

**Сводка отзывов на замечания стран-членов МГС на первую редакцию ГОСТ
«Газ природный. Качество. Термины и определения»**

№	Структурный элемент стандарта	Наименование организации или иного лица	Замечание, предложение	Заключение разработчика
1.		ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	Предложений и замечаний нет.	
2.		ООО «Газпром трансгаз Ухта»	Предложений и замечаний нет.	
3.		ООО «Газпром межрегионгаз»	Предложений и замечаний нет.	
4.		МЧС РФ	Предложений и замечаний нет.	
5.		ФГУП НАМИ	Предложений и замечаний нет.	
6.		ПАО «Сургутнефтегаз»	Предложений и замечаний нет.	
7.		Государственный комитет по стандартизации Республики Беларусь	Замечания и предложения к проекту стандарта отсутствуют.	
8.		Кыргызстандарт	Замечаний и предложений не имеет.	
9.	В целом по стандарту	Госстандарт Республики Казахстан	Определения, данные некоторым терминам либо противоречат общепринятым, либо не отражают их истинный смысл. Часть утверждений, приведенных в проекте ГОСТ опровергаются практическими данными и данными приведенными в этом же проекте. При разработке нового стандарта необходимо проверять информацию в действующих стандартах (ГОСТ Р 56021-2014, ГОСТ Р 53521-2009; СТ РК ISO 14532-2016; СТ РК ГОСТ Р 53521-2011; ГОСТ Р 57608-2017 и др.), во избежание разночтения в определениях, а также дублирования стандартов (ГОСТ Р 57608-2017). Проект стандарта требует более детальной проработки по всем терминам со стороны разработчика.	Принято к сведению.
10.	Введение	Департамент ПАО «Газпром» (В.Х. Герцог)	Информировать о наличии иностранных сокращений по широко используемым продуктам в мире (LNG, LPG и т.д.).	Принято. Для соответствия требованиям РМГ 19 и ГОСТ 1.5 указанные сокращения и наименования данной продукции на английском языке приведены в виде примечаний к терминологическим статьям в разделе 3.
11.	Раздел 3	Департамент ПАО «Газпром» (В.Х. Герцог)	Добавить в скобках широко используемые иностранные сокращения углеводородных продуктов в мире.	Принято. См. ответ на предыдущее замечание.
12.	Раздел 3	АО «Газпром промгаз»	«природный (горючий) газ: Газообразная смесь, добытая из всех видов месторождений (залежей) углеводородного сырья, состоящая преимущественно из	Пояснение.

			метана и содержащая более тяжелые углеводороды, азот, диоксид углерода, водяные пары, серосодержащие соединения, инертные газы, а также следовые количества других компонентов.» Привести в соответствие с ГОСТ 5542 – 2014, ГОСТ Р 53521-2009. Предлагаемая редакция: Дополнить примечаниями: «1. Метан является основным компонентом природного газа. 2. Природный газ обычно также содержит следовые количества других компонентов.»	Представленное в проекте стандарта определение гармонизировано с ТР ЕАЭС 046/2018, а также с новыми редакциями стандартов, устанавливающих технические требования к природному газу, в том числе новой редакцией ГОСТ 5542.
13.	3.1	Госстандарт Республики Казахстан	СТ РК ISO 14532-2016 2.1.1.1 Природный газ, NG: Сложная газообразная смесь углеводородов, включает, главным образом, метан, а также, в большинстве случаев, этан, пропан и высшие углеводороды в гораздо меньшем количестве, плюс некоторые негорючие газы, например, азот и диоксид углерода. Примечание – Природный газ также может содержать компоненты или составляющие, такие как соединения серы и /или другие химические вещества. ГОСТ Р 53521-2009 2 природный газ: Газообразная смесь, состоящая из метана и более тяжелых углеводородов, азота, диоксида углерода, водяных паров, серосодержащих соединений, инертных газов. ГОСТ Р 56021-2014 природный газ: Газообразная смесь, состоящая из метана и более тяжелых углеводородов, азота, диоксида углерода, водяных паров, серосодержащих соединений, инертных газов. Примечания 1 Метан является основным компонентом природного газа. 2 Природный газ обычно содержит также следовые количества других компонентов	Пояснение. Представленное в проекте стандарта определение гармонизировано с ТР ЕАЭС 046/2018, а также с новыми редакциями стандартов, устанавливающих технические требования к природному газу, в том числе новой редакцией ГОСТ 5542.
14.	3.1.1	ООО «Газпром проектирование»	С целью унификации терминологии определение термина «природный (горючий) газ» взять из ГОСТ 5542-2014	Пояснение. Представленное в проекте стандарта определение гармонизировано с ТР ЕАЭС 046/2018, а также с новыми редакциями стандартов, устанавливающих технические требования к природному газу, в том числе новой редакцией ГОСТ 5542.
15.	3.1	ООО ИК «СИБИНТЕК»	В определениях терминов встречаются понятия «частично подготовленный природный газ», «неподготовленный природный газ», определения которых отсутствуют в проекте ГОСТ, что вызывает затруднения в правильном понимании терминов. Добавить определения терминов «подготовленный природный газ», «частично подготовленный природный газ», «неподготовленный природный газ».	Пояснение. Определения, содержащие данные понятия удалены из раздела 3.1. Оставлены только понятия самого природного газа, а также природных газов, являющихся видами готовой продукции (коммунально-бытовой газ, СПГ, КПП и магистральный газ), указанные в ТР ЕАЭС 046/2018, и на которые имеются стандарты ГОСТ, устанавливающие технические требования к указанным видам готовой продукции.

16.	п.3.1.3	ПАО «Газпром нефть»	Здесь и далее по тексту стандарта привести текст в соответствии с ГОСТ 1.5-2001 (п.3.9): 1) исключить оформление текста курсивом; 2) исключить оформление полужирным шрифтом знака «:» после термина/определения. Предлагаемая редакция: «3.1.3 попутный (нефтяной) газ ; ПНГ: Природный газ из всех видов месторождений, добываемый через нефтяные скважины.»	Пояснение. Курсив необходим для обозначения модифицированных по сравнению с исходным ИСО положений стандарта (п. 4 предисловия). При необходимости предложенное изменение будет проведено на стадии нормоконтроля и издательского редактирования уполномоченной организацией Росстандарта (ФГБУ «РСТ»).
17.	п.3.1.6	ООО «Газпром переработка»	<i>синтез-газ: Горючий искусственный газ, содержащий в своем составе преимущественно CO и H₂ и применяемый, в основном, в производстве синтетических жидких топлив, метанола, водорода.</i> В остальном тексте стандарта вещества указаны с помощью названий, формулы приводятся в качестве дополнений Предлагаемая редакция. <i>синтез-газ: Горючий искусственный газ, содержащий в своем составе преимущественно монооксид углерода и водород и применяемый, в основном, в производстве синтетических жидких топлив, метанола, водорода.</i>	Пояснение. Термин удален из проекта стандарта, как не относящийся непосредственно к области качества природного газа.
18.	3.1.7	ЗАО «НИЦ ИНКОМСИСТЕМ»	К примеру, в ГОСТ Р 55598-2013 ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ в Таблице 1 даны критерии определения типа газа (жирный, тощий и др) по содержанию C ₃₊ , г/м ³ . Указать конкретные критерии для определения понятий	Пояснение. Термин удален из проекта стандарта, как не относящийся непосредственно к области качества природного газа.
19.	3.1.8	ЗАО «НИЦ ИНКОМСИСТЕМ»	Свойство газа «влажный» не должно характеризоваться возможностью транспортировки по трубопроводу (для этого предусмотрен п. 3.1.13), оно должно характеризоваться содержанием воды, так же как и для понятия «осушенный» (п. 3.1.11). Указать конкретные критерии для определения понятий, т.е. содержание воды.	Пояснение. Термин удален из проекта стандарта, как не относящийся непосредственно к области качества природного газа.
20.	3.1.9	ООО «Газпром проектирование»	Заменить словосочетание: Природный газ, содержащий водяные пары в количествах, делающих невозможным его однофазное транспортирование по газопроводам. Предлагаемая редакция: Природный газ, содержащий водяные пары в количествах, способных конденсироваться при условиях транспортирование по газопроводам	Пояснение. Термин удален из проекта стандарта, как не относящийся непосредственно к области качества природного газа.
21.	3.1.10	Госстандарт Республики Казахстан	ГОСТ Р 53521-2009, п. 38; СТ РК ГОСТ Р 53521-2011, п. 38 38 кислый газ: Газ, состоящий из сероводорода и углекислого газа с примесями углеводородных и неуглеводородных компонентов, выделяемый при очистке серосодержащего природного газа и используемый для получения технической газовой серы	Пояснение. Термин удален из проекта стандарта, как не относящийся непосредственно к области качества природного газа.
22.	3.1.11	ООО «Газпром проектирование»	Привести в соответствие значения концентраций в ISO и предлагаемой редакцией ГОСТ: осушенный природный газ: Природный газ, содержащий не более <u>0,020 %</u> молярной доли воды (200 млн-1) в паровой фазе. В английской версии «natural gas containing a mole fraction of water of no more than <u>0,005 %</u> [50 ppm (molar)] in the vapour phase»	Пояснение. Термин удален из проекта стандарта, как не относящийся непосредственно к области качества природного газа.

23.	3.1.12	ООО «Газпром проектирование»	<p>Заменить словосочетание:</p> <p>насыщенный газ: природный газ, температура которого при определенном давлении равна его температуре точки росы по воде при этом же давлении.</p> <p>Предлагаемая редакция:</p> <p>насыщенный газ: природный газ при давлении и температуре, соответствующих точке росы по воде в данных условиях</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Термин удален из проекта стандарта, как не относящийся непосредственно к области качества природного газа.</p>
24.	Раздел 3	АО «Газпром промгаз»	<p><i>«3.1.16 компримированный природный газ; КПП: природный газ, прошедший специальную подготовку для использования в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания.»</i></p> <p>Целесообразно привести в единообразие с формулировкой, представленной в ГОСТ Р 57433-2017.</p> <p>Предлагаемая редакция:</p> <p>компримированный природный газ; КПП:</p> <p>Природный газ, прошедший подготовку и сжатый до рабочих давлений хранения и потребления с целью значительного снижения его объема, используемый в качестве газового моторного топлива.</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Представленное в проекте стандарта определение КПП соответствует новой редакции ГОСТ 27577, согласованной с организациями-членами ТК 052, а также гармонизировано с ТР ЕАЭС 046/2018.</p>
25.	3.1.16	Департамент ПАО «Газпром» (В.Х. Герцог)	<p>Примечания к определению компримированного природного газа изложить в соответствии с определением, приведенным в проекте межгосударственного стандарта «Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия»:</p> <p>Примечание 1 к п. 3.1.16, представленное в редакции <i>«КПП получают из природного газа, транспортируемого по магистральным или распределительным газопроводам путем адсорбционной осушки и компримирования, а также из регазифицированного природного газа»</i>, изложить в редакции <i>«КПП получают из природного газа, транспортируемого по магистральным или распределительным газопроводам, путем осушки и компримирования, а также из регазифицированного сжиженного природного газа»</i>.</p> <p>Примечание 2 к п. 3.1.16, представленное в редакции <i>«КПП имеет начальное давление не менее 20 МПа»</i> - удалить</p> <p>Предлагаемая редакция:</p> <p>Примечание – КПП получают из природного газа, транспортируемого по магистральным или распределительным газопроводам, путем осушки и компримирования, а также из регазифицированного сжиженного природного газа.</p>	<p>Принято.</p>
26.	3.1.16	ООО «Газпром газомоторное топливо»	<p>Ранее в направленном на рассмотрение стандарте «ГОСТ 27577-202_ проект, RU, первая редакция» в термине «компримированный природный газ» учитывалось, что КПП не только топливо для использования в двигателях внутреннего сгорания, но и для уменьшения объема с целью хранения.</p> <p>Предлагаю оценить необходимость включения в формулировку «для уменьшения объема с целью хранения» и привести одинаковую трактовку термина как в данном проекте стандарта, так и в «ГОСТ 27577-202_ проект, RU, первая редакция».</p>	<p>Принято.</p> <p>В обоих проектах стандартов приведена одинаковая формулировка: «природный газ, прошедший специальную подготовку для использования в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания».</p>
27.	3.1.16, примечание	ООО «Газпром газомоторное топливо»	<p>В примечании упомянуто:</p> <p>«а также из регазифицированного природного газа».</p> <p>Указано не точно, предлагаю:</p>	<p>Принято.</p>

			«а также из регазифицированного сжиженного природного газа».	
28.	п.3.1.16, примечание 1	ООО «Газпром переработка»	<p><i>КПГ получают из природного газа, транспортируемого по магистральным или распределительным газопроводам путем адсорбционной осушки и компримирования, а также из регазифицированного природного газа.</i></p> <p>Регазификация относится только к СПГ (согласно 3.1.18).</p> <p>Предлагаемая редакция:</p> <p><i>КПГ получают из природного газа, транспортируемого по магистральным или распределительным газопроводам путем адсорбционной осушки и компримирования, а также из регазифицированного сжиженного природного газа.</i></p>	<p>Частично принято.</p> <p>В соответствии с новой редакцией ГОСТ 27577 и требованиями ПАО «Газпром» изложено в виде: «КПГ получают из природного газа, транспортируемого по магистральным или распределительным газопроводам, путем осушки и компримирования, а также из регазифицированного сжиженного природного газа».</p>
29.	Раздел 3	АО «Газпром промгаз»	<p>«3.1.17 сжиженный природный газ; СПГ: Природный газ, переведенный после специальной подготовки в жидкое состояние с целью его хранения, транспортирования или использования.» Рекомендуем привести в единообразии с ГОСТ Р 57433-2017.</p> <p>Дополнить примечаниями:</p> <p>«1 СПГ регазифицируют и подают в газопроводы для транспортирования и распределения.</p> <p>2 СПГ используют в качестве газового моторного топлива.»</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Представленное в проекте стандарта определение СПГ соответствует проекту ГОСТ, устанавливающему технические требования к СПГ, а также гармонизировано с аналогичным определением ТР ЕАЭС 046/2018.</p>
30.	3.1.17	ООО «Газпром газомоторное топливо»	<p>Ранее в направленном на рассмотрении стандарте «ГОСТ XXXXX-202 проект, RU, первая редакция (ГАЗ ПРИРОДНЫЙ СЖИЖЕННЫЙ Технические условия)» в термине «сжиженный природный газ» учитывалось, что СПГ подготовленный газ «используемый в качестве топлива». В данном стандарте указано «для использования» без упоминания в качестве топлива.</p> <p>Предлагаю привести формулировку в стандарте «ГОСТ XXXXX-202 проект, RU, первая редакция (Газ природный сжиженный Технические условия)» к версии, указанной в данном стандарте.</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Определение термина приведено в соответствии с замечаниями ПАО «Газпром» к проекту ГОСТ «Газ природный сжиженный Технические условия».</p> <p>В окончательной редакции данного стандарта определение выглядит следующим образом: «Природный газ, переведенный после специальной подготовки в жидкое состояние с целью его транспортирования, хранения и использования».</p> <p>В настоящее время готовится обращение ПАО «Газпром» в Минэнерго РФ для внесения необходимых изменений в ТР ЕАЭС 046/2018.</p>
31.	Раздел 3	АО «Газпром промгаз»	<p>«3.1.18 регазификация СПГ: Процесс преобразования СПГ из жидкого состояния в газообразное»- исправить на «регазификация».</p> <p>Предлагаемая редакция:</p> <p>регазификация сжиженного природного газа: Перевод сжиженного природного газа в газообразное состояние путем повышения его температуры выше критической.</p>	<p>Принято.</p> <p>Пояснение. Определение оставлено в прежнем виде в соответствии с установленным в проекте ГОСТ «Газ природный сжиженный Технические условия».</p>
32.	Раздел 3	АО «Газпром промгаз»	<p>«синтез-газ: Горючий искусственный газ, содержащий в своем составе преимущественно CO и H₂ и применяемый, в основном, в производстве синтетических жидких топлив, метанола, водорода.»</p> <p>Целесообразно привести в единообразии с формулировкой, представленной в ГОСТ Р 53521-2009.</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Термин удален из проекта стандарта, как не относящийся непосредственно к области качества природного газа.</p>
33.	Раздел 3	АО «Газпром промгаз»	<p>«качество (природного газа): Соответствие значений физико-химических показателей природного газа установленным требованиям.»</p> <p>Дополнить формулировку:</p>	<p>Принято.</p>

			качество (природного газа): Соответствие значений физико-химических показателей природного газа установленным требованиям и нормам	
34.	п.3.1.21	ПАО «Газпром нефть»	« биогаз : Обогащенный метаном газ, получаемый из биогаза или газификацией биомассы с последующим улучшением качества так, что он становится близким по свойствам к природному газу.» – перефразировать, уточнить. Предлагаемая редакция: « биогаз : Обогащенный метаном газ, получаемый из биогаза или при помощи газификации биомассы с последующим улучшением качества таким образом , что он становится близким по физико-химическим свойствам к природному газу.»	Пояснение. Термин удален из проекта стандарта, как не относящийся непосредственно к области качества природного газа.
35.	3.1.22	ООО «Газпром трансгаз Саратов»	Показатель природного газа в единственном числе не может быть физико-химическим, он либо физический (например, плотность), либо химический (например, состав). А совокупность физических и химических показателей уже можно объединить под общим термином физико-химические показатели (во множественном числе). Предлагаемая редакция: Физико-химические показатели (природного газа): Компоненты, группы компонентов или физико-химические свойства природного газа, необходимость определения и нормы содержания или численного значения которых устанавливают в технических условиях или спецификациях на данный вид природного газа	Пояснение. Плотность является физико-химическим показателем, так как зависит от химического состава газа. Понятие «физико-химический показатель» используется во всех стандартах ГОСТ технических условий на природный газ, в том числе новых редакциях ГОСТ, устанавливающих технические требования к природным газам, направленных ранее на рассмотрение организациям-членам ТК 052 и разработанных для обеспечения действия ТР ЕАЭС 046/2018. Подобных замечаний к указанному понятию со стороны членов ТК при рассмотрении данных проектов не поступало.
36.	3.1.22	ООО «Газпром проектирование»	Компоненты и группа компонентов не являются физико-химическими показателями, заменить выражение: физико-химический показатель (природного газа): Компонент, группа компонентов или физико-химическое свойство природного газа, необходимость определения и нормы содержания или численного значения которого устанавливают в технических условиях или спецификациях на данный вид природного газа. Предлагаемая редакция. Показатели качества (природного газа): компонентный состав, содержание компонента (компонентов), физико-химические свойства, численные значения (нормы содержания) которых устанавливают в технических условиях или спецификациях на данный вид природного газа	Пояснение. В предлагаемой редакции словосочетание « Содержание компонента (компонентов)» по сути дублирует последующее словосочетание «численные значения (нормы содержания) которых».
37.	пункт 3.1.22, 3.6.1.5, 3.6.1.6, 3.6.1.7, 3.6.2.3, 3.6.2.4, алфавитный указатель	ООО «Газпром переработка»	Вместо термина «группа», «группа компонентов» в контексте этих пунктов более корректно и общепринято использовать термин «Фракция» (часть смеси компонентов). «Группа» в общепринятой и широко используемой терминологии характеризует структуру молекул (алканы, нафены, ароматика), в том числе и в данном стандарте (п. 3.6.3 – алкильная группа, тиольная группа). Предлагаемая редакция. Термины «группа компонентов» и «группа» в перечисленных пунктах заменить на термины, соответственно, «фракция компонентов», «фракция»	Частично принято. Изложено в виде: «3.1.9 физико-химический показатель (природного газа): Компонент, ряд компонентов или физико-химическое свойство природного газа, необходимость определения, а также нормы содержания или численного значения которого устанавливают в технических условиях или спецификациях на данный вид природного газа. П р и м е ч а н и е – Под рядом компонентов природ-

				ного газа понимают несколько компонентов, объединенных по какому-либо признаку или качеству, например, числу атомов углерода, групповому составу и т.п. и в зависимости от принципа их объединения такую совокупность называют группой, фракцией, суммой, суммарным псевдокомпонентом и т.п.». В термине «компонентный состав» и т.д. оставлено слово «группа» в связи с тем, что данное понятие использовано в серии ГОСТ 31371, применяющейся для определения качества продукции (природного газа) и установленной в стандартах технических условий, устанавливающих требования к природному газу.
38.	п. 3.2.1.2	ООО ИК «СИБИНТЕК»	Не соответствует термину из Федерального закона «Об обеспечении единства измерений». Предлагаемая редакция: прямое измерение: Измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений	Принято.
39.	п. 3.2.1.2	ООО «Газпром трансгаз Саратов»	Определение прямого измерения выглядит незавершенным. Предлагаемая редакция: прямое измерение: Измерение, при котором искомое значение физической величины получают непосредственно от средства измерений	Принято.
40.	п.3.2.1.2	ПАО «Газпром нефть»	« прямое измерение: Измерение, при котором искомое значение физической величины получают непосредственно.» – привести в соответствие с Федеральным законом от 26.06.2008 № 102-ФЗ (статья 2, п.19). Предлагаемая редакция: « прямое измерение: Измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений. »	Принято.
41.	п.3.2.1.2	ООО «Газпром добыча Оренбург»	3.2.1.2 прямое измерение: Измерение, при котором искомое значение физической величины получают непосредственно. Привести в соответствие с Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений (статьи 1 - 29) Глава 1. Общие положения (статьи 1 - 4) Статья 2. Основные понятия: прямое измерение - измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений;	Принято.
42.	3.2.1.2	ООО «Газпром газомоторное топливо»	Предлагаю привести определение термина в соответствии с п. 19 статьи 2 ФЗ № 102 «Об обеспечении единства измерений». Предлагаемая редакция. Прямое измерение - измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений.	Принято.
43.	п. 3.2.1.3	ООО «Газпром газомоторное топливо»	Предлагаю привести определение термина в соответствии с п. 4.20 РМГ 29-2013: Измерение, при котором искомое значение величины определяют на основании результатов прямых измерений других величин, функционально связанных с искомой величиной.	Принято.

44.	п. 3.2.1.4	ООО ИК «СИБИНТЕК»	Значение измеряемой физической величины не может быть нижним, корректнее указать – наименьшее. Предлагаемая редакция. нижнее значение диапазона измерений: Наименьшее значение измеряемой физической величины, которое измерительная система или средство измерений способно измерить.	Принято.
45.	п. 3.2.1.5	ООО ИК «СИБИНТЕК»	Значение измеряемой физической величины не может быть верхним, корректнее указать – наибольшее. Предлагаемая редакция. Наибольшее значение диапазона измерений: Верхнее значение измеряемой физической величины, которое измерительная система или средство измерений способно измерить.	Частично принято. Изложено в виде: «верхнее значение диапазона измерений: Наибольшее значение измеряемой величины, которое измерительная система или средство измерений способно измерить».
46.	п.3.2.1.1- п.3.2.1.5, п.3.2.17	ПАО «Газпром нефть»	Уточнить в приведенных терминах измерение только физических величин. Перефразировать.	Принято. В соответствии с Федеральным законом от 26.06.2008 № 102-ФЗ слово «физических» удалено из указанных определений. Определения 3.2.1.1 и 3.2.1.7 удалены, как не применяющиеся в межгосударственной стандартизации.
47.	п.3.2.1.2 (примечание), п.3.2.1.3 (примечание), п.3.2.1.7 (примечание)	ПАО «Газпром нефть»	«Примечание – Например, определение ...» – в терминах применяется слово «измерение», а в примечаниях к терминам применяется «определение». Привести к единообразию, заменить на «измерение», перефразировать. Исключить различное толкование текста ГОСТ 1.5-2001 (п. 4.1.2). Предлагаемая редакция: «Примечание – Например, измерение ...»	Пояснение. Указанные примечания удалены из проекта стандарта.
48.	3.2.2	ООО ИК «СИБИНТЕК»	К общим терминам приводятся определения для конкретных случаев. Например, <i>фотокolorиметрический метод: Метод определения содержания сероводорода или меркаптановой серы в природном газе, основанный на поглощении из газовой пробы сероводорода или меркаптанов, соответственно, растворами ацетата цинка или хлорида кадмия и последующем измерении оптической плотности окрашенных растворов, зависящей от содержания в них органических соединений серы, образующихся при реакции сульфида цинка или меркаптидов кадмия с N,N-диметил-п-фенилендиамином в присутствии хлорида железа (III).</i> При этом фотокolorиметрическим методом можно определить не только содержание сероводорода и меркаптановой серы в природном газе, но и многие другие вещества в различных объектах испытаний. Конкретизировать термины либо обобщить определения.	Пояснение. Поскольку стандарт распространяется на природный газ, то определения терминов также изложены применительно к природному газу, а не ко всем объектам испытаний.
49.	3.2.2.1	ООО «Газпром проектирование»	Заменить словосочетание: хроматографический метод: Метод определения содержания компонентов в природном газе, основанный на измерении уровня выходного сигнала детектора хроматографа, зависящего от содержания компонента, после предварительного разделения компонентов на хроматографической колонке. Предлагаемая редакция.	Пояснение. Результатом является не разделение компонентов на колонке, а определение содержания каждого из разделенных компонентов при помощи соответствующей системы детектирования с применением результатов предварительно проведенной градуировки прибора.

			хроматографический метод: Метод количественного определения компонентного состава газа, в результате которого компоненты исследуемой газовой смеси разделяются посредством их элюирования подвижной (газовой) фазой через колонку.	
50.	3.2.2.2	ООО «Газпром проектирование»	<p>Заменить словосочетание:</p> <p>потенциометрический метод: Метод определения содержания сероводорода и меркаптановой серы в природном газе, основанный на поглощении из газовой пробы сероводорода и меркаптанов раствором гидроксида калия и последующем потенциометрическом титровании образовавшихся сульфида и меркаптидов калия.</p> <p>Предлагаемая редакция:</p> <p>потенциометрический метод: Метод количественного определения сероводорода, меркаптанов, основанный на определении разности потенциалов между электродами измерительным и сравнения, помещенными в исследуемый раствор, полученный путем абсорбции природного газа раствором гидроксида калия.</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Поглощается не природный газ, а серосодержащие компоненты (сероводород и меркаптановая сера). Предложенный вариант не содержит упоминания о титровании раствора и определении точки эквивалентности.</p>
51.	3.3	ООО ИК «СИБИНТЕК»	<p>В терминах, касающихся отбора проб, в качестве объекта отбора проб указан «природный газ», необходимо распространить термины на все виды газа.</p> <p>В терминах, касающихся отбора проб, заменить «природный газ» на «газ»</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Поскольку стандарт распространяется на природный газ, то определения терминов также изложены применительно именно к природному газу, а не всем имеющимся газам.</p>
52.	3.4.4	ООО «Газпром проектирование»	<p>Заменить словосочетание:</p> <p>газ-носитель: Чистый газ, используемый в методе газовой хроматографии для транспортирования пробы через блок разделения.</p> <p>Предлагаемая редакция:</p> <p>газ-носитель: Чистый газ, используемый в методе газовой хроматографии для элюирования пробы через блок разделения хроматографа для аналитических целей.</p>	<p>Частично принято.</p> <p>С целью улучшения стиля изложения (отсутствие повторения предлога «для») представляется оптимальной следующая редакция: «Чистый газ, используемый в методе газовой хроматографии для элюирования пробы через блок разделения хроматографа с целью последующего анализа».</p>
53.	п. 3.4.4	ООО «РН-БашНИПИнефть»	<p>Примечание</p> <p>Типичными газами-носителями являются гелий, аргон, воздух и азот.</p> <p>- водород (не воздух) является типичным газом-носителем.</p> <p>Предлагаемая редакция:</p> <p>Примечание</p> <p>Типичными газами-носителями являются гелий, аргон, водород и азот.</p>	<p>Принято.</p>
54.	3.5.1.1	Госстандарт Республики Казахстан	<p>Определение градуировки в данном случае взято из Закона об обеспечении единства измерений, где оно дано под термином «Калибровка эталона величины или средства измерений», но калибровка и градуировка не одно и то же.</p>	<p>Принято.</p> <p>Изложено в соответствии с определением ИСО 14532: Процедура, устанавливающая на первом этапе при известных условиях соотношение между величиной (с известной неопределенностью), указанной в паспорте применяемого стандартного образца и показаниями (с соответствующей неопределенностью) средства измерений, а на втором этапе использующая это соотношение для установления зависимости результата измерений от его показаний.</p>

55.	п.3.5.1.2	ПАО «Газпром нефть»	<p>«настройка средства измерения: Операция приведения средства измерения в пригодное к использованию состояние.» – откорректировать окончания на «измерений».</p> <p>Предлагаемая редакция:</p> <p>настройка средства измерений: Операция приведения средства измерений в пригодное к использованию состояние.» (ФЗ от 26.06.2008 № 102-ФЗ (статья 2, п. 21)).</p>	Принято.
56.	п.3.5.1.4	ООО ИК «СИБИНТЕК»	<p>Поправка может вноситься не только для компенсации установленной систематической погрешности, но и, например, для компенсации погрешности СИ, которая не является систематической.</p> <p>Предлагаемая редакция.</p> <p>поправка: Величина, прибавляемая алгебраически к нескорректированному результату измерений для компенсации установленной систематической погрешности или других внешних факторов, оказывающих влияние на достоверность измерений.</p> <p>По аналогии исправить определение термина 3.5.1.5</p>	<p>Пояснение.</p> <p>В проект стандарта включено определение из РМГ 29. «поправка: Значение величины, вводимое в показание с целью исключения систематической погрешности».</p> <p>[РМГ 29-2013, статья 5.20]</p>
57.	3.5.1.6	ООО «Газпром проектирование»	<p>Заменить словосочетание:</p> <p>интервал градуировки: Период времени между градуировками, в течение которого метрологические характеристики аналитической системы считаются неизменными.</p> <p>Предлагаемая редакция.</p> <p>межповерочный интервал: Период времени между поверками, в течение которого метрологические характеристики аналитической системы считаются неизменными.</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Интервал градуировки не равен межповерочному интервалу. Так, например, в соответствии с положениями ГОСТ 31371.7 контроль градуировочной характеристики выполняют для потоковых хроматографов один раз в сутки, а для лабораторных хроматографов в день проведения анализа. При этом поверка осуществляется ежегодно.</p>
58.	п.3.5.1.9	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	<p>1) Определение градуировки по одной точке противоречит концепции серии ГОСТ 31371 и ГОСТ 10723. Измеряемое значение может лежать как ниже, так и выше градуировочного значения.</p> <p>2) При градуировке по одной точке возможно установление как градуировочной функции, так и аналитической функции.</p> <p>Предлагаем изменить определение градуировки по одной точке. Возможный вариант:</p> <p><i>«градуировка по одной точке: Установление градуировочной или аналитической функции с использованием единственной градуировочной точки.»</i></p>	Принято.
59.	3.6.1.4	ООО «Газпром проектирование»	<p>Заменить словосочетание:</p> <p>«массовая концентрация (компонента природного газа): Масса компонента в единице объема природного газа при стандартных условиях измерений»</p> <p>- это определение плотности газа.</p> <p>Предлагаемая редакция.</p> <p>массовая концентрация (компонента природного газа): массовая доля компонента, выраженная в процентах.</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Термин массовая доля уже приведен в проекте стандарта (3.6.1.2). Массовая концентрация (как и плотность) выражается в массе в единице объема, например, массовая концентрация сероводорода в технических требованиях к природному газу в г/м³.</p>
60.	п. 3.6.2.4	ООО «РН-БашНИПИнефть»	<p>- описанные выше группы, объединенные по количеству атомов углерода, можно разбить на более узкие типы компонентов (например, C₆-аканы, C₆-циклоалканы, бензол и нафтены)</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Поскольку данное разбиение не применяется (в соответствии с частями 1-7 межгосударственного стандарта ГОСТ 31371) на практике при определении</p>

			<p>- <i>исключить из перечисленных в скобках типов компонентов С₆-циклоалканы, поскольку С₆-циклоалканы являются нафтенами.</i></p> <p>Предлагаемая редакция.</p> <p>- описанные выше группы, объединенные по количеству атомов углерода, можно разбить на более узкие типы компонентов (например, С₆-аканы, бензол и нафтены).</p>	компонентного состава природного газа для целей установления соответствия его качества требованиям, данный абзац удален из проекта стандарта.
61.	пункт 3.6.2.4	ООО «Газпром переработка»	<p>Данное определение «Группы (фракции) компонентов» односторонне и ограниченно раскрывает суть этого термина и назначение процедуры объединения компонентов во фракции по определенному критерию. Например, определение фракции С₅₊ может производиться не из-за малых долей входящих в нее компонентов, а для сокращения времени определения, ввиду ненужности состава жидких углеводородов для задач добывающей организации.</p> <p>Предлагаемая редакция: фракции компонентов: <i>Объединения компонентов по диапазонам температур кипения для представления их в составе смеси.</i></p> <p>Примечания. 1. <i>Диапазоны температур кипения задаются их номинальными значениями (например, фракции 60-70, 70-80..., свыше 180), или соответствуют температурам выкипания нормальных алканов с заданным числом атомов углерода (фракции С₆, С₇..., свыше С₁₀). Для оценки свойств смеси используются свойства фракции, а не ее индивидуальных составляющих</i></p>	<p>Частично принято.</p> <p>Определение изложено в виде: «3.6.2.4 группа компонентов: Компоненты природного газа, определяемые совместно единым пиком или объединяемые после их раздельного измерения, поскольку определение их содержания по отдельности нецелесообразно».</p> <p>Деление компонентов природного газа на фракции не принято в соответствующей нормативно-методической документации. См. ГОСТ 31371 части 1-7.</p>
62.	пункт 3.6.2.4 Примечание, п.3, последний абзац	ООО «Газпром переработка»	<p>Фразу «более узкие типы компонентов» заменить на «группы компонентов», что соответствует общепринятой терминологии группового углеводородного состава. «Нафтены» - повторение «циклоалканов».</p> <p>Предлагаемая редакция: - описанные выше фракции, объединенные по количеству атомов углерода, можно разбить на группы компонентов (например, С₆-алканы, С₆-циклоалканы, бензол)</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Поскольку данное разбиение не применяется (в соответствии с частями 1-7 межгосударственного стандарта ГОСТ 31371) на практике при определении компонентного состава природного газа для целей установления соответствия его качества требованиям, данный абзац удален из проекта стандарта.</p>
63.	3.6.3.2	ООО «Газпром проектирование»	<p>Дополнить: (алкил)сульфиды</p> <p>Предлагаемая редакция: (алкил)сульфиды (тиоэфиры)</p>	<p>Пояснение.</p> <p>Все синонимы удалены из 3.6.3, в том числе тиоэфиры для единообразия вводимой терминологии.</p>
64.	п. 3.6.3.3	ООО «РН-БашНИПИнефть»	<p>Примечание В симметричных дисульфидах алкильные группы одинаковы (R=R'); (например, диметилсульфид CH₃-S-S-CH₃) или различны (R≠R') в асимметричных дисульфидах (например, метилэтилсульфид CH₃-S-S-C₂H₅) – <i>заменить диметилсульфид на диметилдисульфид, метилэтилсульфид на метилэтилдисульфид.</i></p> <p>Предлагаемая редакция: Примечание В симметричных дисульфидах алкильные группы одинаковы (R=R'); (например, диметилдисульфид CH₃-S-S-CH₃) или различны (R≠R') в асимметричных дисульфидах (например, метилэтилдисульфид CH₃-S-S-C₂H₅).</p>	Принято.

65.	3.6.3.4	Госстандарт Республики Казахстан	СТ РК ISO 14532-2016 2.1.1.8 (Высоко) сернистый нефтяной газ: Газ, содержащий значительное количество кислых газов, таких как диоксид углерода и соединения серы. Примечания 1 Присутствие кислых соединений более вредно во влажных (жирных) газах. 2 Обычно жирные и высокосернистые газы представляют собой необработанный (попутный) или частично обработанные природные газы, и могут также содержать конденсированные углеводороды, следы карбонилсульфида и пары технологических жидкостей, таких, как метанол или гликоли В п. 3.6.3.4 указано, что карбонилсульфид <u>иногда</u> присутствует в природном газе, на практике же он как правило <u>всегда</u> присутствует в газе, что и подтверждается в п. 3.6.3.8 данного проекта. Необходимо устранить неточность	Принято. Изложено в виде: «3.6.3.4 карбонилсульфид: Серосодержащее соединение с формулой COS, как правило присутствующее в природном газе».
66.	п. 3.6.4	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	Предлагаем дополнить п.3.6.4 определениями терминов, используемых в ГОСТ 31371.1-2020 и ГОСТ 10723-202_. функция градуировки: Зависимость, описывающая отклик прибора как функцию содержания компонента. аналитическая функция: Зависимость, описывающая содержание компонента как функцию отклика прибора.	Принято.
67.	3.6.4.1	ООО «Газпром проектирование»	Заменить словосочетание: отклик: Выходной сигнал измерительной системы для компонента в виде площади или высоты пика хроматограммы Предлагаемая редакция. отклик: Выходной сигнал измерительной системы.	Не принято. Предлагаемое определение менее подробно и не полностью отражает данное понятие в рамках области применения настоящего стандарта. Определение, представленное в окончательной редакции проекта стандарта, учитывает положения ИСО 10723: «Выходной сигнал измерительной системы на каждый определяемый компонент в виде площади или высоты пика хроматограммы».
68.	п. 3.6.5.3	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	Термин « <i>пошаговая нормализация</i> » заменен в ГОСТ 31371.1-2020 термином « <i>стандартная нормализация</i> ». Предлагаем в п.3.6.5.3 указать оба термина: «стандартная (пошаговая) нормализация: ...»	Пояснение. В соответствии с данными АИС «Кодекс» в ГОСТ 31371.1-2020 изложен термин: «3.21 пошаговая нормализация (run-by-run normalization): Метод нормализации, при котором результаты каждого повторного анализа нормализуют независимо и затем вычисляют среднее значение этих нормализованных значений».
69.	п. 3.6.5.4	ООО «РН-БашНИПИнефть»	Примечание Разделение для двух выходящих компонентов А и В определяется, как отношение удвоенной разности их времен удерживания, измеренных в максимуме их концентраций, к сумме ширин пиков, измеренных у их оснований (т.е. на уровне базовой линии). Ширина пика измеряется путем проведения касательных к кривой отклика на половине высоты пика и измерения расстояния между пересечениями этих двух касательных с базовой линией.	Пояснение. По сути и математически эти два определения не отличаются друг от друга. Целесообразность приводить сноску на данное различие, на наш взгляд, отсутствует, тем более, что представленное в проекте определение гармонизировано с требованиями международной стандартизации.

			- Возможно, следует отметить (сноской, или иначе), что данное определение степени разделения не соответствует определению степени разделения из ГОСТ 17567 Хроматография газовая. Термины и определения: Безразмерная расчетная величина, характеризующая качество разделения двух веществ и равная отношению разности их времен удерживания или расстояний удерживания к сумме ширин пиков, измеренных на половине их высот.	
70.	3.6.5.4	ООО «Газпром проектирование»	Заменить словосочетание: степень хроматографического разделения: Характеристика эффективности колонки, описывающая разделение двух соседних пиков в газовой хроматографии. Предлагаемая редакция. степень хроматографического разделения: Характеристика эффективности колонки, описывающая разделение двух соседних пиков	Принято.
71.	п. 3.7.1.1	Департамент ПАО «Газпром» (В.Х. Герцог)	Примечание 2 к пункту 3.7.1.1, изложенное в редакции «При приведении объема природного газа к стандартным условиям необходимо учитывать молярную долю водяных паров, если ее значение превышает 0,020 %» необходимо изложить в соответствии с положениями новой редакции ГОСТ 31369, где указывается, что для вычисления ФХП допускается не учитывать компоненты, молярная доля которых не превышает значения 0,005%, либо удалить Примечание 2 к пункту 3.7.1.1 с целью исключения противоречий между рассматриваемым проектом ГОСТ и проектом ГОСТ 31369.	Принято. Примечание удалено.
72.	3.7.1.2	ООО «Газпром проектирование»	С целью унификации терминологии определение термина «стандартные условия сгорания» взять из ГОСТ 31369-2008.	Не принято. Определение ГОСТ 31369-2008 не соответствует требованиям РМГ 19 к определениям (состоит из двух предложений и содержит ссылку на рисунок). С 01.07.2023 ГОСТ 31369-2008 будет заменен на новую версию стандарта от 2021 года.
73.	п. 3.7.1.3	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	Термин « <i>нормальные стандартные условия</i> » не корректен. Предлагаем заменить термин: « <i>нормальные стандартные условия</i> » на « <i>нормальные условия</i> ».	Принято. Изложено в следующем виде: «нормальные условия: Условия давления, температуры и влажности (степени насыщения), равные 101,325 кПа и 273,15 К для газа в сухом состоянии».
74.	3.7.2.3	ООО «Газпром проектирование»	С целью унификации терминологии определение термина «коэффициент сжимаемости» взять из ГОСТ 31369-2008	Не принято. Со стилистической точки зрения определение в проекте стандарта в положительную сторону отличается от определения ГОСТ 31369-2008. С 01.07.2023 ГОСТ 31369-2008 будет заменен на новую версию стандарта от 2021 года.
75.	3.7.2.4	ООО «Газпром проектирование»	С целью унификации терминологии определение термина «плотность» взять из ГОСТ 31369-2008	Не принято. Со стилистической точки зрения определение в проекте стандарта в положительную сторону отличается от определения ГОСТ 31369-2008. С 01.07.2023 ГОСТ 31369-2008 будет заменен на новую версию стандарта от 2021 года.

76.	3.7.2.5	ООО «Газпром проектирование»	С целью унификации терминологии определение термина «относительная плотность» взять из ГОСТ 31369-2008	Не принято. Определение ГОСТ 31369-2008 не соответствует требованиям РМГ 19 к определениям (состоит из двух предложений). С 01.07.2023 ГОСТ 31369-2008 будет заменен на новую версию стандарта от 2021 года.
77.	3.7.3.1	ООО «Газпром проектирование»	С целью унификации терминологии определение термина «высшая теплота сгорания» взять из ГОСТ 31369-2008	Не принято. Определение ГОСТ 31369-2008 не соответствует требованиям РМГ 19 к определениям (состоит из нескольких предложений и даже абзацев, содержит ссылку на рисунок). С 01.07.2023 ГОСТ 31369-2008 будет заменен на новую версию стандарта от 2021 года.
78.	3.7.3.2	ООО «Газпром проектирование»	С целью унификации терминологии определение термина «низшая теплота сгорания» взять из ГОСТ 31369-2008	Не принято. Определение ГОСТ 31369-2008 не соответствует требованиям РМГ 19 к определениям (состоит из двух предложений). С 01.07.2023 ГОСТ 31369-2008 будет заменен на новую версию стандарта от 2021 года.
79.	3.7.3.3	ООО «Газпром проектирование»	С целью унификации терминологии определение термина «число Воббе» взять из ГОСТ 31369-2008	Не принято. Со стилистической точки зрения определение в проекте стандарта в положительную сторону отличается от определения ГОСТ 31369-2008. С 01.07.2023 ГОСТ 31369-2008 будет заменен на новую версию стандарта от 2021 года.
80.	п.3.8.7, п.3.8.8	ПАО «Газпром нефть»	« проскок пламени : Ситуация, при которой скорость пламени превышает скорость подачи воздушно-газовой смеси, что приводит к возникновению ее горения до огневого канала горелки.» – пропущено слово «скорость распространения пламени». Предлагаемая редакция: проскок пламени : Ситуация, при которой скорость распространения пламени превышает скорость подачи воздушно-газовой смеси, что приводит к возникновению ее горения до огневого канала горелки.»	Принято.
81.	Приложение ДА	АО «Газпром промгаз»	Откорректировать обозначение приложения. Предлагаемая редакция: Приложение А	Не принято. Обозначение приложения соответствует требованиям ГОСТ 1.3 к оформлению ГОСТ, модифицированных по отношению к международным стандартам.

Руководитель разработки, начальник лаборатории физико-химических свойств
и контроля качества природного газа, к.т.н.



Б.Д. Донских