

Замечания к проекту ГОСТ 25812-20XX
«Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
(дополнительная сводка замечаний и предложений)

№ п/п	Автор замечания (поправки): организация / дочернее общество	Раздел, пункт, абзац, по которому предлагается замечание (поправка)	Содержание замечания (поправки)	Текст рекомендаций с учетом предлагаемого замечания (поправки)	Решение разработчика
1	2	3	4	5	6
1.	ПАО «Газпром» (В.Р. Алексейчук)	Ко всему документу	Вместо формулировки «Заводское полимерное покрытие» по аналогии с ГОСТ 9.602-2016 целесообразно оперировать условиями нанесения	Полимерными покрытиями, нанесенными в заводских условиях технологических линий	Замечание учтено. Текст ГОСТ скорректирован
			Привести наименование монослойного типа покрытия в соответствии с ГОСТ 9.602-2016.		Замечание отклонено. Указанное не противоречит положениям ГОСТ 9.602 (см. п.7.3). Основанием для включения монослойного типа покрытия является его разрешенное в установленном порядке и фактическое применение в ПАО «Газпром»

1	2	3	4	5	6
2.	АО «Гипрогазцентр»		В пункте 5.13 ГОСТ 9.602-2016 указано, что оценка влияния индуцированного (наведенного) переменного тока осуществляется в соответствии с ГОСТ 25812 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» (Приложение В). При этом в проекте ГОСТ 25812 методика расчета опасного влияния высоковольтных ЛЭП приведена в приложении А. Следует либо внести поправку в ГОСТ 9.602-2016, либо перенести информацию в приложение В, для исключения ссылочных разночтений Отсутствует нумерация страниц		Замечание принято к учету и будет реализовано при редакторском редактировании и подготовке ГОСТ к изданию

1	2	3	4	5	6
3.	ООО «Газпром трансгаз Санкт- Петербург»		Несоответствие показателей в разделах (приложениях). В содержании: «Приложение А (справочное) Методика расчета опасного влияния наведенного переменного тока при параллельном следовании магистрального трубопровода и вдольтрассовых линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше (при проектировании)» В пункте 5.7: «Опасность влияния индуцированного напряжения переменного тока существующих высоковольтных (35 кВ и выше) линий электропередачи (ЛЭП) на проектируемый трубопровод должна определяться в соответствии с методикой, приведенной в приложении А.» Приложение А называется: «Методика расчета опасного влияния наведенного переменного тока при параллельном следовании магистрального трубопровода и вдольтрассовых линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше (при проектировании). Предлагаем уточнить в требованиях величину напряжения ³ либо 35 кВ, либо 110 кВ.		Замечание учтено. В приложении и п.5.7 опасность влияние и методика расчета относятся к линиям 110 кВ и выше

1	2	3	4	5	6
4.	ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	Нормативные ссылки	ГОСТ 12.0.004 – 90 не действует. Заменен на ГОСТ 12.0.004 – 2015 ГОСТ 14254 – 96 не действует. Заменен на ГОСТ 14254 - 2015		Замечание учтено. Нормативные ссылки скорректированы
5.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	Раздел 1. Второй абзац.	Положение об обязательности требований стандарта при эксплуатации необходимо конкретизировать, поскольку основное содержание документа касается нового строительства, реконструкции и ремонта		Пояснение. Положение в указанной части соответствует формулировке действующего ГОСТ Р 51164 -98 (п.3.1). Кроме того, ремонт является одной из составляющих эксплуатации
6.	ООО «Газпром трансгаз Санкт- Петербург»	Раздел 1, 3-й абзац.	Слово «реализоваться» предлагаем заменить на «реализовываться»	Требования настоящего стандарта должны реализовываться при реконструкции на участках трубопроводов, построенных до введения в действие настоящего стандарта.	Замечание учтено. Пункт скорректирован в предложенной редакции

1	2	3	4	5	6
7.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	4.1.	Заменить общее понятие «защита» на «мероприятия по защите» или «средства защиты от коррозии»		Замечание отклонено. Положение в указанной части соответствует формулировке действующего ГОСТ Р 51164 -98 (п.4.1) и является корректным. Термины «мероприятия» и «средства» сужают понятие «защиты от коррозии»
8.	ООО «РН- СахалинНИПИморне фть»		Коррозия бывает наружная (от воздействия окружающей среды) и внутренняя (от воздействия перекачиваемого продукта). В документе рассмотрена защита от наружной коррозии, что необходимо отразить.	Изложить так: «Защита <i>наружных поверхностей</i> трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную (по этой причине) эксплуатацию»	Пояснение. Область применения устанавливает требования к защите подземной и атмосферной коррозии. Пункт 4.1 этой области соответствует
9.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	4.2	Противоречие с п.4.6.-4.8: Не все трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии. ЭХЗ не подлежат трубопроводы с температурой стенки ниже +5 °С. Дополнить пункт примечанием.		Пояснение. В текущей редакции противоречие отсутствует. Слова «все» в тексте нет.

1	2	3	4	5	6
10.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	4.6.	Противоречие с п.4.2: ...трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии.		См. пояснение к пункту 4.2 Кроме того, условие пункта 4.6 может быть реализовано только в период эксплуатации (при использовании специальных устройств охлаждения газа), но не в период строительства или ремонта трубопроводов
11.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	4.7.	Противоречие с п.4.2.6.: ...трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии.		Пояснение. Противоречие отсутствует (см. пояснения к пп.4.2 и 4.6)
12.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	4.9	Исключить слово «материал». На стадии проектирования должны определяться тип и, при необходимости, конструкция защитного покрытия с учетом требований отраслевых норм. Дополнить первое предложение: ...проектом нового, реконструируемого или ремонтируемого трубопровода...»		Замечание учтено. Пункт скорректирован

1	2	3	4	5	6
13.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	4.11	Исключить «- и технические решения». В чем отличие проектных и технических решений? Не указаны цели оценки соответствия (экспертизы) технических решений по ПКЗ, а также требования, которым эти технические решения должны соответствовать. Нет увязки с процедурами экспертизы проектной документации защищаемого объекта (ОПО). Дополнить пункт.		Замечание учтено частично. Пункт скорректирован. Увязка с процедурами ОПО в ГОСТ не требуется, это предмет иных документов (ФНИП)
14.	ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	4.12	Пункт исключить. Порядок определен в п. 1 – «Требования настоящего стандарта должны реализоваться при реконструкции на участках трубопроводов, построенных до введения в действие настоящего стандарта»		Замечание отклонено. Часть положений ГОСТ не требует проектирования, и может быть применяться сразу (например, в части покрытий). Порядок применения пункта – в т.ч. программа реконструкции (положения ГОСТ – как обоснование)

1	2	3	4	5	6
15.	ООО «Газпром трансгаз Санкт- Петербург»	Раздел 5	В таблице 3 изменить высокую степень коррозионной опасности с критерия скорости коррозии более 0,3 мм/год на 0,5 мм/год, согласно Приложения Ж ГОСТ Р 51 164-98.	Высокая Более 0,5 Умеренная 0,5 и менее	Замечание отклонено. ГОСТ предназначен заменить ГОСТ Р 51164. Предложенное положение является повышением требований ГОСТ (на основе СТО Газпром 9.0-001-2009, п.6.12)
16.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	5.1. – 5.8.	Исключить в связи с наличием требования п.4.2., либо указать для каких целей необходимы эти данные – увязать с п. 5.1.12. Нет требований к стадиям жизненного цикла трубопроводов на которых необходимо определение и оценка факторов коррозионной опасности и применение этих результатов. Дополнить раздел.		Замечание отклонено. ГОСТ устанавливает требования к объекту, а не стадиям жизненного цикла. Указанное в замечании является предметом корпоративных стандартов (в.т.ч. СТО Газпром). Пункты 5.1-5.8 предназначены для обоснования и выпора проектных решений.

1	2	3	4	5	6
17.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	5.2	Не указан фактор биокоррозии и методов его определения. Перенести в этот раздел п.8.5.3.		Пояснение. Фактор биокоррозии отражен в пункте 5.12 в качестве дополнительного при проектировании. В пункте 8.5.4 отражена оценка опасности биокоррозии в процессе эксплуатации (при проведении обследований)
18.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	5.6.	Нет указания на метод определения влияния переменного тока на проектируемые объекты. В итоге не будут предусмотрены необходимые технические решения по защите в проектной документации.		Пояснение. Указанная детализация должна быть предусмотрена в корпоративных стандартах (для группы компаний Газпром - в СТО Газпром)

1	2	3	4	5	6
19.	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	5.7	Пунктом 5.7 опасное влияние индуцированного напряжения переменного тока высоковольтными линиями электропередач (ЛЭП) на магистральный трубопровод определено для существующих ЛЭП напряжением от 35 кВ и выше со ссылкой на методику расчета, приведенную в Приложении А. В свою очередь, Приложение А рассматривает случаи опасного влияния для параллельно следующих ЛЭП напряжением от 110 кВ и выше (при проектировании). Для исключения разночтения провести корректировку текста п. 5.7	п. 5.7 Опасность влияния индуцированного напряжения переменного тока высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП) на подземный трубопровод должна определяться в соответствии с методикой, приведенной в приложении А (далее по тексту)	Замечание учтено. Положения ГОСТ приведены в соответствие. Принято для ЛЭП от 110 кВ и выше
20.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»		Перенести пункт в раздел 9. Индуцированные напряжения на трубопроводе создают не коррозионную опасность, а опасность поражения персонала электрическим током и отказов оборудования контактирующего со стенкой сооружения.		Замечание отклонено. Индуцированное напряжение обуславливает формирование в трубопроводе переменного тока. (Далее см. СТО 9.0-001-2009. п.6.11)

1	2	3	4	5	6
21.	АО «Гипрогазцентр»		В пункте 5.7 приведено, что опасность индуцированного напряжения переменного тока существующих высоковольтных ЛЭП возможно при их напряжении от 35 кВ, при этом в приложении А приведена методика расчета опасного влияния высоковольтных ЛЭП возможно при их напряжении от 110 кВ.		Замечание учтено. Положения ГОСТ приведены в соответствие Принято для ЛЭП от 110 кВ и выше
22.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	5.9 - 5.11	Выделить в отдельный раздел: Требования к показателям и оценке коррозионного состояния трубопроводов		Замечание отклонено. Детализация требований к оценке для различных по назначению объектов (газопроводы, нефтепроводы, магистральные водоводы) может существенно отличаться. Указанное является предметом корпоративных стандартов (в т.ч.СТО Газпром)

1	2	3	4	5	6
23.	ООО «Газпром трансгаз Санкт- Петербург»	5.10	Изменить высокую степень коррозионной опасности с критерия скорости коррозии более 0,3 мм/год на 0,5 мм/год, согласно Приложению Ж ГОСТ Р 51164-98.	5.10 К участкам высокой коррозионной опасности относятся участки трубопроводов, расположенные между двумя соседними установками катодной защиты, на которых произошли коррозионные отказы (разрывы, свищи), и/или участки, на которых скорость коррозии превышает 0,5 мм в год.	Замечание отклонено. ГОСТ предназначен заменить ГОСТ Р 51164. Предложенное положение является повышением требований ГОСТ (на основе СТО Газпром 9.0-001-2009, п.6.12)
24.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»		Не указаны условия исключения участков трубопроводов из зоны ВКО после устранения последствий коррозионных отказов и/или выполнения капитального ремонта участков трубопроводов с заменой защитного покрытия и тем самым снижения вероятности образования коррозионных дефектов.		Замечание учтено. Дано примечание к пункту 5.11. Детализация положений является предметом корпоративных нормативных документов (в ПАО «Газпром» - СТО Газпром)

1	2	3	4	5	6
25.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	5.10, 5.11	Не указаны конкретные условия определения границ и протяжённости зон ВКО. Пояснение: Если обнаружен один коррозионный дефект по результатам ВИК со скоростью коррозии более 0,3 мм/год на трубе в одном конкретном месте, то зона ВКО будет ограничена соседними УКЗ, расстояние между которыми может составлять до 10-15 км, включая участки, где дефектов нет. Считаем целесообразным определять границы участков ВКО в зависимости от совокупности следующих факторов: - протяженности зоны коррозионной агрессивности почвенного электролита (удельного сопротивления грунта, pH-грунта); - протяженности участков трубопроводов с защитным покрытием, аналогичным по тех. состоянию поврежденному, в месте коррозионного дефекта; - температуры трубопровода; - наличия и интенсивности блуждающих токов; - протяженности зоны по степени увлажненности, типа и рельефа местности (болото, ручей и т.д.).		Пояснение. Уточнение границ и протяженности зон ВКО предусмотрено примечанием к пункту 5.11. Протяженность зон ВКО определяется протяженностью однородного участка (п.3.1.17 СТО Газпром 9.2-002) по результатам обследований и анализа коррозионной ситуации Набор факторов и порядок работ по уточнению границ зон коррозионной опасности является предметом корпоративного стандарта (для ПАО «Газпром» - СТО Газпром).

1	2	3	4	5	6
26.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	5.12	Увязать с положениями пп. 5.1. – 5.8. Непонятна формулировка «дополнительные технические решения»: в дополнение к защитным покрытиям и ЭХЗ? Наличие этих факторов определяет тип защитного покрытия и структуру системы ЭХЗ.		Пояснение. В дополнение к основным решениям в части ЭХЗ (средства защиты . Тип защитного покрытия от этих факторов не зависит
27.	АО «Гипрогазцентр»		В пункте 5.12 приведено, что определение участков биокоррозии должно осуществляться согласно ГОСТ 9.602-2016. Необходимо добавить ссылку на Приложение В по определению биокоррозионной агрессивности грунта		Замечание учтено. Пункт дополнен ссылками на пункты 5.7 и 5.8 ГОСТ 9.602
28.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	6.1.3	Не учтён «базовый» (на стационарных, либо передвижных базах по ремонту и изоляции) труб способ нанесения защитных покрытий на трубы, ТПА и СДТ. Не оговорено формально допущение «трассовой» изоляции стыковых соединений трубопроводов всех диаметров.		Пояснение. Требования к покрытиям, нанесенным в заводских и базовых условиях – одинаковы – это требования к покрытиям заводского нанесения. Это же подтверждено формулировкой пунктов 6.3.7 и 8.3.2.2.

1	2	3	4	5	6
29.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»		Не учтено применение защитных покрытий, в том числе терморезистивных, наносимых на трубы в базовых условиях. Предлагаем пункт изложить в следующей редакции: «При новом строительстве и капитальном ремонте трубопроводов (со сплошной заменой труб и монтажных узлов (соединительных деталей, запорной арматуры)) должны применяться трубы и монтажные узлы в заводском (базовом) защитном покрытии. Допускается трассовое нанесение защитных покрытий на монтажные узлы диаметром менее 530 мм».		Замечание учтено. Пункт скорректирован
30.	ПАО «Газпром» (В.Р. Олексейчук)	6.1.4	Допуск применения покрытий аналогичным ранее используемым допускает применение, в том числе лент холодного нанесения, что недопустимо		Замечание учтено. Пункт скорректирован (сокращен)

1	2	3	4	5	6
31.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»		Применение при ремонте трубопроводов защитных покрытий, аналогичных ранее используемым, не допустимо. В ПАО «Газпром» эксплуатируются участки трубопроводов с покрытиями, нанесёнными более 30 лет назад и запрещёнными к применению на сегодняшний день (плёночные и битумные защитные покрытия). Поэтому, предлагаем пункт изложить в следующей редакции: «При выборочном ремонте действующих трубопроводов (с заменой или без замены труб и монтажных узлов) допускается применять защитные покрытия трассового нанесения, соответствующие требованиям настоящего стандарта».		Замечание учтено. Пункт скорректирован.

1	2	3	4	5	6
32.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	6.1.6	Исключить ограничение «полимерных». Применить ко всем материалам. Неясное положение: как производитель изоляционных работ может гарантировать соответствие свойств материалов?		Замечание учтено. Пункт скорректирован Исключено ограничение «полимерные». Ответственность за качество наносимых материалов несёт производитель работ. Входной контроль качества – его область ответственности.
33.	ПАО «Газпром» (В.Р. Олексейчук)	6.1.7	Использование полиэтиленового покрытия не позволит нанести на него лакокрасочный материал.		Замечание учтено. Пункт скорректирован. Задачей является не собственно нанесение ЛКП, а дополнительная защита основного защитного покрытия от УФ-излучения. Для выполнения указанной задачи могут быть использованы различные решения, в т.ч. ЛКП. Высокие показатели адгезии при этом не требуются

1	2	3	4	5	6
34.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	6.1.8	Неясное и недостижимое требование: «...и других коррозионных агрессивных сред.». Атмосфера – тоже коррозионно агрессивная среда (по п.5.8). При этом способы защиты не указаны? Нет требования к изоляции внутренней поверхности футляра – основному способу защиты.		Пояснение. Скорость атмосферной коррозии внутренней поверхности кожуха(патрона) , как правило, невысокая. Основными проблемами являются поступление грунтовых вод. Иными коррозионными средами могут быть техногенные среды (например, сточные воды сельхозпредприятий и свалок, перевозимая по а/д и ж/д продукция и т.д.)

1	2	3	4	5	6
35.	ООО «Газпром трансгаз Санкт- Петербург»		Требование «Защищено от проникновения грунтовых вод и других коррозионных агрессивных сред» не определяет конкретные необходимые действия проектных и эксплуатирующих организаций	Изложить: На трубопроводах, прокладываемых на пересечениях с автомобильными или железными дорогами с применением кожухов (патронов), пространство между трубой и кожухом (патроном) должно быть защищено от проникновения грунтовых вод и других коррозионных агрессивных сред. На краях патронов должны быть установлены герметизирующие устройства, выдерживающие избыточное давление не менее 0,1 МПа	Замечание учтено. Пункт дополнен. Требования по избыточному давлению не могут являться предметом данного стандарта (устанавливаются иными нормативными документами)
36.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	6.2.1	Не конкретизирована функция покрытия – исключение контакта с агрессивной средой.		Замечание учтено. Пункт дополнен. Полное исключение невозможно, с учетом несовершенства покрытий, только ограничение

1	2	3	4	5	6
37.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	6.2.5	Нет указания (требований) к выбору систем покрытий по сроку службы для различных сооружений. Нет указания на объем контроля систем покрытий в процессе эксплуатации.		Пояснение. Указанное не является предметом данного ГОСТ (только общие требования) и должно определяться в корпоративных нормативных документах.
38.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	6.2.9	Предлагаем отнести данный пункт к вновь нанесённым лакокрасочным покрытиям и формулировку изложить в следующей редакции: «Участки вновь нанесённого лакокрасочного покрытия, не соответствующие показателям таблицы Б.4 (приложение Б), считаются дефектными и подлежат ремонту или очистке с повторным нанесением покрытия».		Замечание учтено. Пункт скорректирован. Исходя из формулировки пункта, покрытие подлежит удалению, а не очистке.
39.	ООО «Газпром трансгаз Санкт- Петербург»	6.3	Покрытия для трубопроводов подземной и подводной прокладки	Покрытия для трубопроводов подземной, наземной и подводной прокладки	Замечание учтено. Пункт скорректирован

1	2	3	4	5	6
40.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	6.3.1	Не указан показатель эффективности защитного покрытия для подземной прокладки	Добавить пункт с критериями оценки опасности микробиологического воздействия	Пояснение. Под эффективностью понимается соответствие проектным требованиям (совместно с другими мерами по защите от коррозии)
41.	ПАО «Газпром» (В.Р. Олексейчук)	6.4.5	В абзаце приведены разные классы материалов, в связи с чем обобщение «и другие аналогичные» некорректно		Замечание учтено. Пункт скорректирован (сокращен)
42.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	6.4.8	Изменить норму «высота наплыва» на показатель «разнотолщинность» с указанием в процентах от минимальной толщины.		Замечание отклонено Разнотолщинность и наплывы -это разные понятия

1	2	3	4	5	6
43.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	6.4.9	Предлагаем фразу: «Длина нахлеста покрытия сварного стыка на заводское покрытие должна составлять не менее 50 мм» изложить в следующей редакции: «Ширина нахлеста покрытия сварного стыка на заводское покрытие должна составлять не менее 50 мм». Так как в данном случае отправной точкой является не «длина трубы» (как характеристика продольного направления), а ширина рулона изоляционного материала, который наносится на трубу.		Замечание учтено. Пункт скорректирован

1	2	3	4	5	6
44.	НИИ Транснефть	6.6	П. 6.6 действующей редакции стандарта предусматривает проведение коррозионных обследований «не реже одного раза в 5 лет на участках высокой коррозионной опасности (ВКО), а на остальных участках – не реже одного раза в 10 лет». В проекте нового стандарта требование предусматривает коррозионное обследование «не реже одного раза в 10 лет на участках ВКО, а на остальных участках – не реже одного раза в 15 лет». Введение данной нормы в предлагаемой редакции приведет к существенному увеличению периодичности обследования и снижению осведомленности организаций о коррозионном состоянии эксплуатируемых объектов и техническом состоянии средств противокоррозионной защиты. Увеличение периодичности считаем допустимым только при условии обязательного применения компенсирующих мер.	П. 6.6 Коррозионное обследование трубопроводов с целью определения их коррозионного состояния и состояния средств противокоррозионной защиты должно проводиться на участках высокой коррозионной опасности не реже одного раза в 5 лет, а на остальных участках – не реже одного раза в 10 лет. На участках, оборудованных системой дистанционного контроля состояния средств ЭХЗ, а также камерами приема-пуска диагностических внутритрубных снарядов, допускается увеличение периодичности проведения коррозионных обследований, но не реже, чем до одного раза в 10 лет для участков высокой коррозионной опасности, для остальных участков – не реже одного раза в 15 лет	Замечание учтено. Проект ГОСТ дополнен дополнительными пунктами с учетом предложения НИИ Транснефть

1	2	3	4	5	6
45.	АО «Гипрогазцентр»	Раздел 7	Название пунктов изложить в следующей редакции: 6.2 Требования к покрытиям для защиты от атмосферной коррозии; 6.3 Требования к покрытиям для защиты от коррозии при подземной прокладке; 6.4 Требования к покрытиям для защиты сварных стыков труб с заводским покрытием; 7. «Требования к системам электрохимической защиты»; 7.2 «Требования к оборудованию и средствам электрохимической защиты»; Приложение А «Методика расчета опасного влияния наведенного переменного тока при параллельном следовании магистрального газопровода и вдольтрассовых линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше (при проектировании)»; Приложение Д «Технические требования к оборудованию и средствам систем электрохимической защиты»;		Замечание учтено. Наименования разделов скорректированы

1	2	3	4	5	6
46.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	7.1	Дополнить раздел положением о возможности применения для эксплуатируемых газопроводов временных (до проведения капитального ремонта или реконструкции защищаемого сооружения) устройств ЭХЗ для обеспечения требуемого уровня катодной поляризации. Дополнить раздел положением о порядке вывода установок ЭХЗ в резерв, ремонты длительных периодов и исключения для них применения требований о перерывах в работе по п. 7.1.20 при условии обеспечения требуемых параметров защиты трубопровода подтверждённых результатами измерений потенциалов.		Пояснение. ГОСТ является межгосударственным и относящимся к деятельности различных компаний. Порядок вывода оборудования в резерв может и должен быть предметом корпоративного стандарта (т.к. эти процедуры в ПАО «Газпром», Транснефти и Роснефти могут существенно отличаться)
47.	ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»	7.1.5 последний абзац	«...расход токов...» заменить на «...потребление тока системами...»	«- применение технических решений, ограничивающих потребление тока системами электрохимической защиты»	Замечание учтено. Пункт скорректирован.

1	2	3	4	5	6
48.	ООО «Газпром трансгаз Санкт- Петербург»	7.1.9, Таблица 4	Отсутствуют требования к величинам максимального допустимого защитного потенциала с омической составляющей		Пояснение. Указанное является сознательным решением разработчиков об исключении такого ограничения. Для новых трубопроводов с качественной изоляцией такое требование является ненужным и не имеющим смысла, а для трубопроводов с неудовлетворитель- ным покрытием – часто невыполнимым

1	2	3	4	5	6
49.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»		Контролировать максимальный защитный потенциал без омической составляющей (поляризационный) по всей протяжённости трубопровода не представляется возможным. Предлагаем включить в критерии защищённости подземных и подводных трубопроводов максимальный защитный потенциал с омической составляющей, как указано в ГОСТ Р 51164-98.		См. ответ выше. Указанное не является требованием о повсеместном измерении поляризационного потенциала. См. примечание 1 к таблице. Приоритет оценки по потенциалу с омической составляющей в ПАО «Газпром» будет отражен в соответствующем СТО Газпром
50.	АО «Гипрогазцентр»	7.1.12	В пункте 7.1.12 критерии вредного влияния ЭХЗ на сторонние подземные коммуникации не соответствуют критериям приведенным в 8.1.12 ГОСТ 9.602-2016		Замечание учтено. Пункт скорректирован в соответствии с критериями ГОСТ 9.602

1	2	3	4	5	6
51.	ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	7.1.17	Не указан также электролитический контакт. Сроки устранения металлического и электролитического контакта		Пояснение. Требование об обязательности устранения относится только к металлическому контакту как имеющему высокий уровень опасности. Срок устранения должен быть определен в корпоративных нормативных документах
52.	ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	7.1.19	Формулировку «должен быть устранен в течение не более 24 ч» необходимо дополнить «с момента получения информации о простое»		Замечание отклонено. Указанное противоречит требованиям к объектам третьей категории электрообеспечения (п.1.2.21 ПУЭ 7)

1	2	3	4	5	6
53.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»		Устранить отказ в работе средств ЭХЗ, не оснащённых средствами дистанционного мониторинга и расположенных в заболоченной труднодоступной местности в течение не более 24 часов, невозможно физически. Поэтому, предлагаем изложить формулировку пункта следующим образом: «Отказ, создающий вынужденный перерыв в работе средств электрохимической защиты трубопроводов и приводящий к несоответствию параметров ЭХЗ требованиями п.7.1.9 и п.7.1.10, должен быть устранён в течение не более 24 часов после его обнаружения, в местах имеющих круглогодичные подъездные дороги с твёрдым покрытием, а при их отсутствии - в максимально возможный короткий срок, необходимый для устранения отказа в работе средств ЭХЗ».		Замечание отклонено. Предлагаемый вариант обозначает зависимость защиты от коррозии от набора случайных факторов и под этим набором условий фактически освобождает на неопределенный срок от ответственности за защиту объекта вообще. Для таких участков должно быть предусмотрено технологическое резервирование с помощью смежных УКЗ. Кроме того см. требования п.1.2.21 ПУЭ 7.
54.	АО «Гипрогазцентр»	7.2.6	В пункте 7.2.6 отсутствует упоминание про защитные кожухи		Замечание учтено, Пункт дополнен

1	2	3	4	5	6
55.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	7.2.12	Дополнить пункт: КДП постоянного действия, либо временные. Установка КИП на действующих газопроводах – только реконструкция. Со статусом временный – возможны варианты.		Пояснение. КДП не всегда требуют проектирования, оборудование может быть и временным., выведенном в действующий КИП.
56.	ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	7.2.14	Предложение: «Эти контрольно-измерительные пункты должны иметь особую маркировку», дополнить – «с указанием направления и расстояния до оси трубопровода»		Замечание учтено. Пункт дополнен
57.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»		Уточнить, какую особую маркировку должны иметь контрольно-измерительные пункты, которые устанавливаются на удалении не более 50 метров от места подключения контрольного провода к трубопроводу?		Замечание учтено. Пункт скорректирован – маркировка – направление и расстояние до оси трубопровода

1	2	3	4	5	6
58.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	7.2.15	Требование об установке КИП через 500 м на участках ВКО указать для проектируемых объектов. Для эксплуатируемых места установки определены проектом, дополнительные КИП только при реконструкции. Исключить последний подпункт, дублирующий п.7.1.16.		Замечание отклонено. Для установки дополнительных КИП/ КДП в большинстве случаев не требуется проект реконструкции. Последний подпункт не дублирует п.7.2.16, т.к. в нем отражается необходимость установки, а в.7.2.16 – места подключения
59.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	7.2.16	Требование об установке КИП указать для проектируемых объектов. Для эксплуатируемых места установки определены проектом, дополнительные КИП только при реконструкции		Для установки дополнительных КИП/ КДП в большинстве случаев не требуется проект реконструкции (только землеотвод). Для площадных объектов этой проблемы нет
60.	ПАО «Газпром» (В.Р. Олексейчук)	Раздел 8	Рассмотреть возможность унификации требований к объемам контроля толщины и адгезии атмосферостойких покрытий и покрытий для объектов подземного размещения		Пояснение. Указанное невозможно отразить как общие требования в рамках ГОСТ (только в корпоративных СТО)

1	2	3	4	5	6
61.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»		100 % защищённость средствами электрохимической защиты при неудовлетворительном состоянии защитного покрытия трубопровода не гарантирует его полноценную защиту от коррозии и отсутствие коррозионных дефектов, в том числе от подплёночной коррозии. Для реальной оценки уровня защищённости от коррозии необходимо наряду с интегральной оценкой защищённости средствами электрохимической защиты учитывать защищённость трубопроводов защитными покрытиями (пассивную защищённость). Необходимо предусмотреть комплексный показатель защищённости, учитывающий интегральную оценку защищённости трубопроводов средствами электрохимической защиты (активную защищённость) и показатель защищённости трубопроводов защитными покрытиями (пассивную защищённость), который позволит оценивать реальную фактическую защищённость подземных трубопроводов от коррозии и будет отражать реальную вероятность возникновения коррозионных дефектов.		Пояснение. Указанное изложено в требованиях корпоративных стандартов (СТО Газпром).

1	2	3	4	5	6
62.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	8.1	Отсутствуют требования к эксплуатационному контролю по периодичности, показателям и объему		Пояснение. Указанное является предметом корпоративного стандарта (СТО Газпром)
63.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	8.2.5	Исключить примечание. Адгезия должна определяться только измерением с фиксацией значений		Замечание учтено. Примечание исключено
64.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	8.2.12	Не указана периодичность проведения оценки. Неконкретное требование. Уточнить условия при которых <u>должна</u> выборочно выполняться интегральная оценка состояния защитных покрытий методом катодной поляризации		Пояснение. Должно определяться корпоративными требованиями (СТО Газпром)

1	2	3	4	5	6
65.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»		Интегральную оценку состояния защитного покрытия методом катодной поляризации проводят на законченных строительством (капитальным ремонтом) участках трубопроводов, электрически не связанных с трубопроводной системой, в период когда глубина промерзания грунта не превышает 0,5 м и когда расстояние между верхней границей глубины мерзлоты и нижней образующей трубопровода составляет не менее 0,3 м. Поэтому, в условиях эксплуатации выполнить интегральную оценку состояния защитного покрытия участка трубопровода методом катодной поляризации не представляется возможным. Предлагаем предусмотреть другие методы интегральной оценки состояния защитного покрытия участка трубопровода электрически связанного с системой трубопроводов (например: метод магнитной локации, метод определения повреждений с использованием ИПИ-95, трубопроводных дефектоскопов vLocDM2, vLocPro2, картопостроителей трубопроводов PCM PLUS+ или аналогичных).		Замечание учтено. Пункт дополнен.

1	2	3	4	5	6
66.	ПАО «Газпром» (В.Р. Алексейчук)	8.3	Указать в наименовании раздела, что устанавливаемые в нем требования относятся к покрытиям объектов подземного расположения		Замечание учтено. Наименование раздела скорректировано
67.	ПАО «Газпром» (В.Р. Алексейчук)	8.3.5.4	Наименование раздела требует корректировки, так как не распространяется на однослойные полиуретановые покрытия.		Замечание учтено. Наименование раздела скорректировано
68.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	8.4.6	Неоднозначный пункт. Заменить «всех средств защиты...» на «действующих средств защиты...». Часть оборудования может быть выведена в плановые ремонты длительного периода с выполнением компенсирующих мероприятий, в частности увеличению режимов смежных установок.		Замечание учтено. Пункт скорректирован

1	2	3	4	5	6
69.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	8.4.7	Пункт не соответствует требованию 8.4.3. По контексту – это контроль методом выносного электрода. Указания нет. Обоснованность проведения измерений методом выносного электрода – 1 раз в 3 года? Предлагается для участков ВКО – 1 раз в 5 лет, для ВКО с минимальными потенциалами ежегодно. Неточность: применение выносного электрода на участках влияния блуждающих токов ограничено.		Пояснение. В пункте нет упоминания метода выносного электрода. Это измерения на оборудованных КИП и КДП. Периодичность обследования участков ВКО и так – не реже 1 раза в 5 лет
70.	ООО «Газпром трансгаз Санкт- Петербург»		Целесообразно уточнить необходимость проведения измерений методом выносного электрода (в т.ч. методом отключения) на участках с опасным действием блуждающих токов Результаты измерений методом выносного электрода (в т.ч. методом отключения) на участках ПКО (п. 4.14) с опасным действием блуждающих токов будут некорректными		Пояснение. В пункте нет упоминания метода выносного электрода
71.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	8.4.9 первый подпункт	Дополнить: ...по встроенным приборам и/или внешними приборами...»		Замечание учтено. Пункт дополнен

1	2	3	4	5	6
72.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	8.4.10	Конкретизировать положение: «результаты контроля ЭХЗ заносят в полевой журнал установки непосредственно на месте, либо...		Замечание учтено. Пункт дополнен
73.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	8.4.11	Некорректное положение. Заменить «техническое обслуживание» на «контроль работы»		Замечание учтено. Пункт скорректирован (дополнен). Контроль обязательно должен быть совмещен с техобслуживанием (для минимизации транспортных затрат и затрат времени),
74.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	Подраздел 8.5	Цель оценки соответствия требованиям стандарта? Проект проходит соответствующую экспертизу.		Пояснение. Цель- оценка соответствия фактического состояния объекта данному стандарту и проектным решениям
75.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	8.5.3	Перенести пункт в раздел 5		Замечание отклонено. В разделе 5 рассматриваются факторы, в разделе 8 - - вопросы организации контроля коррозионного состояния
76.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	8.5.4	Предлагается периодичность: для ВКО – не реже 1 раза в 5 лет, для остальных участков 1 раз в 10 лет.		Замечание учтено частично. Пункт приведен в новой редакции

1	2	3	4	5	6
77.	ООО «Газпром трансгаз Санкт- Петербург»		Не обосновано увеличение сроков определения коррозионного состояния В соответствии с ГОСТ Р 51164-98, п. 6.6 Комплексное обследование трубопроводов с целью определения их коррозионного состояния и состояния противокоррозионной защиты должно проводиться на участках высокой коррозионной опасности не реже одного раза в 5 лет, а на остальных участках - не реже одного раза в 10 лет.		Замечание учтено частично. Пункт приведен в новой редакции
78.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	9.1	Непонятное положение. Необходимо уточнение наименования «работ по комплексной защите объектов от коррозии», требующих разработки ППР.		Пояснение. Положение соответствует п.7.1 действующего ГОСТ Р 51164-98
79.	ООО «РН- СахалинНИПИморне фть»	9.5	Дополнить: «Персонал, допущенный к выполнению указанных работ, должен обладать знаниями норм и правил работы в электроустановках».		Замечание учтено. Пункт дополнен
80.	ООО «РН- СахалинНИПИморне фть»		п. А.6.4 стр. 51 Предпоследний абзац. Ссылка на формулу. Исправить (Б.4) на (А.4)		Замечание учтено

1	2	3	4	5	6
81.	ПАО «Газпром» (В.Р. Олексейчук)	Таблица Б.4	В столбце периодичность контроля указаны не временные факторы, а объемы контроля, при этом объем контроля указан по тексту стандарта		Замечание учтено. Название столбца скорректировано
82.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»		Название столбца «Периодичность контроля» не корректно. Предлагаем назвать столбец «Объём контроля».		Замечание учтено. Название столбца скорректировано
83.	ПАО «Газпром» (В.Р. Олексейчук)	Таблица Б.4 «Норма» по внешнему виду	В качестве требования к покрытию при эксплуатации указано, что оно должно соответствовать АД0 и АЗ0. При изменении до АД1 (Очень слабые, т.е. едва различимые изменения например блеска) покрытие подлежит ремонту. Рассмотреть необходимость установления таких «жестких» требований.		Замечание учтено. Таблица скорректирована
84.	ПАО «Газпром» (В.Р. Олексейчук)	Таблица В.1	Для покрытия указана минимальная температура эксплуатации -20°C, при этом в зимних условиях на переходах «земля-воздух» могут иметь место более низкие температуры.		Пояснение. Температурой эксплуатации считают температуру стенки трубы в процессе эксплуатации,, т.е. температуру продукта.

1	2	3	4	5	6
85.	ПАО «Газпром» (В.Р. Алексейчук)	Таблица В.4 Одно- и двухслойные термореактивны е покрытия жидкого нанесения (ТР)	Привести к единообразию формулировки о толщине покрытия в Таблицах В.4 и В.5		Замечание учтено
86.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	Таблица В.4	Применительно к защитным покрытиям подземных трубопроводов понятие «краски» применять не корректно. Предлагаем «краски» заменить на «материалы». Словосочетание «жидкое нанесение» заменить на «распыление».		Замечание учтено. Таблица скорректирована

1	2	3	4	5	6
87.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	Таблица В.5	В конструкции №7 грамматическая ошибка в словосочетании «обёртка термоусаживающейся». Необходимо прописать «обёртка термоусаживающаяся». Сноска 2 в конструкции №3 (защитное покрытие на основе термоусаживающейся ленты с мастично-полимерным подслоем) определяет использовать покрытие для изоляции монтажных стыков труб с комбинированным или полимерным (ленточным) покрытием, что не корректно. Предлагается исключить сноску 2 в конструкции №3. Сноска 3 в конструкции №5 ссылается на конструкцию №9, что не корректно.		Замечание учтено частично. Таблица скорректирована

1	2	3	4	5	6
88.			Конструкция № 10 указана не корректно, а именно стеклосетка наносится поверх слоя битумно-полимерной мастики. Предлагаем конструкцию защитного покрытия изложить в следующей редакции: 10. Комбинированное покрытие: -грунтовка (праймер); -мастика битумно-полимерная; -стеклосетка, утопленная в мастичный слой; -обёртка защитная. В конструкциях защитных покрытий указано применение ленты (обёртки) в один или два слоя. Необходимо пояснить, в каких случаях допускается применение одного слоя, а в каких, два слоя ленты (обёртки). Учесть применение защитных покрытий на основе асмольных материалов для труб диаметром не более 1420 мм для трассовой изоляции трубопроводов, при этом конструкцию покрытия № 5 изложить в следующей редакции: 5. Ленточное полимерно-битумное (или асмольное): -грунтовка (праймер); -лента армированная полимерно-битумная (или асмольная); -обёртка защитная полимерная (или асмольная) толщиной не менее 0,6 мм.		

1	2	3	4	5	6
89.	ПАО «Газпром» (В.Р. Алексейчук)	Таблица В.5 П. 12 Таблица В.8 П. 2	Исключить общее описание об обеспечении требований стандарта. Указать только предельные значения толщин.		Пояснение. Формулировка в В.5 ранее была обоснована в СТО Газпром 9.1-018-2012, исходя из свойств данного типа материалов
90.	ПАО «Газпром» (В.Р. Алексейчук)	Таблица В.5 П. 12 Таблица В.8 П. 2	Представить обоснование возможности снижения минимальной толщины до 1 мм.		Пояснение. По оценке разработчиков ГОСТ, существуют покрытия на основе жидких материалов выдерживающие указанные требования при толщине 1 мм. Исключение их из проекта ГОСТ - шаг назад. Данные покрытия включены в реестр изоляционных покрытий

1	2	3	4	5	6
91.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	Таблица В.9	В 3 столбце приведены номера конструкций защитных покрытий (12-15), отсутствующие в таблице В.5. В требовании к внешнему виду защитного покрытия указано некорректное условие - это допуск локальных утолщений покрытия, превышающих его толщину не более, чем на 2 мм. При наличии утолщений покрытия превышающих его толщину более чем на 2 мм, качество покрытия и его надёжность будет не хуже. Необходимо пояснить, почему именно на 2 мм, а например не на 3 мм или 4 мм или исключить данное условие из редакции ГОСТ.		Замечание учтено. Таблица переработана. Пояснение по толщине покрытий - чем толще покрытие, тем более есть вероятность растрескивания от внутренних напряжений, но покрытия технологически трудно выполнить без допуска.. Исходя из опыта нанесения и применения данных покрытий принят допуск до 2 мм.
92.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	Приложение Г лист 98 Форма Акта	Отсутствует поле для указания испытательного тока катодной поляризации. Дополнить по тексту, либо в таблице измерений. Отсутствует поле для указания фактического значения сопротивления изоляции по результатам испытаний. Дополнить после заключения о соответствии/не соответствии защитного покрытия требуемому значению.		Замечание учтено. Форма акта уточнена.

1	2	3	4	5	6
93.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	Таблица Г.1	В таблице защитные покрытия разделены на нормальный и усиленный тип, но при этом в новой редакции ГОСТ 25812 отсутствует классификация защитных покрытий по данным типам. Необходимо классифицировать покрытия, как в ГОСТ Р 51164-98 на нормальный и усиленный тип, либо исключить из таблицы данное разделение.		Замечание учтено. Таблица скорректирована
94.	ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	Г.1.3, таблица Г.2	Не указана рекомендуемая плотность тока поляризации (мА/км) для удельного электрического сопротивления изоляции $5 \cdot 10^4$ Ом·м ² (из таблицы Г.1)		Замечание учтено частично. Таблица исключена. Расчет минимальных токов поляризации по формулам Г.1 и Г.2, удельного сопротивления – по формулам Г.10 и Г.11.
95.	ООО «РН- СахалинНИПИморне фть»	Г.1.3	Формула Г.4 неверна. Не может R _p стоять и слева, и справа от знака равенства.		Пояснение. Формула корректная (трансцендентное уравнение)

1	2	3	4	5	6
96.	ООО «Газпром трансгаз Санкт- Петербург»	Г. 1.6.2 последний абзац	«Электрическая схема подключения источника поляризующего тока и измерительных приборов к трубопроводу, уложенному методом горизонтально-направленного при проверке качества защитного покрытия приведена на рисунке Г.4»	Электрическая схема подключения источника поляризующего тока и измерительных приборов к трубопроводу, уложенному методом горизонтально-направленного <u>бурения</u> при проверке качества защитного покрытия приведена на рисунке Г.4	Замечание учтено. Пункт скорректирован
97.	ООО «Газпром трансгаз Ухта»	Г.2.5	В форме акта отсутствует строка для указания тока поляризации участка трубопровода	Дополнить: Ток поляризации I, мА	Замечание учтено
98.	АО «Гипрогазцентр»	Г.4	Название рисунка Г.4 указано не полностью		Замечание учтено
99.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	Приложение Д Д3.3.	Исключить ограниченный диапазон регулирования балластного сопротивления дренажа 0,024-0,24. Оставить требования к шагу регулирования. Требования к диапазону по ТТ заказчика и ТУ изготовителя.		Замечание учтено частично. Дополнено «с рекомендуемым диапазоном...».
100.	ООО «Газпром трансгаз Ухта»	Приложение Д Д.3.8	Установленный срок службы АПКЗ...	Установленный срок службы НПД	Замечание учтено. Пункт скорректирован.

1	2	3	4	5	6
101.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»		Опечатка «АПКЗ». Заменить на «дренажа».		Замечание учтено. Пункт скорректирован.
102.	ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»		«Установленный срок службы АП КЗ»	Установленный срок службы НПД.	Замечание учтено. Пункт скорректирован.
103.	ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	Д.4.18	«В цепях анодных заземлений не допускается применение проводов и кабелей с изоляцией и/или оболочкой из поливинилхлорида (ПВХ)». Необходимо уточнить про цепи идет речь, в составе анода (поставляемые заводом-производителем АЗ) или соединительные линии «анод-УКЗ», и определить типы используемых кабелей.		Пояснение. Указанное относится ко всем цепям (как составе анода, так и составе соединительной линии), поскольку ПВХ не стоек к хлору (высокий риск разрушения изоляции)
104.	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	Приложение Д Д4.10.	Требование по недопустимости применения стальных труб и др. элементов с высокой скоростью растворения ставит вне закона анодные заземления большинства эксплуатируемых на сегодняшний день УКЗ. Вопрос в меньшей степени технический и должен быть ориентирован на срок службы УКЗ. В т.ч. как временная мера.		Пояснение. Применение возможно с учетом пункта 4.12 проекта ГОСТ (например, план реконструкции или капитального ремонта + мероприятия по контролю такого оборудования)

1	2	3	4	5	6
105.	ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»	Д.5.3	В конце, после «...рабочий потенциал» добавить «системы ЭХЗ»		Замечание учтено. Пункт скорректирован

Разработчик стандарта и составитель
сводки отзывов

Директор центра технологий
строительства, ремонта и защиты от
коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
к.т.н.

личная подпись

Д.Н. Запевалов

28.03.2018