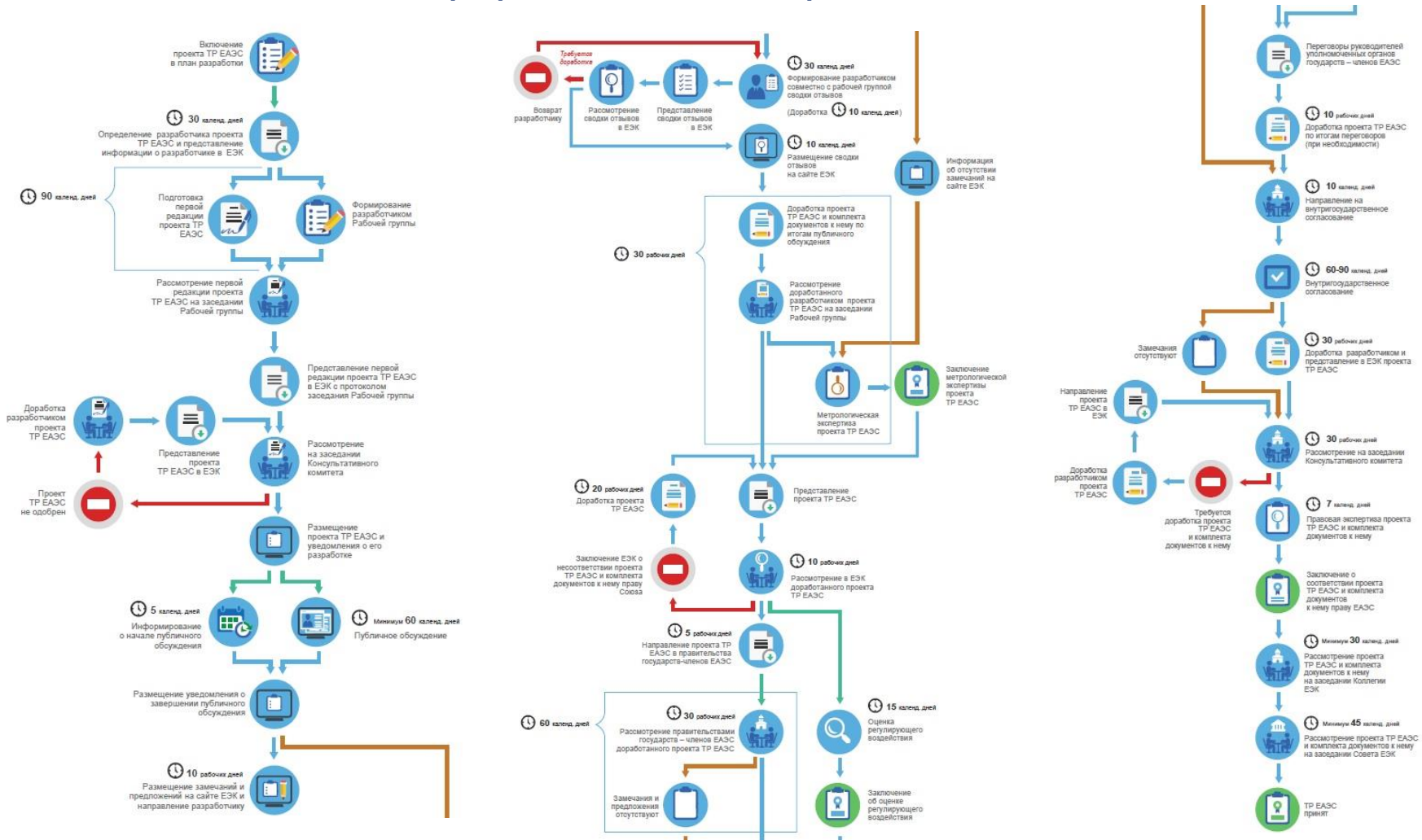


**О проекте ТР ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного,
подготовленного к транспортированию и (или)
использованию»**

**З.М. Юсупова,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»**

Общие сведения по проекту ТР ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию»

Стадии разработки Технических регламентов ЕАЭС



Ответственная сторона: Российская Федерация, Министерство энергетики

Разработчик: ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (ПАО «Газпром»)

Участники разработки: Республика Беларусь, Республика Казахстан, Республика Армения, Республика Киргизия

Публичное обсуждение: с 29.04.2016 по 11.08.2016 (окончено)

Внутригосударственное согласование: 16.12.2016 – 21.08.2017 (окончено)

Рассмотрение на заседании Консультативного комитета ЕЭК: 29.09.2017

Рассмотрение на заседании Коллегии ЕЭК: 05.12.2017

Рассмотрение на заседании Совета ЕЭК: декабрь 2017 г.

Планируемый срок введения в действие: 01.01.2022.

Технический регламент распространяется на выпускаемые в обращение и находящиеся в обращении на таможенной территории Евразийского экономического союза:



Газ горючий природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам

СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия



Газ горючий природный промышленного и коммунально-бытового назначения

ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия



Газ горючий природный компримированный для двигателей внутреннего сгорания

ГОСТ 27577-2000 Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания



Газ горючий природный сжиженный

ГОСТ Р 56021-2014 Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия

Требования к газу горючему природному, подготовленному к транспортированию по магистральным газопроводам

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Норма							
			Мин.	Макс.						
1	Молярная доля компонентов (компонентный состав)	%	Не нормируют, определение обязательно							
2	Молярная доля кислорода	%	–	0,020						
3	Молярная доля диоксида углерода	%	–	2,5						
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	–	0,007						
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	–	0,016						
6	Массовая концентрация общей серы	г/м ³	–	0,030						
7	Объемная теплота сгорания низшая	МДж/м ³ (ккал/м ³)	31,80 (7600)	–						
8	Плотность	кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно							
9	Температура точки росы по воде: для умеренного климата: – зимний период – летний период для холодного климата: – зимний период – летний период	°С	–	-10,0 (-5,0) -10,0 (-3,0) -20,0 -14,0						
	10			Температура точки росы по углеводородам: для умеренного климата: – зимний период – летний период для холодного климата: – зимний период – летний период	°С	–	-2,0 (0,0) -2,0 (0,0) -10,0 -5,0			
				11			Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	–	0,001

Примечания:

1. Летний период – с 1 мая по 30 сентября. Зимний период – с 1 октября по 30 апреля. Периоды могут быть уточнены по согласованию между государствами – членами Евразийского экономического Союза.
2. Нормы показателей 4-8 и 11 установлены при стандартном давлении 101,325 кПа и стандартной температуре 20,0 °С. Стандартная температура сгорания при расчете объемной теплоты сгорания составляет 25°С.
3. При расчете показателя 7 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.
4. Нормы показателя 9 установлены при абсолютном давлении 3,92 МПа.
5. Нормы показателя 10 установлены при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа; для газотранспортных систем с максимальным рабочим давлением более 7,5 МПа – при давлении в точке отбора пробы.
6. Для показателей 9 и 10 нормы, приведенные в скобках, применяют по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами для месторождений и подземных хранилищ, введенных в действие до 2000 г. (в Республике Казахстан – до 2005 г.) включительно.
7. Для газа горючего природного, в котором содержание углеводородов C₅₊ не превышает 1,0 г/м³, показатель 10 допускается не нормировать. Массовую концентрацию углеводородов C₅₊ (г/м³) рассчитывают на основе компонентного состава по следующей формуле:

$$C_{5+} = 10 \cdot \left(\frac{72,15}{24,05} \cdot X_{\text{C}_5} + \frac{86,18}{24,05} \cdot X_{\text{C}_6} + \frac{100,21}{24,05} \cdot X_{\text{C}_7} + \frac{114,24}{24,05} \cdot X_{\text{C}_8} \right)$$

Требования к газу горючему природному промышленного и коммунально-бытового назначения

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Норма	
			Мин.	Макс.
1	Молярная доля компонентов (компонентный состав)	%	Не нормируют, определение обязательно	
2	Молярная доля кислорода	%	–	0,05
3	Молярная доля диоксида углерода	%	–	2,5
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	–	0,02
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	–	0,036
6	Теплота сгорания низшая	МДж/м ³ (ккал/м ³)	31,80 (7600)	–
7	Число Воббе высшее	МДж/м ³ (ккал/м ³)	41,20 (9840)	54,50 (13020)
8	Отклонение числа Воббе от номинального значения	%		±5
9	Плотность	кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно	
10	Температура точки росы по воде	°С	–	Температура газа
11	Температура точки росы по углеводородам	°С	–	Температура газа
12	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	–	0,001
13	Интенсивность запаха	балл	3	–

Примечания

- Нормы показателей 4-7, 9 и 12 установлены при стандартном давлении 101,325 кПа и стандартной температуре 20,0 °С. Стандартная температура сгорания при расчете объемной теплоты сгорания составляет 25 °С.
- При расчетах показателей 6-7 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.
- Показатели 6–8 распространяются только на ГГП, используемый в качестве топлива.
- Номинальное значение числа Воббе устанавливают в пределах нормы показателя 7 для отдельных газораспределительных систем по согласованию с потребителем.
- Нормы показателей 10 и 11 установлены при давлении в точке отбора пробы.
- Для ГГП, в котором содержание углеводородов C5+высш не превышает 1,0 г/м³, показатель 11 допускается не нормировать.

Массовую концентрацию тяжелых углеводородов C5+ (г/м³) рассчитывают на основе компонентного состава по следующей формуле:

$$C_{5+} = 10 \cdot \left(\frac{72,15}{24,05} \cdot X_{C_5} + \frac{86,18}{24,05} \cdot X_{C_6} + \frac{100,21}{24,05} \cdot X_{C_7} + \frac{114,24}{24,05} \cdot X_{C_8} \right)$$

X_{C_5} – молярная доля суммы пентанов в исследуемом газе, %;

X_{C_6} – молярная доля суммы гексанов в исследуемом газе, %;

X_{C_7} – молярная доля суммы гептанов в исследуемом газе, %;

X_{C_8} – молярная доля суммы октанов в исследуемом газе, %.

- Норма показателя 13 установлена для газозвоздушной смеси, в которой объемная доля ГГП равна 1 %.
- Показатель 13 распространяется только на ГГП коммунально-бытового назначения.
- Для ГГП промышленного назначения норму показателя 13 устанавливают по согласованию с потребителем.
- По согласованию с потребителем и при условии обязательного обеспечения нормируемого значения показателя 10 допускается подача ГГП с молярной долей диоксида углерода до 4 % по газопроводам, ведущим исключительно к данному потребителю.

Требования к газу горючему природному компримированному для двигателей внутреннего сгорания

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Норма	
			Мин.	Макс.
	Молярная доля компонентов (компонентный состав)	%	Не нормируют, определение обязательно	
1	Объемная теплота сгорания низшая	МДж/ м ³	31,80	–
2	Относительная плотность к воздуху	–	0,55	0,70
3	Расчётное метановое число	–	70	–
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	–	0,02
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	–	0,036
6	Молярная доля негорючих компонентов (суммарная)	%	–	7,0
7	Молярная доля кислорода	%	–	1,0
8	Массовая концентрация паров воды	г/м ³	–	0,009
9	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	–	0,001

Примечания

1. Значения показателей 2, 5, 6, 9 и 10 установлены при стандартном давлении 101,325 кПа и стандартной температуре 20,0 °С. Стандартная температура сгорания при расчете объемной теплоты сгорания составляет 25,0 °С.
2. Температура ГГП, заправляемого в баллон, может превышать температуру окружающего воздуха не более чем на 15,0 °С, но не должна быть выше 60,0 °С.

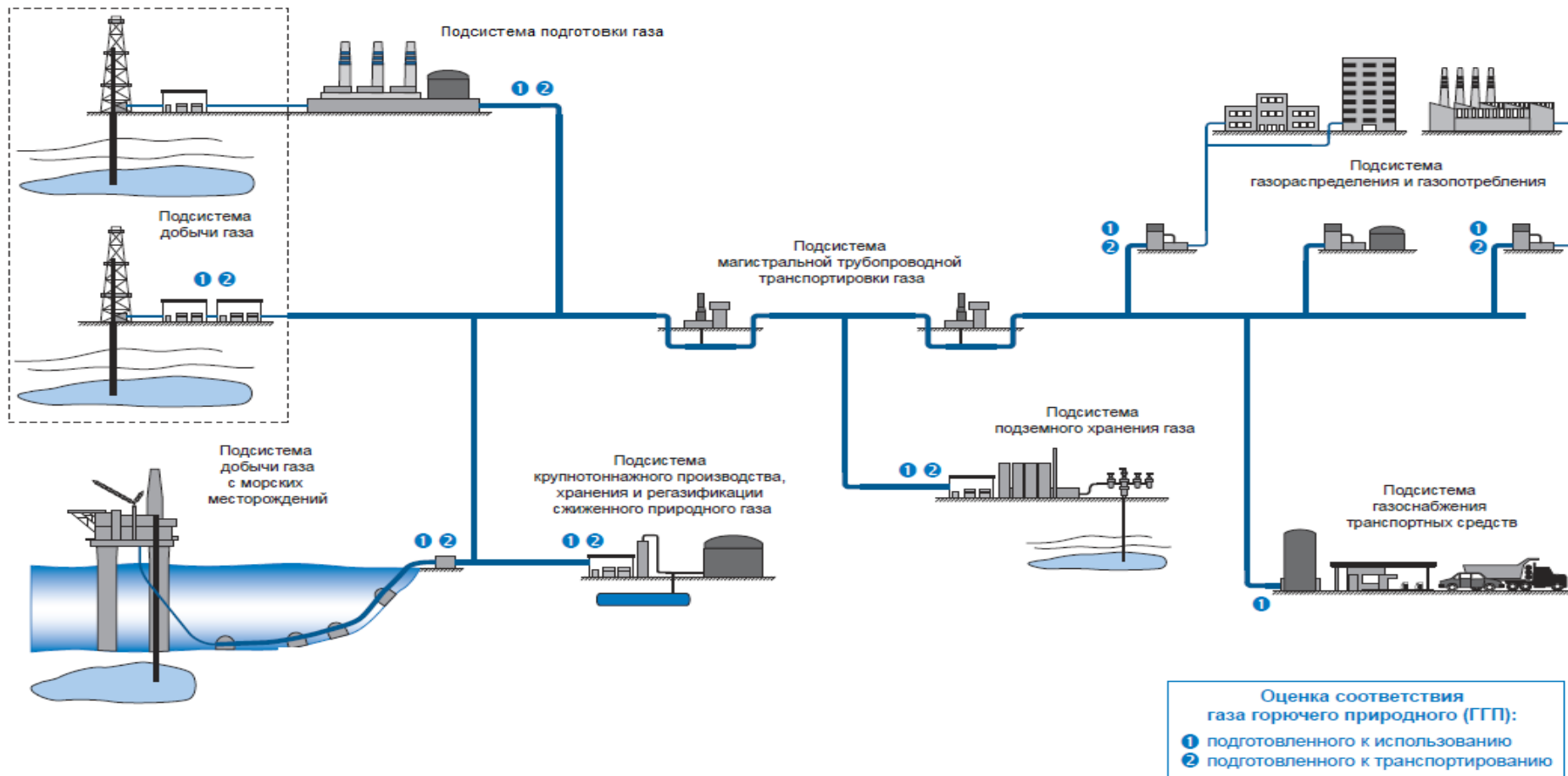
Требования к газу горючему природному сжиженному

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Норма					
			СПГ для авиационных газотурбинных двигателей		СПГ для автомобильных двигателей внутреннего сгорания		СПГ для энергетических установок	
			Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.
1	Молярная доля компонентов (компонентный состав)	%	Не нормируют, определение обязательно					
2	Молярная доля метана	%	99,0	–	80,0	–	75,0	–
3	Число Воббе высшее	МДж/м ³	47,2	49,2	–		41,2	54,5
4	Объемная теплота сгорания низшая	МДж/м ³	–		31,8	36,8	31,8	–
5	Молярная доля азота	%	–		–	5,0	–	5,0
6	Молярная доля диоксида углерода	%	–	0,005	–	0,015	–	0,030
7	Молярная доля кислорода	%	–	0,020	–	0,020	–	0,020
8	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	–	0,020	–	0,020	–	0,020
9	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	–	0,036	–	0,036	–	0,036
10	Расчётное метановое число	–	–		70	–	–	

Примечания

- Нормы показателей 3, 4, 8 и 9 установлены при стандартном давлении 101,325 кПа и стандартной температуре 20,0 °С. Стандартная температура сгорания при расчете объемной теплоты сгорания составляет 25,0 °С.
- При расчетах показателей 3 и 4 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

СХЕМА ИНФРАСТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ



Продукция, выпускаемая в обращение:

Перед выпуском в обращение на рынок продукции проводится подтверждение соответствия в форме декларирования соответствия.

Декларирование осуществляется в соответствии с типовыми схемами оценки соответствия, приведенными в «Положении о порядке применения типовых схем оценки (подтверждения) соответствия в технических регламентах Таможенного союза».

Подтверждение соответствия продукции требованиям технического регламента осуществляется:

- для газа горючего природного, подготовленного для транспортирования по МГ – по схеме 1д, 3д, или 6д;
- для газа горючего природного промышленного и коммунально-бытового назначения, газа горючего природного компримированного (КПГ), выпускаемых серийно – по схеме 1д, 3д или 6д;
- для газа горючего природного промышленного и коммунально-бытового назначения, газа горючего природного компримированного (КПГ), выпускаемых или ввозимых партиями – по схеме 4д;
- для газа горючего природного сжиженного (СПГ) – по схеме 3д или 6д.

Срок действия декларации о соответствии устанавливается со дня ее регистрации и составляет:

- при декларировании по схемам 1д и 3д – не более 3 лет;
- при декларировании по схеме 4д – с учетом срока хранения продукции, но не более 3 лет;
- при декларировании по схеме 6д – не более 5 лет.

Подтверждение соответствия продукции ТР ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию»

Типовые схемы декларирования включают следующие процедуры:

Схема 1д

- формирование и анализ технической документации;
- осуществление производственного контроля;
- проведение испытаний образцов продукции по выбору заявителя в испытательной лаборатории или аккредитованной испытательной лаборатории;
- принятие и регистрация декларации о соответствии;
- нанесение единого знака обращения.

Схема 4д

- формирование и анализ технической документации;
- проведение испытаний партии продукции (единичного изделия) в аккредитованной испытательной лаборатории;
- принятие и регистрация декларации о соответствии;
- нанесение единого знака обращения.

Схема 3д

- формирование и анализ технической документации;
- осуществление производственного контроля;
- проведение испытаний образцов продукции в аккредитованной испытательной лаборатории;
- принятие и регистрация декларации о соответствии;
- нанесение единого знака обращения.

Схема 6д

- формирование и анализ технической документации, включая сертификат на систему менеджмента качества, подтверждающий соответствие системы менеджмента требованиям, определенным в техническом регламенте;
- осуществление производственного контроля;
- проведение испытаний образцов продукции в аккредитованной испытательной лаборатории;
- принятие и регистрация декларации о соответствии;
- нанесение единого знака обращения;
- контроль за стабильностью функционирования системы менеджмента.

Продукция, находящаяся в обращении:

Продукция, находящаяся в обращении подлежит оценке соответствия в форме испытаний.

Порядок проведения испытаний включает в себя:

а) отбор проб (образцов) продукции;

б) проведение испытаний проб продукции собственной испытательной лабораторией заявителя или аккредитованной испытательной лабораторией (центром), включенной в Единый реестр органов по оценке соответствия Союза;

в) внесение результатов испытаний и заключения о соответствии продукции требованиям настоящего технического регламента в паспорт.

Требования к оформлению паспорта качества продукции:

Каждая партия продукции, выпускаемая в обращение и (или) находящаяся в обращении, должна сопровождаться паспортом качества, содержащим следующую информацию:

- а) наименование, марку (при наличии) и условное обозначение продукции (при наличии);
- б) наименование организации, оформляющей паспорт и осуществляющей либо производство, либо транспортирование, либо хранение, либо продажу продукции, его юридический адрес – для юридического лица, или фамилия, имя и отчество (при наличии), место жительства – для физического лица, зарегистрированного в качестве индивидуального предпринимателя;
- в) товарный знак изготовителя (при наличии);
- г) наименование уполномоченного изготовителем лица, его юридический адрес – для юридического лица или фамилия, имя и отчество (при наличии), место жительства – для физического лица, зарегистрированного в качестве индивидуального предпринимателя;
- д) обозначение и наименование документа, в соответствии с которым произведена продукция;
- е) нормативные значения и фактические результаты испытаний, подтверждающие соответствие продукции требованиям настоящего технического регламента;**
- ж) номер партии (при наличии), период (дата) поставки;
- з) единый знак обращения продукции на рынке Союза;
- и) номер и дата выдачи паспорта;
- к) подпись и расшифровка подписи лица, оформившего паспорт

В соответствии с Протоколом о техническом регулировании в рамках Евразийского экономического союза (Приложение № 9 к Договору о Евразийском экономическом союзе), в целях выполнения требований технического регламента и подтверждения соответствия Евразийская Комиссия утверждает:

- 1. Перечень** стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента Союза;
- 2. Перечень**, содержащий правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, которые могут быть использованы для применения и исполнения требований технического регламента и осуществления оценки (подтверждения) соответствия продукции.

Перечни стандартов принимаются Коллегией Евразийской Комиссии не позднее, чем **за 180 календарных дней** до дня вступления в силу технического регламента

Формирование проектов перечней осуществляется путем включения в них действующих стандартов с учетом следующих приоритетов:

- межгосударственные стандарты, принятые на основе международных и (или) региональных стандартов (идентичные – модифицированные – неэквивалентные);
- Межгосударственные стандарты, разработанные не на основе международных и (или) региональных стандартов;
- национальные (государственные) стандарты государств-членов, принятые на основе международных и (или) региональных стандартов (идентичные – модифицированные – неэквивалентные);
- национальные стандарты, разработанные не на основе международных и (или) региональных стандартов.

Формирование перечня стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента Союза

Элемент технического регламента ТС	Обозначение и наименование действующего стандарта	Примечание
<p>Приложение 1. Требования к газу горючему природному, подготовленному к транспортированию по магистральным газопроводам</p>	<p>СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия и СТ РК 1666-2007 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия</p>	<p>Необходима разработка ГОСТ Газ горючий природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам Включен в Перспективный план разработки документов по техническому регулированию ПАО «Газпром», а также в план работы ТК52/МТК52 на 2016-2017 гг.</p>
<p>Приложение 2. Требования к газу горючему природному промышленного и коммунально-бытового назначения</p>	<p>ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия</p>	
<p>Приложение 3. Требования к газу горючему природному сжиженному</p>	<p>ГОСТ 27577-2000 Газ природный топливный сжиженный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия</p>	<p>Необходим пересмотр ГОСТ 27577-2000.</p>
<p>Приложение 4. Требования к газу горючему природному сжиженному</p>	<p>ГОСТ Р 56021-2014 Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия</p>	<p>Необходимо разработать межгосударственный стандарт (ГОСТ) на основе национального стандарта ГОСТ Р 56021-2014</p>

Информация о перечне стандартов, содержащих методы определения и измерений, необходимых для осуществления подтверждения соответствия продукции

Элемент ТР ЕАЭС	Показатель	Метод испытания	Примечание
Приложения 1-4	Компонентный состав, Молярная доля кислорода, Молярная доля диоксида углерода, Суммарная молярная доля негорючих компонентов	ГОСТ 31371 Части 1-7 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности.	Пересмотр стандартов ГОСТ 31371.1, ГОСТ 31371.2 и ГОСТ 31371.7 включены в план работы ТК 52 на 2018 год.
Приложения 1-4	Массовая концентрация сероводорода, Массовая концентрация меркаптановой серы	ГОСТ 22387.2-2014 Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы	Необходима разработка ГОСТ, гармонизированного с ИСО 19739:2004
		ГОСТ Р 53367-2009 Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом	
		СТ РК 1320-2009 Газ природный. Определение содержания соединений серы с использованием газовой хроматографии	
		СТ РК АСТМ Д 5504-2010 Промышленность нефтяная и газовая. Стандартный метод исследования для определения соединений серы в природном газе и газовом топливе при помощи газовой хроматографии и хемилюминесценции	
Приложения 1-4	Массовая концентрация общей серы	ГОСТ 26374-84 Газы горючие природные. Метод определения общей и органической серы	В настоящее время ведется пересмотр ГОСТ 26374-84
		ГОСТ Р 53367-2009 Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом	
		СТ РК АСТМ Д 5504-2010 Промышленность нефтяная и газовая. Стандартный метод исследования для определения соединений серы в природном газе и газовом топливе при помощи газовой хроматографии и хемилюминесценции	
		СТ РК 1320-2009 Газ природный. Определение содержания соединений серы с использованием газовой хроматографии	

Информация о перечне стандартов, содержащих методы определения и измерений, необходимых для осуществления подтверждения соответствия продукции

Элемент ТР ЕАЭС	Показатель	Метод испытания	Примечание
Приложения 1-4	Теплота сгорания низшая	ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава	Необходимо актуализировать, т.к. ИСО 6976:1995 пересмотрен, опубликован ИСО 6976-2016
Приложения 1-4	Плотность Относительная плотность к воздуху	ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава	
		ГОСТ 17310-2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности	Необходим пересмотр
Приложения 1-4	Число Воббе высшее	ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава	Необходим пересмотр
Приложения 1, 2	Температура точки росы по воде	ГОСТ 20060-83 Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги	Необходима разработка ГОСТ на основе ИСО 6327 «Анализ газов. Определение точки росы природного газа по воде. Гигрометры с охлаждаемой поверхностью» с учетом основных положений ГОСТ Р 53763
		ГОСТ Р 53763-2009 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде	
		СТ РК ИСО 6327-2004 Анализ газов. Определение точки росы природного газа. Гигрометры с охлаждающей поверхностью	
Приложение 3	Концентрация паров воды	ГОСТ 20060-83 Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги	Необходима разработка ГОСТ на основе ИСО 10101 или ИСО 11541
		СТ РК ИСО 10101-1-2004 Газ природный. Определение содержания воды методом Карла Фишера. Части 1-3	
		СТ РК ИСО 11541-2004 Газ природный. Определения содержания воды при высоком давлении	
		ГОСТ Р 53763-2009 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде	

Информация о перечне стандартов, содержащих методы определения и измерений, необходимых для осуществления подтверждения соответствия продукции

Элемент ТР ЕАЭС	Показатель	Метод испытания	Примечание
Приложения 1,2	Температура точки росы по углеводородам	ГОСТ 20061-84 Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов	Необходим пересмотр ГОСТ 20061 (разработка ГОСТ на основе ГОСТ Р 53762)
		ГОСТ Р 53762-2009 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам	
Приложения 1-3	Массовая концентрация механических примесей	ГОСТ 22387.4-77 Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли	Пересмотр заявлен Украиной ДП «Науканефтегаз»
Приложение 2	Интенсивность запаха	ГОСТ 22387.5-77 Газ для коммунально-бытового потребления. Методы определения интенсивности запаха	Разработан ГОСТ 22387.5-2014
		СТ РК 1240-2004. Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения интенсивности запаха	
Приложения 3, 4	Расчетное метановое число	ГОСТ Газ горючий природный. Вычисление метанового числа на основе компонентного состава	Необходима разработка межгосударственного стандарта на основе ИСО/ТО 22302:2014 «Природный газ. Расчет метанового числа»
Приложения 1-3	Метод отбора проб	ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб	Необходима актуализация ГОСТ параллельно с пересмотром ИСО 10715
Приложение 4	Метод отбора проб СПГ	ISO 8943:2007 Refrigerated light hydrocarbon fluids -- Sampling of liquefied natural gas -- Continuous and intermittent methods	Разработан ГОСТ Р 56719-2015 Газ горючий природный сжиженный. Отбор проб, на основе которого необходимо разработать ГОСТ

Заключение по текущему состоянию разработки ТР ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию»

- Проект Технического регламента ЕАЭС прошел процедуру публичного обсуждения в странах-членах ЕАЭС;
- Проект Технического регламента ЕАЭС прошел процедуру внутригосударственного согласования в странах-членах ЕАЭС;
- По результатам публичного обсуждения и внутригосударственного согласования проекта Технического регламента ЕАЭС сформирована окончательная его редакция, согласованная всеми странами-членами ЕАЭС;
- Проект Технического регламента ЕАЭС (и комплект документов к нему) прошел правовую экспертизу:

Заключительные этапы:

- Рассмотрение на заседании Коллегии ЕЭК – **05.12.2017**;
- Рассмотрение на заседании Совета ЕЭК: **декабрь 2017 г.** ;
- Планируемый срок введения в действие: **01.01.2022 г.**
- Переходный период – **не менее 18 месяцев.**

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ !