней поверхности трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций	Непонятен смысл испытания в 10% р-ре NaOH. Также испытания в 10% р-ре HCl в течение 1000 часов на мой взгляд является очень жестким, даже если принимать во внимание тот факт, что скорость диффузии соляной кислоты сопоставимо со скоростью коррозии NaCl, а само покрытие стойко к кислоте (что тоже совсем не очевидно, с учетом применения ряда наполнителей), скорость реакции металлической подложки с соляной кислотой будет на порядки выше. Интересно есть ли реальные экспериментальные данные по этим видам воздействий?	Таблицу 4 переработать
229	8.3 Таблица 4	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016	Таблица 4 – Испытательные среды и параметры испытания покрытия внутренней поверхности трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций	Неочевидным является необходимость испытывать покрытия в дизельном топливе и имитаторе нефтепродуктов. С точки зрения физ-химии они близки между собой. Чем обусловлен выбор именно таких сред?	Таблицу 4 переработать
230	8.3 Таблица 4	АО «НГС- Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Не верно приведена нумерация таблицы. Исключить. Не соответствует наименованию Р.8 «Трубы и соединительные детали для нефтепромысловых коммуникаций». Должна идти речь трубах для нефтепромысловых коммуникациях, а не приводиться показатели испытательной среды и параметры испытания	Принято. Таблицу 4 переработать
231	8.3 Таблица 4 п. 6	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016	газовая фаза: 0,5 % H ₂ S; 5 % CO ₂ ; 94,5 % CH ₄ или N ₂	Представить методику расчета с учетом концентраций растворенных газов в жидкости или парциальных давлений газов в газовой шапки после полного насыщения жидкости.	Принято в измененной редакции

				В противном случае можно моделировать совершенно разные среды. При необходимости готов продемонстрировать примеры.	
232	8.3 Таблица 4 п. 6	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	Метод испытаний ГОСТ 9.403 (метод __) <i>Пояснения: необходимо указать метод проведения испытаний (А, Б или В)</i>	Метод испытаний ГОСТ 9.403 (метод __) <i>Пояснения: необходимо указать метод проведения испытаний (А, Б или В)</i>	Принято
233	8.3 Таблица 4 п. 6	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	6 Испытательная среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или - имитатор пластовой воды по ГОСТ 9.506 или ГОСТ 9.502 (Приложение 2) или -имитатор реальной пластовой воды объекта эксплуатации; газовая фаза: -0,5 % H ₂ S; 5 % CO ₂ ; 94,5 % CH ₄ или N ₂ или - содержание H₂S и CO₂ на объекте эксплуатации <i>Пояснения: некорректно в ГОСТ прописывать точные значения, испытания корректнее проводить при реальных содержаниях коррозионно-агрессивных газов (их парциальных давлений) на объекте эксплуатации. Предлагаемые значения пользователь ГОСТ можно использовать, только если реальные значения неизвестны. У пользователя ГОСТ должен быть выбор</i>	6 Испытательная среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или - имитатор пластовой воды по ГОСТ 9.506 или ГОСТ 9.502 (Приложение 2) или -имитатор реальной пластовой воды объекта эксплуатации; газовая фаза: -0,5 % H ₂ S; 5 % CO ₂ ; 94,5 % CH ₄ или N ₂ или - содержание H₂S и CO₂ на объекте эксплуатации <i>Пояснения: некорректно в ГОСТ прописывать точные значения, испытания корректнее проводить при реальных содержаниях коррозионно-агрессивных газов (их парциальных давлений) на объекте эксплуатации. Предлагаемые значения пользователь ГОСТ можно использовать, только если реальные значения неизвестны. У пользователя ГОСТ должен быть выбор</i>	Таблицу 4 переработать
234	8.3 Таблица 4 п. 6	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	6 Испытательная среда: Общее давление, МПа - значение «3,0» или - пластовое давление на объекте эксплуатации	6 Испытательная среда: Общее давление, МПа - значение «3,0» или - пластовое давление на объекте эксплуатации	Отклонено
235	8.3 Таблица 4	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Модельные среды, рекомендуемые для проведения испытаний внутреннего покрытия трубной продукции в лабораторных условиях, не моделируют реальные среды, транспортируемые по нефтепромысловым	Таблица 4 требует серьезной переработки.	Принято

			трубопроводам.		
236	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 4, 7, 10	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Испытательные среды и параметры испытания покрытия внутренней поверхности трубных изделий для нефтепромысловых коммуникаций	Не отвечает фактическому содержанию таблицы: испытательные среды, параметры испытания и методы контроля	Принято к сведению
237	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 4, 7, 10	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Метод испытания	Конкретизировать: испытывать обоими методами или одним по выбору	Принято. Уточнить метод
			ГОСТ 9.403 [1]		
238	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 4, 7, 10	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Привести допуски для давления – аналогично температуры	Принято
239	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 4, 7, 10	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	*Состав имитатора пластовой воды согласно ГОСТ 9.506, г/л: CaCl ₂ ·6H ₂ O – 34,00; MgCl ₂ ·6H ₂ O – 17,00; NaCl – 163,00; CaSO ₄ ·2H ₂ O – 0,14.	Дублирование требований ГОСТ 9.506: сноску исключить, ссылку на ГОСТ перенести в текст таблицы («- имитатор пластовой воды*») заменить на «- имитатор пластовой воды по ГОСТ 9.506»)»	«Имитатор пластовой воды» исключить
240	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 4, 7, 10	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Общее замечание – изложение таблицы не позволяет понять, какие свойства покрытия проверяют. То или иное испытание характеризует стойкость покрытия к воздействию различных факторов, которым подвергается покрытие при транспортировании, монтаже или эксплуатации. Как вариант, целесообразно заменить испытательные среды на «химическую стойкость покрытия с перечислением сред», стойкость к катодной поляризации, стойкость к воздействию пара, стойкость к воздействию агрессивных сред, стойкость к декомпрессии, стойкость к термоциклированию и т.д. На совещании по обсуждению первой редакции коллегиальное мнение состояло в	Принято к сведению. Таблицы 4, 7, 10 переработать

				том, что проводить испытания при атмосферном давлении нецелесообразно, а также продолжительность выдержки при автоклавном тесте сократить до 400 ч, т.к. при выдержке 1000 ч старения покрытия не происходит, а его стойкость к среде, давлению и температуре можно оценить за более короткий промежуток времени	
241	8.3, 9.2, 10.2 - Таблицы 4, 7, 10	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	*Состав имитатора пластовой воды согласно ГОСТ 9.506, г/л: CaCl ₂ ·6H ₂ O – 34,00; MgCl ₂ ·6H ₂ O – 17,00; NaCl – 163,00; CaSO ₄ ·2H ₂ O – 0,14.	Убрать. <i>Пояснения: имитатор пластовой воды согласно ГОСТ 9.506 является сильноминерализованной водой (более 200 г/л) и не типична для всех пластовых вод.</i>	«Имитатор пластовой воды» исключить
242	Раздел 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	«насосно-компрессорные трубы»	Согласно раздела 4 «НКТ», заменить	Принято
243	Раздел 9	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Насосно-компрессорные трубы.	Требования должны быть к внутреннему покрытию насосно-компрессорных труб, а не к насосно-компрессорным трубам. Необходимо изменить название раздела.	Принято
244	9.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	НКТ подвергаются воздействию нефтяных сред согласно таблице 2 и осложняющих факторов, возникающих в процессе кислотной промывки скважин и при очистке от АСПО согласно таблице 5	Для НКТ отсутствуют осложняющие факторы, перечисленные в 8.1, а указаны только дополнительные факторы, связанные с кислотной очисткой и удалением АСПО. В таблице 2 отсутствуют температуры и давления, при которых эксплуатируются НКТ в скважинах, поэтому ссылка на таблицу некорректна (В таблице 2 нет изделий с назначением НКТ). Исключить ссылку на таблицу 2. Откорректировать таблицу 5 с указанием всех осложняющих факторов (по аналогии с разделом 10)	Таб. 5 переработать. П. 9.1 переработать
245	9.1, таблица 5	АО «НГС- Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Указать, что обозначает прочерк	Таб. 5 переработать

246	9.1, таблица 5 колонка 2	АО «НГС- Нижевартовск» №145 от 29.01.2016				Толщина покрытия, мкм после испытаний не может оставаться на первоначальной величине. Покрытию присущи естественный износ и потеря в результате транспортирования среды.	Таб. 5 переработать																																		
247	9.1, таблица 5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="680 288 846 389">Вид воздействия</th> <th data-bbox="853 288 981 389">Параметры</th> <th data-bbox="987 288 1196 389">Примечание</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="680 389 846 735"> Кислоты: - HCl; - HF; - CH₃COOH </td> <td data-bbox="853 389 981 735"> Концентрации: 12 %, 24 %, 27 % 3–5 %, 40 % 1–5 % </td> <td data-bbox="987 389 1196 735"> Кислотные обработки скважин. При термокислотных обработках температура достигает 75 °С </td> </tr> <tr> <td data-bbox="680 735 846 1177"> Нефть Вода Водяной пар Реагенты, при взаимодействии с которыми происходят экзотермические реакции </td> <td data-bbox="853 735 981 1177">до 110 °С</td> <td data-bbox="987 735 1196 1177">Очистка от АСПО в результате теплового воздействия</td> </tr> <tr> <td data-bbox="680 1177 846 1442"> Растворы ПАВ Ингибиторы парафиноотложений Растворители </td> <td data-bbox="853 1177 981 1442">–</td> <td data-bbox="987 1177 1196 1442">Химические методы очистки от АСПО</td> </tr> </tbody> </table>	Вид воздействия	Параметры	Примечание	Кислоты: - HCl; - HF; - CH ₃ COOH	Концентрации: 12 %, 24 %, 27 % 3–5 %, 40 % 1–5 %	Кислотные обработки скважин. При термокислотных обработках температура достигает 75 °С	Нефть Вода Водяной пар Реагенты, при взаимодействии с которыми происходят экзотермические реакции	до 110 °С	Очистка от АСПО в результате теплового воздействия	Растворы ПАВ Ингибиторы парафиноотложений Растворители	–	Химические методы очистки от АСПО	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1301 357 1509 427">Вид воздействия</th> <th data-bbox="1509 357 1733 427">Параметр</th> <th data-bbox="1733 357 1868 427">Примечание</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1301 427 1509 469">Температура</td> <td data-bbox="1509 427 1733 469">До 140 °С</td> <td data-bbox="1733 427 1868 469"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1301 469 1509 510">Давление</td> <td data-bbox="1509 469 1733 510">До 55 МПа</td> <td data-bbox="1733 469 1868 510"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1301 510 1509 619">Растворенные газы (CO₂, H₂S, O₂)</td> <td data-bbox="1509 510 1733 619"></td> <td data-bbox="1733 510 1868 619"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1301 619 1509 689">Механические примеси</td> <td data-bbox="1509 619 1733 689"></td> <td data-bbox="1733 619 1868 689"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1301 689 1509 1034">Воздействие кислоты, температуры и давления при кислотной промывке</td> <td data-bbox="1509 689 1733 1034"> Температура до 75 °С Давление до 10 МПа HCl: 12; 24; 27 мас.% или HF: 3–5, 40 мас. % или CH₃COOH 1–5 % </td> <td data-bbox="1733 689 1868 1034"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1301 1034 1509 1308">Воздействие нефти, воды, водяного пара, реагентов при очистке от АСПО</td> <td data-bbox="1509 1034 1733 1308">До 100 °С</td> <td data-bbox="1733 1034 1868 1308"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1301 1308 1509 1442">Воздействие растворов ПАВ, ингибиторов</td> <td data-bbox="1509 1308 1733 1442">До 110</td> <td data-bbox="1733 1308 1868 1442">Увеличение температуры</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1301 288 1868 357">В таблице различные параметры приведены в различных графах.</p>	Вид воздействия	Параметр	Примечание	Температура	До 140 °С		Давление	До 55 МПа		Растворенные газы (CO ₂ , H ₂ S, O ₂)			Механические примеси			Воздействие кислоты, температуры и давления при кислотной промывке	Температура до 75 °С Давление до 10 МПа HCl: 12; 24; 27 мас.% или HF: 3–5, 40 мас. % или CH ₃ COOH 1–5 %		Воздействие нефти, воды, водяного пара, реагентов при очистке от АСПО	До 100 °С		Воздействие растворов ПАВ, ингибиторов	До 110	Увеличение температуры	Таб. 5 переработать
Вид воздействия	Параметры	Примечание																																							
Кислоты: - HCl; - HF; - CH ₃ COOH	Концентрации: 12 %, 24 %, 27 % 3–5 %, 40 % 1–5 %	Кислотные обработки скважин. При термокислотных обработках температура достигает 75 °С																																							
Нефть Вода Водяной пар Реагенты, при взаимодействии с которыми происходят экзотермические реакции	до 110 °С	Очистка от АСПО в результате теплового воздействия																																							
Растворы ПАВ Ингибиторы парафиноотложений Растворители	–	Химические методы очистки от АСПО																																							
Вид воздействия	Параметр	Примечание																																							
Температура	До 140 °С																																								
Давление	До 55 МПа																																								
Растворенные газы (CO ₂ , H ₂ S, O ₂)																																									
Механические примеси																																									
Воздействие кислоты, температуры и давления при кислотной промывке	Температура до 75 °С Давление до 10 МПа HCl: 12; 24; 27 мас.% или HF: 3–5, 40 мас. % или CH ₃ COOH 1–5 %																																								
Воздействие нефти, воды, водяного пара, реагентов при очистке от АСПО	До 100 °С																																								
Воздействие растворов ПАВ, ингибиторов	До 110	Увеличение температуры																																							

			(бензиновая фракция)		парафиноотложений, растворителей (бензиновая фракция) при химической очистке от АСПО	происходит за счет экзотермических реакций	
248	9.1, таблица5	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016	Осложняющие факторы, возникающие в процессе кислотных промывок скважин и при очистке от АСПО насосно-компрессорных труб		Указанные виды разрушающих факторов не моделируются в последующем в ходе проведения испытаний.		Таб. 5 переработать
249	9.1, таблица5	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Таблица 5 – Осложняющие факторы, возникающие в процессе кислотных промывок скважин и при очистке от АСПО насосно-компрессорных труб		В разделе 4 «Обозначения и сокращения» указано сокращение НКТ. Советуем далее по тексту применять его.		Принято Таб. 5 переработать
250	9.1, таблица5	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Классификация сред в процессе кислотных обработок и очистки от АСПО насосно-компрессорных труб» Отсутствуют фрикционные воздействия на внутреннее покрытие насосно-компрессорных труб (НКТ), в частности трение стальных муфт насосных штанг и полиамидных центраторов насосных штанг по внутреннему покрытию НКТ при эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов, воздействие на внутреннее покрытие НКТ потока продукции скважин с мех. примесями при эксплуатации скважин установками электропогружных центробежных насосов, воздействие скребков при очистке НКТ от АСПО, трение по внутреннему покрытию при спуске внутри НКТ вставных скважинных насосов и др. , силовые воздействия на НКТ, обусловленные массой колонны НКТ и вызывающие деформацию металла НКТ, а, следовательно, деформацию покрытия в наклонных скважинах, боковых отводах,		Необходимо серьезно переработать таблицу 5 и учитывать все виды тепловых, силовых, фрикционных и физико-химических воздействий и их опасных сочетаний, т.к. эти воздействия необходимо моделировать при испытаниях внутреннего покрытия НКТ в лабораторных условиях. В таблицах проекта стандарта, содержащих воздействия на внутреннее покрытие нефтепроводных труб и фасонных трубных деталей, насосно-компрессорных труб приводятся только эксплуатационные и технологические среды и температуры. Авторы стандарта не знакомы с условиями эксплуатации колонн НКТ при различных способах добычи нефти. Как химики-технологи, они предлагают оценивать только химическую стойкость покрытия. Без учета разнообразных механических воздействий, являющихся одной из основных причин разрушения внутреннего покрытия НКТ. Внутреннее покрытие трубной продукции из лакокрасочных материалов в		Таблицу 5 переработать

			циклические деформации 9 Насосно-компрессорные трубы п.9.1 Таблица 5 и т.п.	большинстве случаев представляет собой двухслойную конструкцию из различных лакокрасочных материалов. Следует контролировать влияние сред на стойкость материалов, а не на стойкость конструкции из этих материалов. Контроль влияния сред должен содержаться в технических требованиях к лакокрасочным материалам, а не к покрытиям. Разработаны различные спектральные методы контроля хим. стойкости материалов, а не конструкций из этих материалов	
251	9.2, таблица 6	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Таблица 6 Показатель 5 – Прочность покрытия при прямом и обратном ударе, Н·м, не менее, метод – ГОСТ Р 53007	Согласно ГОСТ Р 53007 есть 2 способа испытания покрытия: «разрушилось/не разрушилось» или определение минимальной высоты падения, при которой происходит разрушение покрытия. Должна указываться масса груза. Прочность покрытия к удару согласно этому стандарту не выражается в Н·м. Указано, что испытания проводят на образцах из трубных изделий диаметром 119 мм с толщиной стенки 4 мм. Не указано, какие образцы должны быть в случае проведения квалификационных испытаний, до начала использования ЛКМ на трубных изделиях. В методе испытания указано. Что испытания проводятся на образцах свидетелях толщиной 4 мм Актуальность показателя «прочность при прямом ударе» для внутреннего покрытия труб? Соотнести единицы измерения с методом испытания, уточнить массу падающего груза. Уточнить требования к образцам	Таблицу 6 переработать Показатель «прочность покрытия при ударе» исключить Показатель «стойкость покрытия при трехточечном изгибе» заменить Испытательную среду – раствор ТМС исключить
			Показатель 6 – стойкость покрытия при трехточечном изгибе.	Перенести требование к образцам в приложение Д, уточнить, в каком случае необходимо применение образцов-свидетелей	

			Таблица 7 Испытательная среда – раствор ТМС. Согласно ГОСТ 9.409	Расшифровать аббревиатуру «ТМС», уточнить метод испытания (А, Б, В) по ГОСТ 9.409.	
252	9.2, таблица 6	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	«после испытаний в средах 1–9, 11–12 (таблица 7)»	Добавить «после испытаний в средах 1–12 (таблица 7)» определение «адгезии покрытия к стали» и «толщины покрытия»	Таблицу 6 переработать
253	9.2, таблица 6	ООО «Темерсоинжиниринг» №РО-1602-01 от 01.02.2016	4 Адгезия покрытия к стали: а) метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более: - исходная; 1 - после испытаний в средах 1–9, 11-12 (таблица 7) 2	Назначены завышенные значения показателей для адгезии покрытия к стали. На образцах, вырезанных из НКТ с довольно малым внутренним диаметром, на практике получаются следующие значения: 4 Адгезия покрытия к стали: а) метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более: - исходная; 2 - после испытаний в средах 1–9, 11-12 (таблица 7) 3	Метод исключить
254	9.2, таблица 6	ООО «Темерсоинжиниринг» №РО-1602-01 от 01.02.2016	5 Прочность покрытия при прямом и обратном ударе, ГОСТ Р 53007 Испытания проводят на образцах из трубных изделий диаметром 119 мм с толщиной стенки 4 мм	5 Прочность покрытия при прямом и обратном ударе, ГОСТ Р 53007 Испытания проводят на образцах из НКТ, диаметром от 60 до 114 мм с номинальной толщиной стенки. При испытаниях на обратный удар применять обточку по наружному диаметру образца НКТ до получения толщины стенки, равной 4 мм.	Таблицу 6 переработать Показатель «прочность покрытия при ударе» исключить
255	9.2, таблица 6	ООО «Темерсоинжиниринг» №РО-1602-01 от 01.02.2016	8 Стойкость к истиранию на абразивном ротационном приборе, CS-17, при нагрузке 1000 г после 1000 циклов вращения, мг, не более 60	8 Стойкость к истиранию на абразивном ротационном приборе, CS-17, при нагрузке 1000 г после 1000 циклов вращения, мг, не более 50	Отклонено
256	9.2, таблица 6	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Технические требования к внутреннему покрытию НКТ повторяют технические требования к внутреннему покрытию нефтепроводных труб и трубных фасонных изделий и имеют те же серьезные недостатки, перечисленные ранее. К сожалению, авторы проекта стандарта не понимают разницу в функциях, выполняемых нефтепроводной	Необходимо серьезно переработать таблицу 6, учитывая все виды тепловых, силовых, фрикционных и физико-химических воздействий на внутреннее покрытие и их опасных сочетаний. Данная систематизация различных видов воздействия является областью деятельности Департаментов по нефтегазодобыче нефтяных компаний и	Принято частично. Таблицу 6 переработать

			<p>трубой и НКТ, и в воздействиях на их внутреннее покрытие. Для них нефтепроводная труба и НКТ - просто труба для перекачки разных эксплуатационных и технологических сред. Только в этом они видят разницу. Колонна НКТ является оборудованием для эксплуатации скважин, Она используется не только для транспортирования различных сред, но и для спуска и подъема насосного оборудования, для подвешивания оборудования, для передачи крутящего момента и т.п.</p>	<p>нефтегазовых университетов, а не металлургов и технологов по лакокрасочным материалам и изоляции трубной продукции. В таблице 6 в колонке «Методы испытаний» отсутствуют стандарты на ряд методов контроля. Если имеются соответствующие стандарты, то их следует привести и убрать Приложения. Если они отсутствуют, то недопустимо указывать в стандарте нестандартизированные методы контроля в виде Приложений. Метод контроля внутреннего защитного покрытия трубной продукции на истирание абразивом, закрепленном на резиновом круге, не моделирует гидроабразивный износ покрытия потоком жидкости, содержащей мех. примеси, при котором и скорость изнашивания зависит от скорости потока жидкости с мех. примесями, концентрации мех. примесей и угла их атаки к поверхности покрытия. Сопротивление покрытия износу закрепленным абразивом и гидроабразивному износу определяется разными свойствами покрытия. Рекомендуется заменить истирание покрытия закрепленным абразивом методом Табера на метод истирание падающим кварцевым песком по ГОСТ 20811-75</p>	
257	9.2, таблицы 6, 7	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016		Замечания аналогичные Таблицам 3,4 и 10,11	Принято к сведению
258	9.2, Таблицы 6 и 9	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	«Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации»	Показатель «Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации» удалить. Для бурильных и насосно-компрессорных труб электрохимическая защита не используется, поэтому проверка внутреннего покрытия на отслаивание при катодной поляризации не требуется.	Принято
259	9.2, таблица7	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд	Раствор ТМС, согласно ГОСТ 9.409	« Раствор ТМС по ГОСТ 9.409»	Показатель исключить

		(ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015			
260	9.2, таблица7	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	11 Испытательная среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или - имитатор пластовой воды*; газовая фаза: 0,5 % H ₂ S; 5 % CO ₂ ; 94,5 % CH ₄ или N ₂	11 Испытательная среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или - имитатор пластовой воды по ГОСТ 9.506 или ГОСТ 9.502 (Приложение 2) или -имитатор реальной пластовой воды объекта эксплуатации; газовая фаза: -0,5 % H ₂ S; 5 % CO ₂ ; 94,5 % CH ₄ или N ₂ или - содержание H₂S и CO₂ на объекте эксплуатации <i>Пояснения: некорректно в ГОСТ прописывать точные значения, испытания корректнее проводить при реальных содержаниях коррозионно-агрессивных газов (их парциальных давлений) на объекте эксплуатации. Предлагаемые значения пользователь ГОСТ можно использовать, только если реальные значения неизвестны. У пользователя ГОСТ должен быть выбор.</i>	Отклонено
261	9.2, таблица7	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	10 Испытательная среда: 11 Испытательная среда: Давление, МПа значение «10,0»	10 Испытательная среда: 11 Испытательная среда: Общее давление, МПа - значение « 5,0 - 10,0 » или - « пластовое давление на объекте эксплуатации » <i>Пояснения: Общее давление 10 МПа является завышенными и нехарактерным для условий нефтяных объектов. Должен быть указан диапазон возможных предельных значений общего давления, тем более, если это относится к испытаниям по стойкости покрытия к быстрому сбросу давления.</i>	Отклонено
262	9.2, таблица7	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	10 Испытательная среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или	10 Испытательная среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или - имитатор пластовой воды по ГОСТ 9.506	Отклонено

			- имитатор пластовой воды*; газовая фаза: 100 % CO ₂	или ГОСТ 9.502 (Приложение 2) или -имитатор реальной пластовой воды объекта эксплуатации; газовая фаза: - 100 % CO ₂ или N ₂ или CH ₄	
263	9.2, таблица 7	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«Испытательные среды и параметры испытания покрытия внутренней поверхности насосно-компрессорных труб». Модельные среды, рекомендуемые для проведения испытаний внутреннего покрытия трубной продукции в лабораторных условиях, не моделируют реальные среды, транспортируемые по нефтепромысловым трубопроводам.	Таблица 7 требует серьезной переработки.	Принято к сведению
264	9.2, 10.2 - Таблицы 7, 10	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Для покрытий на основе жидких красок нет показателя для оценки степени полимеризации покрытия	Принято. Дополнить
265	Раздел 10	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	«бурильные трубы»	Согласно раздела 4 «БТ», заменить	Раздел 10 исключить
266	Раздел 10	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Существенные недостатки аналогичные отмеченным по разделу 9 проекта стандарта «Насосно-компрессорные трубы».	Раздел требует изменения названия в соответствии с наименованием проекта стандарта и серьезной переработки по содержанию.	Раздел 10 исключить
267	10.1	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Классификация сред по осложняющим факторам эксплуатации БТ Бурильные трубы подвергаются воздействию буровых промывочных растворов, растворов кислот при кислотной промывке скважин и реагентов, используемых при очистке призабойной зоны пластов от АСПО различными методами. В таблице 8 приведены осложняющие факторы при эксплуатации БТ.	Изложить в следующей редакции: «Воздействие различных осложняющих при эксплуатации бурильных труб представлено в таблице 8	Раздел 10 исключить
268	10.1, таблица 8	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Таблица 8 Вид воздействия: Нефть, вода, и т.д.	Параметры: «Температура воздействия до 110 °С»	Раздел 10 исключить

			Параметры – «до 110°С»		
269	10.2	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Технические требования к покрытию внутренней поверхности бурильных труб Покрытие БТ должно обеспечивать уровень технических требований указанных в таблице 9, до и после испытаний в средах согласно таблице 10.	Требования к покрытиям бурильных туб не соответствует наименованию раздела 10	Раздел 10 исключить
270	10.2, таблица 9	ООО «ГМК НЕФТЕГАЗСЕРВИС» №12-07/140 ОТ 16.02.2016		Дать определение следующим дефектам: Наплыв, шагрень, кратеры, поры, газовые пузырьки, морщины, включения твердых частиц, сыпь.	Раздел 10 исключить
271	10.2, таблица 9 колонка 2	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Толщина покрытия, мкм после проведения всех испытаний не может быть без изменений. Покрытию присущи износ и потери.	Раздел 10 исключить
272	10.2 Таблица 9 п.4	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	а) метод решетчатых надреза	Опечатка. Исправить на : метод решетчатого надреза , как в ГОСТ 31149-2014 (в таблицах 3 и 6 тоже исправить на метод решетчатого надреза)	Раздел 10 исключить
273	10.2, таблица 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	4 Адгезия покрытия к стали... в) метод нормального отрыва	Ранее в аналогичных случаях – «метод отрыва» (см. табл.3 и 6) + с учетом ГОСТ 32299- заменить	Раздел 10 исключить
274	10.2, таблица 9	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		«Сбита» нумерация, начиная с п.11 - откорректировать	Раздел 10 исключить
275	10.2, таблица 9	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Таблица 9	Показатель – Прочность покрытия при прямом ударе, Н·м, не менее, метод – ГОСТ Р 53007 Прочность покрытия к удару согласно ГОСТ Р 53007 не выражается в Н·м. Актуальность показателя «прочность при прямом ударе» для внутреннего покрытия труб? Соотнести единицы измерения с методом испытания, уточнить массу падающего груза.	Раздел 10 исключить
276	10.2, таблица 9	ООО «Темерсо-		Назначены завышенные значения показателей	Раздел 10

		инжиниринг» №РО-1602-01 от 01.02.2016	4 Адгезия покрытия к стали: а) метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более: - исходная; 1 - после испытаний в средах 1–8, 10-11 (таблица 10) 2	для адгезии покрытия к стали. На образцах, вырезанных из БТ с довольно малым внутренним диаметром, на практике получают следующие значения: 4 Адгезия покрытия к стали: а) метод решетчатых надрезов (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более: - исходная; 2 - после испытаний в средах 1–8, 10-11 (таблица 10) 3	исключить
277	10.2, таблица 10	АО «Орский МЗ» эл. письмо от 13.01.2016	По тексту.	№ п/п выделить в отдельный столбец (в сочетании с %% растворов не читаемо);	Раздел 10 исключить
278	10.2, таблица 10	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	10 Испытательная среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или - имитатор пластовой воды*; газовая фаза: 0,5 % H ₂ S; 5 % CO ₂ ; 94,5 % CH ₄ или N ₂	10 Испытательная среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или - имитатор пластовой воды по ГОСТ 9.506 или ГОСТ 9.502 (Приложение 2) или -имитатор реальной пластовой воды объекта эксплуатации; газовая фаза: -0,5 % H ₂ S; 5 % CO ₂ ; 94,5 % CH ₄ или N ₂ или - содержание H₂S и CO₂ на объекте эксплуатации <i>Пояснения: некорректно в ГОСТ прописывать точные значения, испытания корректнее проводить при реальных содержаниях коррозионно-агрессивных газов (их парциальных давлений) на объекте эксплуатации. Предлагаемые значения пользователь ГОСТ может использовать, только если реальные значения неизвестны. У пользователя ГОСТ должен быть выбор</i>	Раздел 10 исключить
279	10.2, таблица 10	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016	9 Испытательная среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или - имитатор пластовой воды*;	9 Испытательная среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или - имитатор пластовой воды по ГОСТ 9.506 или ГОСТ 9.502 (Приложение 2) или	Раздел 10 исключить

			газовая фаза: 100 % CO ₂	-имитатор реальной пластовой воды объекта эксплуатации; газовая фаза: - 100 % CO ₂ или N ₂ или CH ₄	
280	10.2, таблица 10	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	9 Испытательная среда: 10 Испытательная среда: Давление, МПа значение «10,0»	9 Испытательная среда: 10 Испытательная среда: Давление, МПа - значение « 5,0 - 10,0 » или - « пластовое давление на объекте эксплуатации » <i>Пояснения: Общее давление 10 МПа является завышенными и нехарактерным для условий нефтяных объектов. Должен быть указан диапазон возможных предельных значений общего давления, тем более, если это относится к испытаниям по стойкости покрытия к быстрому сбросу давления.</i>	Раздел 10 исключить
281	Раздел 11 Требования безопасности	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	«11.1 Все работы по защите внутренней поверхности трубных изделий и изготовлению образцов, проведение испытаний следует выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.005. 11.2 Метеорологические условия и содержание вредных веществ в рабочей зоне помещений должны соответствовать ГОСТ 12.1.005. 11.3 Пожарная безопасность при проведении работ должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.004. 11.4 Электробезопасность при проведении работ должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.019».	Раздел не имеет отношения к техническим требованиям к внутреннему покрытию трубной продукции. Это требования к процессу изоляции трубной продукции. Необходимо удалить этот раздел.	Отклонить
282	11.2	ЗАО «СТГ» №И/1/29.01.2016/32 от 29.01.2016	Метеорологические условия и содержание вредных веществ в рабочей зоне помещений должны соответствовать ГОСТ 12.1.005	Изложить в редакции: «Показатели микроклимата и содержания вредных веществ в рабочей зоне помещений должны соответствовать ГОСТ 12.1.005»	Принято
283	11.4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от	...должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.019	«...должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 12.1.019» - см. р.2	Принято

		28.12.2015			
284	Все Приложения проекта стандарта	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Отсутствуют стандарты на применяемые методы испытаний. Применять методику без стандартизированного метода недопустимо. Ввести ГОСТы.	Принято
285	Приложения А и Б	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	«Диэлектрическая сплошность покрытия»	Привести описание измерения «диэлектрической сплошности покрытия» по ASTM D5162-08.	Отклонено. Приложения А, Б исключить
286	Приложения А и Б	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016		Приложения А и Б переделать на описание методик по ASTM D5162-08	Отклонено. Приложения А, Б исключить
287	Приложения А, Б, В, Е	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Не понятны основания, по которым методики приведены в проекте - они подробно изложены в существующих стандартах. Исключить методики, а привести только значения переменных величин	Принято
288	А.1-Л.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Изложить однотипно (см. «Метод предназначен...», «Метод [такой-то] предназначен...», «Сущность метода заключается...»)	Принято
289	Приложение А	ООО «НПЦ «Самара» №12/16 от 22.01.2016		Приложение А. У большинства дефектоскопов есть еще такой параметр как чувствительность, с точки зрения физики – это сила тока, проходящая по цепи, при которой происходит индикация дефекта. Если мы будем рассматривать два крайних случая (ручка выкручена на максимум и на минимум) количество определяемых дефектов будет значительно различаться, если данный факт не будет оговорен в ГОСТе можно столкнуться с разночтениями при проведении испытаний. Было бы очень здорово, если бы в госте прописать эталоны на диэлектрическую сплошность, я сбрасывал небольшие данные по этому вопросу. В стандарте NACE SP 0490-2007 предлагается методика калибровки с	Приложение А исключить

				дефектом диаметром 790 мкм. Если брать жидкое покрытие толщиной 300 мкм и принимать во внимание что поры имеет сферическое строение, максимальный диаметр сквозной поры будет 300 мкм и он не будет определяться! По моему мнению, данный вопрос требует дополнительного обсуждения.	
290	Приложение А <i>Определение диэлектрической сплошности покрытия методом электроискровой дефектоскопии</i> А.2.2 Приложение Б <i>Определение диэлектрической сплошности покрытия методом мокрой губки</i> Б.2.2	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	А 2.2 Размеры образцов: - стальные пластины (150 × 70) мм, толщиной не менее 4 мм; - сегменты из трубных изделий с покрытием размером (100 × 100) мм, толщиной равной стенке трубы. Б 2.2 Размеры образцов: - стальные пластины (150 × 70) мм, толщиной не менее 4 мм; - сегменты из трубных изделий с покрытием размером (150 × 70) мм, толщиной равной стенке трубы.	Необходимо стандартизировать размеры образцов с учетом замечаний п.9.	Приложения А, Б исключить
291	А.2.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- сегменты из трубных изделий с покрытием размером (100 × 100) мм, толщиной равной стенке трубы	- сегменты из трубных изделий размером (100 × 100) мм, толщиной равной толщине стенке трубного изделия (наличие покрытия уже указано в А.2.1, формально толщина не может равняться стенке)	Приложение А исключить
292	Приложение А А.3.2 и далее по тексту	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	Магнитный толщиномер	Удалить: магнитный Заменить на: толщиномер покрытия, т.к. ГОСТ 31993 предполагает использование не только магнитных толщиномеров.	Приложение А исключить
293	А.3.3, Б.3.3 и т.д.	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Линейка по ГОСТ 427, с диапазоном измерений от 0 до 150 мм с точностью ± 0,1 мм	Нет линеек с ценой деления 0,1 мм. Непонятно назначение линейки такой точности	Приложения А, Б исключить

294	Приложение А А.4 Методика проведения испытания	ООО «Башнефть- Добыча» эл. письмо от 16.12.2015		Добавить: Перемещают электрод со скоростью 0,3 м/с.	Приложение А исключить
295	А.3.34 Б.3.3 и т.д.	АО «НГС- Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Линейка по ГОСТ 427, с диапазоном измерений от 0 до 150 мм с точностью ± 0,1 мм	Требуется уточнение. Линейки с такой точностью измерения отсутствуют, кроме того, для чего такая заявленная точность?	Приложения А, Б исключить
296	Приложение А А.4	ООО «Башнефть- Добыча» эл. письмо от 16.12.2015		Добавить: Подсоединяют заземляющий провод детектора микроотверстий к металлической подложке образца.	Приложение А исключить
297	А.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	С учетом толщины покрытия рассчитывают необходимое значение напряжения на электроде	Конкретизировать как	Приложение А исключить
298	А.4.2	АО «НГС- Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	С учетом толщины покрытия рассчитывают необходимое значение напряжения на электроде	Конкретизировать	Приложение А исключить
299	А.5	АО «НГС- Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Указать количество образцов	Приложение А исключить
300	А.5, Б.5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Указать количество образцов – аналогично В.5.2, Г.5.2	Приложения А, Б исключить.
301	Приложение Б Б.2, Б.4.5	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Б.2 Размеры образцов: -сегменты из трубных изделий с покрытием размером (150x70)мм, толщиной равной стенке трубы.	При определении диэлектрической сплошности покрытия методом электроискровой дефектоскопии и в ряде других методов испытаний установлен размер образцов в случае сегментов (100x100)мм, с толщиной равной стенке трубы. С целью упрощения подготовки образцов для испытаний предлагаем изменить размер образцов в приложении Б.	Приложение Б исключить

			Б.4.5 Устанавливают расчетное значение на приборе ...	<p>Размеры образцов: -сегменты из трубных изделий с покрытием размером (100x100)мм, толщиной равной стенке трубы.</p> <p>Согласно табл. 3, показатель 3б (табл. 6, показатель 3б; табл. 9, показатель 3б), значение не рассчитывается, величина постоянная (90В). Устанавливают на приборе значение 90В, ...</p>	
302	Б.2.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Аналогично соображений по А.2.2	Приложение Б исключить
303	Приложение Б Б.4 Методика проведения испытания	ООО «Башнефть- Добыча» эл. письмо от 16.12.2015		Добавить: Перемещают губку по поверхности покрытия со скоростью 0,3 м/с проходя по каждому участку дважды.	Приложение Б исключить
304	Б.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	С исследуемой поверхности образца удаляют влагу	Исключить – непонятно, откуда появилась влага, что её необходимо удалить? Если это написано для того, что по п.Б.4.3 подсоединяют провод детектора с образцом, тогда почему не проводят аналогичные действия к приложению А, когда тоже проводится диэлектрический контроль?	Приложение Б исключить
305	Б.4.2	АО «НГС- Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	С исследуемой поверхности образца удаляют влагу	Исключить или конкретизировать. Отсутствует логическая связь в появлении влаги на образце. Откуда она появилась, что требуется данная процедура (конденсат или что-то другое..)?	Приложение Б исключить
306	Приложение Б	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Б.4.2 С исследуемой поверхности образца удаляют влагу._	Чем? Ввести в раздел «Оборудование и материалы»._	Приложение Б исключить
307	Б.4.4	ООО «НПЦ		«Устанавливают расчетное значение	Приложение Б

		«Самара» №12/16 от 22.01.2016		напряжения...». Но в соответствии с Таблицей 3 п.3б напряжение не рассчитывается, и для всех толщин (до 250 мкм) принимается равным 90 В (непосредственно в Приложении Б данное значение не отражено)	исключить
308	Б.4.5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Устанавливают расчетное значение напряжения на приборе	Привести расчет напряжения, см. А.2.2	Приложение Б исключить
309	Б.4.5	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016	Устанавливают расчетное значение напряжения на приборе	Привести расчет напряжения, см. А.2.2	Приложение Б исключить
310	Б.4.6	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Можно установить точное расположение микроотверстия в покрытии, используя кончик (угол) мокрой губки	Исключить – в рамках стандарта излишне, сверх требований р.8-10, либо указать примечанием: «Примечание - Точное расположение микроотверстий в покрытии определяется кончиком (углом) мокрой губки»	Приложение Б исключить
311	Приложение В <i>Определение адгезии покрытия методом решетчатых надрезов</i>	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015		Удалить приложение. В тексте ссылаться на ГОСТ 31149-2014	Приложение В исключить
312	В.1.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	...к металлической подложке...	«...к стальной подложке...»	Приложение В исключить
313	В.1.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	...распространяется на покрытия толщиной до 250 мкм	«распространяется на покрытия» исключить «толщиной до 250 мкм» перенести после первого упоминания покрытия – см.Б.1.1	Приложение В исключить
314	В.1.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Метод заключается в нанесении на покрытие взаимно перпендикулярных надрезов и визуальной оценке состояния зоны решетчатых надрезов. Адгезия оценивается по шестибальной шкале	Уточнить, что метод заключается в оценке после отслаивания приклеенной липкой ленты – аналогично Г.1.2. Упоминание шести бальной шкалы дублирует В.5.1 - исключить	Приложение В исключить
315	Приложение В	РГУ нефти и газа	В.2.1 Образцами являются плоские стальные	Отсутствует обозначение данного сокращения	Приложение В

		(НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	пластины или сегменты из труб с нанесенным ЛКП.	в разделе 4 проекта стандарта. Рекомендуем ввести.	исключить
316	В.2.1, В.2.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	ЛКП	По остальному тексту – «покрытие», отсутствует в р.4 - заменить	Приложение В исключить
317	В.2.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Аналогично соображений по А.2.2	Приложение В исключить
318	В.2.2 Таблица	АО «НГС-Нижевартовск» №145 от 29.01.2016		Таблица В.2 привести после п.В.5.1	Приложение В исключить
319	В.3.2, Г.3.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Указать НД на ленту или требования к ее адгезии	Приложение В исключить
320	В.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	...в местах нанесения решетчатых надрезов	Уточнить «...в местах предполагаемого нанесения решетчатых надрезов»	Приложение В исключить
321	В.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Производят надрезы покрытия в двух взаимно перпендикулярных направлениях с соблюдением заданного расстояния между линиями согласно таблице В.1.	«Производят по 6 надрезов покрытия в двух взаимно перпендикулярных направлениях в виде решетки с соблюдением заданного расстояния между линиями согласно таблице В.1». В.4.3 исключить	Приложение В исключить
322	В.4.5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Удаляют два полных круга липкой ленты, после чего отрезают полоску длиной не менее 75 мм. Помещают центр ленты в место нанесения решетчатых надрезов и плотно прижимают к поверхности. Один конец ленты оставляют неприклеенным. Через 1 минуту после приклеивания ленты удаляют ее, потянув за свободный конец.	В первом предложении – «полоска», далее – «лента»: упорядочить и уточнить: «Удаляют два полных круга липкой ленты, после чего отрезают полоску длиной не менее 75 мм. Центр полоски совмещают с участком, на который нанесены решетчатые надрезы, плотно прижимают к поверхности покрытия и разглаживают, исключая появления воздушных пузырьков, при этом дин конец	Приложение В исключить

				ленты оставляют свободным (не приклеенным). Через одну минуту после нанесения полоску удаляют за свободный конец, равномерно прикладывая усилие»	
323	В.4.6	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Испытание выполняют на трех различных участках поверхности образца. Расстояние между соседними решетками должно быть не менее 20 мм.	Невозможно выполнить испытания на трех участках одного образца. Должно быть одно испытание на один образец (т.е. 3 испытания на 3х образцах)	Приложение В исключить
324	В.5.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Оценку результатов производят по шкале согласно таблице В.2.	Уточнить: «Оценку результатов производят по таблице В.2».	Приложение В исключить
325	П.5.1, таблица В.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Классификация адгезии методом решетчатых надрезов	Изложить согласно ссылочной фразы: «Значения адгезии»	Приложение В исключить
326	П.5.1, таблица В.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Классификация (баллы)	Заголовок боковика изложить в редакции «Адгезия, балл», согласно ссылочной фразы 5.1 и заголовка таблицы	Приложение В исключить
327	П.5.1, таблица В.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		В последней колонке: - для баллов 3 и 4 после слов «квадратов» и «квадраты» уточнить чего – «решетки», аналогично указанного для балла 0 - для балла 5 заменить «классифицировать по 4 баллу» на «оценить баллами 1-4» (некорректно, т.к. формально ставит знак равенства между баллом 5 и баллами 1-3 + в соответствии с ссылочной фразой В.5.1)	Приложение В исключить
328	В.5.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	За результат испытания принимают значение адгезии в баллах, соответствующее большинству совпадающих значений на всех испытываемых участках поверхности двух образцов	Разночтение с п.В.4.6. Уточнить сколько надрезов и, соответственно, сколько образцов должно быть при проведении испытаний	Приложение В исключить
329	В.5.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	При этом расхождение между значениями не должно превышать 1 балл.	Конкретизировать следствие расхождении значений за пределы 1 балла	Приложение В исключить
330	В. 5.2	ООО «ЯЗПК» №2	... При этом расхождение между значениями	Не указаны действия при расхождении	Приложение В

		от 28.01.2016	не должно превышать 1 балл.	значений более 1 балла. Указать действия, которые необходимо предпринять при расхождении значений более 1 балла.	исключить
331	В.5.3, Г.5.3 и далее по тексту	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	для испытаний, имеющих результатом значение какого либо параметра	Исключить – сверх результата испытания	Приложение В исключить
332	Приложение Г <i>Определение адгезии покрытия методом Х-образного надреза</i>	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015		Удалить приложение. В тексте сослаться на ГОСТ 32702.2-2014	Принято
333	Приложения В и Г	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016		Удалить	Принято
334	Г.1.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Адгезия оценивается по шестибальной шкале	Упоминание шестибальной шкалы дублирует Г.5.1 - исключить	Приложение Г исключить
335	Г.2.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Аналогично соображений по А.2.2	Приложение Г исключить
336	Г.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Измеряют толщину покрытия при помощи магнитного толщиномера, не менее чем на трех участках поверхности образца, в местах нанесения Х-образных надрезов.	Количество участков замера не соответствует указанному в Г.4.4 количеству испытаний Уточнить «...в местах предполагаемого нанесения Х-образных надрезов»	Приложение Г исключить
337	Г.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Надрез до подложки следует делать одним прямым равномерным движением	Уточнить «Надрез следует делать до подложки, одним прямым равномерным движением»	Приложение Г исключить
338	Г.4.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от	Г.4.3 Удаляют два полных круга липкой ленты, после чего отрезают полоску длиной не менее 75 мм. Помещают центр ленты на	Некорректно использовать липкую ленту для оценки силы адгезии антикоррозионного покрытия: его толщина, большая и прочность	Приложение Г исключить

		28.12.2015	пересечение надрезов в направлении острого угла и плотно прижимают к поверхности. Один конец ленты оставляют не приклеенным. Через 1 минуту после нанесения ленты удаляют ее, потянув за свободный конец.		и жесткость пленки требует довольно значительного усилия на излом, чтобы оторвать отслоившийся участок. Адгезия скотча недостаточна, чтобы преодолеть прочность самой пленки покрытия и вместе со скотчем удалить отслоившийся участок	
339	Г.4.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015			Аналогично соображений по В.4.5	Приложение Г исключить
340	Г.4.4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Испытание выполняют на двух участках поверхности каждого образца		Невозможно выполнить два испытания на одном образце. Должно быть одно испытание на одном образце (т.е. 2 испытания на 2х образцах)	Приложение Г исключить
341	Г.5.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Поверхность образца осматривают в зоне надрезов при искусственном или естественном освещении. Поверхность должна быть хорошо освещена		Исключить слова «...при искусственном или естественном освещении. Поверхность должна быть хорошо освещена» - аналогично остальных приложений проекта(см, например В.5.1), кроме того искусственное и естественное освещение представляет собой все существующие варианты, т.е фактически требований не накладывает	Приложение Г исключить
342	Г.5.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Оценку результатов производят по шестибалльной шкале согласно таблице Г.1.		Уточнить: «Оценку результатов производят по таблице Г.1».	Приложение Г исключить
343	Г.5.1, таблица Г.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Классификация адгезии методом Х-образного надреза		Изложить согласно ссылочной фразы: «Значения адгезии»	Приложение Г исключить
344	Г.5.1, таблица Г.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Классификация (баллы)		Заголовок боковика изложить в редакции «Адгезия, балл», согласно ссылочной фразы 5.1 и заголовка таблицы	Приложение Г исключить
345	Г.5.1, таблица Г.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Отсутствие отслоения Отслоение за пределами Х-образного надреза		В первой и последней строках таблицы после слова «отслоение» уточнить «покрытия» - аналогично остальных строк таблицы	Приложение Г исключить
346	Г.5.1, таблица Г.1	ОАО «ЧТПЗ»	4А	Следы отслоения покрытия вдоль	Конкретизировать «следы отслоения»	Приложение Г

		№ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		надрезов и в месте их пересечения		исключить
347	Г.5.1, таблица Г.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	3А	Отслоение покрытия вдоль надрезов не более 1,6 мм с каждой стороны	Уточнить «...с каждой стороны надреза»; уточнить «не более 3,2» - сюда входит «не более 1,6», т.е в этом случае нет отличия 3А и 2А	Приложение Г исключить
			2А	Отслоение покрытия вдоль надрезов не более 3,2 мм с каждой стороны		
348	Г.5.1, таблица Г.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	1А	Отслоение покрытия от большей части поверхности Х-образного надреза под липкой лентой	«Отслоение покрытия от большей части поверхности в пределах надреза» – аналогично описания 0А Исключить «Х-образного», в рамках приложения Г другого метода нет - излишне	Приложение Г исключить
			0А	Отслоение за пределами Х-образного надреза		
349	Г.5.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015			Объединить с Г.5.2	Приложение Г исключить
350	Приложение Д. <i>Стойкость покрытия при трехточечном изгибе</i> 3.2	ООО «Башнефть- Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	Приспособление для выполнения трехточечного изгиба: пуансон и основание с двумя точками опоры на расстоянии (100 ± 1) мм, на которые устанавливается испытуемый образец. Радиус пуансона $(10 \pm 0,1)$ мм.		Уточнить геометрические размеры пуансона. Из данного пункта непонятно какой пуансон: цилиндрический или плоский с радиусом.	Приложение Д переработать. Метод испытания заменить
351	Приложение Д	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015			Некорректна оценки результатов на пластинах. Учитывая реальные условия работы трубопроводов, испытание необходимо проводить таким образом, чтобы покрытие работало не только на растяжение, но и на сжатие (испытание вокруг оправки стороной покрытия)	Приложение Д переработать. Метод испытания заменить
352	Приложение Д	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Стойкость покрытия при трехточечном изгибе		«Определение стойкость покрытия при трехточечном изгибе» - аналогично заголовков остальных приложений	Приложение Д переработать. Метод испытания заменить
353	Приложение К	ООО «НПЦ			В методике отсутствует последовательность	Приложение К

		«Самара» №12/16 от 22.01.2016		действий при работе с многокомпонентными газами.	переработать
354	Приложение Д	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Испытания проводят на исходных образцах и образцах после испытаний по методам 4 и 5 таблицы 7. Методы 4 и 5 таблицы 7 – Приложение К (автоклавные испытания), ГОСТ 27037 (определение устойчивости к воздействию переменных температур).	Согласно табл. 3, 6, 9 испытания на 3-х точечный изгиб проводят только после определения устойчивости к воздействию переменных температур по ГОСТ 27037. Испытания проводят на исходных образцах и образцах после определения устойчивости к воздействию переменных температур по ГОСТ 27037.	Приложение Д переработать. Метод испытания заменить
355	Д 2	АО «НГС-Нижевартовск» №145 от 29.01.2016	Образцами являются стальные пластины с нанесенным покрытием, размером (150 × 70 × 4) мм.	Д.2 требования к образцам Данный пункт изложить в общей стилистике изложения, согласно А.2 и В.2	Принято
356	Д 3	АО «НГС-Нижевартовск» №145 от 29.01.2016		В перечне оборудования отсутствует оборудование для контроля диэлектрической сплошности.	Принято
357	Д.3.2, рис. Д.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	2 – образец с покрытием; 3 – изогнутый образец с покрытием	Слова «с покрытием» исключить – см. Д.2, уточнить 2: «2 – образец до изгиба; 3 – изогнутый образец»	Приложение Д переработать
358	Д.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	1 Испытания проводят на исходных образцах и образцах после испытаний по методам 4 и 5 таблицы 7	Дублирует табл.3, 6, 9, противоречит им.	Принято. Приложение Д переработать
359	Д.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Количество образцов на каждый вид испытаний – не менее 3 шт	Конкретизировать « на каждый вид», отлично от оформления остальных приложений	Принято. Приложение Д переработать
360	Д.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Образец с покрытием помещают на неподвижные опоры испытываемой стороной вниз	«Образец с покрытием помещают на неподвижные опоры покрытием вниз».	Приложение Д переработать
361	Д.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Испытание заканчивается при достижении величины прогиба согласно техническим требованиям	Испытание заканчивается при достижении установленной величины прогиба (формально величина прогиба – это условия испытания, не требования)	Приложение Д переработать

362	Приложение Е.	АО «Орский МЗ» эл. письмо от 13.01.2016	По тексту.	Пп. Е 4.1.3; Е 4.2.1. пояснить, что такое цикл. Какова все же скорость вращения абразивных колес. Упоминаются абразивные диски, абразивные колеса, вращающаяся платформа – непонятно, что это. Как участвуют в испытаниях грузы для приложения нагрузки (п. Е.3.3)? Приложить рисунок установки или дать ссылку на НД, в котором такой рисунок присутствует.	Приложение Е исключить
363	Е.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Сущность метода заключается в определении потери массы покрытия при воздействии на него абразивных резиновых колес за заданное число оборотов, находящихся под нагрузкой	Уточнить «Сущность метода заключается в определении потери массы покрытия при воздействии на него абразивных резиновых колес, находящихся под нагрузкой, за заданное число оборотов»	Приложение Е исключить
364	Е.2 Ж.2, Л.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Образцами являются стальные пластины с нанесенным покрытием, размером (100 × 100) мм, толщиной от 3 мм до 5 мм с отверстием в центре диаметром 8 мм. Размеры образцов: - стальные пластины (100 × 100) мм, толщиной не менее 4 мм	Непонятны основания, по которым приняты данные толщины пластин для испытаний	Приложение Е исключить
365	Приложение Е	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Е.3.1 Машина абразивная для ротационного истирания.	Следует указать характеристики машины и дать схему, с обозначением элементов, входящих в ее конструкцию.	Приложение Е исключить
366	Е. 3.6	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Оборудование и материалы Электронные весы, с диапазоном измерений от 0 до 1200 г, класс точности II (высокий).	Целесообразность ограничения диапазона измерений от 0 до 1200 г? Возможно использование весов с другим верхним диапазоном измерений, обеспечивающих необходимую точность. γ Электронные весы, класс точности II, Электронные весы, класс точности II, высокий.	Приложение Е исключить
367	Е.4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Изложить по аналогии с Д.4 (упростить - представляет собой практически пошаговую инструкцию, это излишне).	Приложение Е исключить
368	Е.4.1.2., Е.4.1.3.,	ООО «ЯЗПК» №2	описывают процедуру восстановления	П.4.1.2. Восстановление абразивных колес.	Приложение Е

	E.4.1.4	от 28.01.2016	абразивных колес. Целесообразно объединить эти пункты под один заголовок «Восстановление абразивных колес».	Добавить информацию о том, что каждый абразивный диск S-11 подходит только для одной операции восстановления покрытия, т.е. 50 циклов обработки, после чего его следует выбрасывать.	исключить
369		ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	E.4.1.3. ... Устанавливают количество циклов, равное 50. Нет информации, по скорости движения платформы.	E.4.1.3. ... Устанавливают количество циклов равное 50, скорость вращения платформы (60±2) об/мин	Приложение E исключить
370	E.4.1.5	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	E.4.1.5 Испытания проводят на трех образцах. Перед испытанием определяют исходный вес образца с точностью 0,001 г.	Отлично от оформления остальных приложений (там эта информация приведена в разделе 5) - упорядочить	Приложение E исключить
371	E.4.2.1.	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	... Устанавливают количество циклов вращения равное 1000. Через 500 циклов вращения необходимо провести восстановление поверхности абразивных колес (25 или 50 циклов вращения).	E.4.2.1. ... Устанавливают количество циклов вращения равное 500, скорость вращения платформы (60±2) об/мин. E.4.2.2. Включают абразивную машину вместе с вакуумным отсосом, установленным не менее чем на 50%. Через заданное количество циклов прибор отключается. E.4.2.3. Образец снимают с вращающейся платформы и проводят процедуру восстановления поверхности абразивных колес (указать пункты, описывающие эту процедуру). После восстановления поверхности абразивных колес повторяют пункты E.4.2.1., E.4.2.2. E.4.2.4. Образец снимают И далее по тексту приложения E. Указать, с какой точностью взвешивают образец после испытаний.	Приложение E исключить
372	E.5.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	E.5.3 По результатам вычислений определяют среднюю для трех образцов потерю массы в миллиграммах.	Отлично от оформления остальных приложений (см, например, Г.5.2) - упорядочить	Приложение E исключить
373	Приложение И <i>Определение стойкости</i>	ООО «Башнефть-Добыча» эл.	И.3 Оборудование и материалы	Привести рисунок, схему Уточнить размеры образца.	Приложение И исключить

	<i>покрытия к истиранию</i>	письмо от 16.12.2015			
374	Приложение И.	АО «Орский МЗ» эл. письмо от 13.01.2016	По тексту.	Желательно приложить рисунок установки;	Приложение И исключить
375	И.4.3.	АО «Орский МЗ» эл. письмо от 13.01.2016	Между содержимым стакана и «холодным стержнем» создается градиент температур.	Между содержимым стакана и «холодным стержнем» создается разница температур.	Приложение И исключить
376	Приложение Ж <i>Определение площади отслаивания покрытия при катодной поляризации</i>	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	Ж.2 Требования к образцам Ж.2.1 Образцами являются плоские стальные пластины или сегменты из труб с нанесенным покрытием. Ж.2.2 Размеры образцов: - стальные пластины (100 × 100) мм, толщиной не менее 4 мм; - сегменты из труб в виде квадрата со стороной равной диаметру трубы, но не более (100 × 100) мм, толщиной равной стенке трубы.	Установлен размер образцов (100 × 100)мм толщиной 4 мм для плоских образцов, но что касается толщины образцов труб (сегментов), то она должна соответствовать толщине стенки, то есть может быть фактически любая, а не только 4 мм. Установить минимально допустимые размеры длины/ширины/толщины. Например: от (100 × 100)мм и толщиной от 1,5мм (ГОСТ Р 51164-98). Привести в соответствии с замечаниями по п.9 и 14	Приложение Ж исключить
377	Приложение Ж	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Приведено только определение площади отслаивания с применением ЭВМ	Сделать альтернативным метод кальки	Приложение Ж исключить
378	Приложение Ж	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016		Удалить. В тексте сделать ссылку на ГОСТ Р 51164	Приложение Ж исключить
379	Ж.2.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- сегменты из труб в виде квадрата со стороной равной...	«- сегменты из труб длиной и шириной, равными...» - аналогично К.2	Приложение Ж исключить
380	Ж.2.9, Ж.3.7	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Ж.2.9 Прозрачная полимерная пленка толщиной не более 0,5 мм с нанесенной размерной сеткой с квадратной ячейкой со стороной (0,5 ± 0,05) см или (1 ± 0,05) см. Ж.3.7 По показаниям вольтметра устанавливают потенциал на образце минус (3,5 ± 0,15) В и фиксируют время начала испытания	Привести значение потенциала с той же точностью, с какой указано предельное отклонение: (0,50 ± 0,05) см, (1,00 ± 0,05) см, (3,50 ± 0,15) В	Приложение Ж исключить

381	Приложение Ж	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Ж.2.12 Спирт этиловый	Указать ГОСТ.	Приложение Ж исключить
382	Приложение Ж	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Ж.2.13 Линейка или штангенциркуль с пределом измерения не менее 100 мм и точностью $\pm 0,5$ мм.	Указать ГОСТ.	Приложение Ж исключить
383	Ж.3.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	...диапазоном измерения не менее от 0,01 до 5,00 В...	Исключить «не менее» - бессмысленно для диапазона	Приложение Ж исключить
384	Ж.3.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	ГОСТ 6790	Согласно р.2 «ГОСТ 6709»	Приложение Ж исключить
385	Ж.3.8	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Продолжительность испытания составляет 48 ч	Не соответствует табл.3, 6, 9 (там указано 24 ч)	Приложение Ж исключить
386	Ж.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	За значение радиуса отслаивания покрытия при катодной поляризации на каждом образце принимают среднее арифметическое восьми радиальных отрезков от края углубления в стальной подложке до покрытия вдоль надрезов, вычисляемое с точностью до 0,5 мм	Уточнить, далее по тексту под «радиусом отслаивания» понимаются именно эти отрезки, очевидно, речь идет об среднем значении – см. следующий абзац, рис. Ж.1. Логичнее начать с измерения радиальных отрезков (радиусов отслаивания) и далее перейти к их среднему значению: «Измеряют восемь радиальных отрезков от края углубления в стальной подложке до неотслоившегося покрытия (радиусов отслаивания), вдоль надрезов, и вычисляют их среднее значение, с точностью до 0,5 мм (рисунок Ж.1)»	Приложение Ж исключить
387	Ж.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	...рассчитывают по выражению...	Заменить на «...рассчитывают по формуле...» (аналогично 5.2)	Приложение Ж исключить

388	Ж.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	площадь отслаивания покрытия рассчитывают по п. Ж.4.2.	площадь отслаивания покрытия определяют по п. Ж.4.2 (см. Ж.4.2)	Приложение Ж исключить
389	Ж.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	За значение площади отслаивания покрытия при катодной поляризации принимают среднее арифметическое результатов измерений на трех образцах испытуемого покрытия	Уточнить: - площадь не измеряют, это расчетная величина; - «образцах испытуемого покрытия» на соответствует Ж.2.2	Приложение Ж исключить
390	Ж.4.1	АО «НГС- Нижевартовск» №145 от 29.01.2016		Для формулы указать номер формулы в круглых скобках, согласно п. 4.7 ГОСТ 1.5	Приложение Ж исключить
391	Ж.4.2	АО «НГС- Нижевартовск» №145 от 29.01.2016		Дать определение элемент перерасчета	Приложение Ж исключить
392	Ж.4.2.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	На ЭВМ с помощью графического редактора	Согласно 2.10 «ЭВМ с программой для обработки растровых изображений» - привести в соответствие	Приложение Ж исключить
393	Ж.4.2.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	цветом, отличающимся от основного изображения	Уточнить «цветом, отличающимся от цветов полученного изображения»	Приложение Ж исключить
394	Ж.4.2.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	цветом, отличающимся от основных оттенков изображения	Уточнить, привести в соответствие с 4.2.2: «цветом, отличающимся от цветов основного изображения и цвета элемента пересчета»	Приложение Ж исключить
395	Ж.4.2.4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	$S_{y.o.}$ – площадь участка отслаивания, см ² ; $S_{э.п.}$ – элемент пересчета, кв. пиксель.	$S_{y.o.}$ – площадь участка отслаивания, пиксель (согласно Ж.4.2.3) $S_{э.п.}$ – элемент пересчета, пиксель/см ² (или в случае стороны ячейки сетки 0,5 см – пиксель/0,25 см ² , т.е. относительно стороны ячейки сетки 1,0 см необходим поправочный коэффициент 4) .	Приложение Ж исключить
396	Ж.4.2.4	АО «НГС- Нижевартовск» №145 от		Для формулы указать порядковый номер формулы в круглых скобках, согласно п. 4.7 ГОСТ 1.5	Приложение Ж исключить

		29.01.2016			
397	Ж.4.2.5	АО «НГС- Нижевартовск» №145 от 29.01.2016		Привести методику пересчета пикселей в см ²	Приложение Ж исключить
398	Приложение И <i>Определение парафиноудержа ния методом «холодного стержня»</i>	ООО «Башнефть- Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	И.5.3 Данный показатель не является браковочным.	Добавить эту фразу в виде Примечания в таблицы 3, 6, 9.	Приложение И исключить
399	И.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Образец представляет собой полый стальной цилиндр объемом 100 см ³ – «холодный стержень», который снабжен герметично закрывающейся крышкой с системой подвода и отвода хладагента (воды)	Дополнить требованиями к наличию/отсутствию покрытия на стержне, к параметрам поверхности на стержне и на покрытии. Представляется, что стержень также должен иметь шероховатость, приближенную к параметрам поверхности незащищенной трубы (значение должно быть задано с допустимым отклонением) Опечатка в слове «хладагента»	Приложение И исключить
400	И.2	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Требования к образцам.	Уточнить размер образца – длину и диаметр торцевой части. Указать возможные исполнения системы подвода и отвода воды.	Приложение И исключить
401	И.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015		Дополнить испытательной средой по И.4.1 – нефть или ее имитатор, привести ссылки на соответствующие НД	Приложение И исключить
402	И.3.1	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Ячейка, представляющая собой сосуд (стакан), в крышку которого монтируется «холодный стержень».	Уточнить объем ячейки.	Приложение И исключить
403	Приложение И	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	И.3.2 Магнитная мешалка с нагревом	Следует указать характеристики мешалки.	Приложение И исключить
404	И.3.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от	«Холодный стержень», соответствующий требованиям п. И.2, без покрытия и с исследуемым покрытием	Перенести в И.2, - аналогично остальных приложений и согласно предложению по И.2	Приложение И исключить

		28.12.2015			
405	И.3.4	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Электронные весы, с диапазоном измерений от 0 до 1200 г, класс точности II (высокий).	Целесообразность ограничения диапазона измерений от 0 до 1200 г? Возможно использование весов с другим верхним диапазоном измерений, обеспечивающих необходимую точность. Электронные весы, класс точности II, высокий.	Приложение И исключить
406	И.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	На дно стакана помещают магнитное перемешивающее устройство	Согласно 3.2 и 4.2 «магнитная мешалка с нагревом» - упорядочить	Приложение И исключить
407	И.4.1	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	И.4.1 В ячейку заливают нефть или имитатор нефти - вазелин нефтяной (петролатум) в количестве от 100 до 250 мл. На дно стакана помещают магнитное перемешивающее устройство.	Следует добавить в раздел И.3 «Оборудование и материалы» нефть (с указанием какая именно) или петролатум.	Приложение И исключить
408	И.4.2	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Ячейку закрывают крышкой с вмонтированным «холодным стержнем» без покрытия и помещают его на магнитную мешалку с нагревом.	Указать, на сколько «холодный стержень» погружен в нефть, указать расстояние от «холодного стержня» до магнитной мешалки.	Приложение И исключить
409	И.4.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	И.4.3 Между содержимым стакана и «холодным стержнем» создается градиент температур. Температура нефти в ячейке должна быть на 5 °С <u>выше температуры кристаллизации парафинов</u> , а температура «холодного стержня» на 5 °С <u>ниже температуры кристаллизации парафинов</u> . Разность температур может быть увеличена до 20 °С	Указать конкретную температуру на стержне и в среде	Приложение И исключить
410	И.4.3	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Температура нефти должна быть на 5 °С выше температуры кристаллизации парафинов, а температура «холодного стержня» должна быть на 5 °С ниже температуры кристаллизации парафинов. Разность температур может быть увеличена до 20°С.	Указать температуру кристаллизации парафинов или ИД, в которых эту информацию можно получить. В каком случае возможно увеличение разности температур?	Приложение И исключить
411	И.4.5-И.4.7	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд	И.4.5 По окончании испытания «холодный стержень» подвешивают над стаканом и дают	Механически зачищать недопустимо, могут быть повреждения. Непонятно, почему	Приложение И исключить

		(ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	стечь остаткам нефти в течение 10–20 минут. И.4.6 Отложения парафинов соскабливают шпателем не повреждающим поверхность «холодного стержня» и взвешивают. И.4.7 После очистки стержня до исходного состояния испытания повторяют еще дважды	нельзя взвесить стержень до и после испытаний	
412	И.4.6	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	И.4.6 Отложения парафинов соскабливают шпателем не повреждающим поверхность «холодного стержня» и взвешивают.	Следует добавить в раздел И.3 «Оборудование и материалы» шпатель.	Приложение И исключить
413	И.4.8	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Аналогично проводят испытания «холодного стержня» с исследуемым покрытием согласно п.п. И.4.2–И.4.7	Исключить «согласно п.п. И.4.2–И.4.7» - излишне, кроме того рассогласует текст (формально, относится к слову «покрытия», что бессмысленно)	Приложение И исключить
414	И.5.1, И.5.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	И.5.1 Рассчитывают средний показатель парафиноудержания по трем измерениям веса отложения парафинов для «холодного стержня» с покрытием и без покрытия И.5.2 Определяют степень снижения парафиноудержания покрытия в процентах по формуле: $K_{п} = ((C_2 - C_1)/C_2) \cdot 100,$ где: K _п – степень снижения парафиноудержания покрытия, %, C ₁ – количество АСПО на стержне с покрытием, г, C ₂ – количество АСПО на стержне без покрытия, г.	Конкретизировать, какие величины на каких этапах следует усреднять, в приведенной редакции возможно несколько вариантов обработки результатов	Приложение И исключить
415	И.5.2	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Для формулы K _п указать порядковый номер формулы в круглых скобках, согласно п. 4.7 ГОСТ 1.5	Приложение И исключить
416	И.5.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Данный показатель не является браковочным	Противоречит требованиям р.8 и р.9, согласно которого способность противостоять АСПО обязательна В любом случае, обязательность или необязательность требований определяется	Приложение И исключить

				требованиями, а не методом контроля	
417	И.5.3	АО «НГС- Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Определение парафиноудержания методом «холодного стержня» (приложение И) – исключить. Поскольку, согласно И.5.3 данный показатель не является браковочным	Приложение И исключить
418	Приложение К <i>Автоклавные испытания</i>	ООО «Башнефть- Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	К.3 Оборудование и материалы Отсутствует газ H ₂ S, а в п. К.4.2. присутствует: - газовая фаза: 0,5 % H₂S; 5 % CO₂; 94,5 % CH₄ или N₂.	Добавить H₂S в п.К.3 В п. К.4.2 пояснить, как приготовить эту газовую смесь. Указать, как и каким методом определить концентрацию H ₂ S. Привести расчет по количеству газа из баллона с H ₂ S. Приложить методику и программу испытания. Добавить: Рисунки - приспособление для крепления образцов .	Приложение К переработать
419	Приложение К	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Наименование приложения «Автоклавные испытания»	В тексте стандарта нет никаких указаний, какие именно испытания являются автоклавными. Кроме того, автоклавными являются испытания на декомпрессию – название методики не отражает, какие свойства покрытия проверяются. Не указано соотношение между объемом жидкой и газовой фазы, от которого будет зависеть концентрации растворенных газов, соотношение объема раствора к площади поверхности образцов	Приложение К переработать
420	Приложение К	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1- 10/570 от 29.01.2016		Переделать согласно ниже приведенным замечаниям. <i>Пояснения: некорректно в ГОСТ прописывать точные значения, испытания корректнее проводить при реальных содержаниях коррозионно-агрессивных газов (их парциальных давлений) и пластовой температуре на объекте эксплуатации. Предлагаемые значения пользователь ГОСТ может использовать, только если реальные значения неизвестны. У пользователя ГОСТ должен быть выбор</i>	Отклонено. Приложение К переработать
421	К 1	АО «НГС- Нижневартовск»		Вместо формулировки «...повышенных температуре и давлении», следует указать	Принято. Приложение К

		№145 от 29.01.2016		конкретные условия испытаний. В п. К.4.2 приведен конкретный диапазон давлений, а значение температуры приведено, например в таблице 7.	переработать
422	К.2.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- сегменты из трубных изделий с покрытием	Исключить слова «с покрытием» - дублируют К.2.1	Принято. Приложение К переработать
423	К. 3	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Оборудование и материалы	В данном перечне оборудования и материалов не указаны требования к H ₂ S, CH ₄ , в то время как в табл. 4, п.6 указана газовая фаза, включающая H ₂ S, CH ₄ Добавить требования к H ₂ S, CH ₄ .	Принято. Приложение К переработать
424	К. 3	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Отсутствует сероводород (H ₂ S), метан (CH ₄) указанные в К.4.2 б)	Принято. Приложение К переработать
425	К. 3.1	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	К.3.1 Автоклав, обеспечивающий поддержание и контроль заданной температуры и давления, снабженный измерительными устройствами и системой сброса давления.	Следует указать характеристики автоклава.	Отклонено. Приложение К переработать
426	К. 3.4	АО «НГС-Нижневартовск» №145 от 29.01.2016		Сокращение «х.ч.» отсутствует в Разделе 4. Привести полное название или добавить в раздел 4.	Отклонено. Приложение К переработать
427	К 3.6	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	К.3.6 Приспособление для крепления образцов в автоклаве, изготовленное из материала, инертного к испытательной среде.	Удалить.	Принято
428	К. 3.6	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	К.3.6 Приспособление для крепления образцов в автоклаве, изготовленное из материала, инертного к испытательной среде.	Следует дать схему приспособления.	Отклонено
429	К 4.1	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от	К.4.1 Образцы крепят на приспособлении в автоклаве. Затем в автоклав заливают предварительно приготовленную	К.4.1 Образцы не должны контактировать друг с другом и их крепят таким образом, чтобы они не контактировали с другими	Принято

		29.01.2016	испытательную среду. Испытания проводят при погружении образцов в испытательную среду примерно на 50 % поверхности.	элементами, способными оказать воздействие на результаты испытаний. Затем в автоклав заливают предварительно приготовленную испытательную среду. Испытания проводят при полном погружении образцов в испытательную среду.					
430	К.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Затем в автоклав заливают предварительно приготовленную испытательную среду. Испытания проводят при погружении образцов в испытательную среду примерно на 50 % поверхности	Затем в автоклав заливают предварительно приготовленную испытательную среду до погружения образцов примерно на 50 % поверхности	Принято				
431	К.4.2	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	<p>К.4.2 Условия проведения испытания:</p> <p>а) Испытательная среда:</p> <ul style="list-style-type: none"> - жидкая фаза: 5 % водный раствор NaCl или имитатор пластовой воды согласно п.1.3.5 по ГОСТ 9.506. <p>Для приготовления раствора используют дистиллированную воду.</p> <ul style="list-style-type: none"> - газовая фаза: 0,5 % H₂S; 5 % CO₂; 94,5 % CH₄ или N₂. <p>б) Общее давление в автоклаве определяется программой испытаний и составляет 3 МПа или 10 МПа.</p> <p>в) Температура испытания определяется типом покрытия.</p>	<p>К.4.2 Условия проведения испытания:</p> <p>а) Испытательная среда:</p> <p>жидкая фаза:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 5 % раствор NaCl или имитатор пластовой воды по ГОСТ 9.506 или ГОСТ 9.502 (Приложение 2) или -имитатор реальной пластовой воды объекта эксплуатации; <p>Для приготовления раствора используют дистиллированную воду.</p> <p>- газовая фаза:</p> <ul style="list-style-type: none"> -0,5 % H₂S; 5 % CO₂; 94,5 % CH₄ или N₂ или - содержание H₂S и CO₂ на объекте эксплуатации <p>б) Общее давление в автоклаве определяется программой испытаний и составляет:</p> <ul style="list-style-type: none"> - пластовое давление на объекте эксплуатации или - 3, 5 или 10 МПа. <p>в) Температура испытания определяется</p> <ul style="list-style-type: none"> - пластовой температурой на объекте эксплуатации или - 30, 60 или 80°С. 	Отклонено				
432	К.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от	<p>Для приготовления раствора используют дистиллированную воду.</p> <ul style="list-style-type: none"> - газовая фаза: 0,5 % H₂S; 5 % CO₂; 	<p>Разночтение между составом газовой фазы в методике, таблицах. Например, в таблице 10:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 25%;">10 Испытательн</td> <td style="width: 25%;">(80 ± 3) –</td> <td style="width: 25%;">10,</td> <td style="width: 25%;"><u>100</u></td> </tr> </table>	10 Испытательн	(80 ± 3) –	10,	<u>100</u>	Принято. Требования скорректировать
10 Испытательн	(80 ± 3) –	10,	<u>100</u>						

		28.12.2015	<p><u>94,5 % CH₄ или N₂.</u></p> <p>б) Общее давление в автоклаве определяется программой испытаний и составляет 3 МПа или 10 МПа.</p> <p>в) Температура испытания определяется типом покрытия.</p> <p>К.4.3 При проведении испытания при давлении 3 МПа в автоклав <u>подают CO₂ до</u> требуемого значения давления. Затем производят нагрев автоклава до температуры испытания, при этом избыточное давление CO₂ стравливается</p>	<p>ая среда: жидкая фаза: - 5 % раствор NaCl или - имитатор пластовой воды*; <u>газовая фаза:</u> <u>0,5 % H₂S; 5 % CO₂; 94,5 % CH₄</u> <u>или N₂</u></p>	<p>для нормальног о типа</p> <p>Для термостойко го типа – по рекомендац ии производителе ля ЛКМ</p>	0	<u>0 ч</u>	
433	К.4.3	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	К.4.3 При проведении испытания при давлении 3 МПа в автоклав подают CO ₂ до требуемого значения давления. Затем производят нагрев автоклава до температуры испытания, при этом избыточное давление CO ₂ стравливается.	Удалить.				Принято
434	К.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	<p>а) Испытательная среда: - жидкая фаза: 5 % водный раствор NaCl или имитатор пластовой воды согласно п.1.3.5 по ГОСТ 9.506. Для приготовления раствора используют дистиллированную воду. - газовая фаза: 0,5 % H₂S; 5 % CO₂; 94,5 % CH₄ или N₂</p>	<p>а) Испытательная среда: - жидкая фаза: 5 % водный раствор NaCl или имитатор пластовой воды согласно п.1.3.5 ГОСТ 9.506. - газовая фаза: 0,5 % H₂S; 5 % CO₂; 94,5 % CH₄ или N₂ Для приготовления раствора NaCl используют дистиллированную воду.</p>				Отклонено
435	К.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	б) Общее давление в автоклаве определяется программой испытаний и составляет 3 МПа или 10 МПа	б) Общее давление в автоклаве 3 МПа или 10 МПа				Отклонено
436	К.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	в) Температура испытания определяется типом покрытия	конкретизировать				Принято
437	К.4.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от	При проведении испытания при давлении 3 МПа в автоклав подают CO ₂ до требуемого значения давления	При проведении испытания при давлении 3 МПа в автоклав подают CO ₂ до <u>достижения</u> требуемого значения давления				Отклонено

		28.12.2015			
438	К.4.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	При проведении испытания при давлении 10 МПа в автоклав подают CO ₂ до давления 5 МПа	При проведении испытания при давлении 10 МПа в автоклав подают CO ₂ до <u>достижения</u> давления 5 МПа	Отклонено
439	К 4.4	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	К.4.4 При проведении испытания при давлении 10 МПа в автоклав подают CO ₂ до давления 5 МПа, затем производят нагрев до температуры испытания. Подачей газообразного азота давление в автоклаве доводят до 10 МПа.	Удалить.	Принято
440	К 4.6	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	К.4.6 По окончании испытания осуществляют охлаждение автоклава до температуры не выше (60 ± 3) °С и производят сброс давления в течении не менее 10 минут.	К.4.6 По окончании испытания осуществляют охлаждение автоклава до необходимой температуры и производят сброс давления в течении необходимого времени.	Отклонено
441	К 4.6	АО «НГС-Нижевартовск» №145 от 29.01.2016		Данный пункт требует пояснения и вступает в противоречие с п. К.4.2 в), поскольку согласно изложенного температура испытаний покрытия может быть меньше температуры охлаждения (60±3)°С. Кроме того, необходимо привести конкретный диапазон скоростей сброса давления.	Приложение К переработать
442	К. 4.7	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	К.4.7 Образцы извлекают из испытательной среды, промывают проточной водой и высушивают салфетками или фильтровальной бумагой.	Следует добавить в раздел К.3 «Оборудование и материалы» фильтровальную бумагу и ГОСТ на нее.	Отклонено
443	К.5.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Изменения свойств покрытия на расстоянии менее 10 мм от края образца не учитывают	Объединить с К.5.1 в редакции: «Свойства покрытия на расстоянии менее 10 мм от края образца не учитывают»	Принято
444	К 5.3	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	К.5.3 Оценку внешнего вида, определение коэффициента соотношения емкостей и тангенса угла диэлектрических потерь покрытия производят в течении 1 ч после окончания испытаний.	Согласно какому методу? Дополнить.	Отклонено
445	К.5.4.	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд	Адгезию покрытия оценивают спустя 24 ч после окончания испытаний. После	Нет требований к наличию/отсутствию подпленочной коррозии	Отклонено

		(ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	определения адгезии методом нормального отрыва фиксируют наличие подпленочной коррозии в месте отрыва		
446	К.5.4.	АО «НГС-Нижевартовск» №145 от 29.01.2016		Последнее предложение уточнить. Отсутствует требование к подпленочной коррозии.	Отклонено
447	К 5.4	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	К.5.4 Адгезию покрытия оценивают спустя 24 ч после окончания испытаний. После определения адгезии методом нормального отрыва фиксируют наличие подпленочной коррозии в месте отрыва.	Согласно какому методу? Дополнить.	Отклонено
448	К 5.5	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Покрытие считают удовлетворительным, если ...	Свойства покрытия считаются удовлетворительными, если...	Принято
449	Приложение Л <i>Стойкость покрытия к быстрой декомпрессии</i>	ООО «Башнефть-Добыча» эл. письмо от 16.12.2015	Л.5 Обработка результатов испытания Л.5.1 Проводят оценку внешнего вида покрытия в соответствии с ГОСТ Р 9.414. Фиксируют изменение цвета, набухание, размягчение, наличие пузырей, растрескивание, отслаивание.	Удалить ссылку на ГОСТ Р 9.414, т.к. в ГОСТ Р 9.414 показатели внешнего вида подразделяются на две группы: декоративные и защитные свойства, которые оцениваются в баллах.	Принято
450	Приложение Л	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-ИнД (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Стойкость покрытия к быстрой декомпрессии	В тексте стандарта отсутствует указанный термин и свойство покрытия Отличается от формы изложения заголовков остальных приложений («Определение...»)	Принято
451	Приложение Л	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016		Удалить или переделать согласно ниже приведенным замечаниям.	Приложение Л переработать
452	Л.2.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-ИнД (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	- сегменты из трубных изделий с покрытием длиной 150 мм, шириной равной...	Исключить слова «с покрытием» - дублируют Л.2.1	Принято
453	Л 3.1	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Л.3.1 Автоклав, обеспечивающий поддержание и контроль заданной температуры и давления, снабженный измерительными устройствами и системой сброса давления.	Следует указать характеристики автоклава.	Отклонено
454	Л 3.6	РГУ нефти и газа (НИУ) имени	Л.3.6 Приспособление для крепления образцов в автоклаве, изготовленное из материала,	Следует дать схему приспособления.	Отклонено

		И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	инертного к испытательной среде.		
455	Приложение Л	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	Л.4.1 Образцы крепят на приспособлении в автоклаве. Затем в автоклав заливают предварительно приготовленную испытательную среду. Испытания проводят при погружении образцов в испытательную среду примерно на 50 % поверхности.	Л.4.1 Образцы крепят на приспособлении в автоклаве. Затем в автоклав заливают предварительно приготовленную испытательную среду. Испытания проводят либо при полном погружении образцов в испытательную среду, либо в газовой фазе.	Отклонено
456	Л.4.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Затем в автоклав заливают предварительно приготовленную испытательную среду. Испытания проводят при погружении образцов в испытательную среду примерно на 50 % поверхности.	Аналогично К.4.1	Принято
457	Приложение Л	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	Л.4.2 Условия проведения испытания: а) Испытательная среда: - жидкая фаза: 5 % водный раствор NaCl или имитатор пластовой воды согласно п. 1.3.5 по ГОСТ 9.506. Для приготовления раствора используют дистиллированную воду. - газовая фаза: CO ₂ , N ₂ . б) Общее давление в автоклаве определяется программой испытаний и составляет 10 МПа. в) Температура испытания определяется типом покрытия.	Л.4.2 Условия проведения испытания: а) Испытательная среда: - жидкая фаза: 5 % водный раствор NaCl, имитатор пластовой воды по ГОСТ 9.506. или ГОСТ 9.502 (Приложение 2) или имитатор реальной пластовой воды объекта эксплуатации; Для приготовления раствора используют дистиллированную воду. - газовая фаза: CO ₂ , N ₂ или CH₄ б) Общее давление в автоклаве определяется программой испытаний и составляет 5-10 МПа.	Отклонено
458	Л.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	а) Испытательная среда: - жидкая фаза: 5 % водный раствор NaCl или имитатор пластовой воды согласно п.1.3.5 по ГОСТ 9.506. Для приготовления раствора используют дистиллированную воду. - газовая фаза: CO ₂ , N ₂	а) Испытательная среда: - жидкая фаза: 5 % водный раствор NaCl или имитатор пластовой воды согласно п.1.3.5 ГОСТ 9.506. - газовая фаза: CO ₂ , N ₂ Для приготовления раствора NaCl используют дистиллированную воду.	Отклонено
459	Л.4.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	в) Температура испытания определяется типом покрытия	конкретизировать	Принято

460	Приложение Л	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	Л.4.3 В автоклав подают CO ₂ до давления 5 МПа, затем производят нагрев до температуры испытания. Далее подачей газообразного азота давление в автоклаве доводят до 10 МПа. После достижения необходимых показателей температуры и давления фиксируют время начала испытаний. Продолжительность испытаний составляет 24 ч.	Л.4.3 В автоклав подают CO ₂ N ₂ или CH ₄ до давления 5-10 МПа (в зависимости от программы испытаний). После достижения необходимых показателей давления фиксируют время начала испытаний. Продолжительность 1 цикла испытаний составляет 24 ч. При погружении образцов в испытательную среду залить водный раствор в ячейку таким образом, чтобы он целиком скрывал образцы При полном погружении образцов в испытательную среду проводят 1 цикл испытаний. При испытаниях в газовой фазе проводят 10 цикл испытаний.	Отклонено
461	Л.4.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	В автоклав подают CO ₂ до давления 5 МПа, затем производят нагрев до температуры испытания	В автоклав подают CO ₂ до давления <u>достижения</u> 5 МПа, затем производят нагрев до температуры испытания	Отклонено
462	Л.4.3	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Продолжительность испытаний составляет 24 ч.	Задать отклонение от продолжительности испытаний	Отклонено
463	Приложение Л	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» № 1-10/570 от 29.01.2016	Л.4.4 По окончании испытания отключают нагрев автоклава и производят быстрый сброс давления, за время не более 5 секунд. Если температура испытания превышает 80 °С, необходимо дождаться охлаждения автоклава до температуры не выше (80±3) °С.	Л.4.4 По окончании испытания производят быстрый сброс давления, за время не более 1 минуты.	Отклонено
464	Л.4.4	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	не более 5 секунд	не более 5 с	Принято
465	Л 4.5	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016	Л.4.5 Образцы извлекают из испытательной среды, промывают проточной водой и высушивают фильтровальной бумагой.	Следует добавить в раздел Л.3 «Оборудование и материалы» фильтровальную бумагу и ГОСТ на нее.	Отклонено

466	Л.5.1	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Проводят оценку внешнего вида покрытия в соответствии с ГОСТ Р 9.414. Фиксируют изменение цвета, набухание, размягчение, наличие пузырей, растрескивание, отслаивание	Привести в соответствие с показателями табл. 3, 6, 9 В таблицах технических требований отсутствуют критерии количественных методов оценки разрушений покрытия согласно ГОСТ 9.414	Принято
467	Л.5.1	ООО «ЯЗПК» №2 от 28.01.2016	Проводят оценку внешнего вида покрытия в соответствии с ГОСТ Р 9.414	Согласно табл. 6 внешний вид покрытия определяется визуальным осмотром. Согласовать метод оценки внешнего вида в табл. 6 с пунктом Л.5.1 приложения Л.	Отклонено
468	Л.5.2	ОАО «ЧТПЗ» №ЧТ01-Инд (ЧТПЗ)/07123 от 28.12.2015	Изменения внешнего вида покрытия на расстоянии менее 10 мм от края образца не учитывают	Объединить с К.5.1 в редакции: «Внешний вид покрытия на расстоянии менее 10 мм от края образца не учитывают»	Принято
469	Библиография	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Оформить в соответствии с ГОСТ 1.5-2001 (п. 3.13).	Принято
470	Библиографические данные	РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 440/8793 От 24.11.2016		Отсутствует этот раздел. Ввести. ГОСТ 1.5-2001 (п. 3.14).	Принято, раздел будет добавлен на стадии отправки в Росстандарт