

Сводка замечаний
по первой редакции проекта ГОСТ Р «ВНУТРЕННИЕ ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ СТАЛЬНЫХ ТРУБ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ,
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

№	Номер раздела, подраздела и пункта проекта стандарта	Наименование организации (предприятия), номер письма и дата	Существующая редакция	Замечание, предложение	Заключение разработчика
1	Стандарт в целом	ОАО «ТАГМЕТ» №50/27-2229 от 08.12.2014		Замечания и предложения отсутствуют	Принято к сведению
2		ОАО «НЛМК» №251-1/00285 от 05.12.2014		Замечания и предложения отсутствуют	Принято к сведению
3		ФАУ «Российский морской регистр судоходства» №26.01.2015		Замечания и предложения отсутствуют	Принято к сведению
4		ОАО «Гипроспецгаз» №29/18 от 23.01.2015		Замечания и предложения отсутствуют	Принято к сведению
5		ОАО «СинТЗ» № C05/00599 от 30.12.2014		Стандарт дополнить дополнительными требованиями к трубам, предназначенным для нанесения покрытий (в части качества поверхности) и изложенными в СТО ТМК 56601056-0011-2007 (п.6.5.3) в редакции : «Наружная и внутренняя поверхности труб не должны иметь загрязнений (следов масел, смазок, солей, технологических жидкостей) и консервационного покрытия. На поверхности труб допускаются незначительные следы технологических жидкостей».	Отклонено
6		ОАО «ВНИИТнефть» № 14 от 20.01.2015		В данном стандарте, по-нашему мнению, не учтены свойства покрытий сопротивляться знакопеременным нагрузкам (усталостной прочности). Таким нагрузкам подвергаются бурильные трубы.	Отклонено

				Усталостная прочность по ГОСТ 50278-92 составляет не менее 16 кгс/мм ² . Трубы должны выдерживать не менее 10х10 ⁶ циклов нагружения. Попытка оценить усталостную прочность покрытий сделана на предприятии «ТМК НГС-Нижневартовск» и описана в ТУ 1390-005-523534308-2013, но эти испытания не отражают полную картину знакопеременных нагрузок на трубы в процессе эксплуатации и не приближены к натурным.	
7		ОАО «ГИПРОГАЗЦЕНТР» № 05/00255 от 20.01.2015		Исходя их названия, стандарт распространяется как на нефтяную, так и на газовую промышленность. По тексту документа следует, при указании нефтепровод (нефтепромысел, нефтедобыча и т.д.), указывать и газопровод (газовый промысел, газодобыча и т.д.). Либо же изначально объединить нефте- и газопроводы под один термин «трубопровод», о чем указать в разделе «Термины и определения». В целом документ ориентирован на нефтяную промышленность.	Принято в измененной редакции
8		ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015		В нормативном документе отсутствуют требования к ремонту, ремонтным материалам	Внести дополнительно
9		ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015		В нормативном документе отсутствуют методы контроля и правила приемки наносимых покрытий	Отклонено
10		ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015		В тексте ГОСТа нет упоминания о газе, газовой промышленности, газопроводах и т.д. (в одном месте упомянут попутный нефтяной газ). В названии на первой странице есть слово «ГАЗОВОЙ». Непонятно каким образом этот ГОСТ относится к газовой отрасли. Привести в соответствие текст или исключить слово «ГАЗОВОЙ» из названия.	Принято

11		ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015		Внутренние защитные покрытия в магистральных газопроводах не используются (используются только внутренние гладкостные покрытия на эпоксидной основе, отличающие толщиной от защитных покрытий (от 60 до 150 мкм против от 250 до 1000 мкм). Внутренние защитные покрытия ограниченно используются в газопромысловых трубопроводах, где в основном используют ингибиторы коррозии. Пункт 5.5: Описание нефтепромысловых трубопроводов и оборудования. Нет ни слова о газопромысловом оборудовании или трубопроводах. <i>Предлагаем позиционировать этот ГОСТ, как относящийся только к нефтяной отрасли. В связи с этим нижеследующие замечания носят рекомендательный характер.</i>	Принято в измененной редакции
12		ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015		В стандарте не указано, на каком расстоянии должны быть свободны от внутреннего покрытия торцы труб для выполнения ручной дуговой сварки (не более 60 мм): расстояние определяется размером втулок для защиты сварных швов.	Отклонено
13		ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015		В стандарте не указаны требования по толщине внутреннего защитного покрытия в мк для труб различного назначения: толщина внутреннего покрытия для промысловых трубопроводов регламентируется табл.ба СП 34-116-97 «ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ, СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ»	Отклонено
14		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Среди множественных перечислений всевозможного оборудования и труб нет ЗРА (запорно-регулируемая арматура - краны и др.), или на них требования ГОСТ Р не распространяются?	Отклонено
15				ГОСТ Р, в целом, определяет требования к защите ОТ КОРРОЗИИ внутренней поверхности труб и оборудования. Необходимо сохранить это направление по всему тексту. (при изложении требований к покрытию лучше применять единый	Принято в измененной редакции

				термин, например : «антикоррозионное (защитное) покрытие». Определение «внутреннее» лучше использовать к ПОВЕРХНОСТИ оборудования, т.к. оно не может определяет покрытие, которое может быть как внутренним. Так и наружным. В требованиях к оборудованию термин «защита» необходимо дополнять «...от коррозии».	
16		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	Пункт отсутствует.	Отсутствует пункт по допускаемые методам очистки внутренней поверхности НКТ с покрытиями.	Отклонено
17		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	Пункт отсутствует	Отсутствуют требования к шероховатости поверхности.	Принято, требования уточнены
18		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	Пункт отсутствует	В стандартизированных требованиях к материалу убрать конкретные компоненты.	Принято, Таблицы 1, 2 откорректированы
19		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		Непонятна концепция стандарта: - наименование не отвечает области применения (наименование – внутренние защитные покрытия стальных труб и соединительных деталей, а область применения – требования к защите от коррозии внутренней поверхности труб); - текст проекта не отвечает наименованию и области применения (если область применения - защитные покрытия: должны быть приведены технические требования к ним, правила приемки и методы контроля; если же область действия – защита от коррозии, то данный стандарт подлежит включению в серию ГОСТ (ГОСТ Р) Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС)).	Принято
20		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		Включить в текст ГОСТа примеры условного обозначения покрытий в зависимости от типов красок (температур) и труб (НГП, БТ, НКТ, СДТ), для которых они применяются;	Отклонено
21		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-		Подробно описать пункт «Контроль качества покрытия»:	Принято

		07/79 от 02.02.2015		- объём приёмо-сдаточных (ПСИ) и периодических (ПИ) испытаний; - методы контроля;	
22		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015		По всему тесту проекта стандарта необходимо упорядочить терминологию.	Принято
23		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		Концепция стандарта непонятна: - наименование не отвечает области применения (наименование – защитные покрытия, область действия – требования к защите от коррозии); - текст проекта не отвечает наименованию и области действия (если область действия - защитные покрытия: должны быть приведены технические требования к ним, правила приемки и методы контроля, если область действия – защита от коррозии: стандарт подлежит включению в серию ГОСТ (ГОСТ Р) ЕСЗКС).	Принято
24		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		По всему тесту упорядочить терминологию «поставщик» - «производитель», «абразивоструйная очистка» - «абразивоструйная обработка»	Принято: - заменены на «заказчик» - «изготовитель»; - заменены на «абразивоструйная обработка»
25		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		По всему тексту для времени испытания и охлаждения установить предельные отклонения.	Принято частично: -отклонено по "времени"; -уточнить по "скорости охлаждения"
26		ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		1. Целесообразно разработать раздел ГОСТа, в котором должны быть описаны все значимые параметры условий эксплуатации защитных покрытий различных видов труб (БТ, НКТ, линейных трубопроводов), и для каждого вида определены диапазоны их изменений. 2. В ГОСТе должны быть определены нормативные сроки службы покрытий труб различного типа. 3. В соответствии с типом труб, сроками и условиями их эксплуатации должны быть выбраны методы, требуемые результаты и	Отклонено, отсутствует статистика

				длительность испытаний, подтверждающие пригодность предлагаемых схем покрытий. 4. Из текста ГОСТа должно быть ясно, каким требованиям каждый тип труб с покрытием должен соответствовать, чтобы сохранить свои защитные свойства в течение всего периода эксплуатации. В существующей редакции частично это имеется, но раскидано по различным разделам.	
27		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015		Узкая специализация стандарта – только внутренние лакокрасочные покрытия приводит к необоснованному и нецелесообразному дроблению стандартов. К наружным лакокрасочным покрытиям будут применяться практически те же требования и методы испытаний, использоваться для них практически те же материалы. Дополнить область определения настоящего стандарта наружными лакокрасочными покрытиями.	Отклонено
28	Титульный лист	ОАО «СинТЗ» № C05/00599 от 30.12.2014	ВНУТРЕННИЕ ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ СТАЛЬНЫХ ТРУБ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	В наименовании заменить «ИГАЗОВОЙ» на «И ГАЗОВОЙ»	Название стандарта заменено на: "Защитные лакокрасочные покрытия внутренней поверхности стальных труб и соединительных деталей, используемых в нефтяной промышленности"
29		ОАО «ГИПРОГАЗЦЕНТР» № 05/00255 от 20.01.2015		В наименовании ГОСТа пропущен пробел между словами «...и газовой...»	
30		АО «ОМК» №12045-И- 2/15 от 27.01.2015		ВНУТРЕННИЕ ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ СТАЛЬНЫХ ТРУБ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ – описка, пропущен пробел.	
31		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015		Фраза «и газовой»: - допущена опечатка; - противоречит области применения (см. Раздел 1 «нефтепромысловые коммуникации», а также ПЗ, п.2 «нефтепромысловая отрасль»).	

32		ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		В названии ГОСТа присутствует фраза «газовой промышленности», а в области применения защитных покрытий трубы для транспортировки газа отсутствуют.	
33		НП «Покрытие- Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		В нефтяной промышленности используются трубы и соединительные детали различного назначения, т.е. выполняющие разные функции, что обуславливает их различные потребительские свойства, показатели потребительских свойств и нормы на показатели., а следовательно принципиально различные технические требования к ним. И это прежде всего касается качества поверхности внутренней полости труб и соединительных деталей, потребительские свойства которой обуславливают потребительские свойства применяемого покрытия. На стадиях хранения, транспортирования, монтажа, эксплуатации, технического обслуживания и ремонта внутреннее покрытие подвергается разнообразным механическим, тепловым и физико-химическим воздействиям существенно отличающимся между собой для труб и соединительных деталей, используемых в нефтепромысловых трубопроводах, в колоннах НКТ и колоннах бурильных труб. Поэтому создать единый стандарт, содержащий единые требования к внутреннему покрытию элементов промысловых трубопроводов, колонн НКТ и колонн бурильных труб не придет в голову ни одному специалисту по оборудованию для бурения, добычи и сбора нефти. Нефтяные компании должны запретить металлургам разрабатывать стандартизированные требования к покрытиям трубной продукции, используемой в нефтегазовой отрасли и разрабатывать подобные стандарты самостоятельно, как это сделал ОАО «Газпром» для покрытий труб магистральных трубопроводов. Подобные требования может	

				разработать только Потребитель труб и соединительных деталей соответствующего назначения. Только он знает: какие функции ему нужны от покрытия, каким опасным воздействиям подвергается покрытие на различных стадиях жизненного цикла, способным вызвать изменение потребительских свойств покрытия. Этими требованиями должны пользоваться Производители труб и соединительных деталей с покрытиями, т.е. ТМК с своим структурным подразделением ОАО «РосНИТИ». «Изоляция лакокрасочными покрытиями внутренней поверхности стальных труб и соединительных деталей, используемых в нефтяной и газовой промышленности». Именно этому посвящен данный стандарт. Предлагаемый стандарт по изоляции лакокрасочными покрытиями внутренней поверхности стальных труб и соединительных деталей должен содержать требования к качеству технологического процесса нанесения защитных покрытий на внутреннюю поверхность стальных труб и соединительных деталей. Он должен базироваться на требованиях нефтяных компаний к качеству внутреннего покрытия, т.к. качество покрытия обуславливает качество процесса его нанесения.	
34		ОАО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Титульный лист. Наименование. Фраза «и газовой»: - допущена опечатка; - противоречит области действия (см. п.1 «нефтепромысловые коммуникации», а также ПЗ, п.2 «нефтепромысловая отрасль»).	
35		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015		<i>Наименование стандарта не соответствует 3.6 ГОСТ 1.5, в стандарте установлены требования только к лакокрасочным защитным покрытиям. Наименование изложить в редакции с учетом предыдущего предложения:</i> <i>«Защитные лакокрасочные покрытия стальных</i>	

				труб и соединительных деталей, используемых в нефтяной и газовой промышленности»	
36		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015		Не указан вид стандарта – см. раздел 7 ГОСТ 1.5 Дополнить: «Общие технические требования»	Принято
37	ПРЕДИСЛОВИЕ	АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного указателя «Национальные стандарты»	В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного указателя «Национальные стандарты»- описки, пропущена буква	Принято
38	Содержание	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	Содержание 1 Область применения 2 Нормативные ссылки 3 Термины и определения 4 Обозначения и сокращения 5 Общие положения 6 Требования к трубам и соединительным деталям 7 Требования к лакокрасочным материалам 8 Требования к подготовке поверхности 9 Требования к внутренним защитным покрытиям 10 Требования безопасности Приложение А (обязательное) Определение площади отслаивания внутреннего защитного покрытия при катодной поляризации Приложение Б (справочное)	Добавить в стандарт В содержании отсутствуют важные для стандарта разделы: 1. Требования к монтажу труб и соединительных деталей при строительстве промыслового трубопровода, при монтаже колонн НКТ и бурильных труб. 2. Требования к эксплуатации трубопровода, колонны НКТ и колонны бурильных труб из элементов с внутренним защитным покрытием. 3. Требования к ремонту нефтепроводных труб, НКТ и бурильных труб с внутренним защитным покрытием. 4. Требования к маркировке и упаковке трубной продукции с внутренним защитным покрытием. 5. Требования к транспортировке трубной продукции с внутренним защитным покрытием. 6. Гарантии Производителя трубной продукции с внутренним защитным покрытием.	Принято в соответствии с ГОСТ Р 1.5 - 2012 для стандарта вида «Общие технические требования»
39		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	Стойкость покрытия при трехточечном изгибе Приложение В (справочное)	Содержание. Приложение А. Наименование не соответствует указанному в тексте. Содержание. Приложения Б-Г. Статус не	

			Автоклавный тест в сероводородсодержащей среде	соответствует указанному в тексте.	
40		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	Приложение Г (справочное) Стойкость покрытия к быстрой декомпрессии	Не соответствует ГОСТ 1.5 – см. 7.5, 7.3 Привести в соответствие с 7.5, 7.3 1 Область применения 2 Нормативные ссылки 3 Термины и определения 4 Обозначения и сокращения 5 Виды покрытий (включая таблицу 5) 6 Технические требования 6.1 Требования к покрытиям (включая раздел 9) 6.2 Требования к изделиям, предназначенным для нанесения покрытий (включая раздел 6) 6.3 Требования к используемым материалам (включая раздел 7) 6.4 Требования к подготовке изделий для нанесения покрытий (включая раздел 8) 7 Требования безопасности и охраны окружающей среды 8 Правила приемки и методы контроля 9 Транспортирование и хранение 10 Указания по эксплуатации 11 Гарантии изготовителя	
41		ОАО «СТЗ» №109-18/337 от 26.11.2014		Исходя из приведенного в разделе 1, непонятно на какой сортамент труб (диапазон диаметров) распространяется данный стандарт и относятся ли его требования к электросварным трубам.	Принято в следующей редакции: «Настоящий стандарт устанавливает общие требования к защитным покрытиям, которые наносятся на внутреннюю поверхность стальных буровых и насосно-компрессорных труб»
42	1.Область применения	ООО «Темерсо-инжиниринг»	Настоящий стандарт устанавливает общие требования к защите от коррозии внутренней поверхности стальных	Настоящий стандарт устанавливает общие требования к защитным покрытиям, которые наносятся на внутреннюю поверхность стальных буровых и насосно-компрессорных труб, труб для нефтепромысловых коммуникаций....	

43	Торговый дом НПО № 05-01 от 12.01.2015	бурильных и насосно-компрессорных труб, труб для нефтепромысловых коммуникаций и соединительных деталей к ним (далее труб и соединительных деталей), предназначенных для строительства и эксплуатации объектов нефтяных месторождений.	"Настоящий ГОСТ устанавливает общие требования к защите от коррозии внутренней поверхности ... труб" - на сегодняшний день защитные покрытия с успехом также применяются для защиты например от АСПО или от истираний штангами стенок НКТ на ШГН-фонде.	компрессорных труб, труб для нефтепромысловых коммуникаций..."
44	НУЦ «Контроль и диагностика»		Указанная область применения возможна, при условии, если в перечень материалов для защитных покрытий внутренней поверхности труб будут включены покрытия: металлические; силикатно-эмалевые и органосиликатные	
45	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015		В первом абзаце слова «труб для нефтепромысловых коммуникаций и соединительных деталей к ним (далее труб и соединительных деталей), предназначенных для строительства и эксплуатации объектов нефтяных месторождений» заменить на «нефтегазопроводные трубы, соединительные детали, фланцы, предназначенных для строительства и эксплуатации промысловых трубопроводов».	
46	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015		Второй абзац: <i>«Настоящий стандарт не распространяется на трубы и соединительные детали к ним для магистральных трубопроводов»</i> . Исключить фразу «к ним». Основание - лишние слова.	
47	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Необходимо включить требования к защите от образования значительных отложений АСПО и минеральных солей, к защите от гидроабразивного износа и от износа в паре трения со штанговыми муфтами и центраторами при эксплуатации скважин СШНУ, требования, обеспечивающие снижения гидравлического сопротивления труб и соединительных деталей, защиту бурильных труб от коррозионной усталости при циклическом нагружении и ряд других требований.	

48		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		А АСПО? Если стандарт устанавливает требования только к коррозии, тогда он малоприменим. Настоящий стандарт устанавливает общие требования к защите от коррозии и АСПО внутренней поверхности стальных бурильных и насосно-компрессорных труб
49		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Настоящий стандарт устанавливает общие требования к защите от коррозии внутренней поверхности стальных бурильных и насосно-компрессорных труб, труб для нефтепромысловых коммуникаций и соединительных деталей к ним (далее труб и соединительных деталей), предназначенных для строительства, эксплуатации и ремонта объектов нефтяных месторождений.
50		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		В разделе отсутствуют требования к качеству изолируемой поверхности труб и соединительных деталей. А это один из важных вопросов. Заводы по внутренней изоляции труб и соединительных деталей вынуждены создавать дорогостоящие печи для термического удаления с изолируемой поверхности при температуре до 4000С смазок, используемых металлургами при производстве цельнотянутых труб. Хотя эта операция должна выполняться металлургами и она заставит их выскивать более легко удаляемые смазки. Внутренняя поверхность цельнотянутых труб покрыта глубокими раковинами, что недопустимо для изолируемых труб и металлурги должны решать и эту задачу. При дробеструйной обработке на внутренней поверхности труб образуются тонкие металлические иглы, вследствие расслаивания поверхностного слоя металла, что обуславливает последующее нарушение диэлектрической сплошности покрытия. Поэтому при приемосдаточном контроле металлурги обязаны для определенного % труб от партии проводить

			подобный контроль. И ряд других отсутствующих важных требований Внести данные требования в рассматриваемый раздел анализируемого проекта стандарта.	
51	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Настоящий стандарт устанавливает общие требования к <u>защите от коррозии</u> внутренней поверхности стальных бурильных и насосно-компрессорных труб, труб для нефтепромысловых коммуникаций и соединительных деталей к ним (далее труб и соединительных деталей),	Рассматриваемый стандарт устанавливает только требования к защите от коррозии внутренней поверхности стальных бурильных и насосно-компрессорных труб, а также труб для нефтепромысловых трубопроводов. Но этого недостаточно для рассматриваемой трубной продукции. Не менее важны требования к защите от образования значительных отложений АСПО и минеральных солей, к защите от гидроабразивного износа и от износа в паре трения со штанговыми муфтами и центраторами при эксплуатации скважин СШНУ, требования, обеспечивающие снижения гидравлического сопротивления труб и соединительных деталей, защиту бурильных труб от коррозионной усталости при циклическом нагружении и ряд других требований, которые могут сформулировать только Потребители трубной продукции, не ее Производители. Данный раздел должен содержать требования к качеству процесса изоляции лакокрасочными покрытиями внутренней поверхности стальных труб и соединительных деталей, используемых в нефтяной и газовой промышленности	Принято в следующей редакции: «Настоящий стандарт устанавливает общие требования к защитным покрытиям, которые наносятся на внутреннюю поверхность стальных бурильных и насосно-компрессорных труб, труб для нефтепромысловых коммуникаций...»
52	ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015		Привести в соответствие с требованиями 3.7 ГОСТ 1.5 с учетом ГОСТ 31445	
53	ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» №00421 от 27.01.2015		Из названия стандарта следует, что он применяется в газовой промышленности. Вместе с тем, в разделе «Область применения» предусматривается, что стандарт применяется для	

			предназначенных для строительства и эксплуатации объектов нефтяных месторождений. Настоящий стандарт не распространяется на <u>трубы и соединительные детали к ним</u> для магистральных трубопроводов. <i>Раздел не соответствует наименованию стандарта. В первом абзаце неверно описана область применения – стандарт устанавливает требования не к защите от коррозии (см. группу стандартов ЕСЗКС), а к защитным покрытиям. Во втором абзаце неверно описаны исключения из области применения – стандарт не распространяется на покрытия для труб..., а не на трубы..... Не указана связь разрабатываемого стандарта с ГОСТ 31445, устанавливающего требования к трубам с защитными покрытиями, в том числе с внутренним лакокрасочным покрытием.</i>	строительства и эксплуатации объектов только нефтяных месторождений. Предлагается расширить область применения в соответствии с наименованием стандарта (распространить его на объекты нефтегазовых, газоконденсатных, газовых месторождений).	
54	2 Нормативные ссылки	ООО «Темерсо-инжиниринг»	Не указаны нормативные ссылки на действующие версии стандартов на БТ, НКТ и труб для нефтепромысловых коммуникаций	Включить ГОСТ 633-80, ГОСТ 53366-2009, API 5CT ГОСТ Р 50278-92, ГОСТ Р 54383-2011 API 5DP, ГОСТ Р 53383-2009,	Отклонено, ГОСТы на трубы не входят в область действия стандарта

55		ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	ГОСТ 9.407-84 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Метод оценки внешнего вида	Отменен. Заменен на ГОСТ Р 9.414-2012 ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Метод оценки внешнего вида	Принято
56			ГОСТ Р 53384-2009 Трубы стальные и чугунные с защитными покрытиями	Отменен. Заменен на ГОСТ 31445-2012 Трубы стальные и чугунные с защитными покрытиями. Технические требования	Принято
57		НУЦ «Контроль и диагностика»		Добавить: - ГОСТ 9.005-72. Единая система защиты от коррозии и старения МЕТАЛЛЫ, СПЛАВЫ, МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ И НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ НЕОРГАНИЧЕСКИЕ ПОКРЫТИЯ Допустимые и недопустимые контакты с металлами и неметаллами. - ГОСТ 9.308-85. Единая система защиты от коррозии и старения. ПОКРЫТИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ И НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ НЕОРГАНИЧЕСКИЕ. Методы ускоренных коррозионных испытаний - ГОСТ 9.301-86. Единая система защиты от коррозии и старения. ПОКРЫТИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ И НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ НЕОРГАНИЧЕСКИЕ. Общие требования - ГОСТ 28426-90 ТЕРМОДИФфузионное УПРОЧНЕНИЕ И ЗАЩИТА МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ. Общие требования к технологическому процессу - ГОСТ Р 9.915-2010. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия, изделия. Методы испытаний на водородное охрупчивание. - ОСТ 9.308-85. ЕСЗКС. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Методы ускоренных коррозионных испытаний»	Отклонено
58		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		ГОСТ 9.407 с 01.01.2014 заменен на ГОСТ Р 9.414.	Принято

59		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		ГОСТ 12.1.005. Опечатка в наименовании, см. фразу «санитарно-гигиенические».	Принято
60		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		ГОСТ 31993. Обозначение в скобках исключить, аналогично обозначений остальных стандартов.	Принято
61		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		ГОСТ Р 53384 с 01.01.2014 заменен на ГОСТ 31445.	Принято
62		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	Упоминается «ссылочный стандарт (документ), на который дана недатированная ссылка», в то время как таких ссылок в разделе нет	Уточнить примечание, исключив положения по недатированной ссылке.	Принято
63	3 Термины и определения	ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 9.402	Недостаточно терминов. Добавить: Визуальный, Инструментальный, Тактильный, Поставщик, Изготовитель, Производитель, Средняя толщина и др.	Принято
64		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Раздел 3 (и, соответственно, р.2) дополнить ГОСТ 16504.	Отклонено
65		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	ГОСТ 9.402 <i>Не является терминологическим стандартом</i>	<i>Заменить на ГОСТ 9.008 на термины и определения</i>	Принято
66	Раздел 4	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015		Указано сокращение АКП, при этом в тексте редакции проекта ГОСТ Р при меняется термин «Защитное покрытие». Целесообразно однозначно регламентировать назначение покрытия (антикоррозионное).	Принято
67		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Сокращения отсутствуют	ТБД - трубы большого диаметра; НГПТ - нефтегазопроводные трубы	ТБД – отклонено - не входят в область действия стандарта. НГПТ - Принято
68		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	АКП – антикоррозионное покрытие; АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения; БТ – бурильные трубы;	<i>Заменить на полные наименования сокращения: - не часто встречающиеся в тексте стандарта: АКП, АСПО, ГЗУ, ДНС, КСП, НД, ЦППН, ЭВМ. - не применяемые в стандартах на трубы: БТ, НКТ (означает тип резьбового соединения).</i>	Принято

			ГЗУ – групповая замерная установка; ДНС – дожимная насосная станция; КСП – комплексный сборный пункт; ЛКМ – лакокрасочные материалы; ЛКП – лакокрасочное покрытие; НД – нормативные документы; НКТ – насосно-компрессорные трубы; ЦППН – центральный пункт подготовки нефти; ЭВМ – электронно-вычислительная машина;	При этом название покрытия «антикоррозионное» недопустимо по ГОСТ 9.008, см. термин 61 «защитное покрытие»	
69	5 Общие положения	ООО «Газпром трансгаз Югорск» №22/00288 от 19.01.2015		-Указать температурный диапазон работы защитного покрытия. -По аналогии с п.5.5 добавить подраздел «Газопроводные трубы включают: ...»	Отклонено
70	5.1 Общие положения	Торговый дом НПО № 05-01 от 12.01.2015	5.1 Требования настоящего стандарта должны выполняться при защите внутренней поверхности труб и соединительных деталей лакокрасочными материалами.	Пункт звучит как <Требования настоящего стандарта должны выполняться при защите внутренней поверхности труб и соединительных деталей лакокрасочными материалами>. При такой формулировке исключается применение интерметаллидных покрытий, как в качестве праймера перед нанесением полимерных покрытий, так и в качестве самостоятельных защитных покрытий. Между тем подобные покрытия с успехом прошли многочисленные ОПИ и эксплуатируются не первый год в различных нефтедобывающих компаниях.	Отклонено
71		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Почему только лакокрасочными покрытиями? Если стандарт относится только к лакокрасочным покрытиям, тогда он малоприменим для НКТ. Требования настоящего стандарта должны выполняться при защите внутренней поверхности	Отклонено

				труб и соединительных деталей внутренними защитными покрытиями.	
72		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Фразу «Лакокрасочными материалами» перенести в р.1.	Принято
73		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015		<i>Не является общим положением, это область применения стандарта</i> Исключить	Принято
74	5.1, 5.2, 5.3, 5.4	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Раздел должен содержать общие положения по качеству процесса изоляции лакокрасочными покрытиями внутренней поверхности стальных труб и соединительных деталей, используемых в нефтяной и газовой промышленности Общие фразы из нормативной документации, не имеющие отношение к изоляции лакокрасочными покрытиями внутренней поверхности стальных труб и соединительных деталей, используемых в нефтяной и газовой промышленности	Раздел 5 изложить в новой редакции
75	5.2	АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	Внутреннее защитное покрытие труб и соединительных деталей должно обеспечивать безаварийную (по причине коррозии) работу <u>на весь период эксплуатации, транспортирования, хранения и монтажа</u> нефтепромыслового трубопровода.	Внутреннее защитное покрытие труб и соединительных деталей должно обеспечивать безаварийную (по причине коррозии) работу <u>на период эксплуатации, указанный в РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов, транспортирования, хранения и монтажа нефтепромыслового трубопровода», а также на период транспортирования, хранения и монтажа нефтепромыслового трубопровода.</u> Источник: http://www.gosthelp.ru/text/RD3913294Pravilapoeksplua.html	Отклонено
76		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Утверждение «на весь период эксплуатации» весьма сомнительно. Есть очень агрессивные среды. Может быть, в каких-то случаях лучше оперировать такими понятиями как «увеличение срока службы»	Принято раздел 5 переработать

77		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Внутреннее защитное покрытие нефтепромысловых труб (БТ, НКТ, НГПТ) и соединительных деталей должно обеспечивать безаварийную (по причине коррозии) работу на весь период эксплуатации, транспортирования, хранения, монтажа.	Принято раздел 5 переработать
78		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		– полностью исключить: требование по безаварийной эксплуатации труб и соединительных деталей с покрытием по причине коррозии - декларативно. Безаварийная работа только за счет покрытия не может быть обеспечена, т.к. на это влияет множество факторов.	Принято раздел 5 переработать
79		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		5.2 исключить: требование декларативно. Безаварийная работа только за счет собственно покрытия не может быть обеспечена.	Принято раздел 5 переработать
80		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Пункт и далее по тексту. Фраза «нефтепромысловые трубопроводы» не соответствует терминологии п.1.	Принято
81		ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» №00421 от 27.01.2015		Заменить «Внутреннее защитное покрытие труб и соединительных деталей должно обеспечивать безаварийную (по причине коррозии) работу на весь период эксплуатации, транспортирования, хранения и монтажа» на «Внутреннее защитное покрытие труб и соединительных деталей должно обеспечивать безаварийную (по причине коррозии) работу на весь период эксплуатации. Необходимо предусматривать мероприятия по сохранности внутреннего защитного покрытия при транспортировании, хранении и монтаже труб и соединительных деталей»	Принято раздел 5 переработать
82	5.2 и далее по тексту:	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	5.2 Внутреннее защитное покрытие труб и соединительных деталей должно обеспечивать безаварийную (по причине коррозии) работу на весь период эксплуатации, транспортирования, хранения	- фраза «нефтепромысловые трубопроводы» не соответствует терминологии в Разделе 1 (нефтепромысловые коммуникации).	Принято

			и монтажа нефтепромыслового трубопровода.		
83	5.2, 5.8	ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	<i>Не является общим положением, это должно относиться к разделу «Гарантии изготовителя» – см. 7.5, 7.3</i>	<i>Перенести в соответствующий раздел после уточнения редакции</i>	Принято раздел 5 переработать
84	5.3	ТК 23 №10 от 05.12.2014	5.3 При выборе типа защитного покрытия необходимо учитывать факторы, определяющие опасность коррозии внутренней поверхности труб и соединительных деталей 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 асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), проявление жизнедеятельности микроорганизмов.	«условия эксплуатации, ...» удалить или переместить в конец предложения в следующей редакции: «... и другие условия эксплуатации».	Принято раздел 5 переработать
85		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015		В таблице 5, типы защитных покрытий различаются только по температуре эксплуатации. Влияние остальных перечисленных факторов оцифровать, и связать с характеристиками покрытия в проекте стандарта не удалось.	Принято раздел 5 переработать. Дополнить по степени агрессивности среды
86		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Формулировка данного пункта противоречит дальнейшей градации покрытий, приведенной в таблице 5, где типы защитных покрытий различаются только по температуре эксплуатации	Принято раздел 5 переработать
87		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		При выборе типа защитного покрытия необходимо учитывать факторы, определяющие опасность коррозии внутренней поверхности нефтепромысловых труб (БТ, НКТ, НППТ) и соединительных деталей: 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 асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), проявление жизнедеятельности микроорганизмов.	Принято раздел 5 переработать
88		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Приведенные факторы, определяющие коррозионную опасность, не находят отражения далее по тексту, где типы защитных покрытий различаются только по температуре эксплуатации (см., например, таблицу 5).	Принято раздел 5 переработать Дополнить по степени агрессивности среды

89		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Слова «асфальто-смоло-парафиновые отложения» дублируют сокращение «АСПО», см текст далее и р.4.	Принято
90		ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» №00421 от 27.01.2015		Заменить «температуру и давление в системе» на «температуру и давление среды», т.к. неясно, о какой температуре и какой системы идет речь.	Принято
91		ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» №00421 от 27.01.2015		Заменить «асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на «АСПО», т.к. сокращение приведено в разделе 4	Принято
92	5.3, 5.4, 5.6	ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015		<i>Не является общим положением, это должно относиться к разделу «Указания по эксплуатации» – см. 7.5, 7.3 Перенести в соответствующий раздел после уточнения редакции</i>	Принято раздел 5 переработать
93	5.4	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	Одним из важнейших факторов, определяющих агрессивность среды и возможность применения того или иного лакокрасочного покрытия, является температура.	Одним из важнейших факторов, определяющих агрессивность среды и возможность применения того или иного защитного покрытия, является температура.	Принято п.5.4 исключить
94		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	В таблице №5 испытание проводится до 200 ⁰ С.	Нагрев трубопровода достигает до 250 ⁰ С. Необходимо провести дополнительное испытание при температуре 250 ⁰ С.	Принято п.5.4 исключить
95		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	Одним из важнейших факторов, определяющих агрессивность среды и возможность применения того или иного лакокрасочного покрытия, является температура.	Одним из важнейших факторов, определяющих агрессивность среды и возможность применения того или иного защитного покрытия, является температура.	Принято п.5.4 исключить
96		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	5.4 Одним из важнейших факторов, определяющих агрессивность среды и возможность применения того или иного лакокрасочного покрытия, является температура. Этот показатель является величиной	Одним из важнейших факторов, определяющих агрессивность среды и возможность применения того или иного лакокрасочного покрытия, является температура. Этот показатель является величиной переменной в процессе добычи, сбора и подготовки нефти. Стандартная температура формирования нефтяных пластов составляет от 45 °С до 100 °С. Наибольшим температурам	Принято п.5.4 исключить

			переменной в процессе добычи, сбора и подготовки нефти. Стандартная температура формирования нефтяных пластов составляет от 45 °С до 100 °С. Наибольшим температурам подвергаются бурильные и насосно-компрессорные трубы, выкидные линии.	подвергаются бурильные и насосно-компрессорные трубы, выкидные линии скважин.	
97		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	температура формирования нефтяных пластов составляет от 45 °С до 100 °С. Наибольшим температурам подвергаются бурильные и насосно-компрессорные трубы, выкидные линии.	исключить - не имеет отношения к области действия стандарта;	Принято п.5.4 исключить
98		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Пункт исключить, не имеет отношения к области действия стандарта.	Принято п.5.4 исключить
99		ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» №00421 от 27.01.2015		Данный пункт предлагается исключить из проекта ГОСТ Р, или переформулировать. Представленная редакция более применима для отчета по результатам исследований, но не для ГОСТ Р.	Принято п.5.4 исключить
100	5.5	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015	5.5 Нефтепромысловые трубопроводы включают: - трубы для нефтепромысловых коммуникаций (линейная часть) и соединительные детали к ним; - насосно-компрессорные трубы ; - бурильные трубы . Линейная часть нефтепромысловых трубопроводов включает в себя: - выкидные нефтепроводы от скважин до групповых замерных установок (ГЗУ); - нефтепроводы, по которым продукция скважин транспортируется от ГЗУ на пункты сепарации (ДНС – дожимная насосная станция, КСП – комплексный сборный пункт); - напорные нефтепроводы,	Существующую редакцию «- нефтепроводы, по которым транспортируется продукция скважин» изменить на «-нефтегазопроводы, по которым транспортируется продукция скважин от замерных установок до узлов дополнительных работ ДНС и УПСВ». Определение трубопровода должно соответствовать п. 1.1 ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».	Принято, ознакомиться с ГОСТ, раздел 5 переработать
101			- выкидные нефтепроводы от скважин до групповых замерных установок (ГЗУ); - нефтепроводы, по которым продукция скважин транспортируется от ГЗУ на пункты сепарации (ДНС – дожимная насосная станция, КСП – комплексный сборный пункт); - напорные нефтепроводы,	В существующей редакции «- водоводы низкого и высокого давления, предназначенные для перекачки» предлагаем дать отдельно определение водоводов низкого давления и отдельно водоводов высокого давления.	Уточнить, п.5.5 перенести в термины и определения
102				«- водоводы низкого и высокого давления, предназначенные для перекачки отделенной от нефти подтоварной воды от ДНС, КСП до кустовых насосных скважин и далее до устья нагнетательных скважин.» Заменить на: «- водоводы низкого и высокого давления, предназначенные для перекачки отделенной от нефти подтоварной воды от ДНС, КСП до кустовых насосных станций и далее до устья нагнетательных скважин.»	Уточнить, п.5.5 перенести в термины и определения

103	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	предназначенные для транспортировки подготовленной нефти от ДНС, КСП на центральные пункты подготовки нефти (ЦППН); - водоводы низкого и высокого давления, предназначенные для перекачки отделенной от нефти подтоварной воды от ДНС, КСП до кустовых насосных скважин и далее до устья нагнетательных скважин.	Бурильные трубы. Необходимо покрывать абразивно стойкими красками. На этот вид работ необходимо дополнительное испытание антикоррозионного покрытия на скручивание.	Принято, требуется разработка методики
104	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Откорректировать НКТ и бурильные трубы не являются элементами промысловых трубопроводов	Принято
105	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Нефтепромысловые трубы включают:	Принято
106	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Полная безграмотность. НКТ и бурильные трубы не являются элементами промысловых трубопроводов	Принято
107	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		исключить - не имеет отношения к области действия стандарта; несистемный подход: нефтепромысловые трубопроводы включают в себя трубы, их линейная часть – нефтепроводы?	Принято
108	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Пункт исключить, не имеет отношения к области действия стандарта и несистемен: нефтепромысловые трубопроводы включают в себя трубы, их линейная часть – нефтепроводы.	Принято
109	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Второй абзац. Первое перечисление. Слова «групповых замерных установок» дублируют сокращение «ГЗУ», см текст далее и р.4.	Принято
110	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Второй абзац. Второе перечисление. Слова в скобках дублируют р.4.	Принято
111	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Второй абзац. Третье перечисление. Слова «центральные пункты подготовки нефти» дублируют сокращение «ЦППН», см текст далее и р.4.	Принято
112	ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015		<i>Не является общим положением, вообще не относится к данному стандарту</i> <i>Исключить</i>	Принято раздел 5 переработать
113	ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» №00421 от 27.01.2015		Данный пункт предлагается исключить из проекта ГОСТ Р, или переформулировать. Если предполагается, что требования настоящего стандарта распространяются на все перечисленные составные части трубопроводов,	Принято раздел 5 переработать

				то следует это прямо указать (в данном случае становится неясным, распространяется ли стандарт на водоводы). Также данный пункт в этом случае следует привести в начале раздела, так как в нем конкретизируются сведения об объекте исследования.	
114	5.6	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015	5.6 Окончательный выбор типа защитного покрытия должен быть индивидуальным для каждой скважины и конструкции трубопровода.	«Окончательный выбор типа защитного покрытия должен быть индивидуальным для каждой скважины и конструкции трубопровода». Непонятно как будет осуществляться выбор покрытия. Надо написать, что выбор осуществляется по результатам испытаний на соответствие данных техническим требованиям.	Принято п.5.6 исключить
115		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Отсутствует таблица (матрица) рекомендаций по применению покрытий разного типа в зависимости от условий эксплуатации.	Принято п.5.6 исключить
116		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Окончательный выбор типа защитного покрытия должен быть индивидуальным для каждой скважины и конструкции трубопровода не верный. Изменить	Принято п.5.6 исключить
117	5.7	ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	5.7 Нанесение внутреннего защитного покрытия на трубы и соединительные детали следует выполнять в заводских условиях по технологии предприятия-изготовителя.	<i>Не является общим положением, это должно относиться к разделу «Способ производства» – см. 7.5, 7.3 Перенести в соответствующий раздел после уточнения редакции</i>	Принято п.5.7 исключить
118	5.8	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015	5.8 Внутреннее защитное покрытие труб и соединительных деталей должно соответствовать требованиям настоящего стандарта на весь срок службы трубопровода, и подвергаться проверкам и испытаниям.	Указано требование о необходимости проведения проверок и испытаний защитного покрытия в течение всего срока службы трубопроводов. Описание методов и способов проверок и испытаний при эксплуатации трубопровода не представлено.	Принято п.5.8 исключить
119				Пункт 5.8: «Внутреннее защитное покрытие труб и соединительных деталей должно соответствовать требованиям настоящего стандарта на весь срок службы трубопровода, и подвергаться проверкам и испытаниям».	Принято п.5.8 исключить

			Нереальные требования к внутренним покрытиям. Внутренние покрытия повреждаются при внутритрубной диагностике. Также непонятно как будет осуществляться проверка на соответствие в построенном трубопроводе. Предлагаем исключить этот пункт.	
120			Указано требование о необходимости проведения проверок и испытаний защитного покрытия в течение всего срока службы трубопроводы. Не указана периодичность проверок	Принято п.5.8 исключить
121		ТК 23 №10 от 05.12.2014	Уточнить о каких проверках и испытаниях идёт речь (периодические, разовые - на заводе-изготовителе или др.)?	Принято п.5.8 исключить
122		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	Внутреннее защитное покрытие труб и соединительных деталей должно соответствовать требованиям настоящего стандарта на весь срок службы трубопровода, и подвергаться проверкам и испытаниям согласно РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов, транспортирования, хранения и монтажа нефтепромыслового трубопровода».	Принято п.5.8 исключить
123		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Данное утверждение означает, что если, например, через 10 лет службы трубопровода отобрать образцы и испытать по всем показателям, то они должны соответствовать данным требованиям. Сомневаюсь, что есть такие практические данные	Принято п.5.8 исключить
124		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Заявление разработчиков стандарта, что окончательный выбор типа защитного покрытия должен быть индивидуальным для каждой скважины и конструкции трубопровода является не только безграмотным, но и бессмысленным и убедительно свидетельствует о недопустимости доступа металлургов к разработке технических требований к внутреннему покрытию трубной продукции. Странно, что разработчики еще не заявили о индивидуальном выборе покрытия для каждой трубы в колоннах НКТ и бурильных труб.	Принято п.5.8 исключить

				Ведь условия в верхней, средней и нижней части скважинных колонн различны.	
125		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		исключить - способность защитного покрытия соответствовать всем требованиям стандарта на весь срок службы невозможно выполнить (т.е., по сути, покрытие после срока эксплуатации б/у по своим свойствам должно соответствовать новому);	Принято п.5.8 исключить
126		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Пункт исключить. Способность защитного покрытия соответствовать всем требованиям стандарта (т.е., по сути, соответствие б/у изделий требованиям к новым) на протяжении всего срока службы не может быть гарантирована.	Принято п.5.8 исключить
127		ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» №00421 от 27.01.2015		Уточнить, когда следует проводить проверки и испытания внутреннего защитного покрытия (при приемке / при производстве работ или другое). Привести ссылки на приложения, содержащие методы испытаний. Уточнить, какие методы испытаний в каких случаях применять.	п.5.8 исключить
128		ТК 23 №10 от 05.12.2014	5.9 В процессе транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ необходимо предусмотреть специальные меры, исключающие механические повреждения внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей.	Что такое «...специальные меры...»? Необходимо конкретизировать - использовать специальные пластиковые заглушки, и т.д.)	Принято п.5.9 исключить
129	5.9	ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015		<i>Не является общим положением, это должно относиться к разделу «Транспортирование и хранение» – см. 7.5, 7.3</i>	Принято п.5.9 исключить
130	6 Требования к трубам и соединительным деталям	ОАО «СТЗ» №109-18/337 от 26.11.2014		Необходима переработка раздела 6 в части: - подробного описания несовершенств и загрязнений, не допускаемых на поверхности труб для нанесения покрытия, критериев отбраковки и поверхности (наружная и внутренняя), к которой предъявляются требования; - допускаемые отклонения наружного диаметра должны быть приведены в зависимости от	Принято раздел 6 переработать

				номинального наружного диаметра труб; - непонятно, на основании какого документа приведены требования к допускаемым отклонениям геометрических параметров труб.	
131		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	В разделе отсутствуют требования к качеству изолируемой поверхности труб и соединительных деталей.	Внести данные требования в рассматриваемый раздел анализируемого проекта стандарта.	Принято раздел 6 переработать
132		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	Заводы по внутренней изоляции труб и соединительных деталей вынуждены создавать дорогостоящие печи для термического удаления с изолируемой поверхности при температуре до 4000С смазок, используемых металлургами при производстве цельнотянутых труб. Хотя эта операция должна выполняться металлургами и она заставит их выискивать более легко удаляемые смазки. Внутренняя поверхность цельнотянутых труб покрыта глубокими раковинами, что недопустимо для изолируемых труб и металлурги должны решать и эту задачу. При дробеструйной обработке на внутренней поверхности труб образуются тонкие металлические иглы, вследствие расслаивания поверхностного слоя металла, что обуславливает последующее нарушение диэлектрической сплошности покрытия. Поэтому при приемо-сдаточном контроле металлурги обязаны для определенного % труб от партии проводить подобный контроль.		Отклонено
133		НП «Покрытие- Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	- визуальный и тактильный – на наличие на внутренней поверхности масляных и других загрязнений.	Прописать предельные критерии замазанности и загрязненности	Отклонено
134		НП «Покрытие- Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		В разделе отсутствуют требования к качеству изолируемой поверхности труб и соединительных деталей. А это один из важных вопросов. Заводы по внутренней изоляции труб и соединительных деталей вынуждены создавать дорогостоящие печи для термического удаления с изолируемой поверхности при температуре до 400°С смазок, используемых металлургами при производстве цельнотянутых труб. Хотя эта операция должна выполняться металлургами и она заставит их выискивать более легко удаляемые смазки. Внутренняя поверхность цельнотянутых труб покрыта	Отклонено

				глубокими раковинами, что недопустимо для изолируемых труб и металлурги должны решать и эту задачу. При дробеструйной обработке на внутренней поверхности труб образуются тонкие металлические иглы, вследствие расслаивания поверхностного слоя металла, что обуславливает последующее нарушение диэлектрической сплошности покрытия. Поэтому при приемо-сдаточном контроле металлурги обязаны для определенного % труб от партии проводить подобный контроль. И ряд других отсутствующих важных требований Внести данные требования в рассматриваемый раздел анализируемого проекта стандарта.	
135		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	6 Требования к трубам и соединительным деталям	<i>Содержит много информации, не относящейся к предмету данного стандарта (соответствие требованиям НД, входной контроль, предельные отклонения размеров и др.). Оставить только необходимые требования к качеству и состоянию поверхности изделий и параметрам, влияющим на нанесение покрытий.</i>	Отклонено раздел 6 переработать
136	6.1	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015	6.1 Стальные бурильные и насосно-компрессорные трубы, трубы для нефтепромысловых коммуникаций и соединительные детали к ним должны соответствовать требованиям нормативной документации (НД), утвержденной в установленном порядке.	1. При нанесении внутренних защитных покрытий применяются узлы, состоящие из комбинации сборочных элементов соединительных деталей, катушек труб, фланцев соединяемых сваркой). Отсутствуют требования к геометрии и качеству поверхности сварных швов, на которые наносятся защитные покрытия. 2. Для нанесения защитных покрытий	Принято раздел 6 переработать

				могут применяться как бесшовные горячедеформированные, так и электросварные прямошовные трубы. Отсутствуют требования к высоте внутреннего грата, качеству его поверхности.	
137		ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» №00421 от 27.01.2015		«Насосно-компрессорные трубы» заменить на НКТ, «нормативной документации» на НД, с учетом введенных сокращений в разделе 4.	Принято
138	6.2 требования к трубам и соединительным деталям	ОАО «СинТЗ» № C05/00599 от 30.12.2014	6.2 Стальные трубы и соединительные детали, предназначенные для нанесения внутренних защитных покрытий, должны проходить следующие виды входного контроля: - инструментальный – на соответствие геометрическим параметрам в соответствии с НД на трубы и соединительные детали; - визуальный – для выявления вмятин, раковин, задигов, острых выступов, наплавленных капель металла, шлака и других поверхностных дефектов; - визуальный и тактильный – на наличие на внутренней поверхности масляных и других загрязнений.	Из третьего перечисления исключить тактильный метод, так как отсутствуют критерии оценки определения качества поверхности тактильным методом.	Отклонено Раздел 6 переработать
139		ООО «Темерсо-инжиниринг»		Необходимо перечислить все не допускаемые поверхностные дефекты труб, конкретно по каждому виду труб, включая глубину дефектов или высоту дефектов.	Отклонено Раздел 6 переработать
140		ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015		Конкретизировать все виды дефектов, чтобы исключить разночтения. Добавить контроль на механизированной установке комплексной дефектоскопии труб.	Отклонено Раздел 6 переработать
141		ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015		Не указан объем входного контроля труб	Отклонено Раздел 6 переработать
142		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Неудачная редакция, предлагаем в следующей: «Стальные трубы и соединительные детали, внутренняя поверхность которых подлежит защите от коррозии ЛКП, должны проходить следующие виды входного контроля: - инструментальный – на соответствие геометрических параметров требованиям НД на трубы и соединительные детали; - визуальный – для выявления вмятин, раковин, задигов, острых выступов,	Отклонено Раздел 6 переработать

				наплавленных капель металла, шлака и других дефектов внутренней поверхности; - тактильный – на наличие на внутренней поверхности масляных и других загрязнений.	
143		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Упразднить, либо предложить адекватные меры оценки/контроля	Отклонено Раздел 6 переработать
144		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- последнее перечисление: термин «тактильный контроль» отсутствует в ГОСТ 16504; - последнее перечисление: необходимо конкретизировать «других загрязнений»;	Отклонено Раздел 6 переработать
145		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Первое перечисление. Заменить слова «на соответствие геометрическим параметрам в соответствии с НД на трубы и соединительные детали» на «на соответствие геометрических параметров требованиям НД».	Принято
146		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Последнее перечисление. Понятие «тактильный контроль» отсутствует в ГОСТ 16504.	Отклонено Раздел 6 переработать
147		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Последнее перечисление. Конкретизировать «других загрязнений».	Отклонено Раздел 6 переработать
148	Раздел 6, 6.2, 6.3	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015		Требования к металлической части труб не являются областью регламентации данного ГОСТа. Достаточно оставить п. п. 6.1 и 6.4.	Отклонено Раздел 6 переработать
149	6.3 допускаемые отклонения от номинальных размеров	ООО «Темерсо-инжиниринг»	- по наружному диаметру корпуса трубы – до $\pm 3,0$ мм;	Указать допускаемое отклонение по наружному диаметру для НКТ и БТ $\pm 0,8$ мм	Отклонено Раздел 6 переработать
150		ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015	6.3 Допускаемые отклонения от номинальных размеров труб: - по наружному диаметру корпуса трубы – до $\square 3,0$ мм; - по наружному диаметру концов труб	Допускаемые отклонения от номинальных размеров труб (по наружному диаметру корпуса труб, по кривизне на 1 м длины труб) не соответствуют требованиям	Отклонено Раздел 6 переработать

			на длине не менее 200 мм от их торцов – до $\square$ 1,5 мм; - по овальности концов труб – 1,0 % от номинального наружного диаметра; - по кривизне труб – 1 мм на 1 м длины трубы, общая кривизна – не более 0,2 % длины трубы.	действующих нормативных документов на изготовление бесшовные горячедеформированные труб, в т.ч. требованиям ГОСТ Р 53383-2009 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия».	
151				Допускаемые отклонения по наружному диаметру корпуса трубы - до $\pm 3,0$ мм - это очень много для трубы е1 14 325 мм. Предлагается ограничить отклонение до $\pm 0,75\%$ наружного диаметра корпуса трубы (по аналогу с ТУ 14-ЗР-91-2004 с изменениями №1-5).	Отклонено Раздел 6 переработать
152				Исключить требование по допускаемым отклонениям по наружному диаметру концов труб на длине не менее 200 мм от концов труб. Дополнить требованием по допускаемым отклонениям по внутреннему диаметру труб, как более актуальное при сборке трубопроводов на внутренних защитных втулках. Принять отклонение по внутреннему диаметру на концах трубы: 057-159 мм - до $\pm 1,6$ мм 0168-426 мм - до $\pm 2,5$ мм.	Отклонено Раздел 6 переработать
153				Дополнить пункт: - требованиями по косине реза торцов трубы - не более 2 мм и отсутствию расслоений, выходящих на торец или поверхность трубы; - требованиями по наличию фаски под сварку ($30^\circ \pm 5$) к торцу трубы и с торцевым кольцом шириной 1-3 мм.	Отклонено Раздел 6 переработать
154		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Неудачная редакция, предлагаем в следующей: «Допускаются следующие отклонения от номинальных размеров труб:	Отклонено Раздел 6 переработать

				- по наружному диаметру основной части – не более $\square 3,0$ мм; - по наружному диаметру на участке до 200 мм от торцевых концов – не более $\square 1,5$ мм; - по овальности торцевых концов – не более 1,0 % от номинального наружного диаметра; - по кривизне труб – не более 1 мм на 1 м длины трубы (общая кривизна – не более 0,2 % длины трубы).	
155		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	6.3 Допускаемые отклонения от номинальных размеров труб: - по наружному диаметру корпуса трубы – до $\pm 3,0$ мм; - по наружному диаметру концов труб на длине не менее 200 мм от их торцов – до $\pm 1,5$ мм; - по овальности концов труб – 1,0 % от номинального наружного диаметра; - по кривизне труб – 1 мм на 1 м длины трубы, общая кривизна – не более 0,2 % длины трубы.	Требования могут оказаться трудновыполнимыми. Например ГОСТ 10704 «ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ПРЯМО ШОВНЫЕ» допускает отклонения для труб повышенной точности: по наружному диаметру трубы $\varnothing 426$ мм – до $\pm 3,2$ мм $\varnothing 530$ мм – до $\pm 3,4$ мм; кривизна труб диаметром более 152 мм – не определяется на 1 м длины трубы, обычно на 2 м длины	Отклонено Раздел 6 переработать
156		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		6.3 Допускаемые отклонения от номинальных размеров труб разделить по типам труб или принять отклонения ГОСТам:	Отклонено Раздел 6 переработать
157		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- привести в соответствие требованиям СТО ТМК 56601056-0011-2007 «Трубы стальные бесшовные и стальные для нанесения защитного покрытия. Дополнительные требования» и Положению ОАО «НК «Роснефть» №П1-01.05Р-0107 «Критерии качества промысловых трубопроводов ОАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ» (по кривизне труб, по остаткам внутреннего грата, по усилению сварного шва, недопустимые	Отклонено Раздел 6 переработать

				и допустимые дефекты и пр.); - либо рассмотреть целесообразность исключения данного пункта, т.к. допустимые отклонения от номинальных размеров труб не коррелируются с требованиями к допускаемым отклонениям для большинства НД, по которым выпускаются трубы. Например, для горячедеформированных труб диаметром 325 мм по ГОСТ 8732 обычной точности изготовления допуск по наружному диаметру составляет $\pm 1,25\%$ (или $\pm 4,06$ мм), исходя из требований по диаметру концов труб без применения средств их калибровки – данное условие для горячедеформированных труб невыполнимо.	
158		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Пункт и далее по тексту в подобных случаях. «Трубы» не учитывает области действия – трубы и соединительные детали.	Принято
159		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Требования не удовлетворяют большинству существующих НД: например, предельные отклонения по наружному диаметру для труб диаметром 325 мм составляют $\pm 0,46\%$ (исходя из требований по диаметру концов и отсутствием средств их калибровки) - для горячедеформированных труб невыполнимо.	Отклонено Раздел 6 переработать
160	6.4	ОАО «ГИПРОГАЗЦЕНТР» №05/00255 от 20.01.2015	6.4 Трубы с выявленными дефектами, в том числе и после абразивоструйной обработки, не соответствующие требованиям НД, отделяются от партии и внутренней изоляции не подлежат.	Предлагаем откорректировать формулировку п.6-4: «Трубы с выявленными дефектами, в том числе и после абразивоструйной обработки, не соответствующие требованиям НД, отделяются от партии и внутреннему защитному покрытию	Принято Раздел 6 переработать

				не подлежат.»	
161		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Удалить лишнее: «...отделяются от партии и...», поскольку это не является целью разрабатываемого НД.	Принято Раздел 6 переработать
162		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Трубы с выявленными дефектами, в том числе и после абразивоструйной обработки, не соответствующие требованиям НД, отделяются от партии и внутренней изоляции не подлежат. Конкретизировать дефекты.	Отклонено Раздел 6 переработать
163		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		исключить за очевидностью.	Отклонено Раздел 6 переработать
164	Раздел 7	ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	<i>Содержит много информации, не относящейся к требованиям к используемым материалам (7.2 – 7.5).</i>	<i>Оставить только необходимые требования к характеристикам используемых материалов.</i>	Отклонено Раздел 6 переработать
165	7.1	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015	7.1 Для внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей могут использоваться следующие ЛКМ: - жидкие краски с сухим остатком до 70 %; - жидкие краски с высоким сухим остатком от 70 до 100 %; - порошковые краски.	Странное деление внутренних покрытий. Покрытия можно условно разделить: с содержанием растворителя более 40 %, с содержанием растворителя от 0 до 40 % и со 100 % сухим остатком (2 и менее % растворителя). Также можно разделить покрытия на жидкие композиции и порошковые наплаваемые (не относятся к ЛКМ). Также можно разделить по типам материалов: как в таблице 5.	Отклонено П.7.1, 7.2, 7.3 переработать
166		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Для внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей могут использоваться ЛКМ, обеспечивающие необходимые технические характеристики НД (пп. 5.2-5.3)	Отклонено П.7.1, 7.2, 7.3 переработать
167		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- вводная фраза - заменить «могут» на «должны»; - первое и второе перечисления объединить, цель разделения жидких	Принято П.7.1, 7.2, 7.3 переработать

				красок в зависимости от сухого остатка непонятна;	
168		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Вводная фраза. Заменить «могут» на «должны».	Принято П.7.1, 7.2, 7.3 переработать
169		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Первое и второе перечисления объединить, цель разделения жидких красок в зависимости от сухого остатка непонятна.	Принято П.7.1, 7.2, 7.3 переработать
170		ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		В пункте целесообразно изменить классификацию ЛКМ: - жидкие краски до 70 %; - жидкие краски с массовой долей нелетучих веществ от 70 до 95 %; - жидкие краски с массовой долей нелетучих веществ более 95 % - порошковые краски.	Отклонено П.7.1, 7.2, 7.3 переработать
171	7.2	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	7.2 ЛКМ должны быть предназначены для нанесения на поверхность, выполненную из низколегированных, углеродистых сталей, подготовленную в соответствии с разделом 8 настоящего стандарта.	ЛКМ должны быть предназначены для нанесения на внутреннюю поверхность, выполненную из низколегированных, углеродистых сталей, подготовленную в соответствии с разделом 8 настоящего стандарта.	Принято П.7.1, 7.2, 7.3 переработать
172		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Классификация стали противоречит ГОСТ Р 54384.	Уточнить П.7.1, 7.2, 7.3 переработать
173	7.3	ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	... требованиям НД предприятия-поставщика.	Заменить на «...требованиям НД производителя ЛКМ».	Принято
174		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	Свойства материала, предназначенного для нанесения внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей, должны соответствовать требованиям НД <u>предприятия-поставщика</u> на конкретный материал и обеспечивать получение покрытия с показателями, отвечающими	Пункт и далее по тексту Свойства материала, предназначенного для нанесения внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей, должны соответствовать требованиям НД <u>предприятия-изготовителя</u> на конкретный материал и обеспечивать получение покрытия с	Принято

			требованиям настоящего стандарта.	показателями, отвечающими требованиям настоящего стандарта.	
175		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Возможно, исключить за очевидностью.	Отклонено
176	7.3, 7.4, 7.5, 7.6, 7.7	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- исключить фразу «предназначенного для нанесения внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей», т.к. это область действия стандарта;	Принято Отредактировать
177	7.4	ООО «Темерсо-инжиниринг»	-срок и условия хранения материала	-срок и условия хранения материала - температурные условия для транспортировки материала	Отклонено
178		ОАО «ГИПРОГАЗЦЕНТР» №05/00255 от 20.01.2015	7.4 Предприятие-поставщик материала, предназначенного для нанесения внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей, должен предоставить технические данные, включающие: - параметры нанесения и отверждения; - соотношение компонентов и жизнеспособность после смешения (для жидких двухкомпонентных лакокрасочных материалов); - тип оборудования для нанесения материала; - марки растворителей для очистки окрасочного оборудования; - требования безопасности при работе с материалами; - срок и условия хранения.	Дополнить требованиями к гарантийному сроку службы, сроку службы покрытия, методам ремонта	Отклонено
179		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Неудачная редакция, предлагаем в следующей: «Предприятие-поставщик должен предоставить технические условия на ЛКП, включающие следующие данные: - соотношение компонентов и жизнеспособность раствора после их смешивания (при создании ЛКП из многокомпонентных (два и более) жидких ЛКМ); - условия нанесения (атмосферные (внешние) и необходимое оборудование); процесс отверждения; - марки растворителей для очистки окрасочного оборудования; - требования безопасности при работе с ЛКМ; - срок и условия хранения ЛКМ.	Принято Отредактировать
180		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- исключить или внести в другой раздел, т.к. данная информация не соответствует теме раздела 7 (не	Принято Отредактировать

				является требованием к ЛКМ);	
181		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Пункт не соответствует теме раздела 7 (не является требованием к ЛКМ).	Принято Отредактировать
182		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		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 Отредактировать
183	7.4, таблицы 1, 2	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	В 7.4 перечислен неполный перечень технических данных, которые должен представить изготовитель материала, в таблице 1 дублируются или излагаются в другой редакции технические данные, которые также необходимо предоставить изготовителю, например: в 7.4 требуется «тип оборудования для нанесения материала», в таблице 1 – «способ нанесения»; в 7.4 требуются «параметры нанесения и отверждения», в таблице 1 – «температура отверждения». Аналогичное замечание для таблицы 2. В данном пункте и ранее применяется понятие «предприятие-поставщик». Особенно в отношении импортных материалов «изготовитель» и «поставщик» могут отличаться	Необходимо дополнить перечень как минимум требуются инструкции по применению (по подготовке поверхности, нанесению и отверждению), требования к толщине покрытия. Как минимум подраздел требуется дополнить «...и другие технические данные». Из таблиц 1 и 2 перенести данные, предоставляемые изготовителем, в подраздел 7.4. Заменить термин «предприятие-поставщик» на «предприятие-изготовитель»	Принято п. 7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить
184				В колонке 1 таблицы 1 приведены приведены не технические требования, а контролируемые показатели, а в колонке 2 не параметры, а нормы на показатели. Эти же замечания относятся к таблице 2. Внести рекомендуемые изменения	Принято п. 7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить
185				Недопустимо указывать в требованиях к лакокрасочным материалам какие пленкообразователи должны использоваться, в частности,	Принято п. 7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить

				эпоксидно-фенолформальдегидная, фенолформальдегидная (новолачная) смола, эпоксидная или модифицированная эпоксидная смола. Требования к лакокрасочному материалу должны касаться требуемых физико-химических свойства этого материал и физико-механических свойства покрытия на его основе на стандартных стальных образцах. В соответствии с этими требованиями разработчик материала сам выбирает пленкообразователь и другие компоненты материала. Лоббирование в стандартизированных требованиях к материалу конкретных компонентов запрещается законом. Убрать виды пленкообразователей из таблиц 1 и 2	
186	Таблица 1, техническое требование 2	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Для покрытий с содержанием сухого остатка более 70 % установлено требование «1»	Ни в одном техническом описании на ЛКМ не встречала данного требования, напротив, регламентируется промежуток времени для повторного нанесения высушенного покрытия, а если наносить по мокрому слою, то вообще никаких ограничений нет	Принято п.7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить
187	Таблица 2, техническое требование 2	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Плотность, г/см ³ - Согласно требованиям НД поставщика $\pm 0,05$	Совершенно непонятно, как применить данное требование. Если поставщик задал диапазон 1,39-1,49 г/см³, то согласно требованию следует расширить диапазон, что не соответствует действительности	Принято п.7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить
188	Таблица 2, техническое требование 3	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Наличие грунтовки - Жидкая на фенольной или эпоксидно-фенольной основе	Требование «наличие грунтовки» предполагает два варианта – либо есть, либо нет. В графе «Параметр» представлена химическая основа грунта	Принято п.7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить

189	Таблица 2, техническое требование 6,7	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	6 Влажность, %, не более 0,5 7 Содержание летучих веществ, %, не более 0,6	Не понятны основания для разделения требований. Оба вызывают пористость покрытия, которая ограничивается требованиями стандартов	Принято п.7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить
190	Таблица 2, техническое требование 8	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Время гелеобразования - Согласно требованиям НД поставщика ± 20 %	Аналогично замечанию 6	Принято п.7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить
191	7.4, 7.6, 7.7. (таблицы 1, 2)	АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015			п.7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить
192	7.5	ОАО «ГИПРОГАЗЦЕНТР» № 05/00255 от 20.01.2015	7.5 Материалы, предназначенные для нанесения внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей, должны проходить входной контроль на сохранность тары, срок хранения, соответствие данным сертификата качества поставщика материала.	Не указан объем входного контроля антикоррозионных материалов	Принято п.7.5 переработать
193		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Удалить лишнее и изложить в следующей редакции: ЛКМ должны проходить входной контроль на отсутствие внешних повреждений тары и ЛКМ с истёкшим сроком хранения, а так же на соответствие данным сертификата качества поставщика ЛКМ.	Принято п.7.5 переработать
194		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		«Материалы, предназначенные для нанесения внутреннего защитного покрытия ... должны проходить входной контроль...соответствие данным сертификата качества поставщика материала»: - необходимо конкретизировать, какие именно данные необходимо контролировать, т.к. у различных поставщиков материалов в сертификатах качества указаны различные показатели качества;	Принято частично п.7.5 переработать
195	7.6	ТК 23 №10 от 05.12.2014	7.6 Технические требования к жидким лакокрасочным материалам, предназначенным для нанесения внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей, приведены в	Неудачная редакция, предлагаем в следующей: «Технические требования к жидким ЛКМ для защиты от коррозии внутренней поверхности труб и соединительных деталей, приведены в таблице 1. (ЛКМ предназначены не	п.7.6 исключить

			таблице 1. Таблица 1 – Технические требования к жидким лакокрасочным материалам для защиты внутренней поверхности труб и соединительных деталей	для НАНЕСЕНИЯ покрытия, а для его СОЗДАНИЯ и дальнейшей защиты от коррозии!) Таблица 1 – «Технические требования к жидким ЛКМ...» (обозначения указаны в разделе 4, но не применяются в контексте)	
196		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Пункт является нарушением ФЗ. Таблица 1 не содержит фактической информации, а только отсылы к НД производителя. Исключить как противоречащий Российскому законодательству, ст.15 ФЗ от 18.07.2009 №181-ФЗ, поскольку ограничивает применение для защиты поверхности только жидкими эпоксидными материалами. Поэтому пункт 7.6. сформулировать следующим образом: «Технические требования к жидким лакокрасочным материалам, предназначенным для нанесения внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей должны соответствовать НД производителя.»	п.7.6 исключить
197	7.6, табл.1; 7.7 табл.2	ОАО «ГИПРОГАЗЦЕНТР» № 05/00255 от 20.01.2015		В указанных таблицах используются выражения: «...согласно требованиям НД поставщика» и «...согласно требованиям НД производителя», а параметры ЛКМ, перечисленные в таблицах, могут быть установлены только производителем ЛКМ. В связи с этим в таблицах необходимо привести одну формулировку «... согласно требованиям НД производителя».	п.7.6 исключить
198	7.6, табл.1	ОАО «ГИПРОГАЗЦЕНТР» № 05/00255 от 20.01.2015		Количество слоев может быть больше одного. В зависимости от оборудования нанесение может осуществляться в два прохода.	п.7.6 исключить

199		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	<table><tr><td>2 Количество слоев</td><td>Согласно требования НД поставщика</td></tr></table>	2 Количество слоев	Согласно требования НД поставщика	- второе перечисление: уточнить в части количества слоев и толщины покрытия – формально данные требования не являются требованиями к покрытию; - необходимо уточнение: как понимать варианты параметров, указанные в соответствующих (в т.ч. в различных) колонках (например, допускается ли нанесение эпоксидной смолы «согласно требованиям НД производителя»); - чем обоснованно установленное количество слоев «1»? -в связи с чем нельзя наносить больше слоев?;	п.7.6 исключить
2 Количество слоев		Согласно требования НД поставщика					
200		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Табл.1 уточнить в части количества слоев и толщины покрытия – формально, не являются требованиями к покрытию.	п.7.6 исключить		
201		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Табл.1 уточнить, как понимать варианты параметров, указанные в соответствующих (в т.ч. различных) колонках (например, допускается ли нанесение эпоксидной смолы «согласно требованиям НД производителя»).	п.7.6 исключить		
202		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Табл.1. Необоснованно установлено количество слоев «1» - в существующей НД регламентируется только промежуток времени для повторного нанесения по сухому (предыдущему) слою, а если наносить по мокрому слою, то вообще никаких ограничений нет.	п.7.6 исключить		
203	ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		Таблица 1 в имеющемся виде смысла не имеет. Первую строку (вместо ссылки о допустимости использования других пленкообразующих) нужно убрать совсем. Сегодня широко применяются	п.7.6 исключить			

				эпоксидные или эпоксифенольные материалы, а завтра могут стать популярными материалы другой химической природы. Строки 3, 5, 6, содержат показатель «согласно требованиям НД поставщика», то есть ничего не регламентируют. Согласно строке 5 материалы, содержащие массовую долю нелетучих веществ более 70%, и которые наносятся установками без подогрева или с предварительным смешением компонентов, не соответствуют требованиям данного ГОСТа. Кроме того, известны однокомпонентные эпоксидные жидкие ЛКМ с высоким содержанием нелетучих веществ. Чтобы не ограничивать перечень ЛКМ только теми, которые можно наносить безвоздушным распылением с подогревом и отдельной подачей компонентов, требуется написать «согласно требованиям НД поставщика». Соответственно, теряется смысл и в строке 3, то есть делению по содержанию нелетучих веществ. Строка 7 описывает не тиксотропные свойства, а толщину растекающегося слоя, и именно этот показатель обеспечивает «однородность толщины покрытия по диаметру при отсутствии вращения трубы». Тиксотропные свойства описываются графиком зависимости вязкости от усилия, приложенного к ЛКМ, или коэффициентом тиксотропии. Аналогичные замечания можно сделать по таблице 2, пункт 7.7.	
--	--	--	--	---	--

204	7. Требования к лакокрасочным материалам Таблица 1, таблица 2	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Внести изменения В колонке 1 таблицы 1 приведены не технические требования, а контролируемые показатели, а в колонке 2 не параметры, а нормы на показатели. Эти же замечания относятся к таблице 2.	п.7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить
205		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Убрать виды пленкообразователей из таблиц 1 и 2 Недопустимо указывать в требованиях к лакокрасочным материалам какие пленкообразователи должны использоваться, в частности, эпоксидно-фенолформальдегидная, фенолформальдегидная (новолачная) смола, эпоксидная или модифицированная эпоксидная смола. Требования к лакокрасочному материалу должны касаться требуемых физико-химических свойства этого материал и физико-механических свойства покрытия на его основе на стандартных стальных образцах. В соответствии с этими требованиями разработчик материала сам выбирает пленкообразователь и другие компоненты материала.	п.7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить
206		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015		- поскольку имеет место разница в технических требованиях, в равной степени присущих различным видам покрытия (жидкие ЛКМ и порошковые ЛКМ), например, количество слоев, толщина покрытия, срок и условия хранения – необходимо упорядочить (данные требования должны быть в обеих таблицах). Кроме того, ряд требований (температура отверждения, способ нанесения, толщина покрытия и т.д.) таковыми не являются – это информация предоставляемая	п.7.4 переработать, таблицы 1,2 - исключить

				поставщиком ЛКМ;	
207	7.7	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Аналогично, замечанию к п.7.6, так как данная Таблица 2 вводит неправомерные ограничения на составы. Исключить как противоречащий Российскому законодательству, ст.15 ФЗ от 18.07.2009 №181-ФЗ, поскольку ограничивает применение для защиты поверхности только жидкими эпоксидными материалами. Поэтому пункт 7.7. сформулировать следующим образом: «Технические требования к порошковым лакокрасочным материалам, предназначенным для нанесения внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей должны соответствовать НД производителя.»	п.7.7, таблицы 1,2 - исключить
208	7.7, табл.2	ОАО «ГИПРОГАЗЦЕНТР» № 05/00255 от 20.01.2015		Показатели качества защитного покрытия определяются требованиями НД поставщика. Целесообразно указать пределы значений, обеспечивающих качество защитных покрытий, а также указать перечень показателей качества грунтовки, порошковой краски и формируемого на их основе защитного покрытия, который должен быть указан в НТД поставщика.	п.7.7 исключить
209		ОАО «ГИПРОГАЗЦЕНТР» № 05/00255 от 20.01.2015		Наличие грунтовки значительно усложняет технологию нанесения внутреннего покрытия. Поэтому, обычно не применимо на практике.	п.7.7 исключить
210		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-	2 Плотность, г/см³ Согласно требованиям НД	- п.2: фразу «согласно требованиям НД ±0,05» необходимо уточнить – данная	п.7.7 исключить

		07/79 от 02.02.2015		поставщика $\pm 0,05$	формулировка допускает невыполнение требований НД поставщика на материалы? Предлагаю исключить допуск $\pm 0,05$, т.к. предельные отклонения должны быть указаны в НД поставщика;	
211		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15			П.2. Фразу «согласно требованиям НД $\pm 0,05$ » уточнить – допускает невыполнение требований НД на материалы? Единицы измерения перенести к значению отклонения.	п.7.7 исключить
212		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15			П.3. Устранить несоответствие параметров требованию: требование «наличие грунтовки» предполагает два варианта – либо есть, либо нет, а в графе «Параметр» представлена химическая основа грунта.	п.7.7 исключить
213		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	3 Наличие грунтовки	Жидкая на фенольной или эпоксидно-фенольной основе	п.3: устранить несоответствие параметров требованию: требование «наличие грунтовки» предполагает два варианта – либо есть, либо нет, а в графе «Параметр» представлена химическая основа грунтовок;	п.7.7 исключить
214		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	4 Способ нанесения	Нанесение порошковой краски согласно рекомендациям поставщика материала	П.4. «Слова «нанесение порошковой краски» и «материала» исключить.	п.7.7 исключить
215		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015			п.4: слова «нанесение порошковой краски» и «материала» исключить;	п.7.7 исключить
216		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	6 Влажность, %, не более	0,5	П.6 исключить. «Влажность» входит в понятие «содержание летучих веществ».	п.7.7 исключить
217		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	8 Время гелеобразования	Согласно требованиям НД поставщика ± 2 %	П.8. Фразу «согласно требованиям НД $\pm 20\%$ » уточнить – допускает невыполнение требований НД на материалы?	п.7.7 исключить

218		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015			п.8: фразу «согласно требованиям НД поставщика ±20%» необходимо уточнить – данная формулировка допускает невыполнение требований НД на материалы? Предлагаю исключить допуск ±20%, т.к. предельные отклонения должны быть указаны в НД поставщика;	п.7.7 исключить
219		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015			п.8: не указаны единицы измерения;	п.7.7 исключить
220		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	9 Температура стеклования, °С	Согласно требованиям НД поставщик	П.9. Исключить единицы измерения, аналогично остальных требований, в т.ч. табл.1.	п.7.7 исключить
221		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	11 Условия формирования покрытия:		п.11, первое перечисление: чем ограничена температура формирования покрытия?	п.7.7 исключить
222		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	- температура, °С, не более	260	п.11, второе перечисление: не указаны единицы измерения;	п.7.7 исключить
223		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015	Строка 1 – ограничение пленкообразующей основы считаем нецелесообразным Строки 2, 4, 8, 9, 10, 11. Значения параметров – согласно требованиям НД поставщика. Нет фактической информации. Строка 3. Наличие или отсутствие грунтовки является требованием конечного потребителя. Строка 5. Приведенное значение данного параметра не информативно. Как правило, фракционный состав определяется исходя из особенностей окрасочного оборудования. Строка 6, 7. Для порошковых красок на данный момент определяется параметр «Потеря массы при горячей сушке», определяемый по ГОСТ ИСО 8130.7-2001 Исключить таблицу 2 как неинформативную, сформулировать п. 7.7 как «Технические требования к порошковым лакокрасочным материалам, предназначенным для нанесения внутреннего защитного покрытия труб и соединительных деталей, должны соответствовать НД производителя материала»			п.7.7 исключить
224	7.7, 7.6. Таблицы 2 и 1	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15			Имеет место разница в технических требованиях, в равной степени присущих различным видам покрытия, например, количество слоев, толщина	п.7.6, 7.7 исключить

				покрытия, срок и условия хранения – упорядочить. Кроме того, ряд требований (температура отверждения, способ нанесения, толщина покрытия и т.д.) таковыми не являются – это информация предоставляемая поставщиком ЛКМ.	
225	8 Требования к подготовке поверхности	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Убрать и сослаться на известные стандарты Зачем переписывать требования к подготовке поверхности из известных стандартов. Следует сослаться на эти стандарты.	Уточнить
226		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Зачем переписывать требования к подготовке поверхности из известных стандартов. Следует сослаться на эти стандарты. Убрать и сослаться на известные стандарты	Уточнить
227		ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		Не следует указывать точные режимы и способы удаления влаги, обезжиривания и других операций, так как в этом случае, например, проведение сушки трубы при 90°C или термообезжиривание при 430°C будет нарушением ГОСТ. Следует указать на другие возможные способы обезжиривания, например, обезжиривание обработкой водой под высоким давлением, синтетическими моющими средствами с последующей промывкой водой и т.д. Следует отметить, что операции обезжиривания и обессоливания необходимо проводить до абразивоструйной обработки. Нужно указать более предпочтительный вид абразивного материала для очистки от окислов (колотая дробь). Указать, что не	Отклонено частично П.8.1 переработать

				следует для этой цели использовать песок. Необходимо постоянно контролировать качество абразива: гранулометрический состав, наличие масел, солей и других загрязнений абразива. Указать, что содержание водорастворимых солей на поверхности металла необходимо определять обязательно. При превышении показателя содержания водорастворимых солей, их избыток, кроме промывки, допускается удалять дополнительной абразивоструйной обработкой Возможно, следует описать порядок исправления дефектов подготовки поверхности.	
228	8.1	ТК 23 №10 от 05.12.2014	8.1 Целью подготовки поверхности является удаление с нее веществ, препятствующих прочному сцеплению покрытия с подложкой и создание профиля, обеспечивающего требуемый уровень адгезии. Подготовка поверхности состоит из ряда последовательных операций:	Неудачная редакция. В названии раздела - требования к поверхности, в пункте новый термин - «подложка». Предлагаем в следующей редакции: Целью подготовки поверхности является удаление с неё веществ, препятствующих обеспечению требуемой адгезии антикоррозионного (защитного) покрытия с поверхностью.	Принято П.8.1 переработать
229		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	- устранение дефектов поверхности (заусенцев, сварочных брызг, острых кромок); - удаление масляных и жировых загрязнений; - удаление растворимых солей; - удаление продуктов коррозии, прокатной окалины, предыдущих покрытий; - обеспыливание; - сушка в случае образования конденсата или выпадения осадков.	Предлагаю сушку после удаления солей и перед удалением продуктов коррозии, поскольку если конденсат сядет на дробемётную поверхность, сушить будет поздно: Подготовка поверхности состоит из ряда последовательных операций: - устранение дефектов поверхности (заусенцев, сварочных брызг, острых кромок); - удаление масляных и жировых загрязнений; - удаление растворимых солей;	Принять в новой редакции

				- сушка в случае образования конденсата или выпадения осадков; - удаление продуктов коррозии, прокатной окалины, предыдущих покрытий; - обеспыливание.	
230		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Дополнить перечисление «...и создание профиля поверхности, обеспечивающего адгезию покрытия...»	Отклонено
231		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- исключить за отсутствием конкретики (см. 8.2-8.12). Кроме того, перечень дефектов поверхности не соответствует заявленному в п. 6.2.;	Принято П.8.1 переработать
232		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		исключить за отсутствием конкретики (см. 8.2-8.12).	Принято П.8.1 переработать
233		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Второй абзац. Перечень дефектов поверхности не соответствует заявленному в 6.2.	Принято П.8.1 переработать
234		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Для удаления влаги трубу нагревают до температуры 60 – 80 °С	Ничем не подтвержденный диапазон температур. Предлагаемая редакция «Для удаления влаги трубы и соединительные детали подогревают»	Принять в новой редакции
235	8.2	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Пункт и далее по тексту (см. 8.3, 8.5 и т.д.). Представлены требования к технологии (сушки, обезжиривания, обеспыливания и т.д.), а необходимы - требования к поверхности, покрытию и т.д., см., например, третье предложение, – исключить: требования к технологии (способ и температура сушки и т.д.) не обоснованы, почему изготовитель не может выбирать параметры своей технологии самостоятельно при условии достижения необходимых результатов?	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4

236	8.2 и далее по тексту (см. 8.3, 8.5 и т.д.)	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- представлены требования к технологии (сушки, обезжиривания, обеспылевания и т.д.), а необходимо привести требования к поверхности, покрытию. Например, третье предложение – исключить: требования к технологии (способ и температура сушки) не обоснованы, почему изготовитель не может выбирать параметры своей технологии самостоятельно при условии достижения необходимых результатов? - убрать конкретные значения температуры либо указать, что данная информация носит справочный характер;	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
237	8.2-8.4, 8.10, 8.12	АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	В перечисленных пунктах упоминаются только трубы	Заменить на «трубы и соединительные детали»	Принято
238	8.3	ООО «Темерсо-инжиниринг»	При наличии на внутренней поверхности труб масляных загрязнений трубы подвергаются химическому или термическому обезжириванию	Перед нанесением ЛКМ внутреннюю поверхность трубы в обязательном порядке подвергаются химическому или термическому обезжириванию	Принято в новой редакции
239		ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	При наличии... 8.3 При наличии на внутренней поверхности труб масляных загрязнений трубы подвергаются химическому или термическому обезжириванию. Термообезжиривание проводят при температуре 350 – 420 °С в течение не менее 4 ч. Степень обезжиривания не более 1 по ГОСТ 9.402.	Заменить на «Для удаления жировых и масляных загрязнений трубы должны подвергаться термическому или химическому обезжириванию».	Принято в новой редакции
240		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015		- Зажированность внутренней поверхности может быть в виде следов от применяемой в технологии СОЖ. Опыт показывает, что такие масляные загрязнения удаляются даже при указанной температуре за небольшие промежутки времени в проходной печи. Предлагаю не указывать время обработки как жёстко установленный параметр. При наличии на внутренней поверхности труб масляных	Принято в новой редакции

				загрязнений трубы подвергаются химическому или термическому обезжириванию. Термообезжиривание проводят при температуре 350 – 420 °С <u>в течение времени, установленного опытным путём.</u> Степень обезжиривания <u>должна быть</u> не более 1 по ГОСТ 9.402.	
241		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		«При наличии на внутренней поверхности труб масляных загрязнений трубы подвергаются химическому или термическому обезжириванию. Термообезжиривание проводят при температуре 350 – 420 °С в течение не менее 4 ч.»: - уточнить, откуда взята информация по температуре и времени обезжиривания, относятся ли данные режимы ко всем видам загрязнений и всем сталям; - термин «термообезжиривание» не соответствует первому предложению, см. «термическое обезжиривание» - упорядочить терминологию;	Принято в новой редакции
242		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Второе предложение. Термин «термообезжиривание» не соответствует первому предложению, см. «термическое обезжиривание».	Принято в новой редакции
243		ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015		Обработка поверхности также может производиться дробеструйным способом	Принято в новой редакции
244	8.4	ТК 23 №10 от 05.12.2014	8.4 Перед нанесением ЛКМ внутреннюю поверхность трубы подвергают абразивоструйной обработке, обеспечивающей степень очистки от окислов не менее Sa 2½ по ГОСТ Р ИСО 8501-1 или степени 2 по ГОСТ 9.402.	«Перед нанесением ЛКМ на внутреннюю...». Из заключительной части пункта удалить «...или степени 2...» или изменить окончание - «степень...».	Принято в новой редакции
245		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		Информация, указанная в п. 8.4 «...степень очистки от окислов не менее Sa 2½ по ГОСТ Р ИСО 8501-1	Принято в новой редакции

				или степени 2 по ГОСТ 9.402» отличается от информации, указанной в Таблице 4 – Требования к подготовке внутренней поверхности: Степень очистки не более 2 по ГОСТ 9.402 – уточнить;	
246		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Уточнить условие выбора норм степени очистки и шероховатости.	Принято в новой редакции
247	8.5	ТК 23 №10 от 05.12.2014	8.5 Пыль и остатки абразивного материала после абразивоструйной обработки удаляют продувкой сжатым воздухом. Сжатый воздух для абразивоструйной обработки и обдувки должен соответствовать ГОСТ 9.010.	Удалить лишнее и изложить в следующей редакции: «Пыль и остатки абразивного материала удаляют продувкой сжатым воздухом, который должен соответствовать требованиям ГОСТ 9.010.	Принято в новой редакции
248		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015		Пыль и остатки абразивного материала после абразивоструйной обработки удаляют продувкой сжатым воздухом <u>или иным приемлемым способом.</u>	Принято в новой редакции
249		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Существует не только один вариант удаления пыли сжатым воздухом. Может быть вакуумирование (отсос), продувка вентилируемым воздухом, сочетание обработок, щеткой с вакуумированием. Предлагаю дополнить подраздел	Принято в новой редакции
250	8.6	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	8.6 Запыленность поверхности после очистки должна быть не более класса 2 по [1].	Исключить подраздел, т.к. при правильном измерении класс 2 практически недостижим	Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
251		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		применяется термин «запыленность поверхности», а в таблице 4 – «степень обеспыливания» - привести к единой терминологии;	Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
252		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		исключить. Требования к запыленности не более класса 2 по [1] на практике, формально, невыполнимы. В части чистоты поверхности имеются требования 8.2 и 8.5, их достаточно.	Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4

253	8.7	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	8.7 Очищенная поверхность должна иметь шероховатость (Rz) от 40 до 100 мкм по [2] или в соответствии с рекомендациями <u>поставщика ЛКМ</u> .	Заменить «поставщика» на «изготовителя» ЛКМ	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
254		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015		«...в соответствии с рекомендациями <u>производителя</u> ЛКМ»	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
255		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		Метод определения шероховатости – только по ИСО 8503-2:2012 (Методика с применением компаратора): - предлагается дополнительно ввести метод по ISO 8503-4 (Методика с применением щупового прибора);	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
256				необходимо уточнить условия выбора нормы шероховатости. Приведена норма Rz от 40 до 100 мкм, а рекомендации поставщика могут быть отличны, что выбираем в данном случае?	Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
257				ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	Уточнить условие выбора нормы шероховатости.
258	8.7; 8.12 таблица 4, строка 3	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015	8.7 Очищенная поверхность должна иметь шероховатость (Rz) от 40 до 100 мкм по [2] или в соответствии с рекомендациями поставщика ЛКМ.	Шероховатость поверхности Rz может быть и менее 40 мкм в зависимости от толщины покрытия. Толщина покрытия должна удовлетворять условию: не менее Rz+20 мкм. Также надо ограничить верхний предел по толщине, обычно не более 1 мм.	Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
259	8.8	ТК 23 №10 от 05.12.2014	8.8 Интервал времени между абразивоструйной очисткой и началом нанесения покрытия не должен превышать 2 ч при относительной влажности воздуха не более 80 % и 3 ч при относительной влажности воздуха не более 60 %.	Не конкретизирован период времени: ...«между абразивоструйной очисткой и началом нанесения покрытия...». В этот период входят: и обезжиривание, и обеспыливание, и осушка, и сам процесс (или его часть) абразивоструйной очистки. Необходимо конкретнее выразить мысль, какие процессы (или один процесс - осушка) в этот период входят?	Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4

260		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	«...не должен превышать 2 ч...»	«...должен быть не более 2 ч...»	Принять в новой редакции
261		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		Текст изложить перечислениями: «...должен быть не более: - 3 ч при относительной влажности воздуха не более 60% - 2 ч при относительной влажности воздуха 60% и более».	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
262		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Текст изложить перечислениями: «...должен быть не более: - 3 ч при относительной влажности воздуха не более 60% - 2 ч при относительной влажности воздуха 60% и более».	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
263		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	Содержание водорастворимых солей определяют, если это предусмотрено технической документацией поставщика материала покрытия.	Наличие водорастворимых солей значительно ухудшает стойкость покрытия при эксплуатации. Предлагаю установить требование на уровне не более 20 мг/м ² .	Принято
264		ООО «БашНИПИнефть №АЛ-00417 от 22.01.2015		Пункт 8.9 поставить после пункта 8.3. Содержание солей определять в обязательном порядке.	Принято
265	8.9	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	8.9 Содержание водорастворимых солей определяют, если это предусмотрено технической документацией поставщика материала покрытия. При превышении показателя содержания водорастворимых солей проводят промывку поверхности водой с последующей сушкой.	Особенно для НКТ используют бесшовные трубы, при производстве которых очень часто используют солевые смазки. При этом крайне редко в документации изготовителя краски имеются ссылки на необходимость удаления солей. Необходимо установить требование	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
266		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Содержание водорастворимых солей определяют не поставщики материалов покрытия, этот показатель является обязательным требованием.	Отклонено
267		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		«Содержание водорастворимых солей определяют, если это предусмотрено технической документацией поставщика материала покрытия»: - уточнить, обязательно ли проводить	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4

				контроль данного параметра на 100 % труб или только в том случае, если данное требование выдвигает производитель материала покрытия;	
268		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		изложить в виде требования к загрязненности поверхности водорастворимыми солями. Уточнить слово «определяют» - двояко, с учетом нормативов, указанных в таблице 4.	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
269		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Определение содержания водорастворимых солей – необходимое требование к подготовке поверхности. Указать необходимость определения водорастворимых солей, привести допустимые значения для определения содержания водорастворимых солей.	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
270	8.9; 8.12 таблица 4, строка 5	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015	8.9 Содержание водорастворимых солей определяют, если это предусмотрено технической документацией поставщика материала покрытия. При превышении показателя содержания водорастворимых солей проводят промывку поверхности водой с последующей сушкой.	По содержанию солей добавить (в таблице 5 изменить): «... Согласно технической документации производителя материала, но не более 20 мг/м2».	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
271		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Расширить область применения требования (кроме трубы добавить ЗРА, детали и т.п.)	Отклонено
272	8.10	АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	8.10 Контроль качества подготовки внутренней поверхности должен проводиться на каждой трубе.	Предлагаю на каждой трубе оценивать степень чистки, наличие масляных загрязнений и дефектов поверхности. Шероховатость, запылённость и содержание водорастворимых предлагаю контролировать при запуске после остановок более 2 часов и далее каждые 4 часа.	Принято
273		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Вряд ли целесообразно при отрегулированном технологическом процессе контролировать все параметры подготовки поверхности на	Отклонено

				каждой трубе	
274		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Не указан способ осуществления контроля на каждой трубе Указать соответствующий метод контроля, согласно действующим стандартам.	Отклонено
275		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Контроль качества подготовки поверхности на каждой трубе излишен. Установить периодичность контроля на уровне действующих НД (см. таблицы 1 и 2) в приложении	Принято
276		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Данный подраздел не относится к разделу «Требования к подготовке поверхности»	Переработать
277	8.11	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	8.11 Все операции по приготовлению ЛКМ и нанесению покрытия должны производиться на специализированных участках с контролем параметров окружающей среды. Требования к параметрам окружающей среды при приготовлении ЛКМ и нанесении покрытий приведены в таблице 3	не соответствует наименованию Раздела 8 - Приведены требования по контролю параметров окружающей среды, а не требования к подготовке поверхности; - чем обосновано требование выполнять данные работы только на специализированных участках?	Переработать
278		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Пункт не отвечает заголовку р.8.	Переработать
279	8.11 Таблица 3	ТК 23 №10 от 05.12.2014	8.11 Все операции по приготовлению ЛКМ и нанесению покрытия должны производиться на специализированных участках с контролем параметров окружающей среды. Требования к параметрам окружающей среды при приготовлении ЛКМ и нанесении покрытий приведены в таблице 3. Таблица 3 – Требования к контролю параметров окружающей среды	Изменить название в гармонии: «Параметры окружающей среды при работе с ЛКМ и нанесению антикоррозионного (защитного) покрытия». (в данном случае интересны КОНЕЧНЫЕ (допустимые) значения. А «контроль» применим так же и к ТЕКУЩИМ значениям, например: «контроль температуры воздуха»).	Переработать

280		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015		- предлагаю указать методики, по которым производятся замеры температуры и влажности воздуха, точки росы;	Переработать
281		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		Заголовок. Слова «к контролю» исключить, см. ссылочную фразу «требования к параметрам».	Переработать
282		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Температура воздуха 15-30 °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.	Переработать
283		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015	8.12 Контроль качества подготовки внутренней поверхности труб проводят по параметрам, приведенным в таблице 4. Таблица 4 – Требования к подготовке внутренней поверхности	объединить с п.8.10;	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
284	8.12	ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		8.12 объединить с 8.10 или поменять местами с 8.11 (8.11 «разрывает» текст касательно контроля качества подготовки поверхности).	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
285		АО «ОМК» №12045-И- 2/15 от 27.01.2015		Требования таблицы 4 практически полностью повторяют требования, изложенные в предшествующих пунктах Исключить либо таблицу 4 либо эти же требования, но изложенные в текстовой форме	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
286	8.12, Таблица 4	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015		- колонка 2 дублирует текст, приведенный в п.8.3-8.9; - п.1 «Степень обезжиривания, не более 1 степени по ГОСТ 9.402»: в указанном ГОСТе не нашел классификацию обезжиривания по степеням; - п.2: заменить «не более» на «не менее», согласно п. 8.4. (уточнить в соответствии с п.20 замечаний); - п.4.: термин «степень	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4

				обеспыливания» не соответствует термину «запыленность поверхности» по 8.6. (п.22 замечаний); - п.5.: содержание водорастворимых солей 20 мг/м2 не соответствует требованиям п.8.9. - п.5: уточнить, чем обусловлено ограничение по содержанию водорастворимых солей не более 20 мг/м2; - п.6.: уточнить «очисткой» - какой, см. 8.2, 8.3, 8.4, 8.5.; необходимо уточнить, о какой очистке идет речь? Согласно п. 8.8 должна использоваться только абразивоструйная очистка; - рассмотреть возможность и целесообразность включения в перечень требование по контролю наличия хлоридов по ISO 8502-2;	
287		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		8олонка 2 дублирует текст 8.3-8.9. П.2. Заменить «не более» на «не менее», согласно 8.4. П.4. Термин «степень обеспылевания» не соответствует термину «запыленность» по 8.6. П.5. Приведенное перечисление не является перечислением альтернативных методов. Это один метод, согласно которому растворимые соли удаляются с поверхности с помощью пластыря Бресле, а затем электропроводность полученного раствора измеряется кондуктометрическим методом. Соответственно, нет и нормативов, зависящих от перечислений. П.5. Содержание водорастворимых солей 20 мг/м2 не соответствует 8.9. П.6. Уточнить «очисткой» - какой, см. 8.2, 8.3, 8.4, 8.5.	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4

				П.6. Заменить «не более 80%» на «60% и более», см. предложения к 8.8. П.6. Ссылка на ГОСТ Р 53384 в части метода определения времени между очисткой и нанесением покрытия некорректна.	
288		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Строки 3, 4, 5, 6 – в качестве метода определения параметров приведены ссылки на иностранные стандарты. Возможность использования иностранных стандартов для проведения испытаний на требования национального стандарта (ГОСТ Р)?	Принято Раздел 8 переработать с учетом таблицы 4
289		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	Содержание водорастворимых солей, мг/м ² , не более - метод Бресле - кондуктометрический метод	Предлагаю дополнить метод испытания, сославшись на стандарт "SSPS Guide 15», где указаны различные методы.	Отклонено указанный стандарт отменен
290	8.12, Таблица 4, параметр 5	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Содержание водорастворимых солей, мг/м ² , не более - метод Бресле - кондуктометрический метод	Приведенное перечисление не является перечислением альтернативных методов. Это один метод, согласно которому растворимые соли удаляются с поверхности с помощью наклеив Бресле, а затем электропроводность полученного раствора измеряется кондуктометрическим методом. Следует дополнить параметр альтернативными методами или привести ссылку на стандарт, где указаны различные методы (SSPS Guide 15)	Отклонено указанный стандарт отменен
291	8.12, Таблица 4, параметр 6	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Приведенная в графе «Метод определения» ссылка на ГОСТ Р 53384 не верна. В стандарте отсутствует методика определения времени между покрытием и очисткой	Привести корректный метод	Уточнить
292	9. требования к внутренним защитным покрытиям	ООО «Темерсо-инжиниринг»	- покрытия БТ дополнительно должны обладать высоким сопротивлением трению, противостоять воздействию удара по внутренней части трубы талевого каната.	- покрытия БТ дополнительно должны обладать высоким сопротивлением трению, противостоять воздействию удара по внутренней части трубы каната, применяемого для спуска	Принято Для БТ и НКТ добавить прямой удар

				геофизических приборов.	
293		ООО «Темерсо-инжиниринг	Отсутствует деление по типам контроля: -приемсдаточный контроль - периодические испытания	Перечислить операции по приемсдаточному контролю покрытия	Отклонено
294		ООО «Темерсо-инжиниринг	Отсутствует периодичность приемсдаточного контроля и нормы отбора образцов на испытания	Указать нормы отбора образцов на испытания	Отклонено
295		ООО «Темерсо-инжиниринг	Для большинства видов испытаний предусмотрено использование образцов-свидетелей в виде прямоугольных пластин, что не дает возможности объективно судить о качестве нанесенного покрытия в условиях серийного техпроцесса, особенно при нанесении покрытий на НКТ и БТ.	Для НКТ и БТ предусмотреть применение образцов прямоугольной формы, вырезанных из из труб.	Принято Для квалификационных испытаний допускается применение плоских образцов, для периодических только сегменты труб
296		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Удалить из названия «...внутренним...» (см. замечание №11) ГОСТ Р, в целом, определяет требования к защите ОТ КОРРОЗИИ внутренней поверхности труб и оборудования. Необходимо сохранить это направление по всему тексту. (при изложении требований к покрытию лучше применять единый термин, например : «антикоррозионное (защитное) покрытие». Определение «внутреннее» лучше использовать к ПОВЕРХНОСТИ оборудования, т.к. оно не может определяет покрытие, которое может быть как внутренним. Так и наружным. В требованиях к оборудованию термин «защита» необходимо дополнять «...от коррозии».	Принято
297		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от	- защиту от коррозионного воздействия минерализованных сточных вод,	- защиту от коррозионного воздействия минерализованных сточных вод,	П.9.1 принять в новой редакции

		28.01.2015	буровых растворов, перепадов давлений до 25 МПа и повышение забойных температур до 200 °С;	защиту от коррозионно агрессивной скважинной жидкости, воздействия буровых растворов, перепадов давлений до 25 МПа и повышение забойных температур до 200 °С;	
298		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Требования, приведенные в данном разделе не соответствуют назначению внутренних защитных покрытий труб и соединительных деталей, используемых в нефтепромысловых трубопроводах, колоннах НКТ и бурильных труб. Как отмечалось выше требования к внутренним покрытиям труб и соединительных деталей, должны разрабатываться специалистами нефтяных компаний совместно с РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, являющимся -Национальным исследовательским университетом и накопившим значительный потенциал в данной области. В плане работы Отраслевого экспертного советам нефтяных компаний РФ (ОЭС) «Нефтегаз-Покрытие» на 2015 г. предусмотрена разработка следующих стандартов: 1. «Промысловые трубопроводы с защитными покрытиями. Технические требованиями». Данный стандарт должен включать требования к трубопроводу с защитными покрытиями в целом для обеспечения его энергетической эффективности, надежности, безопасности и технологичности; требования к отдельным элементам трубопровода с защитными покрытиями, требования к соединениям этих элементов, требования к процессам проектирования, строительства, эксплуатации, технического обслуживания и ремонта промысловых трубопроводов. 2. «Колонны НКТ с внутренним защитным покрытием. Технические требования». Стандарт должен включать требования к колонне в целом, к ее отдельным элементам, к соединениям элементов, к процессам комплектации колонны, ее монтажа, эксплуатации, технического обслуживания и ремонта. 3. Колонны бурильных труб. Технические требования. Аналогичное построение стандарта. Разработкой указанных стандартов начали заниматься ОЭС «Нефтегаз-Покрытие», НП «Покрытие-Нефтегаз», НТЦ «Качество-Покрытие-Нефтегаз». Их объединение обеспечило необходимые условия для разработки подобных стандартов. И следует понять, что промысловые трубопроводы, колонны НКТ и бурильных труб принципиально отличаются по требованиям к защитным покрытиям от магистральных трубопроводов. Поэтому привлечение ООО «ВНИИГАЗ» ОАО «ВНИИСТ» и ОАО «НИИТН» к разработке стандартов на покрытия промысловых трубопроводов, колонн НКТ и бурильных труб недопустимо. Это подтверждает разработанный ООО «ВНИИГАЗ» в настоящее время стандарт на магистральные трубопроводы.		Отклонено, переработать на 3 раздела

			Исключить из стандарта приведенные технические требования к внутреннему покрытию и запросить у ОАО «Роснефть» и ОАО «Газпромнефть» разработанные ими технические требования к внутреннему покрытию труб и соединительных деталей соответствующего назначения, т. е для промысловых трубопроводов, колонн НКТ и колонн бурильных труб. При этом анализируемый стандарт должен начинаться именно с этих требований. Они определяют требования к процессу внутренней изоляции трубной продукции, т.е. от качества продукции к качеству процесса ее производства.		
299	9. требования к внутренним защитным покрытиям	ООО «Темерсо-инжиниринг	В стандарте не оговорена значимая поверхность НКТ и БТ, на которую должно наноситься внутреннее покрытие	По аналогии с NACE SP 0191 перечислить в стандарте значимую поверхность НКТ: -внутренняя поверхность НКТ, включая торцы Н, заходную фаску и первые 1-2 витка резьбы ниппеля. На муфте НКТ предусмотреть нанесение пояса из покрытия, достаточной ширины для обеспечения защиты от коррозии внутренней полости муфты.	Принято для НКТ
300		ООО «Темерсо-инжиниринг	В стандарте нет четкого указания, о нанесении внутреннего покрытия на НКТ с последующим навинчиванием муфты НКТ. При нанесении покрытия на НКТ с навинченной муфтой, из-за наличия резьбоуплотнительной смазки невозможно добиться адгезии покрытия в месте сопряжения торец ниппеля – муфта НКТ	Дать указание об обязательном снятии муфт при нанесении покрытия на внутреннюю поверхность НКТ. Поясок из покрытия на внутренней поверхности муфты НКТ наносить перед навинчиванием муфт на НКТ.	Отклонено (указывается в ТУ изготовителя)
301		НУЦ «Контроль и диагностика»		Требования, приведённые в данном разделе, не могут быть применены к покрытиям, нанесённым на внутренние поверхности бурильных и насосно-компрессорных труб (см. Примечание)	Принято
302		ОАО «ВНИИТнефть» № 14 от 20.01.2015		Предлагаем П.9 проекта «Стандарта» дополнить разделом: — Покрытие, работающее при знакопеременных нагрузках (бурильные трубы) должно выдерживать не менее 10×10^6	Уточнить (запросить результаты испытаний)

				циклов нагружения при значениях усталостной прочности не менее 16 кгс/мм ² (Приложение Д). При необходимости в методику проведения испытаний могут быть внесены корректировки или совместно с Вами разработана новая методика.	
303		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	В плане работы Отраслевого экспертного советам нефтяных компаний РФ (ОЭС) «Нефтегаз-Покрытие» на 2015 г. предусмотрена разработка следующих стандартов: 1.«Промысловые трубопроводы с защитными покрытиями. Технические требованиями». Данный стандарт должен включать требования к трубопроводу с защитными покрытиями в целом для обеспечения его энергетической эффективности, надежности, безопасности и технологичности; требования к отдельным элементам трубопровода с защитными покрытиями, требования к соединениям этих элементов, требования к процессам проектирования, строительства, эксплуатации, технического обслуживания и ремонта промышленных трубопроводов. 2. «Колонны НКТ с внутренним защитным покрытием. Технические требования». Стандарт должен включать требования к колонне в целом, к ее отдельным элементам, к соединениям элементов, к процессам комплектации колонны, ее монтажа, эксплуатации, технического обслуживания и ремонта. 3. Колонны бурильных труб. Технические требования. Аналогичное построение стандарта. Разработкой указанных стандартов начали заниматься ОЭС «Нефтегаз-Покрытие», НП «Покрытие-Нефтегаз», НТЦ «Качество-Покрытие-Нефтегаз». Следует понимать, что промысловые трубопроводы, колонны НКТ и бурильные трубы принципиально отличаются по требованиям к защитным покрытиям от трубопроводов.		Отклонено
304	9.1	ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015	9.1 Внутренние защитные покрытия труб и соединительных деталей должны обеспечивать: - прочное сцепление с металлической поверхностью; - сохранение защитных свойств на протяжении всего прогнозируемого срока службы; - защиту от коррозионно-эрозионного и абразивного воздействия эксплуатационной среды; - стойкость к отложениям парафинов,	9.1. Если пишем, что внутреннее защитное покрытие труб должно обеспечивать стойкость к отложениям парафинов, битумов, асфальтенов и смол (а от солевых отложений?); защиту от перепадов давлений до 25 Мпа; а покрытия буровых труб дополнительно должны противостоять воздействию удара талевого каната по внутренней части трубы, то в таблицах 6, 7 должны быть указаны методы проверки этих свойств. Определение	Пересмотреть существующие методики

			битумов, асфальтенов и смол; - защиту от коррозионного воздействия минерализованных сточных вод, буровых растворов, перепадов давлений до 25 МПа и повышение забойных температур до 200 °С; - покрытия БТ дополнительно должны обладать высоким сопротивлением трению, противостоять воздействию удара по внутренней части трубы талевого каната.	стойкости к образованию АСПО, солевых отложений отсутствует, нет определения прочности покрытия при прямом ударе. Определить стойкость к быстрой декомпрессии с перепадом давления в 25 Мпа вряд ли представляется возможным, так как модельные смеси состава, указанного в приложении Г, выпускаются по заказу в баллонах с максимальным давлением 15 МПа, а обычно и 10 МПа.	
305	ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	<i>Содержит много описательной информации, не относящейся к непосредственным требованиям (9.1, 9.2)</i> <i>Недопустимые понятия при изложении требований:</i> <i>«требования к исходным показателям»</i> <i>«требованияпосле испытаний»</i> <i>Заголовок первого столбца таблицы 7 «Вид испытаний защитных внутренних покрытий», подзаголовок «Метод испытаний» – что не является требованием.</i> <i>В самом столбце «Метод испытаний», то название характеристики (Стойкость к воздействию 3 %-ного раствора NaCl), то название метода испытаний (Автоклавный тест в сероводородсодержащей среде).</i> <i>Две колонки с заголовком НД, что недопустимо.</i>	<i>Исключить пункты 9.1, 9.2.</i> <i>Четко указать разницу в требованиях между таблицами 6 и 7.</i> <i>Заголовок таблицы 7 «Вид испытаний защитных внутренних покрытий» исключить.</i> <i>Структурировать таблицу 7 подобно таблице 6 с заголовком первого столбца «Показатель», второго – «Метод испытаний».</i> <i>Заменить название метода испытаний «Автоклавный тест в сероводородсодержащей среде» на «Стойкость в сероводородсодержащей среде»</i>	Переработать частично	
306	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015	9.1 Внутренние защитные покрытия труб и соединительных деталей должны обеспечивать: - прочное сцепление с металлической поверхностью Агипрою; - сохранение защитных свойств на	Непонятно, как внутренние защитные покрытия труб и соединительных деталей должны обеспечивать требования п. 9.1 и как это проверяется (контролируется). Раскрыть или дать ссылку на НД, либо исключить пункт.	Исключено	

307	ТК 23 №10 от 05.12.2014	протяжении всего прогнозируемого срока службы; - защиту от коррозионно-эрозионного и абразивного воздействия эксплуатационной среды; - стойкость к отложениям парафинов, битумов, асфальтенов и смол; - защиту от коррозионного воздействия минерализованных сточных вод, буровых растворов, перепадов давлений до 25 МПа и повышение забойных температур до 200 °С; - покрытия БТ дополнительно должны обладать высоким сопротивлением трению, противостоять воздействию удара по внутренней части трубы талевого каната.	Неудачная редакция, предлагаем в следующей: «Противокоррозионные (защитные) покрытия внутренней поверхности труб и соединительных деталей должны : - иметь требуемую (нормативную) адгезию к металлической поверхности; - сохранять свои свойства на протяжении всего срока службы, обеспечивая защиту от коррозионно-эрозионного и абразивного воздействия рабочей среды (транспортируемого продукта); - быть стойкими к отложениям парафинов, битумов, асфальтенов и смол; - сохранять свои свойства при перепаде давлений до 25 МПа и повышении забойных температур до 200 °С; (далее по тексту)	Исключено
308	АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015		Предложенная формулировка предполагает, что указанные давления и температуры должно выдерживать любое внутреннее покрытие. Имеются ли здесь в виду краткосрочные повышения температур до 200°С, которые действительно должно выдерживать любое покрытие?	Исключено
309	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		ГОСТ 31993 определяет методы контроля толщины покрытия, а не разницы в толщине. Не понятно, что означает термин «одинаковая». Не понятно, относится 20 % к 80 % поверхности, где толщина «одинаковая» или к остальным 20 % поверхности. И в целом, данное требование не определено изготовителями материалов покрытий. Предложение – исключить показатель, а описать допустимое увеличение	Исключено

				толщины покрытия	
310		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015		- «Внутренние защитные покрытия труб и соединительных деталей должны обеспечивать...»: необходимо классифицировать свойства покрытия в зависимости от типа труб (НГПТ, БТ или НКТ) и условий эксплуатации. Например: если для БТ стойкость к отложениям парафинов, битумов, асфальтенов и смол не является критическим показателем, то покрытие для БТ не должно обязательно соответствовать данным требованиям; - последнее перечисление не соответствует вводной фразе; - второе перечисление – исключить (аналогично п.5.8 замечаний);	Переработать на 3 раздела
311		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		Замечание аналогично соображений по 5.2. Последнее перечисление не соответствует вводной фразе.	Принято
312		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Отредактировать термины	Принято
313	9.2	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	В таблице 5 приведены типы исполнения внутренних защитных покрытий труб и соединительных деталей по максимально допустимой температуре эксплуатации.	Не учтен фактор удаления АСПО горячим паром. То есть если температура пласта 60 градусов, но после подъема НКТ они будут обрабатываться паром какие надо использовать? На 150? Это сильное удорожание. То есть нужна группа 110 градусов. Если покрытие на 60 градусов должно выдерживать кратковременный нагрев до 110 – это надо в требования прописать.	Отклонено Внести температуру эксплуатации в термины и определения
314		НП «Покрытие- Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Таблица 5 вводит неправомерные ограничения на составы. упразднить таблицу 5.	Отклонено Таблицу 5 переработать
315	9.2 Таблица 5	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-		- первое предложение исключить – не относится к требованиям к защитным	Таблицу 5 переработать

		07/79 от 02.02.2015		покрытиям; - второе предложение: слова «в таблице 5 приведены» перенести в конец предложения в редакции «приведены в таблице 5»; - второе предложение и таблица 5: упорядочить терминологию «максимально допустимая температура эксплуатации» - «температура эксплуатации» - «максимальная температура эксплуатации»; - Таблица 5, колонка 2: слово «до» исключить (4 раза), см. заголовков «максимальная температура»; - Таблица 5, колонка 2: - аргументировать применение именно данных диапазонов температур: 60, 90, 150, 200 (почему не 80, 110, 150, 200 или др. диапазонов); - Таблица 5, Колонка 3: фраза «эпоксидно-фенольная» основа не соответствует табл.1 и 2.; - Таблица 5, Колонка 3 – полностью исключить, либо указать как справочную информацию;	
316		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Первое предложение исключить – не относится к требованиям к защитным покрытиям.	Принято
317		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Второе предложение. Слова «в таблице 5 приведены» перенести в конец предложения в редакции «приведены в таблице 5».	Принято
318		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Второе предложение и таблица 5. Упорядочить терминологию «максимально допустимая температура эксплуатации» - «температура эксплуатации» - «максимальная температура эксплуатации».	Принято
319		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-		Колонка 2. Слово «до» исключить (4 раза), см. заголовков «максимальная	Принято

		15/1108 от 12.03.15		температура».	
320		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Колонка 3. Фраза «эпоксидно-фенольная» основа не соответствует табл.1 и 2.	Таблицу 5 переработать
321		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Сноска дублирует сноску табл.2, при этом не соответствует ей в части ссылок на табл. 6 и 7.	
322		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Ограничение пленкообразующей основы считаем нецелесообразным, Не понятен выбор максимальных температур эксплуатации – 60, 90, 150, 200. Наиболее часто запрашивается температура 110 °С. Исключить ограничение пленкообразующей основы Максимальные температуры эксплуатации – 60, 110, 150, 200 °С	Принято
323		ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		Считаем, что не следует указывать в таблице примеры «пленкообразующей основы» даже со ссылкой на допустимое использование других материалов, так как это является рекомендацией использовать именно такие пленкообразующие.	Принято
324		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Отредактировать термины	Принято
325	9.3	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	9.3 Внутреннее защитное покрытие труб и соединительных деталей должно обеспечивать уровень технических требований указанных в таблице 6.	Первое предложение. Конкретизировать фразу «уровень технических требований, указанных в таблице 6».	Принято
326		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	Технические требования к внутреннему защитному покрытию после испытаний приведены в таблице 7.	Второе предложение. Уточнить фразу «требования...после испытаний», не имеет смысла, испытания проводят для подтверждения выполнения требований.	Принято
327	9.3 Таблица 6.	ООО «Темерсо-инжиниринг»	4. Диэлектрическая сплошность покрытия, В/мкм, не менее	Для покрытий, толщиной менее 254 мкм, предусмотреть метод «мокрой губки»	Принято

328		ООО «Темерсо-инжиниринг	При проверке диэлектрической сплошности покрытия «на пробой» высоким напряжением, чувствительность датчиков зависит от скорости перемещения металлических токоснимателей по поверхности трубы, а также ограничена величиной самих дефектов.	Указать в стандарте максимальную скорость перемещения токоснимателей по поверхности трубы при проверке диэлектрической сплошности. Указать максимальные размеры отверстий в покрытии на настроечных эталонах, применяемых для проверки диэлектрической сплошности.	Разработать методику Дополнить приложением к стандарту				
329		ООО «Темерсо-инжиниринг	Не нормируется твердость покрытия по Бухгольцу	Зачем тогда делать испытание?	Уточнить у производителей материалов можно ли установить норму				
330		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Заголовок не соответствует вводной фразе. Требуется уточнения фраза «требования к исходным показателям».	Уточнить				
331		ООО «БашНИПИнефть №АЛ-00417 от 22.01.2015	<table><tr><td>Показатель</td><td>НД</td></tr></table>	Показатель	НД	<table><tr><td>Показатель</td><td>Метод испытания</td></tr></table>	Показатель	Метод испытания	Принято
Показатель	НД								
Показатель	Метод испытания								
332		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Головка. Требуют уточнения заголовки «НД» (непонятно, что означают обозначения НД в данной колонке), а также «линейная часть», «НКТ», «БТ» (см. также соответствующее замечание к 5.5).	Принято				
333		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Нет требований для образцов, на которых будут проверяться перечисленные показатели (вырезки из трубы, пластины, ...), требований к выдержке образцов перед испытаниями. Строки 4, 5, 6, 9, 10, 12 – в качестве метода определения показателей приведены ссылки на иностранные стандарты. Возможность использования иностранных стандартов для проведения испытаний на требования национального стандарта (ГОСТ Р)? Указать требования для образцов, на	Принято				

				которых будут проверяться перечисленные показатели (вырезки из трубы, пластины, ...), требования к выдержке образцов перед испытаниями.				
334		ООО «БашНИПИнефть №АЛ-00417 от 22.01.2015	<table><tr><td>1 Внешний вид покрытия</td><td>ГОСТ 9.032</td><td>Равномерное покрытие без пропусков и видимых дефектов</td></tr></table>	1 Внешний вид покрытия	ГОСТ 9.032	Равномерное покрытие без пропусков и видимых дефектов	ГОСТ 9.032 описывает класс покрытия и допустимые дефекты. Согласно п.2.2 по ГОСТ 9.032: «Не допускаются дефекты покрытия, влияющие на защитные свойства покрытия (проколы, кратеры, сморщивание и другие)». Согласно классу покрытия должны быть соответствующие требования к дефектам и окрашиваемым поверхностям. Предлагается убрать ссылку на данный ГОСТ и описать конкретные дефекты, которые влияют на защитные свойства (размер, количество и пр.)	Отклонено - пока нет статистики
1 Внешний вид покрытия	ГОСТ 9.032	Равномерное покрытие без пропусков и видимых дефектов						
335		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Строка 1. Внешний вид покрытия. НД – ГОСТ 9.032. ГОСТ 9.032 Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения. Данный ГОСТ содержит только методы определения блеска и количества включений. Указать, что оценка внешнего вида проводится визуально.	Уточнить у производителей			
336		ООО «БашНИПИнефть №АЛ-00417 от 22.01.2015	<table><tr><td>2 Толщина покрытия, мкм</td><td>ГОСТ 31993</td><td>Согласно рекомендациям производителя материала покрытия</td></tr></table>	2 Толщина покрытия, мкм	ГОСТ 31993	Согласно рекомендациям производителя материала покрытия	Предлагается указать минимальное значение толщины. Согласно ГОСТ 31445 толщина внутреннего покрытия должна быть не менее 350 мкм.	Отклонено
2 Толщина покрытия, мкм	ГОСТ 31993	Согласно рекомендациям производителя материала покрытия						
337		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Для НКТ не менее 150 мкм.	Отклонено			
338		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	показатель 2 Толщина покрытия, мкм - Согласно рекомендациям производителя материала покрытия	Предлагаю установить минимальный уровень: Толщина покрытия, мкм - Согласно рекомендациям производителя	Отклонено			

						материала покрытия, но не менее 250 мкм	
339		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15				П.2. Значение показателя оформлено отлично от аналогичного, указанного в табл.1.	Отклонено
340		ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	3 Разность толщины покрытия	ГОСТ 31993	Одинаковая толщина на 80 % поверхности. Разброс по толщине покрытия не более 20 %	При нормируемой толщине 300 мкм 20 % измеренных толщин имеют значение от 240 мкм до 300 мкм, и площадь с такой толщиной составляет 20 % от общей площади. Предлагается указать минимальное значение толщины. Согласно ГОСТ 31445 толщина внутреннего покрытия должна быть не менее 350 мкм.	Принято в измененной редакции
341		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	показатель 3 Разность толщины покрытия - ГОСТ 31993 - Одинаковая толщина на 80 % поверхности. Разброс по толщине покрытия не более 20 %			В такой формулировке требование невыполнимо, необходимо более чёткое описание процедуры измерения толщины. Например: « Измерение проводится с каждого конца трубы не менее чем в двух сечениях на расстояниях вытянутой руки в четырёх точках по окружности трубы. Допускаются единичные точки с толщиной на 10 мкм ниже минимального нормируемого уровня, если в прилегающих к ней точках измерения толщина соответствует нормативу. Верхний уровень толщины покрытия устанавливается согласно рекомендациям производителя материала покрытия».	Принято в измененной редакции
342		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15				П.3. Уточнить «одинаковая толщина» - на практике невозможно обеспечить. П.3. Уточнить, что принимать за «разброс по толщине покрытия», отсутствует в ГОСТ 31993.	Принято в измененной редакции

343	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от 26.01.2015	4 Диэлектрическа я сплошность покрытия, В/мкм, не менее	[6]	5	Неправильная размерность показателя диэлектрической сплошности - В/мкм, правильная кВ/мм. Вообще-то непонятно, как контролировать сплошность внутреннего покрытия, подразумевая проверку всей поверхности, при этом высоковольтное напряжение применяется при испытании покрытий толщиной свыше 1 мм. Для внутренних покрытий толщиной менее 1 мм применяется испытание низковольтным напряжением (9 В) со значением: не более 20 пробоев/м ² , что делает возможным проверку сплошности только на концах труб.	Отклонено
344	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	Таблица №6 пункт 4: указано не менее 5 пробоев на трубу.			Необходимо указать не более 5 пробоев на трубу.	Отклонено
345	НП «Покрытие- Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	4 Диэлектрическая сплошность покрытия, В/мкм, не менее [6] 5	Пункт 4, диэлектрическая сплошность является обязательным параметром только для покрытий с барьерным механизмом Включить сноску, которая бы поясняла, что диэлектрическая сплошность не является обязательным параметром для некоторых типов покрытий, содержащих металлический (цинковый, алюминиевый пигмент) «*Допускается использование электропроводных материалов, при условии обеспечения соответствующей электрохимической защиты и соответствия покрытия требованиям таблиц 6 и 7.»			Отклонено
346	ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	5 Адгезия покрытия к стали: - метод нормального отрыва, МПа,	ГОСТ	4,0	Заменить на «метод отрыва», как в ГОСТ 32299. В приложении привести описание метода и приборы «адгезиметры типа	Уточнить (Х-образный для приемо-сдаточных испытаний)

			не менее	32299, [8]		..., с точностью» Ранее это испытание предусматривалось проводить только на разрывной машине, сейчас появилось большое количество приборов, предназначенных для определения адгезионной прочности методом отрыва.	
			Адгезия методом прямоугольного надреза			Заменить на более распространенные методы – Х-образный или V-образный.	
347		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	Адгезия покрытия к стали: - метод решетчатого надреза (для покрытия толщиной не более 250 мкм), балл, не более - метод нормального отрыва, МПа, не менее - метод прямоугольного надреза, после выдержки в воде в течение 24 ч, при температуре (75±3) °С, класс, не менее			Если будет принято предложение по толщине покрытия не менее 250 мкм контроль адгезии методом решетчатого надреза необходимо исключить.	Отклонено
348		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015				Адгезионная прочность внутреннего покрытия для НКТ методом определения усилия отрыва грибка по ISO 6272 в зависимости от условий эксплуатации от 8 до 15 Дж.	Отклонено
349		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015				Никогда не встречала антикоррозионных покрытий толщиной менее 250 мкм. Из формулировки показателя не ясно, следует ли контролировать адгезию одним из способов или подвергать всем возможным испытаниям	Отклонено
350		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15				П.5 и далее по тексту в подобных случаях. Из формулировки показателя не ясно, следует ли контролировать адгезию одним из способов или подвергать всем возможным испытаниям - уточнить.	Принято Уточнить
351		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015				Строка 5. Адгезия покрытия к стали - метод решетчатого надреза (для покрытия толщиной не более 250 мкм) НД – ИСО 2409:2007, ГОСТ 15140 Согласно ИСО 2409:2007 данный метод применяется для покрытия толщиной не более 250 мкм, согласно	Уточнить

				ГОСТ 15140 – для покрытия толщиной не более 200 мкм				
352		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	показатель 6 Прочность покрытия при обратном ударе, Н•м, не менее: ГОСТ Р 53007 [10]	ГОСТ 53007 описывает различные условия испытаний, в том числе разную толщину образцов, разный диаметр бойка и др. Просто ссылки на ГОСТ недостаточно	Принято, внести диаметр бойка			
353		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	6 Прочность покрытия при обратном ударе, Н•м, не менее: - при температуре (23±2) °С - при температуре минус (40±3) °С	Для внутреннего покрытия НКТ не менее 5 при прямом и обратном ударе.				
354		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		ГОСТ 53007 описывает различные условия испытаний, в том числе разную толщину образцов, разный диаметр бойка и др. Просто ссылки на ГОСТ недостаточно				
355		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		П.6. Просто ссылки на ГОСТ 53007недостаточно: ГОСТ 53007 описывает различные условия испытаний, в том числе разную толщину образцов, разный диаметр бойка и др.				
356		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Строка 6. Прочность покрытия при обратном ударе. Актуальность данного показателя для вырезок из трубы?				
357		ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	<table><tr><td>7 Относительное удлинение при разрыве свободной пленки покрытия при температуре (20±5)°С, %, не менее</td><td>ГОСТ 18299</td><td>4</td></tr></table>	7 Относительное удлинение при разрыве свободной пленки покрытия при температуре (20±5)°С, %, не менее	ГОСТ 18299	4	Исключить. Метод очень трудоемкий и неинформативный. Пленки ЛКМ хрупкие, легко ломаются, толщина пленок нигде не прописана. Информативнее определять прочность при растяжении по ГОСТ 29309 на прессе Эриксона на металлической подложке.	Принято
7 Относительное удлинение при разрыве свободной пленки покрытия при температуре (20±5)°С, %, не менее	ГОСТ 18299	4						
358		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Пункт 7, не все типы покрытий поддаются испытанию на разрыв свободной пленки. Добавить сноску, что определение	Принято			

					пластичности пленки допустимо определять другими методами, разрешенными соответствующими стандартами. Либо что параметр нормируется индивидуально, в соответствии с требованиями заказчика		
359		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	8 Стойкость покрытия при трехточечном изгибе, мм, не менее	Приложение Б	5	П.8 (и далее по тексту а аналогичных случаях) противоречит Б.3, согласно которого критерием стойкости при изгибе является отсутствие трещин отслоений и диэлектрическая сплошность.	Требуется проработка методики
360		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015				Строка 8. Стойкость покрытия при трехточечном изгибе. Актуальность данного показателя?	Требуется проработка методики
361		ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК-06-03-07/2647 от 26.01.2015	9 Твердость покрытия по Бухгольцу при температуре (23±2) °С, мм,	[11]	Не нормируется	Твердость внутреннего покрытия один из основных параметров, в отличие от, например, трехточечного изгиба. Для выполнения требований п. 9.1 твердость по Бухгольцу должна нормироваться и быть не менее 94 условных единиц.	Уточнить в соответствии с рекомендациями производителей ЛКМ
362		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	показатель 9 9 Твердость покрытия по Бухгольцу при температуре (23±2) °С, мм,			Предлагаю указать: Твердость покрытия по Бухгольцу – согласно рекомендаций производителя материала покрытия. Данный показатель предлагаю добавить и в контрольные показатели на момент приёмки партий труб с покрытием, как подтверждение его полного отверждения.	Уточнить в соответствии с рекомендациями производителей ЛКМ
363		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Не нормируется			Не понятно, зачем включен показатель, если норма на него не установлена. Предложение – исключить	Уточнить в соответствии с рекомендациями производителей ЛКМ
364		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015				показатель 9 не нормируется Исключить показатель 9, как ненормируемый	Уточнить в соответствии с рекомендациями производителей ЛКМ

365		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15					П.9 исключить – показатель не нормируется.	Уточнить в соответствии с рекомендациями производителей ЛКМ
366		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015					Строка 9. Твердость покрытия по Бухгольцу. Нет фактической информации – показатель не нормируется. Исключить данный показатель как ненормируемый.	Уточнить в соответствии с рекомендациями производителей ЛКМ
367		ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	11 Водопоглощение в течение 1000 ч, %, не более - при температуре (23±2) °С; - при повышенных температурах согласно конкретной программе испытаний	ГОСТ 4650	3	6	Заменить на «Изменение массы свободных пленок от воздействия агрессивной среды» по ГОСТ 12020	Исключить п.11
368		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	Показатель 11 Водопоглощение в течение 1000 ч, %, не более - при температуре (23±2) °С - при повышенных температурах согласно конкретной программе испытаний				ГОСТ 4650 распространяется на пластмассы и в нём не оговаривается способ изготовления плёнок из ЛКМ. По опыту испытаний плёнок, изготовленных из порошковых материалов, уровень водопоглощения достигал более 10 %. Таблица предполагает градацию покрытий в зависимости от следующих температур - 60, 90, 150 и 200 °С. Необходимо прописать процедуру контроля водопоглощения при температурах 150 и 200 °С!!!	Исключить п.11
369		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015					Таблица предполагает градацию покрытий в зависимости от следующих температур - 60, 90, 150 и 200 °С. Предполагаются еще другие температуры испытаний? Непонятно, при каких условиях изготовитель покрытия должен проводить испытания по данным требованиям,	Исключить п.11

						чтобы впоследствии предложить заказчику покрытие	
370		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015				Водопоглощение, нормируется в соответствии с ГОСТ 4650, не предназначенный для ЛКМ (ГОСТ применим для пластмасс) Исключить показатель 11, либо предложить применимый метод оценки.	Исключить п.11
371		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15				П.11. Второе перечисление. Конкретизировать «согласно конкретной программе испытаний».	Исключить п.11
372		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015				Строка 11. Водопоглощение в течение 1000 часов. Испытание относится не к исходным показателям, а к показателям после длительных испытаний. Перенести данный показатель в п. 9.3 Таблицу 7.	Исключить п.11
373		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	12 Стойкость к истиранию на ротационном приборе Табера, мг, не более			Предлагаю добавить условия испытания: С применением истирающего круга CS-17, нагрузки 1000 г и после 1000 циклов вращения	Принято Уточнить нормативы и метод гидроабразивного износа
374		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015				Строка 13, 14 Показатели: коэффициент соотношения емкостей, тангенс угла диэлектрических потерь. Актуальность данных показателей?	Отклонено
375		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	13 Коэффициент соотношения емкостей при частотах 2 000 Гц и 20 000 Гц, не менее	ГОСТ 9 .409	0,8	пункт 13-15, аналогично с пунктом 4, так как касается диэлектрической проницаемости покрытия Включить сноску, которая бы поясняла, что диэлектрическая сплошность не является обязательным параметром для некоторых типов покрытий, содержащих металлический (цинковый, алюминиевый пигмент) «*Допускается использование	Отклонено

				электропроводных материалов, при условии обеспечения соответствующей электрохимической защиты и соответствия покрытия требованиям таблиц 6 и 7.»	
376		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Строка 15. Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации. НД испытаний - приложение А. ГОСТ Р 51164 более распространен, чем приведенный метод	Уточнить норму Оставить два метода
377		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Отредактировать термины в названии и использовать сокращения ЛКМ : ГОСТ Р, в целом, определяет требования к защите ОТ КОРРОЗИИ внутренней поверхности труб и оборудования. Необходимо сохранить это направление по всему тексту. (при изложении требований к покрытию лучше применять единый термин, например : «антикоррозионное (защитное) покрытие». Определение «внутреннее» лучше использовать к ПОВЕРХНОСТИ оборудования, т.к. оно не может определяет покрытие, которое может быть как внутренним. Так и наружным. В требованиях к оборудованию термин «защита» необходимо дополнять «...от коррозии».	Принято
378		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- заголовок не соответствует вводной фразе. Требуется уточнения фраза «требования к исходным показателям»; - п.1: необходимо более расширенное описание дефектов; - п.2: значение показателя оформлено отлично от аналогичного, указанного в п. 4 табл.1. - п.3: аргументировать целесообразность применения и ограничения показателя «Разность	Принято частично Таблица 6 требует переработки

				толщины покрытия: Одинаковая толщина на 80 % поверхности. Разброс по толщине покрытия не более 20 %»; уточнить, как обеспечить контроль данного показателя в условиях производства (в лабораторных условиях на образцах данный показатель не актуален); - п.3: уточнить, что принимается за «разброс по толщине покрытия», отсутствует в ГОСТ 31993; - п.4: аргументировать выбранное значение показателя (почему именно 5 В/мкм, а не 4 В/мкм); - п.4: рассмотреть целесообразность уточнения методики настройки оборудования (выбора испытательного напряжения) в зависимости от толщины покрытия; - п.4: - при контроле диэлектрической сплошности покрытия рассмотреть возможность включения для покрытия, предназначенного только для бурильных труб, показателя «Количество электрических пробоев при напряжении...» (норматив – до 5), т.к. требование к покрытию по антикоррозионной защите для БТ наименее критично; - п.5: из формулировки показателя не ясно, следует ли контролировать адгезию одним из перечисленных способов или подвергать всем возможным перечисленным испытаниям – необходимо уточнение (в случае применения всех данных методов обосновать целесообразность); - п.5: для определения адгезии покрытия к стали рассмотреть возможность включения метода X-	
--	--	--	--	--	--

				образного надреза по ASTM D 3359 (норматив - 5A), т.к. данный метод наиболее удобен при осуществлении контроля в производственных условиях (в отличие от предлагаемых); - в п.5 «Адгезия покрытия к стали» и в п.10 «Степень отверждения покрытия (для покрытий на основе порошковых лакокрасочных материалов)» есть ссылка [9] на документ	
379		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		«CAN/CSA Z245.20-10 Заводское наружное покрытие для стальных труб» - уточнить актуальность данной ссылки; - п.6: уточнить целесообразность показателя «Твердость покрытия по Бухгольцу», если данный показатель не нормируется - исключить; - п.11, второе перечисление: необходимо уточнение «согласно конкретной программе испытаний». В каких случаях делается данная программа?	Отклонено
380		ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		Не понятно значение показателя разность толщины покрытия. Если на 80 % поверхности разброс по толщине покрытия не более 20 % то, что происходит на оставшихся 20% поверхности. Почему для определения адгезии используется метод прямоугольного надреза, применяемый для определения адгезии порошкового покрытия наружной поверхности трубопроводов. Чем не устраивает метод крестообразных надрезов? Учитывая, что бурильные и насосно-компрессорные трубы эксплуатируются при высоких механических нагрузках (изгиб,	Запросить информацию

				кручение), вызывающих напряжения на границе металл покрытие, целесообразно ввести показатели стойкости предварительно напряженных образцов металла с покрытием в модельных средах при соответствующих температурах и давлениях.	
381	9.3 Таблица 6. Таблица 7. Библиография	ОАО «РосНИТИ» №25/92 от 16.01.2015	Метод испытаний НД	Методы испытания по НД, приведенным в Библиографии переработать и изложить в приложениях к стандарту. Раздел Библиографии исключить.	Принято
382	9.3 Таблица 7.	ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	Метод испытаний НД	Заменить на «Вид испытаний» Заменить на «Метод испытаний»	Требуется проработка
383			Общее замечание	Пересмотреть, лишнее исключить. После испытаний на стойкость к агрессивным средам при различных температурах достаточно определять несколько основных показателей: внешний вид, адгезию, сплошность. Емкость, тангенс угла и площадь при катодной поляризации лишние, т.к. эти испытания увеличивают трудоемкость и не влияют на общие результаты испытаний. Если ухудшилась адгезия, то эти показатели тоже будут хуже. Если указана температура испытания более 90 , то испытания должны проводиться в автоклаве. Поэтому к температуре еще добавляется параметр давления. Не занижать общие требования к линейным трубам. Какие условия эксплуатации имитируют испытания на термостарение и термоциклирование?	Требуется переработка таблицы 7, п.1,п.4,п.9 исключить

384	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Таблицы 6 и 7 дополнить методом определения площади отслаивания по ГОСТ Р 51164 (метод кальки).	Принято
385	ТК 23 №10 от 05.12.2014		Отредактировать термины в названии таблицы и граф, удалить в названиях граф «..внутренних...»	Принято
386	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Построение таблицы искусственно увеличивает объем представляемой информации. Например, содержание граф 3-8 на страницах 15, 16, 17 полностью идентично. Тоже самое касается страниц 19 и 20, 21-23. Предложение – объединить испытания, требования по которым аналогичны, или предусмотреть другую форму таблицы	Требуется переработка таблицы 7, п.1,п.4,п.9 исключить
387	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Заголовок. Требуется уточнения фраза «требования ...после испытаний» - испытания проводят для подтверждения выполнения требований.	Принято
388	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- заголовок: требует уточнения фраза «Технические требования ...после испытаний» - испытания проводят для подтверждения соответствия чему-либо;	Отклонено
389	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Головка. Требуют уточнения заголовки «НД» , «линейная часть», «НКТ», «БТ» (см. соответствующее замечание к табл.6).	Принято
390	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Колонка 1. Заголовок не соответствует тексту колонки.	Принято
391	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	Стойкость к воздействию 3 %-ного раствора NaCl	Для внутреннего покрытия НКТ изменения не допускаются	Принято
392	ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Нет требований для образцов, на которых будут проверяться перечисленные показатели (вырезки из	п.1 таблицы 7 исключить

			трубы, пластины, ...), требований к выдержке образцов перед испытаниями. Указать требования для образцов, на которых будут проверяться перечисленные показатели (вырезки из трубы, пластины, ...), требования к выдержке образцов перед испытаниями.	
393		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	пункт 1, аналогично с пунктом 4 таблицы 6, так как касается диэлектрической проницаемости покрытия (показатели: площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации, коэффициент соотношения емкостей, тангенс угла диэлектрических потерь)	п.1 таблицы 7 исключить
394		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	- п.1. Толщина покрытия (и далее по тексту в аналогичных случаях): значение «без изменения» некорректно, это означает повторное получение точно такого же результата измерения. Данное требование невозможно ввиду неоднородности толщины покрытия в пределах установленных допусков, а также точности средств измерения (погрешность приборов);	п.1 таблицы 7 исключить
395		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	П.1. Толщина покрытия (и далее по тексту в аналогичных случаях). Значение «без изменения» некорректно, это означает повторное получение точно такого же результата измерения, что и до выдержки в растворе NaCl, что не практике невозможно ввиду локальных изменений толщины покрытия в пределах допусков и точности средств контроля.	п.1 таблицы 7 исключить

396	ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	2 Стойкость к воздействию товарной нефти (нефтепродуктов)	ГОСТ 9.403, [13]	1000 ч (60±3) °С – для Т-60; (90±3) °С – для Т-90; (150±3) °С – для Т-150; (200±3) °С – для Т-200	Нефтепродукт – готовый продукт, полученный при переработке нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья (бензин, керосин, дизтопливо, смазки, масла и мн. др.) Нефть и нефтепродукты (п.9 дизтопливо - тоже нефтепродукт) не являются коррозионными агентами для металла, но могут оказывать воздействие на некоторые ЛКМ (полиуретаны, винилхлориды). Стойкость к нефти и нефтепродуктам описывает ГОСТ 9.409. Определяется стойкость к имитатору нефтепродуктов (смесь 50% изооктана, 30% ксилола, 20% толуола)	п.2 таблицы 7 исключить
397		5 Стойкость к воздействию переменных температур (термоциклирование) 15 циклов при минус (60±3) С и при (60±3) С для всех типов исполнения покрытия			Не менее 30 циклов.	Принято
398		Адгезия методом прямоугольного надреза			Заменить на более распространенные методы – Х-образный или V-образный.	Принято
399		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	2 Стойкость к воздействию товарной нефти (нефтепродуктов)		Для внутреннего покрытия НКТ изменения не допускаются	п.2 таблицы 7 исключить
400		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	1 Стойкость к воздействию 3 %-ного раствора NaCl 2 Стойкость к воздействию товарной нефти (нефтепродуктов)		Температура кипения 3 %-ного раствора NaCl близка к 100 °С. Каким образом будем проводить выдержку при 150 и 200 °С? Как будем организовывать проведение испытаний стойкости в товарной нефти при 150 и 200 °С? В ГОСТ 9.403 такие температуры и процедуры проведения испытаний не указаны. Если будет принято предложение об ограничении толщины покрытия не менее 250 мкм, контроль адгезии	п.п.1 и 2 таблицы 7 исключить

				методом решётчатого надреза следует исключить.	
401		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	Толщина покрытия – без изменений	На практике изменения толщины возможны как в рамках погрешности метода, так и за счёт изменения свойств покрытия. Нужна реальная статистика по данному показателю при каждом из предлагаемых методов воздействия. Вряд ли таковая на настоящий момент у кого-то накоплена.	п.п.1 и 2 таблицы 7 исключить
402		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	2 Стойкость к воздействию товарной нефти (нефтепродуктов)	Для внутреннего покрытия НКТ изменения не допускаются	п.2 таблицы 7 исключить
403		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	2 Стойкость к воздействию товарной нефти (нефтепродуктов)	пункт 2, аналогично с пунктом 4 таблицы 6, так как касается диэлектрической проницаемости покрытия (показатели: площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации, коэффициент соотношения емкостей, тангенс угла диэлектрических потерь)	п.2 таблицы 7 исключить
404			3 Автоклавный тест в сероводородсодержащей среде*	пункт 3, аналогично с пунктом 4 таблицы 6, так как касается диэлектрической проницаемости покрытия (показатели: площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации, коэффициент соотношения емкостей, тангенс угла диэлектрических потерь)	Переработать методики автоклавных испытаний
405		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Для внутреннего покрытия НКТ изменения не допускаются	Уточнить
406		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		П.3. Сноска дублирует В.4.2 и В.4.3.	Принято

407		ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Строка 3. Автоклавный тест в сероводородной среде. Концентрация сероводорода и давление в автоклаве определяется конкретной программой испытаний. Конкретная программа испытаний?	Переработать методики автоклавных испытаний
408		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015	4 Стойкость к термостарению	Для внутреннего покрытия НКТ изменения не допускаются	Принято
409		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	4 Стойкость к термостарению	пункт 4, аналогично с пунктом 4 таблицы 6, так как касается диэлектрической проницаемости покрытия (показатели: площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации), а так же показатель «Относительное удлинение при разрыве свободной пленки» - не все типы покрытий поддаются испытанию на разрыв свободной пленки	
410		НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	5 Стойкость к воздействию переменных температур (термоциклирование)	пункт 5, аналогично с пунктом 4 таблицы 6, так как касается диэлектрической проницаемости покрытия (показатели: площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации), а так же показатель «Относительное удлинение при разрыве свободной пленки» - не все типы покрытий поддаются испытанию на разрыв свободной пленки	Принято
411		ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Для внутреннего покрытия НКТ изменения не допускаются	Уточнить
412		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- п.5: требования к адгезии поменять местами с требованиями по площади отслаивания при катодной поляризации – аналогично порядку изложения в предыдущих пунктах таблицы (для обеспечения единообразия);	Принято

413	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Таблица 7. П.5. Продолжительность и температуру испытаний установить в соответствии с ГОСТ 27037: ☐ температура испытаний: плюс (60±2) °С и минус (40±2) °С; ☐ количество циклов: 10.	Принято
414	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Для внутреннего покрытия НКТ изменение адгезии не более чем на 10%.	Принято
415	ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Строка 5. Стойкость к термоциклированию по ГОСТ 27037. Согласно ГОСТ 27037 термоциклирование от минус 40°С до плюс 60 °С, согласно данному проекту от минус 60°С до плюс 60 °С	Принято
416	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	6 Стойкость к быстрой декомпрессии метод нормального отрыва, МПа	пункт 6, аналогично с пунктом 4 таблицы 6, так как касается диэлектрической проницаемости покрытия (показатели: площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации)	Принято
417	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		П.6 и далее по тексту в аналогичных случаях. Требования к адгезии поменять местами с требованиями по площади отслаивания при катодной поляризации – аналогично порядка изложения в предыдущих пунктах таблицы.	Принято
418	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		- п.6 «стойкость к быстрой декомпрессии»: уточнить необходимость применения данного метода испытаний для линейных частей нефтепроводных труб;	Принято
419	ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Строка 6. Стойкость к быстрой декомпрессии по приложению Г. Не указаны требования к H2S и CH4. Не указано необходимое давление. Указать требования к H2S и CH4, необходимое давление.	Принято Методика требует доработки

420	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	7 Стойкость к воздействию 10 % раствора NaOH	пункт 7, аналогично с пунктом 4 таблицы 6, так как касается диэлектрической проницаемости покрытия (показатели: площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации, коэффициент соотношения емкостей, тангенс угла диэлектрических потерь)	Принято
421	ОАО «НК РОСНЕФТЬ» №01-4864 от 28.01.2015		Для внутреннего покрытия НКТ изменения не допускаются	Уточнить
422	ООО «ЯЗПК» №7 от 09.02.2015		Строки 7, 8, 9. Ссылка на стандарт API 5L7-98. Актуальность применения API 5L7-98? Можно ли ссылаться в качестве обязательного к применению НД на «Рекомендованную практику....»?	Метод применим только для БТ и НКТ. Уточнить температуру и продолжительность испытаний
423	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	8 Стойкость к воздействию 10 % раствора HCl	пункт 8 Добавить сноску «* по требованию Заказчика»	Принято
424	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		П.8 и далее по тексту в аналогичных случаях. Коэффициент соотношения емкостей. Единицы измерения частотные, нежели ранее по тексту (см. «Гц» - «кГц»).	Принято
425	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	9 Стойкость к воздействию дизельного топлива	пункт 9, аналогично с пунктом 4 таблицы 6, так как касается диэлектрической проницаемости покрытия (показатели: площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации, коэффициент соотношения емкостей, тангенс угла диэлектрических потерь)	п.9 таблицы 7 исключить
426	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		П.9, возможно, исключить: нефтепродуктопроводы не входят в область действия стандарта.	

427		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015		- п.9 – рассмотреть целесообразность исключения, т.к. противоречит области применения стандарта - нефтепродукты не оказывают коррозионного воздействия на внутреннюю поверхность изделий;	
428		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015	* Концентрация сероводорода и давление в автоклаве определяется конкретной программой испытаний.	- сноска к таблице 7 противоречит Приложению В; - рассмотреть возможность и целесообразность применения для НКТ показателя «Стойкость к воздействию водяного пара при температуре плюс 150±3°C в течение 4 ч» (имитация ППУ); - рассмотреть возможность и целесообразность применения для НКТ и БТ показателя «Стойкость к воздействию модельных сред после выдержки 100 сут. при температуре плюс (20±5)°C: -15% HCl; - 10% H ₂ SO ₄ ; - 10% NaOH; - (10% HCl + 3% HF); -бензин; -керосин –дизтопливо; - не указан показатель и метод испытаний для оценки стойкости покрытия к отложениям парафинов, битумов, асфальтенов и смол;	Принято для рассмотрения частично
429		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		Единообразно оформить аналогичные части текста, например, см. оформление требований к адгезии покрытия. Заполнить пустые ячейки таблицы, например, не всегда приведены значения адгезии для линейной части нефтепроводов в п.7-9.	Принято
430		ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		Какой срок службы покрытия имитируют испытания в течение указанных сроков	Отклонено нет статистики
431	Таблица 7; А.3.6	ОАО АК «ТРАНСНЕФТЬ» №АК- 06-03-07/2647 от		Таблица (катодное отслаивание) и п. А.3.6: разное время испытания 24 ч и 48 ч. Обычно экспресс-тест при 65±3	Принято

		26.01.2015		°С и повышенном потенциале (3,5 В вместо 1,5 В) проводится 24 ч. Привести в соответствие. Также непонятен подсчет площади отслаивания с помощью ЭВМ. Методика описана в ГОСТ 51164-98 Приложение В.	
432	9.3 Таблица 7. Приложения	ООО «Темерсо-инжиниринг»	Отсутствует описание процедуры определения адгезии по методу прямоугольного надреза, в соответствии с CAN/CSA Z245.20-10	Приложения Дать описание процедуры в отдельном приложении	Принято
433			Предусмотрена проверка прочности покрытия при обратном ударе, которая зависит от толщины стенки трубы, что не дает возможности объективно судить о качестве нанесенного покрытия в условиях серийного технологического процесса.	Применять проверку прочности покрытия при прямом ударе и последующим контролем диэлектрической сплошности.	Принято
434			3 Автоклавный тест в сероводородосодержащей среде для всех видов покрытий.	1. Большинство видов покрытий, применяемых, для внутренней защиты труб не стойкие к H ₂ S. 2. На подавляющей большинстве месторождений нефти и газа в РФ отсутствуют осложнения в виде присутствия сероводорода. Предлагается данный тест применять только для стойких к воздействию H ₂ S покрытий.	Переработать методики автоклавных испытаний
435	Раздел 10	ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	<i>Содержит информацию, не относящейся к данному разделу (техника безопасности на производстве) – см. 7.7 ГОСТ 1.5</i>	<i>Исключить все, не относящееся к безопасности непосредственно материала покрытия.</i>	Принято
436	10.3	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	10.3 Рабочих следует обеспечивать спецодеждой, спецобувью и защитными приспособлениями согласно ГОСТ 12.4.011.	начать словами «рабочие должны быть обеспечены», аналогично – для остальных пунктов Раздела 10;	Принято
437		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		начать словами «рабочие должны быть обеспечены», аналогично остальных пунктов п.10.	Принято

438	10.4	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015	10.4 При проведении работ по защите от коррозии внутренней поверхности стальных труб и соединительных деталей на рабочих местах должны обеспечиваться требования: - по шуму – в соответствии с ГОСТ 12.1.003; - по вибрации – в соответствии с ГОСТ 12.1.012; - содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимые концентрации, установленные ГОСТ 12.1.005.	последнее перечисление изложить аналогично остальных перечислений данного пункта;	Принято
439		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		Последнее перечисление изложить аналогично остальных перечислений.	Принято
440	Приложения	ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		Приложения. Добавить приложения с описанием дополнительных методов испытаний покрытий для БТ и НКТ: – Стойкости покрытий к образованию АСПО – Стойкости покрытий к образованию солевых отложений. – Стойкость в средах предварительно напряженных образцов металла с покрытием.	Принято Запросить результаты испытаний
441	Приложение А	ООО «БашНИПИнефть №АЛ-00417 от 22.01.2015	Общее замечание	Добавить подробные технические характеристики приборов и оборудования, фотоаппарата, программное обеспечение ЭВМ и пр.	Принято
442		ООО «Газпром трансгаз Югорск» №22/00288 от 19.01.2015	Определение площади отслаивания внутреннего защитного покрытия при катодной изоляции	Наименование приложения «Определение площади отслаивания внутреннего защитного покрытия при катодной изоляция » заменить на «Определение площади отслаивания внутреннего защитного покрытия при катодной поляризации »	Принято
443		ТК 23 №10 от 05.12.2014		Отредактировать термины. А2.3 сокращение «...х.ч...» - нет расшифровки в разделе 4 А3.2: «...подложки...» заменить на	Принято

				«..поверхности...», приведя в соответствие с последним предложением.	
444		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	«Определение площади отслаивания внутреннего защитного покрытия при катодной <u>изоляции</u> » <i>Не соответствует указанному в таблице 7:</i> «Площадь отслаивания покрытия при катодной <u>поляризации</u>». <i>По сути приложение А является изложением методики испытаний, что не отражено в его наименовании</i>	« <u>Методика</u> определения площади отслаивания внутреннего защитного покрытия при катодной <u>поляризации</u> »	Принято
445		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015		В Приложении А – А.3.6 Продолжительность испытания должна составлять 48 ч при температуре (65 ± 3) °С. Необходимо устранить противоречие по продолжительности испытаний.	Принято
446	Приложение А, А.1.1, А.1.2	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	А.1.1 Образцами являются плоские стальные пластины или сегменты из труб с нанесенным внутренним покрытием. А.1.2 Размеры образцов: - стальные пластины (100 ×100) мм, толщиной не менее 4 мм;	Тест на катодное отслаивание для внутренних покрытий проводят с целью оценки качества подготовки поверхности перед нанесением покрытий. Соответственно проводить тест на модельных пластинах, технология подготовки которых отличается от реального процесса, бессмысленно. Предложение – ввести понятие «квалификационное испытание материала покрытия», разделить образцы – плоские образцы использовать для квалификационных испытаний материала покрытия, образцы из труб с покрытием – для периодических испытаний покрытия, нанесенного на заводе	Принято
447	А.1.2	ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	А.1.2 Размеры образцов: - стальные пластины (100 ×100) мм, толщиной не менее 4 мм;	Установлен размер образцов (100 ×100)мм толщиной 4 мм для плоских образцов, но что касается толщины	Принято

			- сегменты из труб в виде квадрата со стороной равной диаметру трубы, но не более (100 × 100) мм, толщиной равной стенке трубы	образцов труб (сегментов), то она должна соответствовать толщине стенки, то есть может быть фактически любая. Тогда почему для плоских образцов толщина должна быть именно 4 мм? Установить минимально допустимые размеры длины/ширины/толщины. Например: от (100 × 100)мм и толщиной от 1,5мм (ГОСТ Р 51164-98).	
448		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Пункт и далее по тексту в аналогичных случаях (см. Б.2, В.2, Г.2). Тест на катодное отслаивание для внутренних покрытий проводят с целью оценки качества подготовки поверхности перед нанесением покрытий. Соответственно, проводить тест на модельных пластинах, технология подготовки которых отличается от реального процесса, бессмысленно. Предложение – ввести понятие «квалификационное испытание материала покрытия», разделить образцы – плоские образцы использовать для квалификационных испытаний материала покрытия, образцы из труб с покрытием – для периодических испытаний покрытия, нанесенного на заводе. Неоднозначная трактовка требований, заданных перечислениями: должны применяться образцы в виде пластин и/или сегментов? (формально – и те и другие).	Принято
449	А.2.3	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		сокращение «х.ч.» отсутствует в Разделе 4 - привести полное название или добавить в раздел 4;	Принято

450		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		и далее по тексту в подобных случаях. Сокращение «х.ч.» отсутствует в р.4.	Принято
451		ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» №00421 от 27.01.2015		Требования к программе ЭВМ для обработки растровых изображений, с функцией автоматического определения выделенной области, следует конкретизировать, так как приложение А является обязательным.	Принято
452	A.2.5	ООО «БашНИПНефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	A.2.5 Платиновая проволока или графитовый электрод.	Указать тип графита или химический состав, соответствующий ГОСТ 17022. Указать размеры электрода.	Принято, указать чистоту графита
453	A.3.1	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	A.3.1 Испытания проводят на образцах, прошедших контроль сплошности покрытия.	целесообразно перенести в А.1, т.к. касается образцов, на которых проводят испытания, и требований к ним;	Принято
454		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		перенести в А.1, касается образцов, на которых проводят испытания.	Принято
455	Приложение А, А.3.6	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Продолжительность испытания должна составлять 48 ч при температуре $(65 \pm 3) ^\circ\text{C}$	Необходимо задать допустимое отклонение от продолжительности испытания 48 ч	Отклонено
456	Приложение А, А.3.6, А.4	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Измеряют площадь участка отслаивания покрытия	Не разрывать с описанием методики измерения, приведенной в следующем подразделе	Отклонено
457	A.4	ООО «БашНИПНефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	A.4 Обработка результатов A.4.1 На поверхности образца с отслоенным покрытием размещают прозрачную пленку с нанесенной размерной сеткой. С помощью цифрового фотоаппарата делают снимок, при этом объектив фотоаппарата должен находиться в плоскости, перпендикулярной плоскости образца (рисунок А.1	В обработке результатов указан только один способ измерения площади при помощи ЭВМ и специальной программы, не указаны допуски для других способов измерения площади. Перечислить другие не менее точные способы измерения площади отслаивания, такие как миллиметровая бумага, перенесение площади на бумагу с известным весом 1-го мм ² , с дальнейшим ее взвешиванием (ГОСТ Р 51164-98).	Принято

458	Приложение А, А.4.3	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Дополнить пункт методикой расчета площади отслаивания в см ² по количеству пикселей	Отклонено
459	Приложение А, А.4.3	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Площадь отслаивания покрытия определяют по следующей формуле $S_{отс.} = (S_{у.о.}/S_{э.п.}) - S_{отв.},$ где $S_{отв.}$ – площадь цилиндрического отверстия в покрытии.	Дополнить обозначения и расшифровку обозначений единицами измерения физических величин, номером формулы: «Площадь отслаивания покрытия $S_{отс.}$ в см ² определяют по следующей формуле $S_{отс.} = (S_{у.о.}/S_{э.п.}) - S_{отв.}, \quad (1)$ где $S_{отв.}$ – площадь цилиндрического отверстия в покрытии, см ² » Дополнить пункт методом определения площади отслаивания по ГОСТ Р 51164 (метод кальки)	Принято
460	Приложение А, А.4.3	АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	Площадь отслаивания покрытия определяют по следующей формуле $S_{отс.} = (S_{у.о.}/S_{э.п.}) - S_{отв.},$ где $S_{отв.}$ – площадь цилиндрического отверстия в покрытии	Дополнить пункт методом определения площади отслаивания по ГОСТ Р 51164 (метод кальки), а также методом расчёта по результатам измерения глубины отслаивания по 8 радиальным направлениям.	Принято метод кальки исключить
461	А 4.2 Рисунок А. 2	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		4 – участок отслаивания, а в А.4.3 - участок площади отслаивания – терминологию привести в соответствие;	Принято
462	А 4.4	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		Фраза « $S_{отв}$ – площадь...» - исключить. Приведено в разделе 4;	Принято
463		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Фраза « $S_{отв}$ – площадь...» - дублирует р.4.	Принято
464	А.4.5	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		данный пункт необходимо дополнить информацией по пересчету единиц «пиксель – см ² »;	Принято
465		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		дополнить информацией о пересчете в единицах «пиксель – см ² ».	Принято

466	Приложение Б	ООО «Темерсо-инжиниринг»	Не указана величина прогиба при испытании образцов	Привести таблицу с указанием величины прогиба, в зависимости от толщины стенки трубы (или толщины пластины).	Требуется проработка методики
467	Приложение Б	ООО «Темерсо-инжиниринг»	1. Не указана конкретная концентрация H ₂ S при испытании образцов покрытия, что даст возможность интерпретировать результаты испытаний в любую сторону. 2. Данные испытания определяют только стойкость самого покрытия к воздействию сероводородосодержащей среды, но не дают гарантии, того, что стальная основа трубы защищается от H ₂ S с помощью покрытия.	Указать минимальную конкретная концентрация H ₂ S при испытании образцов покрытия.	Принято
468		ООО «Темерсо-инжиниринг»	На практике толщина покрытия на внутренней поверхности БТ измеряется по внутреннему диаметру приварных замков, который в большинстве случаев меньше, чем внутренний диаметр тела буровой трубы. В связи с этим измеряемая в районе замка толщина покрытия не соответствует толщине покрытия на внутренней поверхности БТ.	При определении толщины покрытия на БТ вводить поправку, которая зависит от фактических внутренних диаметров замка и трубы. Привести методику определения поправки.	Уточнить
469		ООО «Темерсо-инжиниринг»	В стандарте нет указания о том, допускается ли местный ремонт покрытия.	Дать указание, что местный ремонт покрытия НКТ и буровых труб не допускается.	Отклонено
470		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	Стойкость покрытия при трехточечном изгибе <i>По сути приложение Б является изложением методики контроля, что не отражено в его наименовании</i>	<u>Методика</u> испытания стойкости покрытия при трехточечном изгибе	Принято
471	Приложение Б, Б.1	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Стойкость покрытия при трехточечном изгибе	Нет никаких указаний, но из состава оборудования следует, что испытания проводятся при температуре окружающей среды. Испытания должны проводиться при минимальной температуре обращения труб с	Принято

				покрытием. Дополнительные замечания в приложении	
472		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Из состава оборудования следует, что испытания проводятся при температуре окружающей среды - уточнить. Испытания должны проводиться при минимальной температуре обращения труб с покрытием.	Требуется уточнение по температуре (-40)
473	Приложение Б, Б.2	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Б.2 Требования к образцам Стальные пластины с нанесенным покрытием, размером (150 x 70 x 4) мм.	Для исключения фактора подготовки поверхности, который влияет на адгезию и другие свойства покрытия периодические испытания целесообразно проводить на образцах, вырезанных из труб с покрытием с соответствующим нормированием значения прогиба для заданного сортамента труб. Плоские образцы предусмотреть для квалификации материала покрытия (замечание 30)	Принято
474		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Для исключения фактора подготовки поверхности, который влияет на адгезию и другие свойства покрытия, периодические испытания целесообразно проводить на образцах, вырезанных из труб с покрытием с соответствующим нормированием значения прогиба для заданного сортамента труб. Плоские образцы предусмотреть для квалификации материала покрытия (см. соответствующее замечание к А.1.2).	Принято
475	Приложение Б, Б.3	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		В перечне оборудования отсутствует оборудование для контроля сплошности, о котором упоминается в Б.5	Требуется уточнение по чувствительности прибора
476		АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015	Стойкость покрытия при трехточечном изгибе	В перечне оборудования отсутствует оборудование для контроля сплошности, о котором упоминается в	Требуется уточнение по чувствительности прибора

				Б.5	
477		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015	Б.3 Оборудование и материалы Б.3.1 Разрывная машина или пресс, со скоростью движения платформы (2,5 ± 0,5) мм/мин.	в перечне оборудования отсутствует оборудование для контроля диэлектрической сплошности, согласно п. Б.5.;	Требуется уточнение по чувствительности прибора
478		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15	Б.3.2 Приспособление для выполнения трехточечного изгиба: пуансон и основание с двумя точками опоры на расстоянии 100 мм, на которые устанавливают испытуемый образец. Радиус пуансона 10 мм. Схема испытания при трехточечном изгибе приведена на рисунке Б.1	В перечне оборудования отсутствует оборудование для контроля сплошности, о котором упоминается в Б.5	Требуется уточнение по стандартным образцам
479		НП «Покрытие- Нефтегаз» №206 от 28.01.2015		Содержание пункта не относится к подразделу Б.4 «Методика проведения испытания». Перенести требование в Б.2	Принято
480	Приложение Б, Б.4.1	ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15	Б.4.1 Испытания проводят на исходных образцах и образцах после испытаний по методам 4 и 5 таблицы 7. Количество образцов на каждый вид испытаний – не менее 3 шт.	объединить с Б.2, касается образцов, на которых проводят испытания. Последнее предложение. Уточнить фразу «на каждый вид испытания», испытание на стойкость при трехточечном изгибе на виды не разделено.	Принято
481			Б.4.2 Приспособление для выполнения трехточечного изгиба устанавливают в разрывную машину или пресс. Образец с покрытием помещают на неподвижные опоры испытуемой стороной вниз. Образец, опоры и пуансон необходимо отцентрировать. За начало испытания принимают начало приложения изгибающего усилия пуансона на образец. Скорость движения пуансона составляет 2,5 мм/мин. Испытание заканчивается при достижении величины прогиба согласно техническим	Пункт (и р.4, соответственно). Термин «антикоррозионное покрытие» не соответствует наименованию и области действия стандарта(см. «защитное покрытие»).	Принято
482	Приложение Б, Б.4.2	ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		Предпоследнее предложение дублирует Б.3.	Принято

			требованиям.		
483	Приложение Б, Б.5	ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15	Б.5 Обработка результатов испытания Покрытие считают удовлетворительным, если после испытания на поверхности покрытия отсутствуют визуально различимые трещины и отслоения, а диэлектрическая сплошность покрытия соответствует нормативным значениям.	уточнить в части методики контроля диэлектрической сплошности.	Принято
484	Приложение В	ООО «БашНИПИнефть» №АЛ-00417 от 22.01.2015	Общее замечание	Добавить: Рисунки - приспособление для крепления образцов и др. Указать, как и каким методом определить концентрацию H ₂ S. Привести (если есть) расчет по количеству газа из баллона с H ₂ S. Для примера привести программу испытания.	Отклонено
485		НУЦ «Контроль и диагностика»		Приведённая в приложении В методика испытаний (Автоклавный тест в сероводородсодержащей среде) неприменима для покрытий, нанесённых на внутренние поверхности буровых и насосно-компрессорных труб (см. Примечание)	Отклонено
486		ТК 23 №10 от 05.12.2014	-	В3.3 сокращение «..х.ч...» - нет расшифровки в разделе 4	Принято
487		ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		В пункте В.3 «Оборудование и материалы» отсутствует сероводород. В пункте В.4 необходимо подробно описать методику заполнения автоклава газовой смесью. –□ Для удаления кислорода необходимо предварительно продуть автоклав азотом, так как кислород взаимодействует с сероводородом снижая его концентрацию. –□ Необходимо привести точную	Принято

				методику расчета парциального давления сероводорода, необходимого для создания нужной концентрации, т.к. большая часть данных о концентрации сероводорода в водонефтегазовой эмульсии получена при нормальном давлении и температуре и отличается от реальных концентраций при высоких давлениях и температурах в скважине, на глубине. – □ Равновесная концентрация сероводорода, рассчитанная на основании его растворимости в модельной среде при нормальной температуре и давлении, может измениться в десятки раз при изменении условий испытаний (увеличении давления и температуры). – □ Концентрация сероводорода в растворе при заданном давлении и температуре должна рассчитываться на основании закона Генри с учетом зависимости коэффициента пропорциональности от температуры.	
488		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	Автоклавный тест в сероводородсодержащей среде <i>По сути приложение В является изложением методики испытаний, что не отражено в его наименовании и непонятно, какое свойство испытывается.</i>	Методика испытания стойкости в сероводородсодержащей среде	Принято
489	Приложение В, В.1	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	В.1 Сущность метода Сущность метода заключается в определении способности покрытия сохранять защитные и физико-механические свойства после выдержки в автоклаве в минерализованной воде, содержащей сероводород, при	Вместо формулировки «повышенные температура и давление» следует указать конкретные условия испытаний. Давление приведено в В.4.3- не менее 3,0 МПа. Температура задана для различных типов исполнения покрытия	Требуется уточнение

490		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015	повышенных температуре и давлении	вместо формулировки «...повышенных температуре и давлении» следует указать конкретные условия испытаний. В п. В.4.3 приведено конкретное значение давления, а температура испытания приведена в п.3 таблицы 7.	Требуется уточнение
491		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		Вместо формулировки «повышенные температура и давление» следует указать конкретные условия испытаний (давление приведено в В.4.3- не менее 3,0 МПа. Температура для различных типов исполнения покрытия - задана).	Требуется уточнение
492	Приложение В, В.2	НП «Покрытие- Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	В.2 Требования к образцам Стальные пластины с покрытием размером (150 x 100 x 4) мм или сегменты из труб длиной 150 мм и шириной, равной диаметру трубы, но не более 100 мм	Разделить назначение образцов аналогично замечанию 30. В описании образцов отсутствуют образцы, предназначенные для катодного теста, который должен проводиться согласно требованиям таблицы 7	Требуется уточнение
493		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		В описании образцов отсутствуют образцы, предназначенные для катодного теста, который должен проводиться согласно требованиям таблицы 7.	Требуется уточнение
494	Приложение В, В.3	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015	В.3 Оборудование и материалы В.3.1 Автоклав, заполненный испытательной агрессивной средой, предусматривающий контроль температуры и давления. В.3.2 Азот по ГОСТ 9293. В.3.3 Натрий хлористый, х.ч., по ГОСТ 4233. В.3.4 Вода дистиллированная по ГОСТ 6709. В.3.5 Приспособление для крепления образцов в автоклаве, изготовленное из материала, инертного к испытательной среде.	исключить «заполнение испытательной агрессивной средой», т.к. процедура заполнения автоклава приведена далее, и это не требование к оборудованию и материалам;	Требуется уточнение
495		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015		в разделе «Оборудование и материалы» отсутствует сероводород, упоминаемый в В.4.2.;	Требуется уточнение
496		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		Исключить «заполнение испытательной агрессивной средой», т.к. процедура	Требуется уточнение
497				Отсутствует сероводород, упоминаемый в В.4.2.	Требуется уточнение

498	Приложение В, В.3.1	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	В.3.1 Автоклав, заполненный испытательной агрессивной средой, предусматривающий контроль температуры и давления.	Исключить «заполненный испытательной агрессивной средой», т.к. процедура заполнения приведена далее, и это не требование к оборудованию В перечне оборудования и материалов отсутствует источник H ₂ S	Требуется уточнение
499	В.4.1 и Г.4.1	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	В.4.1 В автоклаве на специальном приспособлении крепят образцы с покрытием. В автоклав заливают предварительно приготовленную испытательную среду, представляющую собой 5 %-ный водный раствор NaCl.	термин «испытательная среда» применим в целом к жидкости, содержащей помимо 5% водного раствора NaCl и растворенные газы - откорректировать терминологию (раствор NaCl в данном случае является просто раствором, а не испытательной средой);	Требуется уточнение
500		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Заменить «проведении» на «проведения» - см. «методика».	Требуется уточнение
501		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Термин «испытательная среда» применим в целом к жидкости, содержащей помимо NaCl растворенные газы. Откорректировать терминологию (раствор NaCl в данном случае является просто раствором, а не испытательной средой).	Требуется уточнение
502	Приложение В, В.4.2	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	В.4.2 Испытания проводят при полном погружении образцов в испытательную среду. В автоклав подают сероводород в количестве, обеспечивающем необходимую концентрацию. Концентрация H ₂ S определяется программой испытаний с учетом ожидаемых условий эксплуатации. Температура испытаний определяется в зависимости от типа исполнения покрытия.	В автоклав подают сероводород в количестве, обеспечивающем необходимую концентрацию. Концентрация H ₂ S определяется программой испытаний с учетом ожидаемых условий эксплуатации. Необходимо задать концентрацию H ₂ S. Непонятен смысл варьирования концентрации H ₂ S при прочих постоянных, т.к. коррозионные условия будут существенно отличаться для сред с другим минеральным составом примесей. Тем более, что короткий лабораторный тест является основой	Переработать методики автоклавных испытаний

				для прогнозирования длительного срока службы, при этом стандартно задаются более агрессивные условия испытаний. Предложение – использовать насыщенный раствор H_2S для заданных температуры и давления	
503		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		необходимо задать концентрацию H_2S . Непонятен смысл варьирования концентрации H_2S при прочих постоянных, т.к. коррозионные условия будут существенно отличаться для сред с другим минеральным составом примесей. Тем более, что короткий лабораторный тест (1000ч) является основой для прогнозирования длительного срока службы;	Переработать методики автоклавных испытаний
504		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Необходимо задать концентрацию H_2S . Непонятен смысл варьирования концентрации H_2S при прочих постоянных, т.к. коррозионные условия будут существенно отличаться для сред с другим минеральным составом примесей. Тем более, что короткий лабораторный тест является основой для прогнозирования длительного срока службы, при этом стандартно задаются более агрессивные условия испытаний.	Переработать методики автоклавных испытаний
505	Приложение В, В.4.3	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Продолжительность испытаний составляет 1000 ч	Задать допустимое отклонение от продолжительности испытаний	Переработать методики автоклавных испытаний
506	Приложение В, В.4.4	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	В.4.4 По окончании испытаний осуществляют сброс давления в автоклаве. Образцы извлекают из испытательной среды, промывают проточной водой и высушивают фильтровальной бумагой.	«По окончании испытаний осуществляют сброс давления в автоклаве» указать конкретный диапазон скоростей сброса давления (отличающийся от Приложения Г);	Переработать методики автоклавных испытаний

507	Приложение В, В.5.1	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	В.5.1 Определяют следующие показатели покрытия: - внешний вид; - адгезию методом прямоугольного надреза; - адгезию методом нормального отрыва; - коэффициент соотношения емкостей при 2 000 и 20 000 Гц; - тангенс угла диэлектрических потерь	В приведенном перечислении отсутствуют показатели приведенные в требованиях таблицы 7 – толщина покрытия, стойкость к катодному отслаиванию	Переработать методики автоклавных испытаний
508		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		показатели покрытия, приведенные в перечислениях, не соответствуют указанным в табл. 7, см. п.3. Кроме того, необходимо привести к единообразию и единицы измерений в четвертом перечислении: Гц или кГц по всему тексту проекта стандарта;	Переработать методики автоклавных испытаний
509		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Показатели покрытия, приведенные в перечислениях, не соответствуют указанным в табл. 7, см. п.3.	Переработать методики автоклавных испытаний
510	Приложение В, В.5.3	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015	В.5.3 Адгезию покрытия оценивают спустя 24 ч после окончания испытаний. После определения адгезии методом нормального отрыва фиксируют наличие подпленочной коррозии в месте отрыва.	последнее предложение уточнить: Отсутствуют требования к подпленочной коррозии; кроме того, вступает в противоречие с п. 5.4.;	Переработать методики автоклавных испытаний
511		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Последнее предложение уточнить: требований к подпленочной коррозии нет, противоречит 5.4.	Переработать методики автоклавных испытаний
512	Приложение Г	ТК 23 №10 от 05.12.2014	-	ГЗ.4 сокращение «.х.ч.» - нет расшифровки в разделе 4	Принято
513		ЗАО «Торговый дом «ХИМИК» №01-03/31 от 09.02.2015		Так же, как и в приложении В, необходимо подробно описать методику заполнения автоклава газовой смесью. Для удаления кислорода необходимо предварительно продуть автоклав азотом, так как кислород взаимодействует с сероводородом, снижая его концентрацию. Как уже указывалось выше, определить стойкость к быстрой декомпрессии с перепадом давления в 25 Мпа вряд ли представляется возможным, так как модельные смеси состава, указанного в	Принято Переработать методики автоклавных испытаний

				приложении Г, выпускаются по заказу в баллонах с максимальным давлением 15 МПа, а обычно и 10 МПа. Что такое быстрый сброс давления – это 10 минут или 10 секунд. Необходимо точно указать период времени, в течение которого давление в автоклаве должно быть снижено до атмосферного. В разделе безопасность необходимо указать правила работы с сероводородом в связи с его токсичностью: вдыхание сероводорода в высокой концентрации мгновенно вызывает паралич дыхания. В приложениях В и Г необходимо описать методы очистки сбрасываемых из автоклава газовых смесей от сероводорода.	
514		ОАО «ТМК» №П49/00265 от 09.02.2015	Стойкость покрытия к быстрой декомпрессии <i>По сути приложение Г является изложением методики испытаний, что не отражено в его наименовании</i>	«Методика испытания стойкости покрытия к быстрой декомпрессии»	Принято
515	Приложение Г, Г.2	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Г.2 Требования к образцам Стальные пластины с покрытием размером (150 х 100 х 4) мм или сегменты из труб длиной 150 мм и шириной, равной диаметру трубы, но не более 100 мм	Разделить назначение образцов аналогично замечанию 30. Указать количество и размеры всех образцов. Согласно таблице 7 после испытаний оценивают дополнительно к показателям, приведенным в Г.5, толщину покрытия и стойкость к катодному отслаиванию	Принято Переработать методики автоклавных испытаний
516		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Указать количество и размеры всех образцов. Согласно таблице 7 после испытаний оценивают дополнительно к показателям, приведенным в Г.5, толщину покрытия и стойкость к катодному отслаиванию.	Принято Переработать методики автоклавных испытаний

517	Приложение Г, Г.3	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015	Г.3 Оборудование и материалы	отсутствует сероводород и метан, упоминаемые в Г.4.2.;	Принято
518		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		Отсутствует сероводород и метан, упоминаемые в Г.4.2.	Принято
519	Приложение Г, Г.3.1	НП «Покрытие- Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Г.3.1 Автоклав, заполненный испытательной агрессивной средой, предусматривающий контроль температуры и давления.	Аналогично замечанию 40	Принято Переработать методики автоклавных испытаний
520	Приложение Г, Г.3.2	ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12- 07/79 от 02.02.2015	Г.3.2 Углекислый газ по ГОСТ 8050.	терминология не соответствует ГОСТ 8050: «углекислый газ» - заменить на «двуокись углерода»;	Принято
521		ООО «ЧТПЗ- Инжиниринг» №ГИ- 15/1108 от 12.03.15		Терминология не соответствует ГОСТ 8050: «углекислый газ» - «двуокись углерода».	Принято
522	Приложение Г, Г.3, Г.4	НП «Покрытие- Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	В автоклав заливают предварительно приготовленную испытательную среду, представляющую собой 5 %-ный водный раствор NaCl	Термин «испытательная среда» применим в целом к жидкости, содержащей помимо NaCl растворенные газы. Предложение – исправить терминологию (раствор NaCl в данном случае является только раствором, а не испытательной средой)	Принято Переработать методики автоклавных испытаний
523	Приложение Г, Г.4.2	НП «Покрытие- Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Г.4.2 Для обеспечения необходимого давления в автоклав подают смесь газов (по объему): 0,5 % H ₂ S, 5 % CO ₂ , 94,5 % CH ₄ . В зависимости от ожидаемых условий эксплуатации концентрация H ₂ S или CO ₂ может быть изменена с соответствующими изменениями состава газовой смеси	В подразделе Г.3 отсутствует перечисление источника H ₂ S. В пункте отсутствует метод контроля %-ного содержания газов	Принято Переработать методики автоклавных испытаний
524	Приложение Г, Г.4.2	АО «ОМК» №12045-И- 2/15 от 27.01.2015	Г.4.2 Для обеспечения необходимого давления в автоклав подают смесь газов (по объему): 0,5 % H ₂ S, 5 % CO ₂ , 94,5 % CH ₄ . В зависимости от ожидаемых условий эксплуатации концентрация H ₂ S или CO ₂ может быть изменена с соответствующими изменениями состава газовой смеси	В пункте отсутствует метод дозировки и контроля %-ного содержания газов. При испытании стойкости к декомпрессии после выдержки в течение 24 часов состав газов и их присутствие может и не отразиться на результатах. Быть может, стоит обойтись азотом для создания давления	Принято Переработать методики автоклавных испытаний

				?	
525	Приложение Г, Г.4.3	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Г.4.3 После достижения необходимой температуры и давления фиксируют время начала испытаний. Продолжительность испытаний составляет 24 ч. По истечении указанного времени отключают нагревательные элементы автоклава. После 4 ч охлаждения осуществляют быстрый сброс давления в автоклаве.	«Продолжительность испытаний составляет 24 ч... После 4 ч охлаждения осуществляют быстрый сброс давления в автоклаве» Установить допустимое отклонение от времени испытания и охлаждения	Отклонено
526		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		«После 4 ч охлаждения осуществляют быстрый сброс давления в автоклаве» указать конкретный диапазон скоростей сброса давления (отличающийся от Приложения В);	Принято
527		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Слова «нагревательные элементы автоклава» перенести перед словом «отключают».	Принято
528	Приложение Г, Г.5	НП «Покрытие-Нефтегаз» №206 от 28.01.2015	Г.5 Обработка результатов испытаний Проводят оценку внешнего вида покрытия. Фиксируют изменение цвета, набухание, размягчение, наличие пузырей, растрескивание, отслаивание и снижение адгезии. Покрытие считают удовлетворительным, если внешний вид и адгезия покрытия соответствуют техническим требованиям	Согласно таблице 7 после испытаний оценивают дополнительно к показателям толщину покрытия и стойкость к катодному отслаиванию. Необходимо привести в соответствие перечень показателей	Принято
529		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		показатели внешнего вида покрытий противоречат требованиям таблиц 6 и 7 соответственно;	Принято
530		ООО «ТМК Нефтегазсервис» №12-07/79 от 02.02.2015		второе предложение: фраза «снижения адгезии» не отвечает первому предложению (см. «оценка внешнего вида покрытия»);	Принято
531		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Показатели покрытия не соответствуют указанным в табл.7, см. п.6.	Принято
532		ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг» №ГИ-15/1108 от 12.03.15		Второе предложение. Фраза «снижения адгезии» не отвечает первому предложению (см. «оценка внешнего вида покрытия»).	Принято

533	Приложения	АО «ОМК» №12045-И-2/15 от 27.01.2015		Предлагаю добавить таблицы: с перечнем приёмо-сдаточных и периодических испытаний и их периодичностью. - с перечнем образов (размеры и количество) на каждый вид квалификационных и периодических испытаний.	Принято Уточнить с концепцией стандарта
-----	------------	--------------------------------------	--	--	--

Примечание НУЦ «Контроль и диагностика»:

1. Разработчики данного проекта ГОСТ не учли особенности эксплуатации бурильных и насосно-компрессорных труб, без чего невозможно разработать требования к их внутренним покрытиям, на основании чего будут подобраны соответствующие покрытия.

Следует принять к сведению, что данные трубы в процессе эксплуатации подвергаются следующим воздействиям:

- значительным механическим, знакопеременным циклическим нагрузкам (крутящим и изгибающим), что вызывает их соответствующие деформации;
- абразивному воздействию выносимой с высокой скоростью разбуренной породы, а также, отломанных частей высокотвёрдых шарошек.

2. Если в составе добываемой продукции, или добавляемых в продуктивный пласт реагентов содержится сероводород, или другой водород редуцирующий компонент (например, соляная кислота), то неизбежен процесс диффузии водорода через стенки труб. Следствием этого является интенсивное отслаивание полимерных и некоторых других покрытий. Интенсификация данного процесса возможна при наличии разности электродных потенциалов между металлическими частями подземного оборудования скважин, или при воздействии блуждающих токов.

3. С учётом изложенного в п.1 и 2 настоящего Примечания, необходимо:

I. Выбирать покрытия, ориентируясь на следующие их виды:

- а) металлические: термодиффузионные; газотермические, наносимые при сверхзвуковой скорости (метод XVOF); горячие (на основе цинка и (или) алюминия);
- б) силикатно-эмалевые;
- в) органосиликатные.

II. Требования к покрытиям и методики их испытаний должны учитывать все условия эксплуатации конкретного вида труб, в частности, циклические нагрузки и электрохимические процессы.

Приложение к Замечаниям ОАО «ЧТПЗ»

Таблица 1

Наименование показателя	Периодичность контроля
Степень очистки, не менее	Каждая труба*
Запыленность поверхности, класс, не более	Один раз в два часа*
Шероховатость поверхности, мкм	Три раза в смену*
Содержание водорастворимых солей, мг/м ² , не более	Одна труба в смену*
* - выбрано как «среднее» по данным таблицы 2	

Таблица 2

Наименование показателя	Периодичность контроля				
	ISO 21809-1	ТУ 1390-005-00186654, разработанные на основе СТО Газпром 2-2.2-180	NFA 49-706	GS EP COR222	EN 10301
Степень очистки	Каждая труба	Каждая труба	Каждая труба	Каждая труба	Каждая труба
Запыленность поверхности	Один раз в час	Один раз в 2 часа	-	Четыре раза в смену	-
Шероховатость поверхности	Один раз в час	Два раза в смену	Три раза в смену	Один раз в час с обоих концов	Один раз в смену
Содержание водорастворимых солей	Один раз в 4 часа	Одна труба в начале смены	-	Один раз в смену	-

Приложение к замечанию 35 ТК 23

Стойкость покрытия при трехточечном изгибе

Сущность метода заключается в воздействии на середину образца, установленного на две опоры, изгибающего усилия, вызывающего прогиб образца на определенную величину. При этом покрытие должно сохранять сплошность. Покрытие считают удовлетворительным, если после испытания (прогиба на 5 мм для исходного состояния покрытия и 3 мм после проведения прочих испытаний) на поверхности покрытия отсутствуют визуально различимые трещины и отслоения, а диэлектрическая сплошность покрытия соответствует нормативным значениям.

Для проведения испытаний предлагается изготовить модельные образцы- стальные пластины с нанесенным покрытием размером (150 x 70 x 4) мм..

Однако режимы нанесения и отверждения покрытия на модельных образцах и реальных трубах с покрытием отличаются, следовательно, свойства покрытия будут тоже различаться. Практическая сущность данного метода испытаний, как мы полагаем, состоит в определении поведения покрытия при критических значениях прогибов труб и плетей во время строительства трубопроводов.

При схеме нагружения, соответствующем рисунку Б.1 проекта ГОСТ Р на внутренние покрытия, радиус изгиба образца при ходе пуансона 3 мм составит $R_3=418,1667$ мм, при ходе пуансона 5 мм – $R_5=252,5$ мм, что, согласно формуле для максимальных деформаций на наружных слоях изгибаемой пластины $\epsilon=h/2R \cdot 100\%$, контактные слои металла с покрытием претерпевает деформации 0,5% и 0,8% соответственно.

Деформация 0,5% соответствует переходу металла из упругой зоны деформаций к пластической, поскольку для высокопрочных трубных сталей условный предел текучести ($\sigma_{0,5}$) определяется как напряжение при деформации 0,5%. В связи с этим не ясно, чем руководствовался разработчик,

приняв величину хода пуансона, соответствующую деформации 0,8%. Очевидно, что условия испытаний покрытия, а именно напряжения в контактных слоях металла и покрытия, могут быть воспроизведены на пластинах разных толщин с пересчетом хода пуансона при изгибе.

Для методики проведения испытаний предлагаем:

Испытания стойкости покрытия при трёхточечном изгибе проводить на реальных образцах, вырезанных из труб с покрытием

При испытаниях на реальных образцах от труб разных толщин стенок обеспечить деформационные условия контактных с покрытием слоев металла идентичные схеме нагружения по проекту ГОСТ Р.

Нормативное значение «стойкость покрытия при трехточечном изгибе, мм, не менее» (ход пуансона) как для исходного состояния покрытия, так и для состояния покрытия после проведения испытаний принять 3 мм независимо от толщины стенки образцов или выразить в виде зависимости от толщины стенки образца, соответствующей деформации 0,5% (рис. 1).

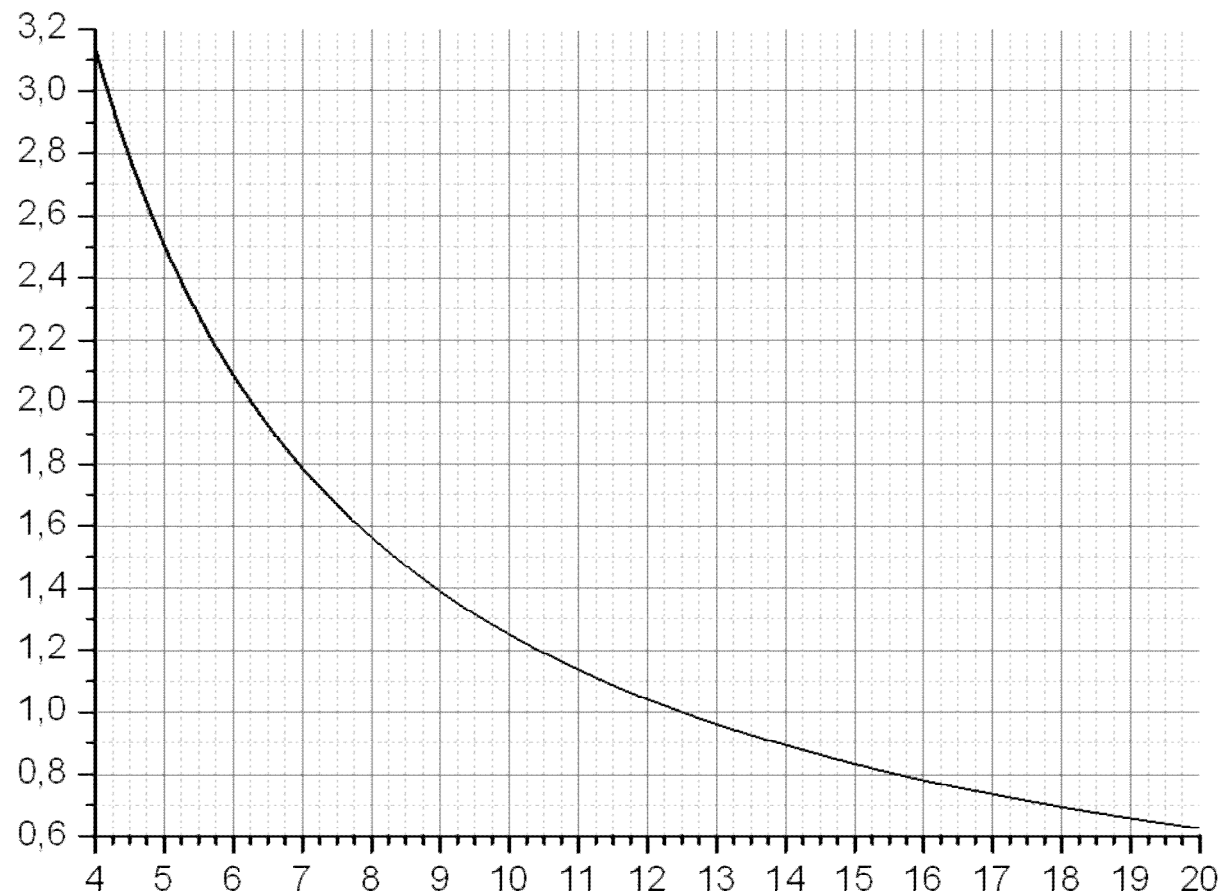


Рисунок 1 – Зависимость минимально необходимого хода пуансона от толщины стенки образца