

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ»  
(ФГБУ «ВНИИМС»)

На правах рукописи

Колобаев Виктор Александрович

**СТАНДАРТНЫЕ СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ О СВОЙСТВАХ  
ПРИРОДНОГО ГАЗА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ПОВЫШЕНИЕ  
ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЕГО РАСХОДА И КОЛИЧЕСТВА**

Специальность 2.2.4 – Приборы и методы измерений (по видам измерений  
(свойств веществ и материалов))

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:

д.т.н. профессор

Козлов Александр Дмитриевич

г. Москва - 2024

Оглавление	
Список сокращений и условных обозначений .....	4
ВВЕДЕНИЕ .....	7
Основное содержание работы .....	21
Глава 1. Обеспечение единства измерений расхода и количества природного газа .....	21
1.1. Состав и классификация природного газа .....	21
1.2. Деятельность Государственной службы стандартных справочных данных по обеспечению единства измерений в нефтегазовом комплексе .....	25
1.3. Требования нормативных документов по измерению расхода и количества природного газа в нефтегазовом комплексе .....	31
Выводы по первой главе .....	37
Глава 2. Расходомеры и алгоритмы измерений расхода и количества природного газа .....	38
2.1. Анализ расходомеров измерения расхода и количества природного газа .....	38
2.2. Анализ применения стандартных справочных данных для повышения точности и единства измерений расхода и количества природного газа .....	71
2.3. Анализ алгоритмов расчета теплофизических свойств природного газа .....	76
Выводы по второй главе .....	92
Глава 3. Совершенствование точности измерений расхода и количества природного газа .....	93
3.1. Проведение исследования и разработка усовершенствованной расчетной методики термодинамических свойств многокомпонентных влажных газовых смесей .....	93
3.2. Проведение исследования и разработка стандартных справочных данных по компонентному составу природного газа .....	104
3.3. Внедрение результатов проведенных исследований и разработанных нормативно-справочных данных .....	119
Выводы по третьей главе: .....	125

ВЫВОД ПО РАБОТЕ.....	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	128
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	130
Приложение 1. Нормативные документы для измерения расхода и количества природного газа .....	139
Приложение 2. Стандартные справочные данные и методики, разработанные Государственной службой стандартных справочных данных .....	155
Приложение 3. Примеры расчета теплофизических свойств газовых смесей, приведенные в разработанной методике .....	158
Приложение 4. Нормативно-справочные данные Государственной службы стандартных справочных данных, разработанные с участием диссертанта.....	163
Приложение 5. Копии свидетельств, таблиц стандартных справочных данных .	168
Приложение 6. Копии аттестатов, методик Государственной службы стандартных справочных данных.....	182
Приложение 7. Сравнение показателей точности вновь разработанных стандартных справочных данных по этану с ранее разработанными .....	186
Приложение 8. Акты практического внедрения .....	188

### Список сокращений и условных обозначений

АИС МГС – Автоматизированная информационная система Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации- стран участниц СНГ

БД – база данных

ГНМЦ «ССД» – Главный научный метрологический центр «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

ГОСТ – межгосударственный стандарт

ГОСТ Р – национальный стандарт

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ГРСИ – Государственный реестр средств измерений, размещенный в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

ГСИ – Государственная система обеспечения единства измерений

ГСССД – Государственная служба стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов

МГС – Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации

Методика ГСССД – расчетная или экспериментальная методика получения стандартных справочных данных

МВИ – методика выполнения измерений

МИ – рекомендация по метрологии

Минпромторг – Министерство промышленности и торговли РФ

Минэнерго – Министерство энергетики РФ

МП – методика поверки

МХ – метрологические характеристики

НГК – нефтегазовый комплекс

НД – нормативные документы

НМД – нормативно-методические документы

НПГ – нефтяной попутный газ

НСД – нормативно-справочные данные

НТС – научно-технический совет

н.у. – нормальные условия по ГОСТ ISO 5024-2013 [1]

ПАО – публичное акционерное общество

ПГ – природный газ

ПНС – план национальной стандартизации

ПНСТ – предварительный национальный стандарт

ПО – программное обеспечение

Росстандарт – Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии

РСД – рекомендуемые справочные данные

РЭ – руководство по эксплуатации

РФ – Российская Федерация

СИ – средство измерения

СИКГ – система измерения количества и показателей качества газа

СКО – среднее квадратическое отклонение

СНГ – Содружество Независимых Государств

ССД – стандартные справочные данные

СТО – стандарт организации

СССДАЭ – служба стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов в области использования атомной энергии

ССД СНГ – таблицы стандартных справочных данных, утвержденные МГС

СУ – сужающее устройство

СУГ – сжиженные углеводородные газы

ТД – техническая документация

ТЭБ – топливо-энергетический баланс

ТК – технический комитет по стандартизации

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

УВС – углеводородное сырье

ФГБУ «ВНИИМС» - Федеральное государственное бюджетное учреждение  
«Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

ФИФ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства  
измерений

ФУС – фундаментальное уравнение состояния

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

## ВВЕДЕНИЕ

В Российской Федерации производятся, перерабатываются и используются огромные объемы разного вида углеводородного топлива и сырья, состоящие из десятков индивидуальных углеводородов и их смесей, находящихся в твердом, жидком, газообразном и двухфазном состояниях в широком диапазоне температур и давлений.

Для расчета технологических процессов, оборудования, СИ и транспорта при проведении учетных операций вышеуказанных углеводородов необходимы достоверные данные об их свойствах. Эти данные должны быть едины на всей территории Российской Федерации. С юридической и практической точки зрения, такими данными являются стандартные справочные данные, разрабатываемые в рамках Государственной службы стандартных справочных данных о физических константах свойств веществ и материалов и утверждаемые Росстандартом.

Обеспечение единства и требуемой точности измерений учетных операций углеводородов, при добыче, транспортировке, переработке и распределении потребителям одно из приоритетных направлений в деятельности предприятий НГК и является актуальной задачей. Решение этой задачи основывается на соответствующей нормативной базе метрологического обеспечения измерений расхода и количества энергоресурсов и постоянном ее совершенствовании.

Повышение точности измерения расхода и количества углеводородов с использованием ССД является приоритетной и экономически целесообразной, так как их применение приводит к получению достоверной информации и снижению как потерь, так и перерасхода энергоресурсов.

Одним из наиболее востребованных и применяемых видов углеводородного топлива и сырья является ПГ. «Природный газ: газообразная смесь, состоящая из метана и более тяжелых углеводородов, а также азота, диоксида углерода, водяных паров, серосодержащих соединений, инертных газов» по ГОСТ Р 53521–2009 [2]. Учет этого ценного и стратегически важного сырья становится приоритетной задачей предприятий НГК, занимающихся добычей, транспортировкой,

переработкой, хранением ПГ, а повышение точности его измерений представляет собой важную область исследования, имеющую государственное значение.

### Актуальность работы

Настоящая работа посвящена актуальной задаче повышения точности и обеспечения единства измерений расхода и количества ПГ при учетных операциях на основе применения ССД. В соответствии с Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» [3] – к измерениям, осуществляемым при выполнении государственных учетных операций и учете количества энергетических ресурсов, установлены обязательные метрологические требования.

ПГ имеет большое значение в структуре экономики как высококалорийное топливо с низким углеродным выбросом, это высококачественное сырье для химической промышленности и важный технологический компонент для многих производств.

В России добычу ПГ осуществляют более 250 предприятий, в том числе:

- 80 входящих в состав вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК);
- 15 дочерних компаний в составе Газпрома;
- 9 структурных подразделений НОВАТЭК;
- 144 независимых нефтегазодобывающих компании;
- 3 предприятия, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (операторы СРП).

Наша страна обладает самыми богатыми доказанными запасами ПГ - 38,94 трлн. м<sup>3</sup>. Идущий на втором месте Иран обладает 31,93 трлн. м<sup>3</sup> газа (рисунок 1).



Рисунок 1 – Сравнение запасов ПГ России и других государств

Добыча ПГ колеблется по годам, но ни разу за последние десять лет она не падала ниже 630 млрд. м<sup>3</sup>. Последние два года добывали свыше 700 млрд. м<sup>3</sup>, что является абсолютным рекордом. Экспорт ПГ в 2021 году принес в бюджет 5,145 трлн. рублей. По ряду объективных и субъективных причин в 2022 и 2023 годах наблюдается тенденция на 10 % снижение добычи, по сравнению с 2021 годом, но это исключение из системы добычи ПГ, связанное с международными событиями.

Учитывая это ПГ имеет большое значение в структуре экономики государства как важное стратегическое сырье, а организация измерения его расхода и количества является сложной, но важной научно-технической задачей. Решение этой задачи должно приводить к повышению точности измерений расхода и количества ПГ при его коммерческом учете.

Целью измерений при учетных операциях является определение объемов ПГ, проходящего через систему газораспределения, для проведения взаимных расчетов. Главными вопросами учета ПГ являются достоверность учета и обеспечение совпадения результатов измерения на узлах учета поставщика и потребителей. Измерение расхода и количества ПГ обеспечивается СИ, которые, в том числе, выполняют операции вычисления расхода, интегрирование и приведение количества газа к стандартным условиям. Программное обеспечение СИ содержит данные о теплофизических свойствах ПГ. От точности этих данных напрямую зависит точность измерений расхода и количества ПГ. Кроме того, для исключения споров между поставщиками и потребителями ПГ данные о свойствах ПГ должны быть признаны всеми сторонами, в том числе государственными органами. Такими данными о свойствах веществ и материалов в нашей стране являются ССД, обладающие наивысшей точностью и утверждаемые полномочным государственным органом – Росстандартом.

Ниже представлена схема определения расхода и количества ПГ (рисунок 2), из которой видна роль и место ССД о свойствах газа.



Рисунок 2 – Схема определения расхода и количества природного газа

Учитывая выше сказанное повышение точности измерений расхода и количества ПГ на предприятиях НГК за счет разработки и внедрения ССД основанных на усовершенствованных алгоритмах расчета теплофизических свойств многокомпонентных газовых, представляет собой актуальную задачу, решению которой и посвящена данная диссертационная работа.

**Целью диссертационной работы** является повышение точности измерений расхода и количества ПГ за счет совершенствования алгоритмов расчета данных о теплофизических свойствах многокомпонентных газовых смесей.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе было необходимо решить следующие **научные задачи**:

1. Провести анализ методов и СИ расхода и количества ПГ для обоснования приоритетного направления исследований по повышению точности измерений при учетных операциях и определения заданных параметров и состава ПГ и требуемой точности измерений.

2. Провести теоретические исследования по совершенствованию алгоритмов расчета теплофизических свойств ПГ для уточнения данных о термодинамических свойствах газовых смесей различного компонентного состава в газовой фазе и во флюидной области при востребованных температурах и повышенных давлениях.

3. Провести исследование по применению фундаментального уравнения состояния GERG 2008 для повышения точности расчетов данных, необходимых при измерениях расхода и количества ПГ.

4. Разработать усовершенствованный алгоритм расчета теплофизических свойств многокомпонентных влажных газовых смесей при заданных температуре,

давлении и значениях молярных долей "сухих" компонентов для повышения точности измерений расхода и количества влажных газовых смесей.

5. Разработать расчетную методику на основе модифицированного ФУС GERG-2008 и рассчитать значения ССД в заданных интервалах параметров, в том числе и для многокомпонентных влажных газовых смесей.

**Объектом исследования** являются методы и средства измерений расхода и количества ПГ, применяемые для учетных операций в широком диапазоне температур, давлений и состава газа.

**Предметом исследований** являются теплофизические свойства многокомпонентных газовых смесей, данные о которых используются при проведении измерений расхода и количества ПГ при учетных операциях.

#### **Степень разработанности темы исследования**

Систематизация метрологического обеспечения измерений ПГ начало свое развитие в 30-х годах XX века. Впервые были созданы научные организации для обеспечения задач промышленного развития газовой отрасли. Большой вклад в изучение теплофизических свойств ПГ и НПГ внесли такие ученые как член-корреспондент РАН Б.А. Григорьев, профессора З.И. Геллер, Ю.Л. Расторгуев, В.В. Сычѐв, А.А. Вассерман, А.Д. Козлов, А.А. Герасимов, также большие заслуги в этой области принадлежат профессорам Я. Сенгерсу, и М. Анисимову из Мэриленского университета США, доктору Э. Леммону из Национального института эталонов и технологий США, профессору В. Вагнеру из Рурского университета Германии.

Первые опубликованные монографии по теплофизическим свойствам ПГ в рамках ГСССД были:

Сычѐв В.В., Вассерман А.А., Загорученко В.А., Козлов А.Д., Спиридонов Г.А., Цымарный В.А. Термодинамические свойства метана, 1979 г., 348 стр.

Сычѐв В.В., Вассерман А.А., Козлов А.Д., Спиридонов Г.А., Цымарный В.А. Термодинамические свойства кислорода, 1981 г., 304 стр.

Сычѳв В.В., Вассерман А.А., Загорученко В.А., Козлов А.Д., Спиридонов Г.А., Цымарный В.А. Термодинамические свойства этана, 1982 г., 304 стр.

Сычѳв В.В., Вассерман А.А., Загорученко В.А., Козлов А.Д., Спиридонов Г.А., Цымарный В.А. Термодинамические свойства этилена, 1981 г.

Необходимо отметить, работу специалистов ГСССД канд. техн. наук Кузнецова В. М. , канд. техн. наук Попова П.В., канд. техн. наук Ю. В. Мамонова, Роговина М.Д., Рыбакова С.И., Тарасову В.И. – авторов по созданию серии межгосударственных стандартов ГОСТ 30319.0–96 [4], ГОСТ 30319.1–96 [5], ГОСТ 30319.2–96 [6] и ГОСТ 30319.3–96 [7] «Газ природный. Методы расчета физических свойств», которые обеспечили определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.

Вышеуказанная серия стандартов на протяжении 20 лет использовалась при расчетах количества и объема ПГ при учетных операциях и способствовала уменьшению недостоверности расчетов.

С 2013 года началась работа по актуализации серии этих ГОСТов и с 1 января 2017 г. были введены в действие непосредственно в качестве государственных стандартов Российской Федерации новые межгосударственные стандарты: ГОСТ 30319.1–2015 [8], ГОСТ 30319.2–2015 [9], ГОСТ 30319.3–2015 [10] (далее стандарты серии 30319–2015 [8-10])<sup>1</sup>.

При разработке вышеуказанных межгосударственных стандартов были использованы ранее разработанные ГСССД – 12 таблиц ССД, семь методик ГСССД и одна таблица РСД. Эти стандарты были рекомендованы к применению взамен ранее разработанных в 1996 г. и привели к модернизации многих моделей вычислителей и электронных корректоров измерений расхода и количества ПГ. Эта работа продолжается и по настоящее время.

---

<sup>1</sup> Ведены в действие Приказами Росстандарта от 10.11.2015 №№ 1743-ст, 1744-ст, и 2075 соответственно и приняты МГС протокол от 27 августа 2015 г. № 79-П.

Для обеспечения единства измерений расхода и количества ПГ в список НД входят:

- 10 межгосударственных стандартов (ГОСТ);
- 19 национальных стандартов (ГОСТ Р);
- 7628 методик (методов) измерений;
- 15 стандартов организации, в том числе и СТО ПАО «ГАЗПРОМ»;
- 35 таблиц стандартных справочных данных (ССД);
- 27 методик ГСССД;
- 41 таблица ССД СНГ.

Перечисленные НД по измерениям расхода и количества ПГ находятся в постоянном совершенствовании, чему посвящена и настоящая работа.

Алгоритмы расчетов теплофизических свойств ПГ в выше указанных НД, как правило, были рассчитаны для давлений и температур не в полном объеме отвечающим востребованным на сегодняшний день диапазонам и кроме того максимальное число компонентного состава ПГ не превышает 12. Существующие алгоритмы расчетов многокомпонентных влажных газовых смесей не обеспечивали достоверной точности измерений расхода и количества ПГ.

Таким образом, к настоящему времени имеется необходимость в уточнении или разработке новых алгоритмов расчетов измерений теплофизических свойств многокомпонентных влажных газовых смесей в более широком диапазоне давлений и востребованных температур и для большего числа компонентов ПГ. Решению данных задач и посвящена настоящая работа.

### **Методология и методы исследования**

В исследовании использовались методы фундаментальных наук: математические, физические, экономические.

Обобщенные методы: анализирования, сравнения, индукции, дедукции, комбинаторики, абстрагирования и метод балансов.

Полученные автором результаты проведенного исследования базируются на методах теплофизики, расчетных методах повышения точности измерений и

подтверждены испытаниями, проведенными на действующих СИ расхода и имеющимися экспериментальными данными.

Классические методы логики: метод анализа, метод исследования причинно-следственных связей, метод эмпирического обобщения и обоснования, описание методов и подходов.

### **Научная новизна результатов диссертационной работы**

1. Получены новые знания по алгоритмам расчетов теплофизических свойств ПГ в широком диапазоне давлений, для востребованных температур и увеличенного компонентного состава.

2. Разработан усовершенствованный алгоритм определения значения предельной равновесной молярной доли (растворимости) водяных паров в газовой смеси при заданных температуре, давлении и значениях молярных долей "сухих" компонентов, что повысило точность расчета теплофизических свойств влажных многокомпонентных газовых смесей.

3. Проведена модификация ФУС GERG-2008, заключающаяся в переопределении значений параметров бинарного взаимодействия водяного пара ( $H_2O$ ) с основными «сухими» компонентами рассматриваемых газовых смесей, основанном на результатах обработки экспериментальных данных по растворимости  $H_2O$  в соответствующих газах, которая позволила повысить точность расчета теплофизических свойств влажных газовых смесей и точность измерения расхода и количества многокомпонентных влажных газовых смесей.

### **Научные положения, выносимые на защиту**

1. Основным направлением исследований, обеспечивающим повышение точности измерений расхода и количества ПГ, является изучение и уточнение данных о теплофизических свойствах многокомпонентных газовых смесей (плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости) и разработка алгоритмов их расчета в рабочем диапазоне температур и давлений.

2. Разработанные уравнения состояния на базе ФУС GERG 2008 позволили повысить в 1,5 и более раз точность расчетов теплофизических свойств ПГ в

широком диапазоне давлений, для расширенного состава компонентов и востребованных температур.

3. Модифицированное ФУС GERG-2008 позволило повысить более чем в 1,5 раза точность расчета теплофизических свойств влажных газовых смесей и, как следствие, обеспечило повышение точности измерений расхода и количества многокомпонентных влажных газовых смесей.

4. Полученные данные по свойствам ПГ, утвержденные в качестве ССД, обеспечили повышение точности измерений расхода и количества многокомпонентных газовых смесей в 1,2 и более раз.

### **Теоретическая значимость работы**

1. Разработан алгоритм расчета теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей, позволяющий определять значения предельной равновесной молярной доли (растворимости) водяных паров в газовой смеси при заданных температуре, давлении и значениях молярных долей "сухих" компонентов, что в итоге повысило точность расчета теплофизических свойств влажных многокомпонентных газовых смесей.

2. Получено модифицированное ФУС, позволяющее рассчитать более точные данные о теплофизических свойствах влажных газовых смесей и повысить точность измерения расхода и количества многокомпонентных влажных газовых смесей.

### **Практическая значимость работы**

1. Разработанные в диссертации алгоритмы расчетов теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей внедрены в программное обеспечение 17 типов СИ расхода и количества газа.

2. Проведенные исследования и полученные результаты работы использованы при разработке 17 таблиц ССД, четырех методик ГСССД, пяти национальных стандартов системы ГСИ, пяти таблиц ССД СНГ, трех рекомендаций по метрологии (МИ).

3. Результаты работы используются для повышения точности и обеспечения единства измерений расхода и количества ПГ при учетных операциях

энергоресурсов за счет внедрения ССД. Разработанные таблицы ССД и методики ГСССД используются так же для расчетов технологического оборудования, трубопроводов, хранилищ ПГ и других задач на предприятиях НГК.

4. Разработанные в ходе диссертационной работы алгоритмы расчетов теплофизических свойств ПГ и многокомпонентных газовых смесей в широком диапазоне температур и давлений применены на 20 предприятиях топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

#### **Степень достоверности результатов**

Все разработанные ССД и расчетные методики ГСССД прошли научную экспертизу комиссиями высококвалифицированных экспертов, обсуждение на заседаниях НТС ФГБУ «ВНИИМС». Проекты ССД размещались на сайте ФГИС «Береста» и «три» месяца проходили открытое обсуждение. ССД утверждены приказом Росстандарта и размещены в ФИФ для всеобщего доступа и использования. Методики ГСССД утверждены ФГБУ «ВНИИМС» и размещены на сайте института.

Достоверность методики ГСССД МР 273–2018 [11] установлена в апробации расчетов на действующих СИ и соответствующих актов внедрения, на основе имеющихся экспериментальных данных при утверждении типов СИ.

Научные положения, выводы и рекомендации, сформулированные в диссертации, подкреплены фактическими данными, представленными в приведенных таблицах и рисунках, а также в разработанных таблицах ССД, методиках ГСССД и в других разработанных документах, являющихся НСД ГСССД, а также пять таблиц ССД были утверждены в качестве таблиц ССД СНГ, которые проходили проверку зарубежных специалистов перед утверждением на МГС СНГ.

#### **Апробация результатов**

Основные положения и выводы диссертации доложены на 13 научных конференциях (в том числе на 10 международных или с международным участием).

1. Международная научно-техническая конференция «Метрология-2024» (г. Минск, Республика Беларусь с 8 по 11 апреля 2024 г.).

2. XI Международная метрологическая конференция «Актуальные вопросы метрологического обеспечения измерений расхода и количества жидкостей и газов. Качество углеводородного сырья (нефти и природного газа)» (г. Казань, 31 августа-1 сентября 2023 г.).

3. Конференция метрологов «Актуальные вопросы обеспечения единства измерений и метрологического обеспечения учета и контроля качества углеводородного сырья и нефтепродуктов в ПАО «Газпром нефть» (г. Москва, 18 - 19 апреля 2022 г.).

4. XVI Конференция «НЕФТЕГАЗСТАНДАРТ-2022» (г. Н. Новгород, 17 ноября 2022 г.).

5. Международный научно-практический семинар «Экспериментальные методы исследования пластовых систем: проблемы и решения» (MERSS-2021) (ООО «Газпром-ВНИИГАЗ» (г. Москва, 1-2 июля 2021 г.).

6. VIII Международная метрологическая конференция «Актуальные вопросы метрологического обеспечения измерений расхода и количества жидкостей и газов» (г. Казань, 2-4 сентября 2020 г.).

7. XV Юбилейная международная конференция «НЕФТЕГАЗСТАНДАРТ - 2021» (г. Санкт-Петербург, 14-16 декабря 2021 г.).

8. XIV Международная конференция «НЕФТЕГАЗСТАНДАРТ» (г. Уфа, 7 - 10 октября 2019 г.).

9. Всероссийская научно-практическая конференция «Законодательная метрология: текущее состояние и основные направления совершенствования нормативно-правового регулирования» (г. Москва, 2-4 апреля 2019 г.).

10. VIII научно-практическая конференция «Обеспечение единства измерений в области использования атомной энергии» (г. Сочи, 2-4 октября 2018 г.).

11. II Международная научно-практическая конференция: «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (ООО «Газпром-ВНИИГАЗ» (г. Москва, 19-21 сентября 2018 г.).

12. Конференция «Метрологическое обеспечение нефтегазовой отрасли на

Международной выставке нефть и газ» (г. Москва, 18-21 июня 2018 г.).

13. Международная научная конференция «Проблемы и перспективы метрологического обеспечения учета нефти и нефтепродуктов» (ООО «НИИ Транснефть» (г. Москва, 12-13 декабря 2017 г.).

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 15 научных статей – из них 11 статей в журналах, включенных в перечень ВАК и 3 статьи в Российской газовой энциклопедии.

Перечень научных статей (публикаций) автора

### **Статьи в научных изданиях, рекомендованных ВАК**

1. Колобаев В.А. Обеспечение единства измерений расхода и количества природного газа на основе стандартных справочных данных / Козлов А.Д. // Вести газовой науки. 2019. № 1 (38) – С. 156-162.

2. Колобаев В.А. Стандартные справочные данные по углеводородам для государственного учета энергетического сырья / Козлов А.Д. // Вести газовой науки. 2021. № 4. (49) – С. 9-13.

3. Колобаев В.А. Нормативно-справочные данные для обеспечения измерения расхода (количества) и качества продукции нефтегазового комплекса / Козлов А.Д. // Вести газовой науки. 2018. № 5. – С. 176-181.

4. Колобаев В.А. Новые методики экспериментального определения свойств материалов / Козлов А.Д., Попов П.В. // Законодательная и прикладная метрология. 2018. № 6. – С. 20-22.

5. Колобаев В.А. Уравнение состояния и термодинамические таблицы 2,3,3,3-тетрафторпропена (R1234yf) / П.В. Попов // Измерительная техника. 2021. - № 2. – С. 9-15.

6. Колобаев В.А. Стандартные справочные данные о свойствах воды для метрологических исследований при температурах от 0°С до 100°С и давлении до 0,3 МПа / Козлов А.Д., Роговин М.Д., Рыбаков С.И. // Законодательная и прикладная метрология. 2019. № 4. – С. 8-11.

7. Колобаев В.А. Расчет термодинамических свойств многокомпонентных

влажных газовых смесей на основе фундаментального уравнения состояния для метрологического обеспечения измерения расхода газа/ Козлов А.Д., Мамонов Ю.В., Роговин М.Д., Рыбаков С.И. // Законодательная и прикладная метрология. 2018. № 3. – С. 19-22.

8. Колобаев В.А. Новые методики экспериментального и расчетного определения свойств веществ и материалов / Козлов А.Д., Попов П.В. // Законодательная и прикладная метрология. 2017. № 4. – С. 16-18.

9. Колобаев В.А. Новые стандартные справочные данные по фундаментальным физическим константам и свойствам веществ и материалов / Козлов А.Д., Попов П.В. // Законодательная и прикладная метрология. 2017. № 6. – С. 43-48.

10. Колобаев В.А. Термодинамические свойства хладагента R1233zd(E): методика построения фундаментального уравнения состояния и табулированные данные / Козлов А.Д., Попов П.В. // Измерительная техника № 5, 2022 – С. 22-28.

11. Колобаев В.А. Таблицы ССД о физических константах и свойствах веществ и материалов, аттестованных в 2021 году / Козлов А.Д., Попов П.В. // Законодательная и прикладная метрология. 2022. № 2. – С. 12-15.

#### **Работы, опубликованные в других изданиях**

1. Колобаев В.А. Государственная служба стандартных справочных данных о свойствах веществ и материалов в обеспечение задач нефтегазового комплекса / Григорьев Б.А., Козлов А.Д. // Российская газовая энциклопедия, том 3, 2023. – С. 77-82.

2. Колобаев В.А. Измерение расхода и количества природного газа в нефтегазовом комплексе / Григорьев Б.А., Козлов А.Д., Кузина Е.К. // Российская газовая энциклопедия, том 3, 2023. – С. 97-103.

3. Колобаев В.А. ГСССД МР 273-2018 – методика расчетного определения плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты, коэффициента динамической вязкости влажных газовых смесей в диапазоне температур от 263 до 500 К при давлениях до 30 МПа/ Григорьев Б.А., Козлов А.Д., Роговин М.Д. // Российская газовая энциклопедия, том 3, 2023. – С. 83-84.

4. Колобаев В.А. Государственная служба стандартных справочных данных – одно из направлений обеспечения единства измерений в науке и технике / Кузин А.Ю., Козлов А.Д. // Главный метролог. 2019. № 4. – С. 24-29.

#### **Личный вклад автора**

1. Все научные положения, выносимые на защиту, и результаты, приведенные в настоящей диссертационной работе, получены автором лично или при его участии.

2. Автор провел анализ:

– методов измерений расхода и количества ПГ для определения необходимых данных и их параметров (7628 ед.), для повышения точности и обеспечения единства измерений учетных операций;

– парка всех типов СИ расхода газа (2355 ед.), на основе официальных данных ФИФ для определения направления исследования и разработки необходимых ССД и точностных характеристик свойств и параметров измерения (температура, давление, скорость звука) ПГ;

– НД применяемых для измерения расхода и количества ПГ на предприятиях НГК.

3. Автор является ответственным исполнителем в разработке нормативно-методических документов ГСССД по созданию и аттестации ССД, а также по повышению точности измерения расхода и количества ПГ.

## Основное содержание работы

### Глава 1. Обеспечение единства измерений расхода и количества природного газа

#### 1.1. Состав и классификация природного газа

Природные газы, добываемые из газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений, состоят из углеводородов гомологического ряда метана с общей формулой  $C_nH_{2n+2}$ , а также не углеводородных компонентов: азота ( $N_2$ ), углекислого газа ( $CO_2$ ), сероводорода ( $H_2S$ ), меркаптанов ( $RSH$ ), редкоземельных (инертных) газов (гелия, аргона, криптона, ксенона) ( $R$ ), ртути  $Hg$ . Число углеродных атомов в молекулах углеводородов может достигать 18 и более. На рисунке 3 представлен примерный состав природного газа.

Метан ( $CH_4$ ), этан ( $C_2H_6$ ) и этилен ( $C_2H_4$ ) при обычных условиях давления ( $p=0,1$  МПа) и температуры ( $T=288-303$  К) являются газами и входят в состав сухого газа.

Пропан ( $C_3H_8$ ), пропилен ( $C_3H_6$ ), изобутан ( $i-C_4H_{10}$ ), нормальный бутан ( $n-C_4H_{10}$ ), бутилены ( $C_4H_8$ ) при атмосферных условиях находятся в парообразном (газообразном) состоянии, при повышенных давлениях – в жидком состоянии. Они входят в состав жидких углеводородных газов.

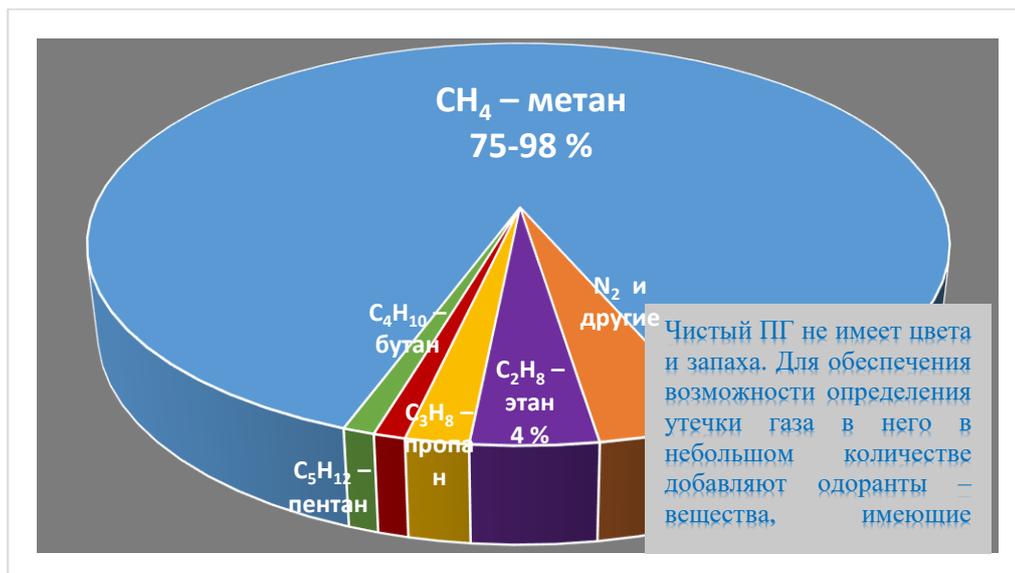


Рисунок 3 – Примерный состав природного газа

Как известно углеводороды, начиная с изопентана ( $i-C_5H_{12}$ ) и более тяжелые ( $17 \leq n \leq 5$ ), при атмосферных условиях находятся в жидком состоянии. Они входят в состав бензиновой фракции.

Углеводороды, в молекулу которых входит 18 атомов углерода (от  $C_{18}H_{38}$ ) и более, расположенных в одну цепочку, при атмосферных условиях находятся в твердом состоянии.

В таблице 1 приведены составы сухого, жидкого газов и газового бензина.

Таблица 1 – Составы сухого и жидкого газов и газового бензина

Компоненты	Название смеси
Метан, этилен, этан	Сухой газ
Пропан, пропилен, изобутан, нормальный бутан, бутилен	Жидкий газ
Изопентан, нормальный пентан, амилены, гексан и др.	Бензин

Природные газы подразделяются на три следующие группы:

1. Газы, добываемые из чисто газовых месторождений и представляющие собой сухой газ, свободный от тяжелых углеводородов.
2. Газы, добываемые вместе с нефтью – это физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жидкого газа) и газового бензина.
3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений – это смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых углеводородов, из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

В таблицах 2, 3 приведены составы природных газов некоторых чисто газовых и газоконденсатных месторождений.

Таблица 2 – Объемный состав природных газов, добываемых из чисто газовых месторождений (%)

Месторождение	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12+</sub>	N <sub>2</sub> +R	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Относ. плотность
Медвежье	98,78	0,1	0,02	0,002	-	1,0	0,1	-	0,56
Заполярье	98,6	0,07	0,02	0,013	0,01	1,1	0,18	-	0,56
Уренгойское	97,8	0,40	0,03	0,02	0,01	1,7	0,3	-	0,56
Ширяевское	58,86	1,88	0,60	0,23	0,12	0,81	11,0	26,5	0,855

Таблица 3 – Объемный состав природных газов, добываемых из газоконденсатных месторождений (в %)

Месторождение	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12+</sub>	N <sub>2</sub> +R	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Относ. плотность
Вуктыльское	74,8	8,7	3,9	1,80	6,40	4,3	0,1	-	0,882
Оренбургское	87,0	5,0	1,6	0,7	1,8	3,5-	0,5-	1,3-5	0,68-0,70
Уренгойское:	88,28	5,29	2,42	1,0	2,52	4,9	1,7	-	0,707
БУ-8	82,27	6,56	3,24	1,49	5,62	0,48	0,01	-	0,813
						0,32	0,50		

На территории нашей страны несколько гигантских месторождений (запасы 1-5 трил. м<sup>3</sup>) и два сверхгигантских (запас > 5 трил. м<sup>3</sup>), Уренгойское (с балансовыми запасами 16 трил. м<sup>3</sup>) и Ямбургское (свыше 8 трил. м<sup>3</sup>).

В настоящее время основными продуктами ГПЗ России являются СУГ, ШФЛУ, этановая фракция, автобензин, дизельное и реактивное топливо, мазут, стабильный конденсат.

Метан и другие компоненты природного газа являются ценным сырьем газохимического производства, позволяющим получать широкий спектр продукции высокого спроса.

Использование этана, СУГ или ШФЛУ в процессе пиролиза удешевляет производство мономеров и последующей продукции по технологической цепочке их переработки. В то же время производство этана требует создания специальных систем его выделения и последующей транспортировки на ГПЗ.

Перспективной и важной задачей является повышение эффективности переработки серосодержащих газов, решение которой включает разработку и освоение экологически безопасных технологий добычи и переработки сероводородсодержащих газов, производства и использования серы в различных отраслях экономики (дорожном строительстве и др.).

В настоящее время происходит увеличение мощностей процессов переработки газа. К ним относятся технологии выделения из природного газа гелия и ценного газохимического сырья (ШФЛУ, СУГ, этана). В процессах вторичной (химической) переработки газа наибольшее распространение получают технологии производства полиолефинов и метановой газохимии (получение метанола, аммиака, минеральных удобрений и пр.). Они направлены на монетизацию газового сырья за счет синтеза на его основе сырья для нефтехимии и обеспечение эффективного использования его отдельных компонентов в промышленности.

Таким образом ПГ является одним из востребованных ресурсов, поэтому его учет является стратегической задачей в экономической составляющей РФ, а повышение точности и единства измерений расхода и количества ПГ является приоритетным направлением деятельности ГСССД.

## **1.2. Деятельность Государственной службы стандартных справочных данных по обеспечению единства измерений в нефтегазовом комплексе**

ГСССД образована в развитие Постановления Совета Министров СССР от 11 января 1965 г. № 16 [12]. Необходимость ее создания была вызвана тем, что накопленные в литературе сведения о свойствах веществ и материалов устаревали, не всегда практически оценивались, издание справочников запаздывало по сравнению с публикацией данных в периодической печати. Служба должна была предложить новую, наиболее точную фактографическую информацию, то есть НДС о физических константах и свойствах веществ и материалов.

Процессу совершенствования ГСССД способствовали разработанные стандарты и другие нормативные правовые акты, регламентирующие организационно-правовые основы функционирования ГСССД, а также сформированные базы справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов по областям науки и промышленности. Численные значения физических свойств материалов и веществ, используемых в промышленности и науке, разрабатываются в рамках ГСССД ССД<sup>2</sup>.

Целями ГСССД являются: обеспечение наиболее эффективного использования веществ и материалов с помощью достоверной оперативной информации об их свойствах; совершенствование получения новых веществ и материалов и определение новых необходимых данных о них путем координации соответствующих работ; облегчение доступа к необходимой информации и данным; достижение соответствующего уровня точности значений физических констант, справочных данных и развитие международного сотрудничества в этой области.

Деятельность ГСССД определена в 102-ФЗ [3] и в постановлении Правительства Российской Федерации № 596 [14].

В соответствии с [14] основными задачами ГСССД являются:

---

<sup>2</sup> В соответствии с ГОСТ Р 8.614–2018 [13] Стандартные справочные данные – это оцененные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов, представленные в числовом, графическом, аналитическом виде или в компьютерных базах и файлах данных, разработанные для всеобщего и многократного использования, аттестованные ГСССД и утвержденные федеральным органом исполнительной власти (Росстандартом)

осуществление деятельности по разработке и применению ССД в науке, технике и технологиях в целях обеспечения на их основе единства измерений;

обеспечение ССД организаций промышленности, науки и других потребителей;

определение и прогнозирование потребностей в ССД;

разработка и реализация программ создания ССД;

участие в международном сотрудничестве, представление интересов РФ при рассмотрении вопросов применения ССД, реализация международных договоров в области исследований свойств веществ и материалов.

Руководство ГСССД осуществляет Росстандарт, научное и методическое обеспечение ее деятельности – Главный научный метрологический центр «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ». Функции ГНМЦ «ССД» выполняет ФГБУ «ВНИИМС» в соответствии с приказом Росстандарта от 3 апреля 2016 г. № 393 [15]. Структура и направления деятельности ГСССД приведена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Структура и направления деятельности ГСССД

В целях совершенствования системы деятельности ГСССД и систематизации разработки и применения ССД в 2018 г. были разработаны и актуализированы следующие НМД:

национальный стандарт – ГОСТ Р 8.614–2018 ГСИ «Государственная служба стандартных справочных данных. Основные положения». [13];

рекомендации по метрологии – МИ 3599–2018 ГСИ «Разработка и аттестация методик государственной службы стандартных справочных данных» [16], МИ 3600–2018. ГСИ Разработка и аттестация «Таблиц стандартных справочных данных» и «Таблиц рекомендуемых справочных данных» [17].

ГОСТ Р 8.614–2018 [13] устанавливает основные положения деятельности ГСССД, ее цели и задачи, а также категории данных о физических константах и свойствах веществ и материалов, порядок аттестации, регистрации и применения ССД и методик их получения и распространяется на физические константы, включая фундаментальные. Установлены следующие категории справочных данных:

ССД – стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов;

РСД – рекомендуемые справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов;

методики ГСССД – расчетного (экспериментального) определения данных о свойствах веществ и материалов.

Указанный ГОСТ предназначен для применения на всех этапах разработки, аттестуемых в ГСССД справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов и внедрения их в науку и технику. В стандарте приведен образец Свидетельства на таблицы ССД, выдаваемого авторам.

МИ 3599–2018 [16] распространяется на методики получения стандартных и рекомендуемых справочных данных. Рекомендация описывает требования при разработке методик и порядок их аттестации, а также содержит образец Аттестата на методику ГСССД.

МИ 3600–2018 [17] описывает порядок организации планирования и разработки таблиц справочных данных (ССД и РСД) и порядок их аттестации. Рекомендация предназначена для разработчиков таблиц справочных данных и

специалистов, проводящих экспертизу этих таблиц. На рисунке 5 представлен алгоритм разработки и аттестации ССД в соответствии с МИ 3600–2018 [17]

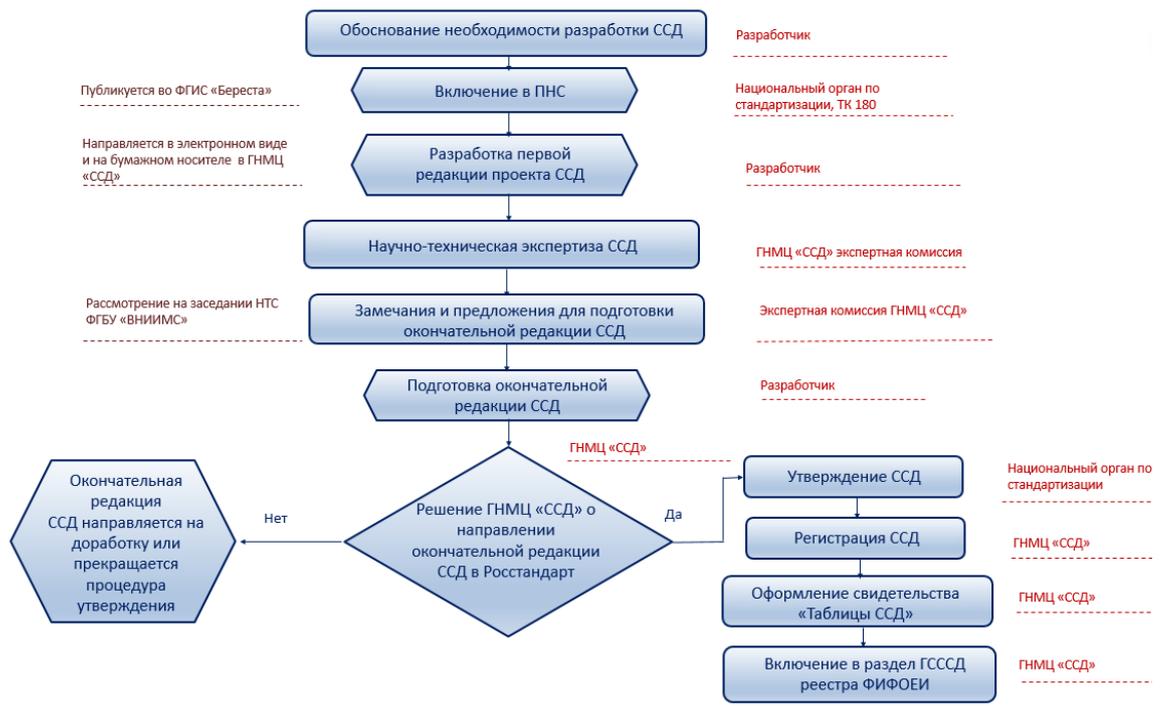


Рисунок 5 – Алгоритм разработки и аттестации ССД

В настоящее время разработка ССД осуществляется в первую очередь в соответствии с требованиями государственной программы Правительства Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 328 [18]. Целевым индикатором выполнения государственной программы является количество зарегистрированных ССД. В соответствии с подпрограммой 8 «Развитие системы технического регулирования, стандартизации и обеспечение единства измерений» указанной программы, ежегодно должно разрабатываться 15 ССД. Этот показатель также продублирован в Распоряжении Правительства РФ от 19 апреля 2017 г. № 737-р [19] утвердившем «Стратегию обеспечения единства измерений в Российской Федерации до 2025 года».

Организацию разработки таблиц ССД осуществляет ГНМЦ «ССД», срок разработки не более 2 лет, результатом разработки ССД является документ

категории «Таблицы ССД», утвержденный приказом Росстандарта. Таблицы ССД размещаются в ФИФ для всеобщего использования на территории РФ.

Методики ГСССД и таблицы РСД разрабатываются в инициативном порядке метрологическими организациями, вузами, организациями науки и другими заинтересованными лицами в соответствии с Рекомендациями МИ 3599–2018 [16] и МИ 3600–2018 [17].

В рамках ГСССД по состоянию на 01.01.2023 г. по областям применения разработано 410 ССД, рисунок 6



Рисунок 6 – Количество разработанных ССД по областям применения

Дальнейшее развитие ГСССД будет предусматривать обязательное применение ССД на основе Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» [3] в сфере государственного регулирования. В настоящее время для повышения роли ССД при измерениях свойств веществ и материалов подготовлены изменения в данный закон, где предлагается обязательное их применение.

Для повышения эффективности и качества, разрабатываемых ГСССД справочных данных, было разработано «Положение о реестре экспертов Государственной службы стандартных справочных данных» [20]. На начало 2023 г. в состав экспертов ГСССД входят 95 специалистов из 17 организаций: д-ров. физ.-мат. наук – 14; д-ров. техн. наук – 17; д-ров. хим. наук – 24; канд. физ.-мат. наук – 19; канд. техн. наук – 20; канд. хим. наук – 1.

Для повышения статуса ССД необходимо расширить сотрудничество с международными и национальными организациями: Международной ассоциацией по свойствам воды и водяного пара (МАСВП), Комитетом по численным данным для науки и техники (КОДАТА), Международным союзом по теоретической и прикладной химии (ИЮПАК), Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ), европейскими центрами по материалам, разрабатывающими справочные данные в рамках своих программ.

Таким образом ГСССД играет ведущую роль в обеспечении единства измерений при измерении свойств веществ и материалов и как это указано в [3] осуществляет деятельность по разработке и внедрению стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов в науке и технике в целях обеспечения единства измерений на основе применения указанных стандартных справочных данных, а также по ведению соответствующих разделов ФИФ.

### **1.3. Требования нормативных документов по измерению расхода и количества природного газа в нефтегазовом комплексе**

Как известно, данные о расходе и количестве углеводородов в нефтегазовом комплексе получают на основании измерений и обработки результатов этих измерений, а измерительный процесс расхода и количества ПГ включают две составляющие: результаты измерений для расчёта расхода на основе измерений и данных о свойствах веществ при определенных параметрах измерения: температура, давление, компонентный состав и т.д. Очевидно, что для получения наиболее точных результатов необходимо использовать СИ утвержденных типов, которые соответственно имеют нормированные метрологические характеристики, а также иметь точные данные о свойствах измеряемых веществ и их компонентов, т.е. ССД и методиках их получения – методики ГСССД. Обеспечение единства и требуемой точности измерений расхода и количества ПГ достигается на основе применения предложенных в ССД и методиках ГСССД алгоритмов расчета, которые устанавливаются в программном продукте на СИ газа.

Результаты измерений, приведенные к стандартным условиям, получаемые на узлах учета поставщика, и сумма всех объемов, полученных потребителями, должны совпадать. Так как измерения проходящих объемов газа происходят при различных условиях (разной температуре, плотности, давлении), то результаты должны быть приведены к единому стандартному условию, а сами измерения должны осуществляться при строгом соблюдении требований по обеспечению единства измерений и применением ССД.

Для обеспечения единства измерений расхода и количества ПГ в список рекомендованных к применению НД в НГК входят:

10 межгосударственных стандартов (ГОСТ);

19 национальных стандартов (ГОСТ Р);

7628 методик (методов) измерений;

15 стандартов организации, в том числе и СТО ПАО «Газпром»;

В приложении 1 приведены НД для измерения расхода и количества ПГ.

При организации метрологического обеспечения расхода и количества ПГ погрешность (неопределенность) результатов измерений являются неотъемлемой составляющей при учетных операциях ПГ.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества и расхода ПГ, приведенного к стандартным условиям, для СИ утвержденных типов приведены в таблице 4, установленные в соответствии с требованиями приказа Минэнерго России от 15 марта 2016 № 179 [21]<sup>3</sup>, СТО Газпром 5.32–2009 [22], МИ 3082–2007 г. [23]

Таблица 4 – Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа

Категория узла измерений в зависимости от расхода (рабочий расход, м <sup>3</sup> /ч)	Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений расхода и количества газа, %			
	ПП РФ № 1847 (Приказ № 179)	МИ–3082	СТО 5.32–2009	
			А	В
I (более 6000)	1,5	1,0	0,8	1,5
II (более 1200 до 6000 включительно)	2,5	1,5	0,8	1,5
III (более 60 до 1200 включительно)	3,0	2,5	0,8	2,0
IV (до 60 включительно)	4,0	от 3,0 до 4,0	0,8	2,0

А – газоизмерительная станция (ГИС), газораспределительная станция (ГРС), пункты замера расхода газа на границе России и между ОАО «Газпром» и не зависимыми поставщиками.  
В – ГРС, автоматизированная газораспределительная станция (АГРС) и пункты, предназначенные для измерения объемов газа, поставляемого отечественным потребителям

Принятые на практике методы измерений расхода и количества ПГ проводятся в соответствии с разработанными НД: методиками (методами) выполнения измерения, а также национальными и межгосударственными стандартами с использованием ССД.

Измерения ПГ осуществляются как правило одним из методов, указанных на рисунке 7.

<sup>3</sup> С 1 января 2021 г. и до 1 января 2027 г. приказ заменен на ПП РФ от 16 ноября 2020 г. N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» [24].



Рисунок 7 – Методы измерения ПГ

Распределение СИ по типам расходомеров-счетчиков с соответствующими методами измерений:

- переменного перепада давления (сужающие устройства, осредняющие напорные трубки);
- измерения объемного расхода (объема) газа с помощью СИ объемного расхода (объема) при рабочих условиях с последующим пересчетом к стандартным условиям (турбинные, камерные (ротационные, диафрагменные), вихревые, ультразвуковые, струйные);
- измерения массового расхода (массы) газа с помощью СИ массового расхода с пересчетом к объемному расходу (объему) при стандартных условиях (кориолисовые, термоанемометрические (корпусные и погружные)).

В таблице 5 представлены данные из ФИФ по количеству утвержденных типов СИ расхода и количества газа по применяемым методам измерений с соответствующими погрешностями.

Всего утверждено типов СИ расхода и количества газа 2355 ед., по состоянию на 1 января 2024 г.

Таблица 5 – Количество утвержденных типов СИ расхода и количества газа

№ п/п	Применяемый метод измерения	Количество СИ в реестре	Пределы допускаемых относительных погрешности (номинальный расход) %	
			min.	max.
1.	Диафрагменный	379	1,5	3,0
2.	Ротационный	195	2,0	5,0
3.	Турбинный	222	0,5	1,5
4.	Вихревой объемный	189	0,5	2,5
5.	Ультразвуковой	301	0,5	2,5
6.	Струйный	204	1,0	2,5
7.	Сужающие устройства	72	0,5	2,5
8.	Осредняющая напорная трубка	63	1,1	3,5
9.	Кориолисовый	271	0,2	1,5
10.	Мембранный	290	1,5	4,0
11.	Термоанемометрические	71	1,5	2,5
12.	Другие	98	1,6	4,0
	Всего СИ	2355		

Как видно из представленных данных по утвержденным типам СИ, погрешности находятся в пределах норм, приведенных в таблице 4.

В таблице 6 приведены основные принципы работы СИ с учетом применяемых методов, а также указаны параметры, необходимые для измерения расхода и количества ПГ соответствующим методом.

Таблица 6 – Основные принципы работы СИ с учетом применяемых методов

Метод измерения	Принцип работы	Перечень параметров необходимых для измерения расхода и количества газа
Диафрагменный	Основан на перемещении подвижных перегородок измерительных камер под давлением измеряемого газа	$\Delta P, P_v, T_v, \rho_c, X_A$ , и $X_Y$ , состав газа

Метод измерения	Принцип работы	Перечень параметров необходимых для измерения расхода и количества газа
Ротационный	Основан на вращении двух соосно расположенных роторов под воздействием поступающего газа	
Турбинный	Основан на вращении турбинного колеса под воздействием потока измеряемого газа, скорость движения которого пропорциональна объемному расходу	$q_v, V, P_v, T_v, \rho_c, X_A$ и $X_y$ состав газа
Вихревой	Основан на зависимости частоты образования и срыва вихрей, возникающих при обтекании тел, размещенных в потоке, от расхода измеряемого газа.	
Ультразвуковой	Основан на зависимости времени распространения ультразвуковых колебаний через поток измеряемого газа в трубопроводе заданного диаметра.	
Струйный	Основан на измерении частоты переключения струйного генератора, пропорциональной скорости (расходу) газа	
Сужающие устройства	Основан на измерении перепада давлений за счет перехода потенциальной энергии в кинетическую и зависящую от расхода вещества	$\Delta P, P_v, T_v, \rho_c, X_A$ и $X_y$ , состав газа
Осредняющая напорная трубка	Основан на измерении разности давлений (перепада давлений) между полным давлением потока измеряемой среды и статическим давлением, возникающим при обтекании потоком осредняющей трубки	
Термоанемометрический	Основан на измерении теплосъема сигнала с нагревательного элемента, который при известной теплопроводности среды пропорционален массовому расходу	$q_m, m, \rho_c$ состав газа

Метод измерения	Принцип работы	Перечень параметров необходимых для измерения расхода и количества газа
Кориолисовый	Основан на измерении ускорения, сообщаемого потоку измеряемого газа колеблющимся трубопроводом, и связанного с массовым расходом	

Обозначение параметров: где:  $\Delta P$  - перепад давления (Па),  $P_v$  - абсолютное давление газа при рабочих условиях (Па),  $T_v$  - температура газа при рабочих условиях ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $q_v$  - объёмный расход газа ( $\text{м}^3/\text{с}$ ),  $V$  - объём газа при рабочих условиях  $\text{м}^3$ ,  $\rho_c$  - плотность газа при стандартных условиях ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ),  $q_m$  - массовый расход газа ( $\text{кг}/\text{с}$ ),  $m$  - масса газа ( $\text{кг}$ ),  $X_A$ ,  $X_U$  - молярные доли азота и диоксида углерода в природном газе (%).

Для определения параметров необходимых для измерения расхода и количества газа необходимо знать методы расчета следующих теплофизических свойств ПГ: плотность, фактора сжимаемости, скорость распространения звука в среде ПГ, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости. Расчеты теплофизических свойств ПГ должны проводиться на основе ССД, вопросами организации их разработки и аттестации, как указывалось выше, занимается ГСССД.

Как вывод следует отметить, что в современных условиях для НГК разработано значительное количество НД для учета расхода и количества ПГ, а также имеется большой парк СИ ПГ<sup>4</sup> отвечающих требованиям обеспечения единства измерений, но их показатели точности измерений в большей степени зависят от применяемого метода и инструментальной составляющей СИ, а как серьезная альтернатива повышения точности измерений предлагается применение ССД и разработанных на основе современных алгоритмов расчета теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей, с учетом в том числе и иностранного передового опыта.

<sup>4</sup> В ФИФ СИ ПГ имеют общее обозначение – СИ для измерений газа.

## **Выводы по первой главе**

Для решения задач повышения точности измерений расхода и количества ПГ, необходимо знать методы расчета следующих теплофизических свойств ПГ: плотность, фактор сжимаемости, скорость распространения звука в среде ПГ, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости. Расчеты расхода и количества ПГ в обязательном порядке должны основываться на ССД. В соответствие с действующими НД в области обеспечения единства измерений самыми точными данными по свойствам веществ и материалов являются ССД.

Так как основным направлением исследования является повышение точности измерений расхода и количества ПГ, необходимо в настоящей работе провести:

анализ действующих ГОСТ, ГОСТ Р, ССД, СТО и других нормативных документов (в том числе отраслевых документов организаций – ПАО Газпром, Минэнерго, Минпромторга) для выявления имеющихся перспективных алгоритмов расчета расхода и количества ПГ с целью их совершенствования и повышения точности измерений учетных операций в НГК;

анализ методов и СИ расхода и количества ПГ для обоснования приоритетного направления исследований по повышению показателей точности измерений расхода и количества ПГ при учетных операциях;

исследования по совершенствованию алгоритмов расчета теплофизических свойств ПГ для получения более точного расчета значений термодинамических свойств газовых смесей различного компонентного состава в газовой фазе и во флюидной области, в том числе и влажного газа при востребованных температурах и повышенных давлениях.

Разработать ССД и методики ГСССД в заданных интервалах параметров для совершенствования обеспечения единства и точности измерений в НГК.

## **Глава 2. Расходомеры и алгоритмы измерений расхода и количества природного газа**

### **2.1. Анализ расходомеров измерения расхода и количества природного газа**

Основными типами расходомеров для измерения расхода и количества ПГ, являются следующие:

- переменного перепада давления;
- объемные;
- массовые.

К типам расходомеров, основанным на переменном перепаде давления относятся методы измерений – сужающие устройства, осредняющие напорные трубки.

К объемным типам расходомеров относятся методы измерений – турбинные, камерные (ротационные, диафрагменные), вихревые, ультразвуковые, струйные.

К массовым типам расходомеров относятся методы измерений – кориолисовые, термоанемометрические (корпусные и погружные).

Теплофизические характеристики и физико-химические параметры газа, необходимые для расчёта его расхода и количества используемого для всех методов, могут быть определены путём прямых измерений или косвенным расчётным методом на основе ССД, что является как правило более точным и дешевым. При этом методическая погрешность или неопределённость расчёта теплофизических характеристик зависит от выбранного метода расчёта, компонентного состава и физико-химических параметров газа, для которых выполняют расчёт. В связи с этим рекомендуется применять тот метод, который для условий измерений имеет наилучшие метрологические характеристики и соответствующую экономическую целесообразность.

Расчёт факторов сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях, выполняют с применением одного (общего) уравнения, если иное не предусмотрено применяемым методом расчёта. Факторы сжимаемости влажных

газов рассчитывают в соответствии с действующими НД, регламентирующими методы вычисления свойств газов с учётом содержания в них водяных паров<sup>5</sup>.

Ниже проведен анализ наиболее востребованных методов измерений расхода и количества ПГ и рассмотрены основные типы расходомеров по алгоритму: устройство, формула расчета/приведения к стандартным условиям, преимущество и недостатки метода.

### Сужающие устройства

#### Устройство

Сужающими называются технические устройства со сквозным отверстием, устанавливаемые в измерительном трубопроводе круглого сечения для создания перепада давления среды путём уменьшения площади сечения трубопровода (сужения потока). Такие устройства используются для измерений расхода среды.

Метод основан на создании в измерительном трубопроводе с помощью сужающего устройства местного сужения потока. Часть потенциальной энергии потока переходит в кинетическую энергию, средняя скорость потока в месте сужения повышается, а статическое давление становится меньше статического давления до сужающего устройства. Разность давления тем больше, чем больше расход среды, и, следовательно, она может служить мерой расхода.

К сужающим устройствам относятся как тип – стандартные сужающие устройства:

диафрагмы (рисунок 8);

сопла (ИСА 1932, эллипсные, или большого радиуса, трубы Вентури).

Эллипсное сопло (рисунок 9), геометрические характеристики и условия, применения которых регламентированы ГОСТ 8.586.2–ГОСТ 8.586.4–2005[26-28].

---

<sup>5</sup> Как пример ГОСТ 34807–2021 «Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров» [25].

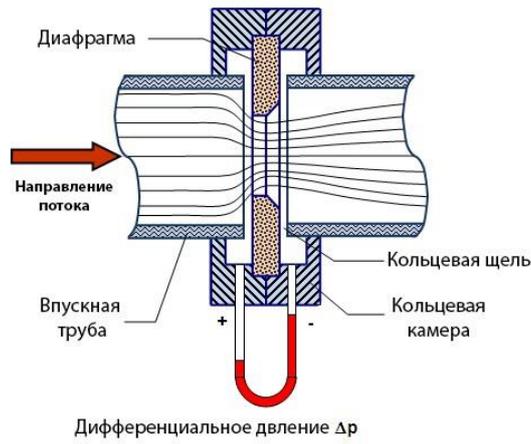


Рисунок 8 – Диафрагма

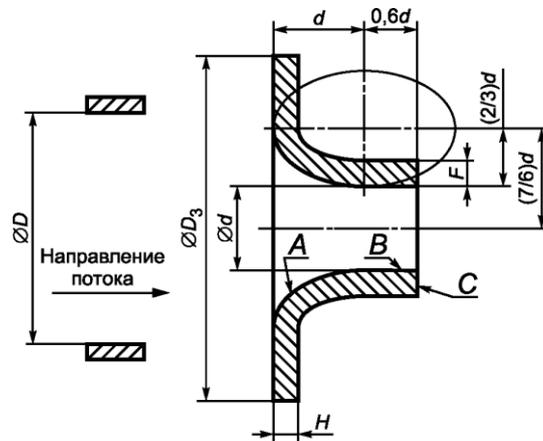
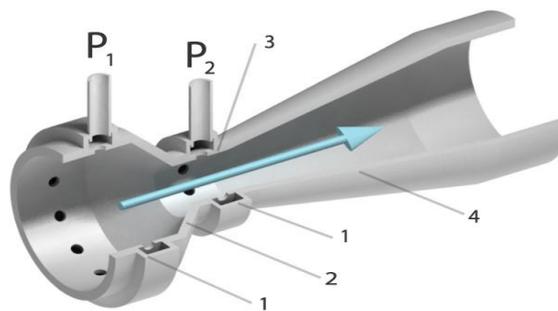


Рисунок 9 – Эллиптическое сопло

В трубе Вентури сужение и расширение трубопровода происходят постепенно. Труба представляет собой два усеченных конуса, соединенных узкими концами цилиндрической горловиной. При этом конус расширения (диффузор) имеет большую длину, чем конус сужения (конфузор).



- 1 – кольцевые усредняющие камеры
- 2 – конфузор
- 3 – горловина
- 4 – диффузор

Рисунок 10 – Измерительное сопло Вентури

Подвидом трубы Вентури можно считать измерительное сопло (рисунок 10), в котором присутствует конус сужения, но в отличие от трубы Вентури, отсутствует расширяющаяся часть. Данный прибор используется в случае, если турбулентность потока крайне высока.

Также существуют расходомеры, в которых сужение потока создается при помощи клинового ограничителя. В остальном данные расходомеры аналогичны СИ, использующим принцип измерения по перепаду давления.

#### Формула расчета

Расход среды измеряют в единицах массового расхода, объёмного расхода в рабочих условиях и объёмного расхода, приведённого к стандартным условиям.

Массовый расход среды при этом рассчитывают по формуле:

$$q_m = 0,25\pi d_{20}^2 K_{cy}^2 K_{ш} K_{п} C E \varepsilon \sqrt{2\rho\Delta p}, \quad (1)$$

где  $q_m$  – массовый расход среды, кг/с;  $d_{20}$  – диаметр отверстия сужающего устройства при температуре среды 20 °С, м;  $K_{cy}$  – коэффициент, учитывающий изменение диаметра отверстия сужающего устройства, вызванное отклонением температуры среды от 20 °С;  $K_{ш}$  – поправочный коэффициент, учитывающий шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода;  $K_{п}$  – поправочный коэффициент, учитывающий притупление входной кромки диафрагмы;  $C$  – коэффициент истечения;  $E$  – коэффициент скорости входа;  $\varepsilon$  – коэффициент расширения;  $\rho$  – плотность среды, кг/м<sup>3</sup>;  $\Delta p$  – разность давлений до и после сужающего устройства, Па.

Объёмный расход среды при рабочих условиях рассчитывают по формуле:

$$q_V = 0,25\pi d_{20}^2 K_{cy}^2 K_{ш} K_{п} C E \varepsilon \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}. \quad (2)$$

Объёмный расход среды, приведённый к стандартным условиям, рассчитывают по формуле:

$$q_V = 0,25\pi d_{20}^2 K_{cy}^2 K_{ш} K_{п} C E \varepsilon \frac{\sqrt{2\Delta p}}{\rho_c}, \quad (3)$$

где  $\rho_c$  – плотность среды при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Расчёт расхода среды выполняют по одной из выше приведённых формул при

известных значениях её составляющих. Часть из них получается путём прямых измерений, другие – расчётным путём как правило с применением ССД и/или методик ГСССД.

Уравнение расхода среды является неявным, так как коэффициент  $C$  (кроме сопел Вентури) и поправочный коэффициент  $K_{ш}$  (кроме труб Вентури) зависят от числа Рейнольдса  $Re$ , которое, в свою очередь, зависит от значения расхода среды. Такое уравнение решается итерационным методом. Итерационный процесс рекомендуется проводить по числу Рейнольдса ГОСТ 8.586.1–2005 [29].

При измерении расхода газа определяют его плотность, вязкость и показатель адиабаты, а также плотность при стандартных условиях в случае определения расхода среды, приведённого к стандартным условиям. Физические свойства среды могут быть определены путём прямых измерений или косвенным методом на основе данных, аттестованных в качестве ССД. Плотность среды, показатель адиабаты и вязкость среды определяют при температуре и давлении в плоскости отверстий, предназначенных для измерения статического давления до сужающего устройства. При отсутствии ССД о значениях показателя адиабаты или методов его расчёта вместо них может быть использовано значение отношения удельной теплоёмкости при постоянном давлении к удельной теплоёмкости при постоянном объёме. Вязкость среды может быть непосредственно измерена или определена графоаналитическим методом.

Отбор статического давления выполняют с помощью либо отдельных отверстий в стенках измерительной трубки или фланцах, либо нескольких взаимно соединённых отверстий, либо с помощью кольцевой щели (сплошной или прерывистой), выполненной в камере усреднения. При измерении расхода газа давление среды рекомендуется измерять через отдельное отверстие или в камере усреднения давления до сужающего устройства при её наличии. Допускается применение одного и того же отверстия для отбора статического давления с целью измерения перепада давления на сужающем устройстве и измерения давления среды.

Температуру среды определяют с помощью измерительного преобразователя температуры, в качестве которого может быть выбрана термопара или термометр сопротивления. Термометр располагают до или после сужающего устройства на

некотором расстоянии от него для исключения влияния измерительного прибора или его защитной гильзы (при ее наличии) на распределение скоростей потока в этом сечении.

Расчёт коэффициентов, входящих в формулы для определения расхода среды

Коэффициенты  $K_{су}$ ,  $K_{ш}$ ,  $K_{п}$ ,  $C$ ,  $E$ ,  $\varepsilon$  определяются в соответствии с комплексом национальных стандартов ГСИ – ГОСТ 8.586–2005 [26-30] в зависимости от типа сужающего устройства.

Преимущества и недостатки метода

Достоинства расходомеров переменного перепада давления является достаточно высокая точность измерения, а также не столь значительное повышение стоимости при увеличении диаметра трубопровода.

Основным недостатком же является то, что установленная диафрагма вызывает значительные потери напора проходящего по трубопроводу газа. Труба Вентури создает гораздо меньшие потери, чем диафрагма, однако является достаточно габаритной и дорогой. Кроме этого данные расходомеры плохо применимы при небольших значениях расхода. На следующем графике (рисунок 11) можно увидеть значения потерь давления для разных типов сужающих устройств в зависимости от относительного диаметра сужающего устройства. Расход прямо пропорционален корню из разности давлений, согласно формулам выше, поэтому неопределённость значения расхода будет зависеть от величины гидравлических потерь.

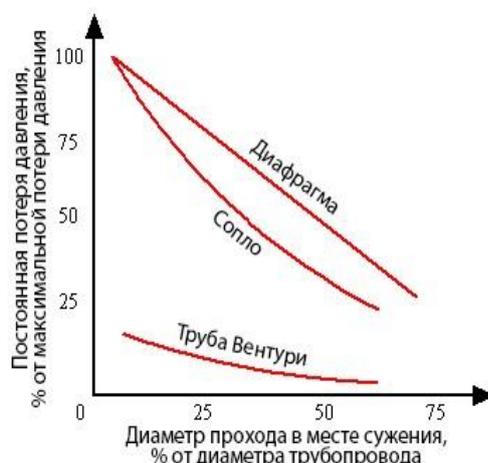


Рисунок 11 – Значения потерь давления для разных типов сужающих устройств

## Осредняющие напорные трубки

### Устройство

Осредняющая напорная трубка (ОНТ) представляет собой зонд, имеющий две отдельные камеры, снабжённые отверстиями для измерения давления.

Для осредняющих напорных трубок ANNUBAR ФГБУ «ВНИИМС» разработана методика измерений – рекомендация по метрологии МИ 2667–2011 [34], что позволяет использовать трубки “ANNUBAR DIAMOND II+”, “ANNUBAR 285”, “ANNUBAR 485”, “ANNUBAR 585” в качестве стандартных измерительных средств. Внешний вид ОНТ ANNUBAR 485 (рисунок 12).



Рисунок 12 – Внешний вид осредняющей напорной трубки ANNUBAR 485

ОНТ Annubar 485 имеет Т-образную форму (рисунок 12). Передняя поверхность ОНТ текстурирована (имеет определенную шероховатость) в зависимости от числа Рейнольдса. Текстуры поверхности создают турбулентный пограничный слой на передней поверхности. Повышенная турбулентность позволяет получить прогнозируемую и стабильную точку отрыва. На передней поверхности ОНТ расположены щелевые пазы, которые совместно с камерой  $p_1$  воспринимают динамическое давление, а отверстия на другой грани и камера  $p_2$  воспринимают давление разрежения. Возникающий перепад давления между камерами пропорционален расходу. Схема обтекания потоком ОНТ ANNUBAR 485 (рисунок 13).

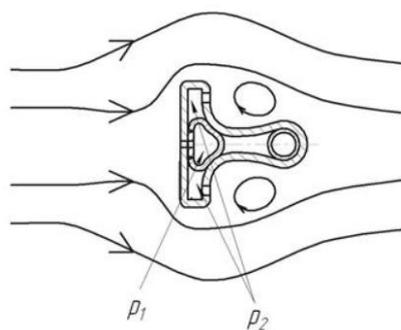


Рисунок 13 – Схема обтекания потоком трубки ANNUBAR 485

Формула метода

Расход газа измеряют в единицах массового расхода, объёмного расхода в рабочих условиях и объёмного расхода, приведённого к стандартным условиям.

Массовый расход газа при этом рассчитывают по формуле

$$q_m = 0.25\pi D^2 \alpha \varepsilon \sqrt{2\Delta p \rho}, \quad (4)$$

где  $D$  - внутренний диаметр измерительной трубки, м;  $\alpha$  – коэффициент расхода трубки;  $\varepsilon$  – коэффициент расширения трубки.

Объёмный расход газа при рабочих условиях определяют по формуле

$$q_v = 0.25\pi D^2 \alpha \varepsilon \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}. \quad (5)$$

Объёмный расход газа, приведённый к стандартным условиям, определяют:

$$q_c = 0.25\pi D^2 \alpha \varepsilon \frac{\sqrt{2\Delta p \rho}}{\rho_c}. \quad (6)$$

При измерении расхода и количества сред в зависимости от измеряемых сред и применяемых уравнений измерений необходимо знать значения следующих физических свойств газа: плотности, вязкости, показателя адиабаты (только для газов и пара), коэффициента сжимаемости (только для газов) и плотности при стандартных условиях. Физические свойства газа могут быть определены путем прямых измерений или косвенным методом на основе данных, аттестованных в качестве ССД. Плотность, показатель адиабаты и вязкость газа определяют для условий (температуры и давления) в плоскости отверстий, предназначенных для измерения статического давления до трубки ANNUBAR. При отсутствии справочных данных о значениях показателя адиабаты или методов его расчета вместо показателя адиабаты может быть использовано значение отношения

удельной теплоемкости при постоянном давлении к удельной теплоемкости при постоянном объеме. Вязкость газа может быть непосредственно измерена или рассчитана с помощью эмпирических или теоретических уравнений с применением ССД.

Компонентный состав определяют в соответствии с требованиями ГОСТ 23781–87 [31], ГОСТ 10679–2019 [32]. Для определения влажности газа СИ – влагомеры любого типа, измеряющие температуру конденсации паров влаги (температуру точки росы), массовое и/или объемное содержание водяных паров в единице объема газа. Влажность природных газов определяют в соответствии с требованиями ГОСТ 20060–2021 [33].

Требования к определению давления газа и перепада давления на трубке, температуры и внутреннего диаметра трубки представлены в ГОСТ 8.586.1–2005 [29], ГОСТ 8.586.5–2005 [30] и МИ 2667–2011 [34].

Расчёт коэффициентов, входящих в формулы для определения расхода газа

Коэффициент расширения трубки  $\varepsilon$  определяется по формуле

$$\varepsilon = 1 - ((1 - B)^2 \cdot 0.31424 - 0.09484) \frac{\Delta p}{p \cdot k}, \quad (7)$$

где  $B = \frac{4d}{\pi D}$  – степень перекрытия поперечного сечения измерительной трубки;  $d$  – ширина трубки в рабочих условиях;  $k$  – показатель адиабаты.

Коэффициент расхода  $\alpha$  определяют в зависимости от типа трубки ANNUBAR по МИ 2667–2011 [34].

Представление результатов расхода и количества газа следует сопровождать указаниями моментов времени, соответствующих каждому из представленных результатов измерений. Наименьшие разряды числовых значений результатов измерений должны быть такими же, как наименьшие разряды числовых значений абсолютной расширенной неопределенности измерений.

Необходимое число значащих цифр  $N$  определяемой величины  $y$  может быть рассчитано по формуле

$$N = 4 - \lg(2AU'_y), \quad (8)$$

где  $A$  – числовое значение первой значащей цифры значения величины  $u$ ;  
 $U'_y$  – относительная расширенная неопределённость результата измерений  
 величины  $u$ . Значение  $N$  округляют до целого числа.

Различные виды осредняющих напорных трубок:

Принцип действия и конструкция осредняющих напорных трубок ANNUBAR основаны на работе трубки Пито и трубки Прандтля.

Трубка Пито представляет собой изогнутый под прямым углом стержень, опускаемый в поток таким образом, что проходящий по трубопроводу воздух налетает на отверстие в кончике трубки. Этот воздух создает общее, полное давление. Если в стенках трубки, на некотором расстоянии от кончика, имеются отверстия, воздействуя на которые воздух создает статическое давление, такой прибор называется трубкой Прандтля рисунок 14. Трубка Прандтля позволяет вычитать из значения общего давления значение статического, получая таким образом значение динамического давления, которое затем пересчитывается в скорость и затем в расход.



Рисунок 14 – Измерение давление с помощью трубки Прандтля

Кроме данной конструкции прибора имеется также версия, при которой трубка не изогнута под углом, а является полностью прямой рисунок 15. Она погружается в трубопровод на всю длину и имеет отверстия со стороны наплывающего потока по всей длине трубки. Это позволяет измерять скорость не только в центре трубопровода, но по всему диаметру, что уменьшает погрешность расчетов, так как скорость потока отличается в центре трубопровода и ближе к краям.

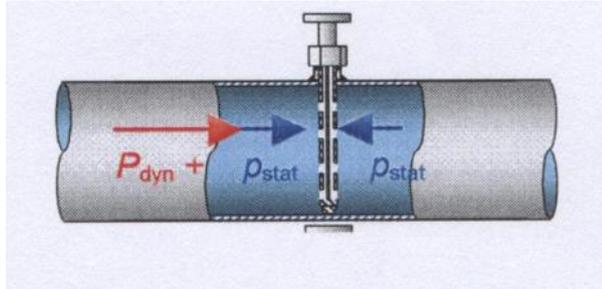


Рисунок 15 – Прямая осредняющая напорная трубка

Трубки ANNUBAR рисунок 16 сходны с предыдущей конструкцией, но имеют ряд отверстий со стороны, обратной стороне напора, на которых производится измерение только статического давления. Измеряя разницу давлений с двух сторон прибора, определяется скорость потока.

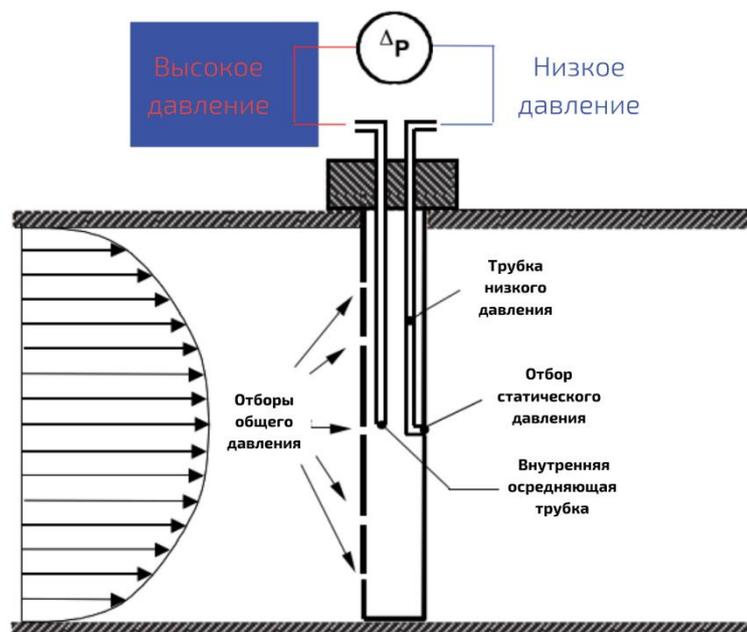


Рисунок 16 – Принцип работы осредняющей напорной трубки ANNUBAR

Преимущества и недостатки метода

К достоинствам этих приборов относятся:

относительно невысокая стоимость;

возможность измерения расхода в трубах большого диаметра;

беспроточная методика поверки;

более низкие потери давления и меньшие длины прямолинейных участков газа по сравнению с расходомерами на базе сужающих устройств.

Недостатком можно считать то, что датчик является крайне чувствительным к отклонениям потока от оси измерения (например, в результате турбулентности или движения самого прибора) и то, что для определения расхода необходимо также знать все параметры, влияющие на плотность газа (давление, температуру, влажность). Кроме этого, одним из недостатков является то, что точность этих расходомеров значительно понижается при малых значениях скорости потока рисунок 17. К тому же приборы крайне восприимчивы к засорению.

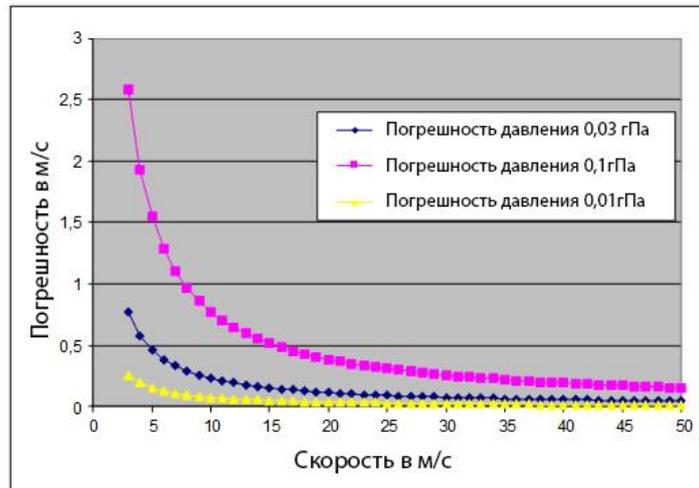


Рисунок 17 – Зависимость абсолютной погрешности скорости от скорости потока

Турбинные, ротационные и вихревые расходомеры

Устройство

Принцип действия турбинных расходомеров основан на взаимодействии крыльчатки турбинного колеса измерительного преобразователя, установленного в измерительный трубопровод, с движущимся по нему потоком газа рисунок 18.

С помощью крыльчатки осевая скорость потока газа преобразуется в угловую скорость вращения. Скорость вращения крыльчатки пропорциональна объёмному расходу газа, а число оборотов крыльчатки – объёму газа, прошедшему через измерительный преобразователь.

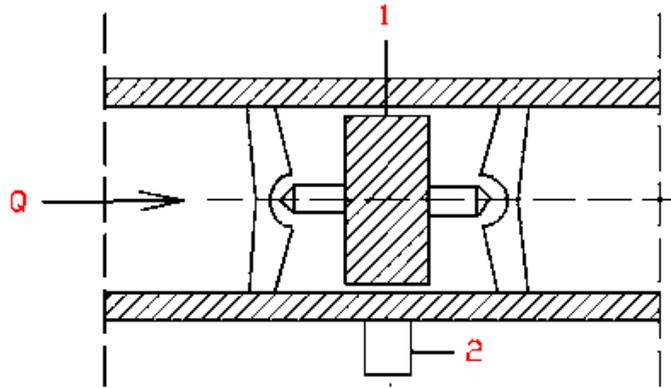


Рисунок 18 – Принципиальная схема турбинного тахометрического расходомера где: Q – поток газа, 1 – турбинка, 2 – тахометр.

Здесь измерительным прибором является цифровой или аналоговый электрический частотомер. Дополнив частотомер счетчиком электрических импульсов, получим счетчик количества прошедшего вещества. Тахометрические расходомеры ещё не получили такого широкого распространения, как счётчики количества жидкости и газа. Их существенными достоинствами являются: быстрое действие, высокая точность и большой диапазон измерения.

Так, если погрешность турбинных счетчиков воды (ось которых через редуктор связана со счетным механизмом) равна  $\pm 2\%$ , то у измерителей количества, имеющих тахометрический преобразователь, эта погрешность снижается до  $\pm 0,5\%$ . Это объясняется тем, что этот преобразователь почти не нагружает ось турбинки. Погрешность турбинного расходомера лежит в пределах  $0,5\text{--}1,5\%$  в зависимости от точности примененного частотомера. Однако турбины более пригодны для жидкостей, чем для газов, благодаря своей смазывающей способности.

Принцип действия ротационных расходомеров основан на взаимодействии подвижных элементов их первичных измерительных преобразователей,

установленных в измерительный трубопровод, с движущимся по нему потоком газа.

Первичный измерительный преобразователь ротационного расходомера представляет собой устройство с одной или двумя парами роторов рисунок 19, выполненных в виде шестерен восьмеричной формы, находящихся в постоянном сцеплении. Вращение шестерен происходит под воздействием разности давлений газа на входе и выходе измерительного преобразователя. При вращении роторов ими попеременно отсекаются от входа объёмы газа, равные объёму измерительной камеры, образованной внутренней полостью корпуса и внешней поверхностью половины шестерни. Из измерительной камеры газ вытесняется ротором в выходной патрубок расходомера. За один полный оборот двух роторов от входной полости в выходной патрубок устройства перемещается объём газа, равный объёму четырёх измерительных камер. Число оборотов роторов прямо пропорционально объёму газа, прошедшему через измерительный преобразователь.

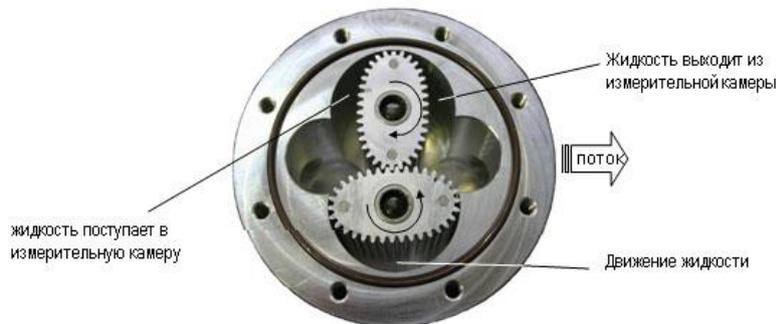


Рисунок 19 – Ротационный расходомер в разрезе

Данные расходомеры имеют широкий диапазон, низкую погрешность и высокую стабильность, однако крайне восприимчивы к загрязнению, имеют подвижные части и могут использоваться только для относительно малых диаметров.

Принцип действия вихревых расходомеров основан на эффекте формирования в потоке газа цепочки регулярных вихрей (дорожки Кармана) в следе за неподвижным телом обтекания рисунок 20.

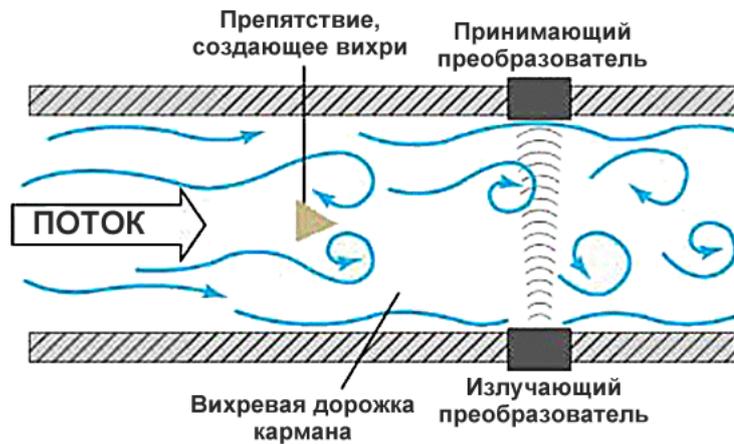


Рисунок 20 – Принцип действия вихревого расходомера

Первичный измерительный преобразователь вихревого расходомера представляет собой неподвижное тело обтекания специальной формы, установленное в измерительный трубопровод или корпус расходомера, в диаметральной плоскости, перпендикулярно продольной оси измерительного трубопровода. При обтекании неподвижного тела потоком газа в следе за ним образуются регулярные вихревые структуры. Частота вихреобразования (частота импульсов) пропорциональна объёмному расходу газа, а число импульсов – объёму газа, прошедшему через измерительный трубопровод.

Измерение объёмного расхода и объёма газа, приведённого к стандартным условиям, турбинных, ротационных и вихревых расходомеров выполняется косвенным методом динамических измерений, основанном на измерении объёмного расхода и объёма газа при рабочих условиях и их приведении к стандартным условиям с помощью средств обработки результатов измерений.

Формула метода

Общую формулу метода для расчёта объёмного расхода можно представить в виде:

$$q_V \sim V \frac{N}{t}, \quad (9)$$

где  $q_V$  – объёмный расход газа, м<sup>3</sup>/с;  $V$  – объём газа, м<sup>3</sup>;  $N$  – число оборотов (импульсов) измерительного преобразователя;  $t$  – время измерения, с.

Приведение объёмного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям в зависимости от применяемых СИ параметров потока и газа и метода определения плотности газа при рабочих и/или стандартных условиях выполняют с применением методов, приведённых в таблице 7.

Таблица 7 – Методы приведения объёмного расхода к стандартным условиям

Наименование метода	Условия применения метода				Формула метода приведения
	Уровень точности измерений	Максимально допустимый расход при рабочих условиях, м <sup>3</sup> /ч	Максимальное допустимое избыточное давление, МПа	Тип газа	
Т-пересчёт	Д	100	0,005	Газ низкого давления	$q_c = K_{(a)} q_V \frac{1}{T}$ $K_{(a)} = \frac{p_{\text{п}}}{p_c} T_c \frac{Z_{\text{сп}}}{Z_{\text{п}}}$
pT-пересчёт	В, Г, Д	1000	0,3	Однокомпонентные или многокомпонентные газы со стабильным компонентным составом	$q_c = K_{(б)} q_V \frac{p}{T}$ $K_{(б)} = \frac{1}{p_c} T_c \frac{Z_{\text{сп}}}{Z_{\text{п}}}$
pTZ-пересчёт	А, Б, В, Г, Д	Свыше 1000	Свыше 0,3	Газы, для которых имеются данные о коэффициенте сжимаемости	$q_c = K_{(в)} q_V \frac{Z_c p}{Z T}$ $K_{(в)} = \frac{T_c}{p_c}$

Наименование метода	Условия применения метода				Формула метода приведения
	Уровень точности измерения	Максимально допустимый расход при рабочих условиях, м <sup>3</sup> /ч	Максимальное допустимое избыточное давление, МПа	Тип газа	
ρ-пересчёт	А, Б, В, Г, Д	Свыше 1000	Свыше 0,3	Газы ...*6	$q_c = q_v \frac{\rho}{\rho_c}$

Величины, приведённые в таблице и примечания:

$q_v$  – объёмный расход газа при рабочих условиях, м<sup>3</sup>/ч;

$q_c$  – объёмный расход газа при стандартных условиях, м<sup>3</sup>/ч;

$p_n$  – абсолютное давление газа (условно-постоянное), МПа;

$p_c$  – стандартное давление, 0,101325 МПа;

$T_c$  – стандартная температура, 293,15 К;

$Z_{сп}$  – фактор сжимаемости газа при стандартных условиях (условно-постоянный);

$Z_n$  – фактор сжимаемости газа при рабочих условиях (условно-постоянный);

$\rho$  – плотность газа при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_c$  – плотность газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Преимущества и недостатки метода

Преимуществом данного типа расходомеров является отсутствие подвижных частей и устойчивость к загрязнению. Непосредственно рассчитывать объёмный расход не приходится, так как на практике расходомеры снабжены счётчиками или частотомерами, улавливающими постоянные колебания потока газа вследствие его взаимодействия с расходомером. С счётчиком непосредственно связано устройство, показывающее объёмный расход и/или количество газа, что позволяет напрямую получать значения интересующей величины.

\* Газы для которых отсутствуют данные о коэффициенте сжимаемости, или точность существующих расчётных методов не удовлетворяет требованиям ГОСТ 8.740-2011 [35]

Тем не менее данный расходомер не подходит для измерения малых скоростей, характеризуется достаточно высокой потерей давления, а также требует проведения компенсации температуры и давления.

Расходомеры с ультразвуковыми преобразователями расхода

Устройство

Ультразвуковой преобразователь расхода (УЗПР) – акустический преобразователь расхода, работающий в ультразвуковом диапазоне частот, в котором создается сигнал измерительной информации, основанный на измерении времени распространения ультразвукового импульса в текущей среде рисунок 21.

Ультразвуковой преобразователь расхода состоит из электроакустических преобразователей (ПЭА), установленных в корпусе либо накладываемых на наружную поверхность корпуса или измерительного трубопровода, и устройства обработки его сигналов.

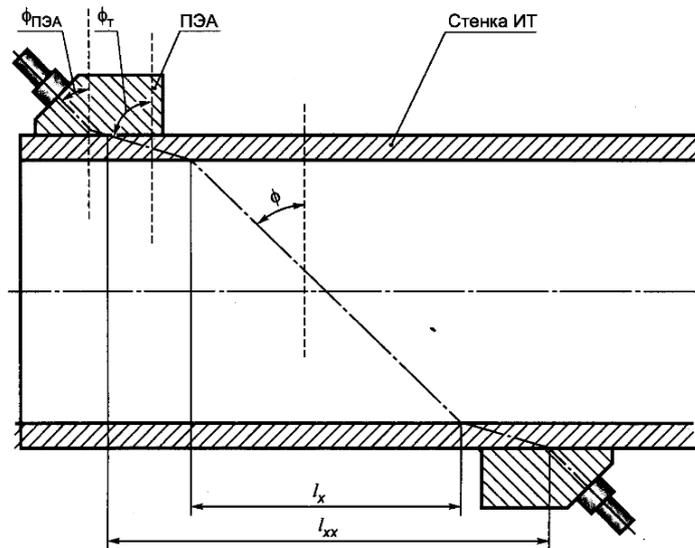


Рисунок 21 – Схема одноканального УЗПР с ПЭА

Измерение объемного расхода и количества газа при рабочих условиях выполняют с помощью УЗПР, принцип действия которых основан на зависимости разности времен прохождения ультразвукового импульса по и против течения газа между ПЭА от средней скорости газа вдоль акустического пути.

Формула метода

Объёмный расход газа при рабочих условиях может быть вычислен по формуле:

$$q_V = aK_f \sum_{i=1}^m f_i \frac{l_{pi}}{2 \cos \phi_i} \left( \frac{1}{\tau_{AB}} - \frac{1}{\tau_{BA}} \right). \quad (10)$$

где:  $a$  – площадь поперечного внутреннего сечения УЗПР, м<sup>2</sup>;  $K_f$  – корректирующий или калибровочный коэффициент УЗПР;  $f_i$  – переменный весовой коэффициент, учитывающий долю средней скорости газа по  $i$ -ому акустическому каналу в средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР, определяемый на основе заданных или измеренных переменных;  $l_p, \phi$ ;  $m$  – число акустических каналов.

Коэффициент  $K_f$  может применяться изготовителем для компенсации погрешностей УЗПР, обусловленных отклонением его геометрических параметров от их номинальных значений, вследствие производственных допусков и допущениями в принятой модели расчета средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР.

Время прохождения ультразвукового импульса в первом приближении вычисляют по формулам

$$\tau_{AB} = \frac{l_p}{\left( c^2 - \frac{\bar{w}^2 l_x^2}{l_{xx}^2} + \frac{\bar{w}^2 l_x^2}{l_p^2} \right)^{0.5} + \frac{\bar{w} l_x}{l_p}}, \quad (11)$$

$$\tau_{BA} = \frac{l_p}{\left( c^2 - \frac{\bar{w}^2 l_x^2}{l_{xx}^2} + \frac{\bar{w}^2 l_x^2}{l_p^2} \right)^{0.5} - \frac{\bar{w} l_x}{l_p}}, \quad (12)$$

где:  $l_x, l_{xx}$  обозначены на рисунке 21.

Если расстояние  $l_p$  равно  $l$ , то формулы для времени прохождения ультразвукового импульса примут вид:

$$\tau_{AB} = \frac{l_p}{(c^2 - \bar{w}^2 \sin^2 \phi)^{0.5} + \bar{w} \cos \phi}, \quad (13)$$

$$\tau_{BA} = \frac{l_p}{(c^2 - \bar{w}^2 \sin^2 \phi)^{0.5} - \bar{w} \cos \phi}. \quad (14)$$

Разность времён крайне мала – порядка  $10^{-7}$ – $10^{-6}$  с. Имеется несколько способов измерения очень малого значения времени:

фазовый, при котором измеряется разность фазовых сдвигов акустических колебаний, направляемых по потоку и против него (фазовые расходомеры);

временнo-импульсный метод, основанный на непосредственном измерении разности времени прохождения коротких импульсов по потоку и против него (временнo-импульсные расходомеры);

частотный метод, при котором измеряется разность частот повторения коротких импульсов или пакетов акустических колебаний, направляемых по потоку и против него (частотные расходомеры).

Большое распространение получил последний метод и его разновидности (т. к. показания не зависят от скорости звука в неподвижной среде, т.е. от физико-химических свойств и параметров газа). Современные вычислительные устройства позволяют на основе измеренного времени определять скорость потока вещества.

В формуле для объёмного расхода фигурирует средняя скорость газа вдоль акустического канала:

$$\bar{w}_i = \frac{l_{p_i}}{2 \cos \phi_i} \left( \frac{1}{\tau_{AB}} - \frac{1}{\tau_{BA}} \right). \quad (15)$$

Измеренные средние скорости потока газа вдоль акустических путей, проверенные на достоверность и усредненные по времени, применяют для расчета средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР.

Вид функции, используемой для расчета средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР, зависит от числа акустических каналов, конфигурации их размещения, а также применяемого изготовителем УЗПР подхода к учету параметров потока и газа.

Если все акустические каналы расположены одинаково относительно оси измерительного участка (корпуса УЗПР), то среднюю скорость газа в измерительном сечении УЗПР рассчитывают по формуле:

$$w_a = K_h \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \bar{w}_i, \quad (16)$$

где:  $m$  – число акустических каналов;  $\bar{w}_i$  – средняя скорость газа вдоль акустического канала;  $K_h$  – коэффициент, учитывающий положение акустических

каналов относительно оси измерительного участка (корпуса УЗПР), влияние числа Рейнольдса и шероховатости внутренних стенок измерительного трубопровода.

Если акустические каналы имеют различное расположение относительно оси измерительного участка (корпуса УЗПР), то среднюю скорость газа в измерительном сечении УЗПР рассчитывают по формулам:

а) при суммировании с постоянным взвешиванием

$$w_a = \sum_{i=1}^m \overline{w_i f_i}, \quad (17)$$

б) при суммировании с переменным взвешиванием

$$w_a = \sum_{i=1}^m \overline{w_i} f_i, \quad (18)$$

где  $\overline{f_i}$  – постоянный весовой коэффициент, учитывающий долю средней скорости газа по  $i$ -ому акустическому каналу в средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР;

$f_i$  – переменный весовой коэффициент, учитывающий долю средней скорости газа по  $i$ -ому акустическому каналу в средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР, определяемый на основе заданных или измеренных переменных.

При отличии температуры и давления газа при рабочих условиях от условий, при которых устанавливались метрологические характеристики УЗПР, в его показаниях возникает дополнительная погрешность, обусловленная изменением геометрических параметров корпуса УЗПР. Если данная дополнительная погрешность является значимой, т. е. превышает 1/6 основной погрешности УЗПР, то показания УЗПР корректируют путем умножения значения расхода на поправочный коэффициент, учитывающий изменение геометрических параметров его корпуса, обусловленные изменением температуры и давления газа. Расчет поправочного коэффициента может проводиться по измеренным значениям или условно-постоянным значениям температуры и давления газа. Если поправочный коэффициент не применяется, то данная дополнительная погрешность должна учитываться при расчете неопределенности измерений расхода и количества газа.

Приведенная погрешность ультразвуковых расходомеров лежит в широких пределах от 0,1 до 2,5 %, но в среднем может быть оценена цифрами 0,5–1 %. Относительная погрешность вычислений объемного расхода и количества газа при

стандартных условиях, выполняемых средствами обработки, по заданным параметрам газа и объемному расходу газа при рабочих условиях, обусловленная алгоритмом вычислений и его программной реализацией, не должна превышать  $\pm 0,05 \%$ , согласно ГОСТ 8.611–2013 [36].

Методы приведения значения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям зависят от применяемых средств измерений параметров потока и газа. В таблице 8 показаны используемые методы приведения объемного расхода к стандартным условиям.

Таблица 8 – Методы приведения объемного расхода к стандартным условиям

Наименование метода	Тип газа	Формула метода приведения
pTZ-пересчет	Газы, для которых имеются данные о коэффициенте сжимаемости	$q_c = K_{(B)} q_V \frac{Z_c p}{Z T}$ где: $K_{(B)} = \frac{T_c}{p_c}$
p-пересчет	Газы, для которых отсутствуют данные о коэффициенте сжимаемости или точность существующих расчётных методов не удовлетворяет требованиям настоящего стандарта	$q_c = q_V \frac{\rho}{\rho_c}$

При применении метода «pTZ-пересчета» определяют факторы сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях или коэффициент сжимаемости газа. Коэффициент сжимаемости газа может быть вычислен с использованием значений факторов сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях по формуле

$$K = \frac{Z}{Z_c}. \quad (19)$$

Фактор сжимаемости однокомпонентных газов при стандартных условиях определяют, используя аттестованные в качестве стандартных справочные данные. Фактор сжимаемости многокомпонентного газа при стандартных условиях рассчитывают по измеренному компонентному составу с использованием стандартизованных или аттестованных методик. Фактор сжимаемости многокомпонентного и однокомпонентного газов при стандартных условиях может быть рассчитан по уравнению состояния для данного газа при  $T = T_c$  и  $p = p_c$ .

Фактор сжимаемости однокомпонентных газов при рабочих условиях рассчитывают по измеренным значениям давления и температуры газа, а многокомпонентного газа — по измеренным значениям давления, температуры и компонентному составу газа, с применением уравнения состояния для данного газа.

В случае применения метода « $p$ -пересчета» определяют плотность газа при рабочих и стандартных условиях. Для определения плотности газа при стандартных условиях применяют один из следующих методов:

- а) косвенный метод;
- б) пикнометрический метод по ГОСТ 17310–2002 [37];
- в) метод измерений с помощью потокового плотномера.

При применении косвенного метода плотность газа при стандартных условиях рекомендуется рассчитывать по формуле:

$$\rho_c = 10^3 \frac{Mp_c}{RT_c Z_c}, \quad (20)$$

$$M = \sum_{i=1}^N (x_i M_i), \quad (21)$$

где:  $M$  – молярная масса многокомпонентного газа;  $M_i$  – молярная масса  $i$ -го компонента;  $N$  – число компонентов газа.

Компонентный состав газа измеряют с помощью потокового хроматографа либо лабораторного хроматографа в химико-аналитических лабораториях.

Скорость распространения звука в однокомпонентных газах рассчитывают по измеренным значениям давления и температуры газа, а в многокомпонентных газах – по измеренным значениям давления, температуры и компонентному составу газа. Если рабочей средой является природный газ, в котором молярная доля метана менее 90 %, то молярную долю метана рекомендуется определять напрямую по ГОСТ 31371.7–2008 [38]. Скорость распространения звука в газе следует рассчитывать в соответствии с алгоритмами, основанными на использовании следующего уравнения:

$$c = \sqrt{10^3 \frac{RT}{M} Z_k}, \quad (22)$$

где:  $k$  – показатель адиабаты газа,  $R$  – газовая постоянная,  $M$  – молярная масса.

## Преимущества и недостатки метода

Ультразвуковые расходомеры обладают большим количеством преимуществ: простота монтажа, точность, надежность, широкий диапазон измерений, возможное высокое давление газа, существенным недостатком является высокая стоимость по сравнению с прочими типами счетчиков расхода ультразвуковых расходомеров. Кроме этого, показания точности сильно зависят от конкретных условий потока.

## Мембранные и струйные счётчики газа

### Устройство

Мембранный счётчик (рисунок 22) – средство измерений, предназначенное для измерения, регистрации и отображения объёма газа при рабочих условиях, протекающего через последовательно заполняющиеся камеры.

Мембрана – гибкая, закреплённая по контуру перегородка, разделяющая две полости с различным давлением или отделяющая полость от пространства и преобразующая изменения давления в перемещение и наоборот.

Струйный расходомер (счётчик) – средство измерений, принцип работы которого основан на эффекте осциллирующей струи, предназначен для измерения, регистрации и отображения объёмного расхода и объёма газа при рабочих условиях, пропорционального частоте колебаний осциллирующей струи в струйном автогенераторе.

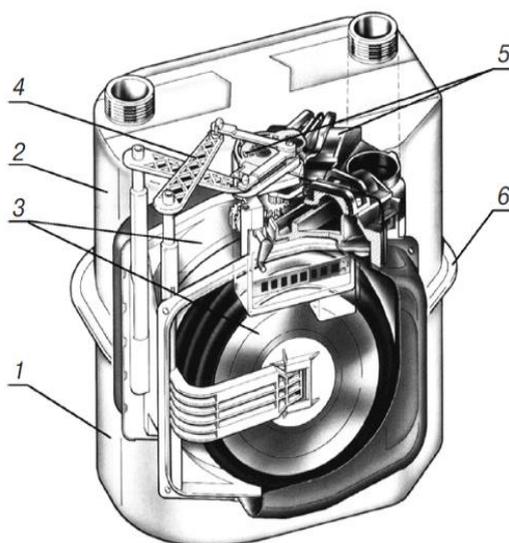


Рисунок 22 – Мембранный счётчик

где: 1 – корпус, 2 – крышка, 3 – измерительный механизм, 4 – кривошипно-рычажной механизм, 5 – верхние клапаны газораспределительного устройства, 6 – стяжная полоса.

Измерения объёмного расхода или объёма газа, приведённых к стандартным условиям, выполняют косвенным методом динамических измерений, основанным на измерении объёмного расхода и объёма газа при рабочих условиях и их приведении к стандартным условиям.

Для приведения измеренного объёмного расхода и объёма газа при рабочих условиях к стандартным условиям используют значения температуры газа, абсолютного давления и физико-химические параметры газа (коэффициенты сжимаемости при рабочих и стандартных условиях).

Метод измерений объёмного расхода при рабочих условиях

*Измерение объёма газа* при рабочих условиях выполняют с помощью мембранного счётчика, принцип действия которого основан на преобразовании разности давлений газа на входе и выходе счётчика в возвратно-поступательное движение мембран, находящихся внутри и образующих измерительные камеры. Движение мембран преобразуется во вращательное движение, которое через вспомогательные элементы передаётся на отсчётное устройство. Счетный механизм подсчитывает число ходов диафрагм (или число циклов работы измерительного механизма). За каждый цикл вытесняется объём газа  $V_u$ , равный сумме объёмов камер 1, 2, 3, 4, на рисунке 23 изображен принцип действия мембранного (диафрагменного) счётчика:

где, а) камера 1 опустошается, камера 2 наполняется, камера 3 пуста, камера 4 наполнена, б) камера 1 пуста, камера 2 наполнена, камера 3 наполняется, камера 4 опустошается, в) камера 1 наполняется, камера 2 опустошается, камера 3 наполнена, камера 4 пуста, г) – камера 1 наполнена, камера 2 пуста, камера 3 опустошается, камера 4 наполняется.

Один полный оборот выходной оси измерительного механизма соответствует 16-ти циклам.

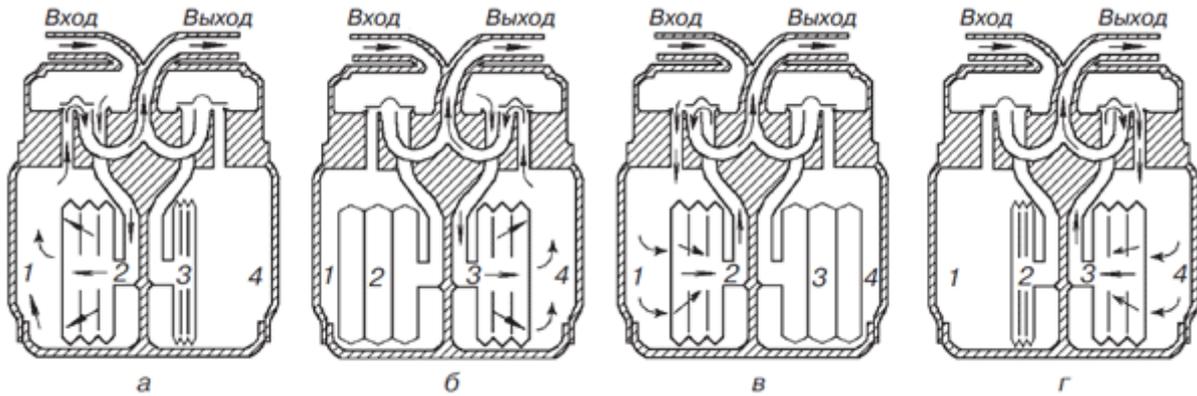


Рисунок 23 – Принцип действия мембранного (диафрагменного) счётчика

Формула метода

Объём газа, проходящий через камеру мембранного счётчика за один цикл, складывается из объёмов всех четырёх камер в этом цикле:

$$V_{\text{ц}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4. \quad (23)$$

*Измерение объёмного расхода газа при рабочих условиях* выполняют с помощью струйных расходомеров. Принцип действия основан на использовании эффекта колебаний струи измеряемого газа, возникающих при протекании части газа через струйный автогенератор рисунок 24:

где, 1) корпус; 2) струйный элемент; 3) входное отверстие; 4) выходное отверстие; 5) сопло питания; 6, 7) наклонные стенки диффузора; 8) разделитель; 9, 10) сопла управления; 11, 12) соединительные каналы обратной связи; 13, 14) приёмные каналы; 15, 16) выходные каналы.

Автогенератор представляет собой бистабильный струйный элемент, охваченный каналами обратной связи, которые обеспечивают режим автоколебаний. Частота колебаний струи (частота импульсов) в струйном автогенераторе пропорциональна объёмному расходу газа, а число импульсов – объёму газа, прошедшему через расходомер. Протекание газа через струйный автогенератор обеспечивается путём создания разности давлений на устройстве формирования перепада давления, размещённом во внутренней полости основной проточной части расходомера.

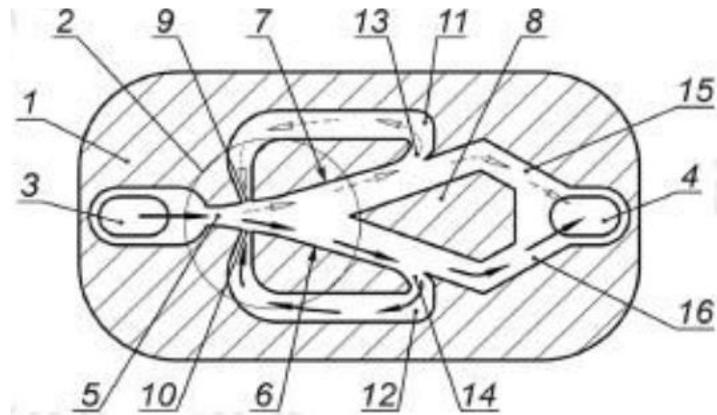


Рисунок 24 – Струйный автогенератор

Частота колебаний (переключения струйных элементов, входящих в их состав) пропорциональна объёмному расходу:

$$f \sim q_V, \quad (24)$$

$$f = Sh \frac{q_V}{h \cdot b \cdot l}, \quad (25)$$

$$q_V = \mu \cdot h \cdot b \sqrt{\frac{2\Delta\rho}{\rho}}, \quad (26)$$

где:  $f$  – частота колебаний;  $Sh = \frac{fh}{u}$  – число Струхалия, определяемое экспериментально;  $h, b, l$  – длина камеры, ширина и глубина сопла струйного элемента соответственно;  $u$  – характерная скорость потока.

Методы приведения значения объёмного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям зависят от применяемых средств измерений параметров потока и газа. В таблице 9 показаны используемые методы и формулы для расчёта объёмного расхода при стандартных условиях.

Таблица 9 – Методы приведения объемного расхода к стандартным условиям

Наименование метода	Условия применения метода			Формула метода приведения
	Уровень точности измерений	Максимальный допустимый расход при рабочих условиях, м <sup>3</sup> /ч	Максимальное допустимое избыточное давление, МПа	
Т-пересчёт	Б, В	250	0,005	$V_c = \sum_{i=1}^n K_{(a)} \Delta V_i \frac{1}{T_i},$ $K_{(a)} = \frac{p_{\Pi}}{p_c} T_c \frac{Z_{\text{СП}}}{Z_{\Pi}}$
pTZ-пересчёт	А, Б, В	1000	0,6	$q_c = K_{(б)} q_v \frac{Z_c p}{Z T},$ $V_c = \sum_{i=1}^n K_{(б)} q_v \frac{Z_{ci} p_i}{Z_i T_i} \Delta T_i,$ $V_c = \Delta T \sum_{i=1}^n K_{(б)} q_v \frac{Z_{ci} p_i}{Z_i T_i},$ $V_c = \sum_{i=1}^n K_{(a)} \Delta V_i \frac{Z_{ci} p_i}{Z_i T_i},$ $K_{(б)} = \frac{T_c}{p_c}$

Значение  $\Delta V_i$  вычисляют по формуле

$$\Delta V_i = \frac{N_i}{K_{\text{пр}}}, \quad (27)$$

где  $N_i$  – общее число импульсов, формируемых мембранным счётчиком или струйным расходомером, за  $i$ -й интервал времени измерений;  $K_{\text{пр}} = \frac{1}{C_{\text{имп}}}$  – коэффициент преобразования, рассчитываемый, если задана цена импульса  $C_{\text{имп}}$  выходного сигнала струйного расходомера, м<sup>3</sup>/имп.

В случае применения метода «Т-пересчёт» коэффициент сжимаемости при рабочих и стандартных условиях определяют по номинальным (средним) значениям физико-химических параметров газа.

В случае применения метода «*pTZ*-пересчёт» определяют коэффициенты сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях согласно ГОСТ 30319.2–2015 [9].

Преимущества и недостатки метода

Мембранные счетчики имеют следующие достоинства:

высокая точность и долговечность;

энергонезависимость;

стабильность коэффициента преобразования в самом широком диапазоне числа Рейнольдса потока газа (калибровка на воздухе при нулевом избыточном давлении, работа на газе при рабочем давлении);

отсутствие необходимости в прямолинейных участках трубопровода до и после счетчика;

простота и компактность монтажа;

широкий диапазон измерений до 1:160;

отсутствие необходимости в высокой степени очистки измеряемого газа;

отсутствие особых требований при техническом обслуживании в процессе всего срока эксплуатации;

большой межповерочный интервал (до 10 лет).

Как недостатками мембранного счетчика, можно указать:

увеличение погрешности измерения при низких температурах (требуют температурную компенсацию);

работа на давлении до 0,05 МПа.

Из-за неустойчивости к повышенному давлению, невысокой точности и невозможности измерения больших расходов данный тип расходомеров является практически неприменимым в промышленной сфере, но имеют большое применение как бытовые счетчики ПГ.

Струйному автогенераторному расходомеру, выполненному на базе сужающего устройства, присущи все достоинства и недостатки, которыми обладает вихревой расходомер с телом обтекания, так как методы измерения расхода данными типами устройств подобны: в обоих случаях обеспечивается создание

аэродинамического генератора колебаний с частотой, пропорциональной скорости течения газа, и вычисление расхода как функции, однозначно связанной с данной частотой.

Струйные расходомеры имеют следующие достоинства и преимущества: отсутствие подвижных частей, относительная простота конструкции, нечувствительность к пневмоударам.

К недостаткам струйных расходомеров относятся: повышенная чувствительность к искажениям эпюры скоростей потока, т. к. требуются длинные прямые участки для наиболее точных измерений расхода; подвержены засорению в существенно большей степени, чем полнопоточные расходомеры, так как данный тип относится к парциальным расходомерам; невозможность проведения калибровки струйных расходомеров на воздухе при нормальных условиях для применения измерительных устройств при рабочих давлении и температуре ввиду нестабильности коэффициента преобразования; возникновение дополнительной погрешности, которая может достигать 10%, связанной с отличием режима течения при рабочих условиях (развитая турбулентность) от режима при градуировке (существенно меньше числа Рейнольдса).

### Кориолисовые расходомеры

#### Устройство

Современный кориолисовый расходомер представляет собой прибор с первичным элементом, в составе которого сочетаются хотя бы одна вибрационная трубка, устройства, возбуждающие колебания в ней, преобразователи для их регистрации и дополнительные преобразователи для измерения других параметров газа, а также вторичный элемент, предназначенный для обработки полученных данных. На рисунке 25 представлена измерительная трубка с размещением датчиков кориолисового расходомера.



Рисунок 25 – Измерительная трубка

В измерительной трубке расходомера кориолисового типа посредством вибрации возбуждаются колебания с резонансной (рабочей) частотой  $f_d$  или угловой частотой  $\omega_d$ , причём колебания могут быть симметричными или антисимметричными.

Покоящаяся жидкость на входе и выходе колеблется в одной фазе. При наличии течения изменяется характер движения измерительной трубки под действием силы Кориолиса, возникающей из-за взаимодействия жидкости и стенок трубки. Устанавливается новая частота колебаний трубки, называемая кориолисовой частотой. Так как силы Кориолиса, воздействующие на жидкость на входе и выходе, имеют одинаковую амплитуду, но направлены противоположно, то между движениями трубки на входе и выходе возникает фазовый сдвиг, или время запаздывания между двумя сигналами. Массовый расход оказывается прямо пропорционален времени запаздывания колебаний. На рисунке 26 показаны колебания кориолисового расходомера.

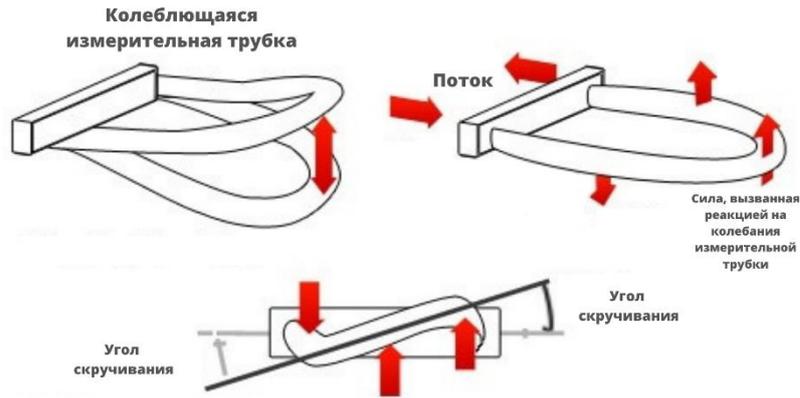


Рисунок 26 – Колебания кориолисового расходомера

#### Формула метода

Общее уравнение для расчёта массового расхода для расходомеров кориолисового типа:

$$q_m = K(t_d - t_0), \quad (28)$$

где:  $K$  – коэффициент калибровки расхода, связанный с чувствительностью измерений расхода;  $t_d$  – время запаздывания между сигналами на входе и выходе измерительной трубки;  $t_0$  – время запаздывания при отсутствии течения жидкости в трубке.

В общем случае коэффициент калибровки расхода  $K$  не является постоянным и зависит от конструкционных свойств материала трубки и свойств жидкости.

#### Преимущества и недостатки метода

Кориолисовые расходомеры имеют следующие достоинства: применяется для измерения массового расхода жидкостей (ньютоновских и неньютоновских), суспензий, сжатых газов, криогенных жидкостей, а также агрессивных сред; применимый диапазон чисел Рейнольдса не ограничен; не требуется компенсация на изменение температуры и давления; измерения массового расхода не чувствительны к изменениям вязкости и плотности, а также не испытывают влияния от деформации профиля скорости; может применяться для измерения плотности; хорошая точность измерений – базовая погрешность порядка 0.2%; нет подвижных частей.

Недостатки кориолисовых расходомеров: не применимы в каналах большого диаметра; для измерения расхода некоторых веществ требуются очень высокие скорости потока, чтобы достичь заметного фазового сдвига; высокая стоимость; трудности измерения расхода газов при низких давлениях.

Вывод: Проведенный анализ показал большое разнообразие применяемых в СИ методов измерения расхода и количества ПГ имеющих как преимущества, так и недостатки, но основное отмечается, что чем точнее проводимые измерения и более качественные датчики, тем дороже получаются СИ и измерительные системы СИКГ. Для уменьшения расходов на проводимые измерения большого количества теплофизических параметров расхода и количества ПГ, необходимо иметь совершенствованные алгоритмы расчетов, основанных на ССД и методиках их получения – методик ГСССД.

## 2.2. Анализ применения стандартных справочных данных для повышения точности и единства измерений расхода и количества природного газа

Повышение точности и единства измерений расхода и количества ПГ невозможно без использования ССД и разработанных методик их получения – методик ГСССД, поэтому программное обеспечение СИ расхода и количества ПГ должно быть разработано на их основе.

Для реализации этого и с целью повышения точности измерений расхода и количества ПГ ГСССД были разработаны НСД:

- 35 таблиц ССД;
- 27 методик ГСССД;
- 31 таблица ССД СНГ.

В приложении 2 представлены ССД и методики, разработанные в рамках ГСССД, для учета количества и расхода ПГ, с указанием компонентного состава ПГ и метрологических характеристик, а также диапазонов измеряемых температур и давлений.

Как было отмечено в 1 главе ПГ состоит из углеводородов гомологического ряда метана с общей формулой  $C_nH_{2n+2}$ , а также не углеводородных компонентов: азота ( $N_2$ ), углекислого газа ( $CO_2$ ), сероводорода ( $H_2S$ ), меркаптанов ( $RSH$ ), редкоземельных (инертных) газов (гелия, аргона, криптона, ксенона) ( $R$ ), ртути Hg. Число углеродных атомов в молекулах углеводородов может достигать 18 и более.

В приложении 2 приведены ранее разработанные ССД по чистым веществам, входящим в состав ПГ. Всего было разработано 11 ССД – метан, гептан, н-пентан, н-нонан, п-ксилол, о-ксилол, м-ксилол, диоксид углерода, водород нормальный.

Учитывая данные о ранее разработанных ССД то выделяется приоритетное направление, по проведению исследований в перспективное направление для разработки ССД по следующим чистым веществам из компонентного состава ПГ – этан, пропан, изобутан, н-бутан, этилен, этанол, бутанол-1, пропанол-1, сероводород.

Примеры применения НСД ГСССД в программном обеспечении СИ учета расхода и количества ПГ.

В настоящее время для учета количества и расхода ПГ на предприятиях НГК применяются «Вычислители УВП-280» и «Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества газа «RISO».

На рисунке 27 приведено свидетельство утверждения типа СИ «Вычислители УВП-280» методик ГСССД:



Рисунок 27 – Свидетельство утверждения типа СИ «Вычислители УВП-280»

В описании типа СИ «Вычислители УВП-280» указано, что они обеспечивают вычисление теплофизических свойств:

- природного газа по ГОСТ 30319.1–96 [5]. ГОСТ 30319.2–96 [6] (NXI9 мол. GF.RG-91 мод) и ГОСТ Р 8.662–09 [39];
- сухого воздуха по ГСССД МР 112–03 [40];
- влажного нефтяного газа по ГСССД МР 113–03 [41];
- умеренно-влажных газовых смесей по ГСССД МР 118–05 [42];
- воды, перегретого и сухого насыщенного пара по ГСССД МР 147–08 [43];
- чистых газов (азота, ацетилена, кислорода, диоксида углерода, аммиака, аргона и водорода) по ГСССД МР 134 – 2007 [44].

На рисунке 28 приведено свидетельство утверждения типа СИ «Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества газа «RISO» «Вычислители УВП-280» методик ГСССД.



Рисунок 28 – Свидетельство утверждения типа СИ «Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества газа «RISO»

«Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества газа «RISO» обеспечивает вычисление теплофизических свойств:

природного газа согласно ГОСТ 30319.0–96 [4], ГОСТ 30319.1–96 [5], ГОСТ 30319.2–96 [6] и ГОСТ 30319.3–96 [7];

коэффициент сжимаемости природного газа рассчитывается ИВК любым из четырех методов, в соответствии с ГОСТ 30319.2–96 [6]: модифицированный метод NX 19 мод., модифицированное уравнение состояния GERG-91 мод., уравнение состояния, уравнение состояния AGA8-92DC;

для попутного нефтяного газа согласно ГСССД МР 113–03[41];

– для воздуха согласно ГСССД 8–79[71]. и ГСССД 109–87[68], ГСССД МР 176–10[65];

- для азота, диоксида углерода, аммиака, ацетилена, кислорода, аргона, водорода согласно ГСССД МР 134–07[63];
- для водородосодержащих смесей согласно ГСССД МР 136–07[66];
- для воды, перегретого и насыщенного пара согласно ГСССД 6–89[70], ГСССД 187–99[69]; и ГСССД МР 147–2008 [64];
- для широкой фракции легких углеводородов согласно ГСССД МР 107–98[67];
- для умеренно – сжатых газовых смесей согласно ГСССД МР 118–05 [42].

В ходе анализа применения ССД для измерения расхода и количества ПГ, протекающего в газопроводе, используется методика ГСССД МР 113–03 [41]. Она позволяет рассчитывать плотность, фактор сжимаемости, показатель адиабаты и коэффициент динамической вязкости сухих и влажных многокомпонентных газовых смесей переменных составов, характерных для нефтяного газа.

Область применения методики относится к газовому и флюидному состоянию смеси в диапазоне температур от 263 К до 500 К при давлениях от 0.1 до 15 МПа. Компонентный состав смесей, для которой пригодна данная методика, может включать от 1 до 14 веществ из приведённых: метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, гексан, гептан, азот, диоксид углерода, сероводород, кислород, водяной пар. Ограничения на молярные концентрации компонентов не вводятся.

Вывод:

В результате проведенного анализа необходимо провести исследования для разработки ССД по следующим чистым веществам из компонентного состава ПГ – этан, пропан, изобутан, н-бутан, сероводород.

Для измерений расхода и количества ПГ на предприятиях НГК представлен большой перечень НД и НСД. В ходе проведенного анализа установлено, что наиболее востребованными являются стандарты серии 30319–2015 [8-10] и методика ГСССД МР 113–03[41]. Для повышения точности измерений расхода и количества ПГ необходимо провести исследования и выбрать алгоритм расчета, позволяющий повысить точность измерений расхода и количества ПГ при

увеличенных интервалах температур и давлений, а также рассмотреть возможность увеличения числа его компонентного состава.

### 2.3. Анализ алгоритмов расчета теплофизических свойств природного газа

Как указывалось, в предыдущем параграфе – наиболее применяемыми НД и НСД для измерений расхода и количества ПГ, являются стандарты серии 30319–2015 [8-10] и методика ГСССД МР 113–03 [41]. Для определения направления исследования по повышению точности измерений расхода и количества ПГ необходимо провести анализ алгоритмов расчета теплофизических свойств ПГ стандартов серии 30319 [8-10] и методики ГСССД МР 113–03 [41], а также наиболее перспективного алгоритма расчета на основе GERG–2008.

При анализе применения ССД для измерения расхода и количества ПГ востребованной оказалась методика ГСССД МР 113–03 [41], где произведено расчетное определение теплофизических свойств сухих и влажных многокомпонентных газовых смесей переменных составов, характерных для нефтяного газа, в газовой фазе и флюидной области в диапазоне температур от 263 до 500 К при давлениях до 15 МПа. Метод расчета основан на использовании обобщенного фундаментального уравнения состояния (ОФУС).

Метод расчёта плотности, фактора сжимаемости и показателя адиабаты основан на использовании обобщённого уравнения состояния (ОФУС) с аффинными преобразованиями для приведённых температуры и давления базового вещества. Базовым веществом при построении ОФУС выбран метан как основной компонент ПГ, а в основу уравнения легло его фундаментальное уравнение состояния (ФУС). ОФУС, записанное для свободной энергии Гельмгольца позволяет получить все необходимые термодинамические свойства, кроме коэффициента динамической вязкости, используя известные дифференциальные уравнения термодинамики.

Ниже представлено ОФУС из методики ГСССД МР 113–03 [41]:

$$f_r = \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j, \quad (29)$$

$$\varphi_j = \begin{cases} \omega_{rf}^{r_j} \tau_{rf}^{-t_j} \exp(g_j \omega_{rf}^{l_j}), & j \leq 36, \\ \omega_{rf}^{r_j} \tau_{rf}^{-t_j} \exp(\alpha_j (\omega_{rf} - \varepsilon_j)^2 + \beta_j (\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j)^2), & j \geq 37. \end{cases} \quad (30)$$

где  $f_r$  – безразмерная неидеальная составляющая свободной энергии Гельмгольца;  $\omega_{rf} = \rho/\rho_{crf}$  – приведённая плотность;  $\tau_r = T/T_{crf}$  – приведённая температура для базового вещества. Значения коэффициентов и показателей степеней  $\{b_j\}, \{r_j\}, \{t_j\}, \{g_j\}, \{l_j\}, \{\alpha_j\}, \{\beta_j\}, \{\varepsilon_j\}, \{\gamma_j\}$ , а также критические параметры  $T_{crf}, \rho_{crf}$  выбраны для метана;  $x_k$  – мольная концентрация  $k$ -ого компонента;  $N$  – число компонентов смеси.

Аффинные преобразования устанавливают связь между приведёнными параметрами ОФУС и приведёнными параметрами отдельных компонентов смеси. Однако для расчёта термодинамических свойств смеси по ОФУС используются параметры аффинных преобразований для смеси:

$$\begin{cases} \omega_{rf} = \psi_{1m} \omega_k^{\psi_{2m}} \tau_k^{\psi_{3m}}, \\ \tau_{rf} = \psi_{4m} \omega_k^{\psi_{5m}} \tau_k^{\psi_{6m}}, \end{cases} \quad (31)$$

$$\psi_{im} = \delta_i + \sum_{k=1}^N x_k a_{ik}, \quad 1 \leq i \leq 6. \quad (32)$$

В уравнении (32)  $\delta_i$  принимает значения 0 или 1; подгоночные коэффициенты  $\{a_{ik}\}$  определены в результате обработки  $p\rho T$ -данных для каждого из тринадцати возможных компонентов за исключением метана. В уравнении (31)  $\omega_k = \rho/M\tilde{\rho}_{cm}$ ;  $\tau_k = T/T_{cm}$  – приведённые плотность и температура  $k$ -ого компонента соответственно, где в знаменателях стоят молярная масса  $M$ , псевдокритические мольная (молярная) плотность  $\tilde{\rho}_{cm}$ , кмоль/м<sup>3</sup>, и температура  $T_{cm}$  для смеси:

$$\tilde{\rho}_{cm}^{-1} = \tilde{v}_{cm} = \sum_{k=1}^N \sum_{l=1}^N x_k x_l \tilde{v}_{ckl}, \quad (33)$$

$$\text{где } \tilde{v}_{ckl} = \alpha_{kl} \left[ \frac{\tilde{v}_{ck}^{\frac{1}{3}} + \tilde{v}_{cl}^{\frac{1}{3}}}{2} \right]^3; \quad (34)$$

$$T_{cm} = \frac{1}{\tilde{v}_{cm}} \sum_{k=1}^N \sum_{l=1}^N x_k x_l \tilde{v}_{ckl} T_{ckl}, \quad (35)$$

$$\text{где } T_{ckl} = \beta_{kl} (T_{ck} T_{cl})^{\frac{1}{2}}. \quad (36)$$

В формулах (33) – (36)  $\{\alpha_{kl}\}, \{\beta_{kl}\}$  – параметры бинарного взаимодействия,  $\{\tilde{v}_{ck}, \tilde{v}_{cl}\}, \{T_{ck}, T_{cl}\}, \{x_k, x_l\}$  – критические мольные объёмы, критические температуры и мольные концентрации для пар компонентов  $(k, l)$  соответственно.

С помощью дифференциальных уравнений термодинамики и ОФУС, можно получить безразмерные комплексы  $\{A_i\}$ , необходимые для нахождения плотности, коэффициента сжимаемости и показатель адиабаты:

$$A_0 = \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j X_j, \quad (37)$$

$$A_1 = \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j [X_j (X_j + 1) + X_{\omega j}], \quad (38)$$

$$A_2 = \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j [X_j (Y_j + 1) + X_{\tau j}], \quad (39)$$

$$A_3 = - \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j [Y_j (Y_j + 1) + Y_{\tau j}], \quad (40)$$

$$\text{где } X_j = \left( \frac{\partial \varphi_j}{\partial \omega_k} \right)_{\tau_k}, \quad X_{\omega j} = \left( \frac{\partial^2 \varphi_j}{\partial \omega_k^2} \right)_{\tau_k}, \quad X_{\tau j} = \left( \frac{\partial^2 \varphi_j}{\partial \omega_k \partial \tau_k} \right), \quad (41)$$

$$Y_j = \left( \frac{\partial \varphi_j}{\partial \tau_k} \right)_{\omega_k}, \quad Y_{\tau j} = \left( \frac{\partial^2 \varphi_j}{\partial \tau_k^2} \right)_{\omega_k}.$$

Продифференцированные выражения (41) со всеми коэффициентами приведены в методике.

Плотность смеси  $\omega$  находят из итерационного решения (42) уравнения методом Ньютона при заданных значениях давления, температуры и концентраций компонентов смеси:

$$\pi = \frac{\omega \tau (1 + A_0)}{z_{cm}}. \quad (42)$$

где  $\pi = p/p_{cm}$ ,  $\tau = T/T_{cm}$ . Псевдокритическую температуру  $T_{cm}$  находят из (35), а соответствующие коэффициент сжимаемости и давление  $z_{cm}$ ,  $p_{cm}$  определяют из следующих формул:

$$z_{cm} = 0,291 - 0,08 \sum_{i=1}^N x_i \Omega_i, \quad (43)$$

$$p_{cm} = 10^{-3} R \tilde{\rho}_{cm} T_{cm} z_{cm}. \quad (44)$$

В (43)  $\{\Omega_i\}$  – факторы Питцера для отдельных компонентов смеси. Найденную приведённую плотность подставляют в (45) и определяют размерную плотность смеси  $\rho$  в кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho = M \tilde{\rho}_{cm} \omega. \quad (45)$$

Показатель адиабаты и коэффициент сжимаемости газовой смеси определяются из следующих выражений:

$$k = \left[ \frac{1 + A_1 + (1 + A_2)^2}{c_{p0r} - 1 + A_3} \right] z^{-1}, \quad (46)$$

$$z = 1 + A_0. \quad (47)$$

Безразмерная изобарная теплоёмкость компонентов смеси в идеальном газом состоянии  $c_{p0r} = \sum_{i=1}^N x_i c_{p0ri}$  определяется соответствующими теплоёмкостями компонентов:

$$c_{p0ri} = a_{0i} + b_{0i} \theta + c_{0i} \theta^2 + d_{0i} \theta^3, \quad (48)$$

где  $\theta = T/T_0$ ,  $T_0 = 100$  К;  $\{a_{0i}\}$ ,  $\{b_{0i}\}$ ,  $\{c_{0i}\}$ ,  $\{d_{0i}\}$  – константы, значения которых приведены в методике.

Расчёт коэффициента динамической вязкости, используемый в ГСССД МР 113–03 [41] производится с использованием полученного с помощью ОФУС значения плотности при заданной температуре по формуле:

$$\mu = \mu_0 \left[ 1 + \frac{A_\mu \rho B_\mu}{M} + \frac{(A_\mu \rho)^2 C_\mu}{M^2} \right]. \quad (49)$$

Здесь  $\mu_0$  – коэффициент динамической вязкости в разреженном состоянии, мкПа·с;  $B_\mu$ ,  $C_\mu$  – второй и третий вязкостные вириальные коэффициенты;

$A_{\mu} = 6,0221367 \cdot 10^{-4}$ . Алгоритм и формулы для расчёта входящих в (49) величин подробно описан в методике.

Особенность методики ГСССД МР 113–03 [41] заключается в возможности расчёта влажных многокомпонентных смесей, в которых мольная концентрация воды не превышает равновесную при данной температуре.

Оценки максимальных погрешностей, которые получаются при применении данной методики для расчёта теплофизических свойств газовых смесей приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Оценки максимальных погрешностей расчётных значений теплофизических свойств, полученных по ГСССД МР 113–03 [41]

Свойство	Сухие газопылевые смеси с мольной концентрацией метана $x_{CH_4} \geq 0,7$	Сухие газопылевые смеси с мольной концентрацией метана $x_{CH_4} < 0,7$ и влажные газопылевые смеси
	Плотность	$\delta\rho \leq 0,2 \%$
Показатель адиабаты	$\delta\kappa \leq 0,8 \%$	$\delta\kappa \leq 1,6 \%$
Коэффициент динамической вязкости	$\delta\mu \leq 3,0 \%$	$\delta\mu \leq 5,0 \%$

Стандарты серии ГОСТ 30319–2015 [8-10]

Комплекс межгосударственных стандартов серии 30319 [8-10] содержит методы расчёта коэффициента сжимаемости, плотности, показателя адиабаты, коэффициента динамической вязкости и скорости звука ПГ. Описанные в этих стандартах методы расчёта не применимы для ПГ, находящихся в жидком или двухфазном состоянии.

Компонентный состав ПГ, транспортируемого по газотранспортным системам, представлен в ГОСТ 30319.1–2015 [8] и ограничен диапазонами мольных долей, приведённых в таблице 11.

Таблица 11 – Компоненты природного газа и диапазоны мольных долей компонентов [8]

Компонент	Диапазоны мольных долей
Метан	$0,7 \leq x_{CH_4} < 1,0$
Этан	$x_{C_2H_6} \leq 0,1$
Пропан	$x_{C_3H_8} \leq 0,035$
Бутаны в сумме	$x_{C_4H_{10}} \leq 0,015$
Пентаны в сумме	$x_{C_5H_{12}} \leq 0,005$
Гексан	$x_{HC_6H_{14}} \leq 0,001$
Азот	$x_{N_2} \leq 0,20$
Диоксид углерода	$x_{CO_2} \leq 0,20$

В ГОСТ 30319.2–2015 [9] метод расчёта плотности и коэффициента сжимаемости основан на применении уравнения состояния из международного стандарта ISO 12213–3:2006(E) [49]. Расчёт возможен для газа, находящихся при давлениях не выше 7,5 МПа и температурах от 250 К до 350 К.

Согласно ISO 12213–3:2006(E) [49], используется стандартное уравнение состояния GERG–88 (SGERG–88) для коэффициента сжимаемости:

$$z = 1 + B_m \tilde{\rho} + C_m \tilde{\rho}^2, \quad (50)$$

$$B_m = x_3^2 B_1 + x_3 x_a B^* (B_1 + B_2) - 1,73 x_3 x_y (B_1 B_3)^{0,5} + x_a^2 B_2 + 2 x_a x_y B_{23} + x_y^2 B_3, \quad (51)$$

$$\begin{aligned}
C_m = & x_3^3 C_1 + 3x_3^2 x_a C^* (C_1^2 C_2)^{\frac{1}{3}} + 2,76x_3^2 x_y (C_1^2 C_3)^{\frac{1}{3}} \\
& + 3x_3 x_a^2 C^* (C_1 C_2^2)^{\frac{1}{3}} + 6,6x_3 x_a x_y (C_1 C_2 C_3)^{1/3} \\
& + 2,76x_3 x_y^2 (C_1 C_3^2)^{1/3} + x_a^3 C_2 + 3x_a^2 x_y C_{223} \\
& + 3x_a x_y^2 C_{233} + x_y^3 C_3.
\end{aligned} \tag{52}$$

В формулах (51) – (52)  $\tilde{\rho}$  – мольная (молярная) плотность,  $B_m, C_m$  – коэффициенты уравнения состояния;  $x_3 = 1 - x_a - x_y$  – мольная доля эквивалентного углеводорода;  $x_a, x_y$  – мольные доли азота и диоксида углерода соответственно. Значения  $\{B\}, \{C\}$  представляют собой полиномы – функции от температуры и теплоты сгорания эквивалентного углеводорода. Выражения для их расчёта приведены в стандарте.

Расчёт показателя адиабаты предлагается производить по формуле Кобза:

$$\begin{aligned}
\kappa = & 1,556(1 + 0,074x_a) - 3,9 \cdot 10^{-4}T(1 - 0,68x_a) - 0,208\rho_c \\
& + \left(\frac{p}{T}\right)^{1,43} \left[ 384(1 - x_a) \left(\frac{p}{T}\right)^{0,8} + 26,4x_a \right],
\end{aligned} \tag{53}$$

где  $\rho_c$  – измеренная плотность ПГ при стандартных условиях ( $p_c = 0,101325$  МПа,  $T_c = 293,15$  К).

Скорость звука, согласно ГОСТ 30319.2–2015 [9], вычисляется по формуле

$$u = 18,591 \left( \frac{T k z}{z_c \rho_c} \right)^{0,5}, \tag{54}$$

где  $z_c = 1 - (0,0741\rho_c - 0,006 - 0,063x_a - 0,0575x_y)^2$ .

Для определения коэффициента динамической вязкости используют выражение

$$\mu = \frac{3,24(T^{0,5} + 1,37 - 9,09\rho_c^{0,125})}{\rho_c^{0,5} + 2,08 - 1,5(x_a + x_y)} \left[ 1 + \frac{p_{\Pi}^2}{30(T_{\Pi} - 1)} \right]. \tag{55}$$

В формуле (55)  $p_{\Pi} = p/p_{\text{ПК}}$ ,  $T_{\Pi} = T/T_{\text{ПК}}$  – безразмерные псевдокритические давление и температура соответственно. Размерные псевдокритические параметры рассчитываются по формулам:

$$p_{\text{ПК}} = 2,9585(1,608 - 0,05994\rho_c + x_y - 0,392x_a), \tag{56}$$

$$T_{\text{ПК}} = 88,25(0,9915 + 1,759\rho_c - x_y - 1,681x_a). \quad (57)$$

Максимальные погрешности методов расчёта теплофизических свойств указаны в таблице 12.

Таблица 12 – Максимальные погрешности методов расчёта теплофизических свойств, представленных в ГОСТ 30319.2–2015 [9]

Свойство	Максимальная погрешность
Плотность и коэффициент сжимаемости	$\delta\rho \leq 0,17\%$
Показатель адиабаты	$\delta\kappa \leq 4,9\%$
Скорость звука	$\delta u \leq 2,7\%$
Коэффициент динамической вязкости	$\delta\mu \leq 6,7\%$

В ГОСТ 30319.3–2015 [10] методы расчёта плотности, коэффициента сжимаемости, показателя адиабаты и скорости звука основаны на использовании уравнения состояния AGA8, приведённого в международном стандарте ISO 20765–1:2005(E) [50]. Перевод этого стандарта на русский язык представлен в ГОСТ Р 8.662–2009 [39]. Метод расчёта вязкости ПГ, использованный в ГОСТ 30319.3–2015 [10], описан в ГОСТ Р 8.770–2011 [51].

Область применения этой части стандарта ГОСТ 30319.2–2015 [9] серии, чем у ГОСТ 30319.1–2015 [8]: газ может находиться при давлениях до 30 МПа, температурный диапазон тот же. Компонентный состав ПГ, для которого возможен расчёт по данной методике, приведён в таблице 13. По сравнению с предыдущей частью стандарта, он учитывает содержание гелия и водорода в смеси, если концентрация того или иного вещества превышает 0,0005.

Таблица 13 – Компоненты природного газа и диапазоны мольных долей компонентов ГОСТ 30319.2–2015 [9]

Компонент	Диапазоны мольных долей
Метан	$0,7 \leq x_{\text{CH}_4} < 1,0$

Компонент	Диапазоны мольных долей
Этан	$x_{C_2H_6} \leq 0,1$
Пропан	$x_{C_3H_8} \leq 0,035$
Бутаны в сумме	$x_{C_4H_{10}} \leq 0,015$
Пентаны в сумме	$x_{C_5H_{12}} \leq 0,005$
Гексан	$x_{nC_6H_{14}} \leq 0,001$
Азот	$x_{N_2} \leq 0,20$
Диоксид углерода	$x_{CO_2} \leq 0,20$
Гелий	$x_{He} \leq 0,005$
Водород	$x_{H_2} \leq 0,10$

Плотность и коэффициент сжимаемости рассчитывают по формулам, использующим значение приведённой плотности  $\delta$ , которое находят в итерационном процессе методом Ньютона из уравнения

$$\pi = \delta\tau(1 + A_0). \quad (58)$$

где  $\pi = p/p_{0m}$ ,  $\tau = T/L_T$  – приведённые давление и температура соответственно,  $A_0$  – безразмерный комплекс, вычисляемый по выражению

$$A_0 = \sum_{n=1}^{58} a_n \delta^{b_n} \tau^{-u_n} [b_n D_n + (b_n - c_n k_n \delta^{k_n}) U_n \exp(-c_n \delta^{k_n})]. \quad (59)$$

Значения коэффициентов и показателей степеней  $\{a_n\}$ ,  $\{b_n\}$ ,  $\{u_n\}$ ,  $\{c_n\}$ ,  $\{k_n\}$  в (48), а также методы расчёта функций мольных долей компонентов ПГ  $\{D_n\}$ ,  $\{U_n\}$  приведены в стандарте.

Параметры приведения для давления и температуры соответственно:

$$L_T = 1 \text{ K}, \quad (60)$$

$$p_{0m} = 10^{-3} K_X^{-3} R L_T, \quad (61)$$

$$\text{где } K_X = \left\{ \left[ \sum_{i=1}^N x_i K_i^{\frac{5}{2}} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (K_{ij}^5 - 1) (K_i K_j)^{\frac{5}{2}} \right\}^{\frac{1}{5}}. \quad (62)$$

В формулах (61), (62)  $R$  – универсальная газовая постоянная, значение которой введено в ГОСТ 30319.1–2015 [8];  $K_X$  – смесевой параметр размера;  $\{K_i\}$ ,  $\{K_j\}$  – параметры размера компонентов ПГ;  $\{K_{ij}\}$  – параметры бинарного взаимодействия; значение последних трёх величин имеются в ГОСТ 30319.3 – 2015 [10].

Выражения для вычисления плотности и коэффициента сжимаемости по определённой приведённой плотности:

$$\rho = MK_X^{-3} \delta, \quad (63)$$

$$z = 1 + A_0. \quad (64)$$

В (64) безразмерный комплекс  $A_0$  рассчитывают по (59) при заданных значениях температуры  $T$  и мольных концентраций  $\{x_i\}$ , а также используя найденное в итерационном процессе значение  $\delta$ .

Показатель адиабаты и скорость звука вычисляют по формулам

$$k = \left[ \frac{1 + A_1 + (1 + A_2)^2}{c_{p0r} - 1 + A_3} \right] z^{-1}, \quad (65)$$

$$u = \left\{ 10^{-3} RM^{-1} T \left[ \frac{1 + A_1 + (1 + A_2)^2}{c_{p0r} - 1 + A_3} \right] \right\}^{\frac{1}{2}}. \quad (66)$$

Структура выражения (65) идентична формуле (18) из ГСССД МР 113–03 [41], однако входящие в них безразмерные комплексы имеют различия, так как исходные уравнения для расчёта (ФУС) имеют разную структуру, содержат отличные коэффициенты, входящие в них, а также не совпадают параметры приведения. Так, в (65) и (66) комплексы  $\{A_i\}$  записываются следующим образом:

$$A_1 = \sum_{n=1}^{58} a_n \delta^{b_n} \tau^{-u_n} \{ (b_n + 1) b_n D_n + [(b_n - c_n k_n \delta^{k_n})(b_n - c_n k_n \delta^{k_n} + 1) - c_n k_n^2 \delta_n^k] U_n \exp(-c_n \delta^{k_n}) \}, \quad (67)$$

$$A_2 = \sum_{n=1}^{58} a_n \delta^{b_n} \tau^{-u_n} (1 - u_n) [b_n D_n + (b_n - c_n k_n \delta^{k_n}) U_n \exp(-c_n \delta^{k_n})], \quad (68)$$

$$A_3 = \sum_{n=1}^{58} a_n \delta^{b_n} \tau^{-u_n} u_n (1 - u_n) [D_n + U_n \exp(-c_n \delta^{k_n})]. \quad (69)$$

Безразмерная изобарная теплоёмкость ПГ в идеально-газовом состоянии, входящая в (53) и (54):

$$c_{p0r} = \sum_{i=1}^N x_i c_{p0ri}, \quad (70)$$

$$c_{p0ri} = B_{0i} + C_{0i} \left[ \frac{D_{0i} \theta}{\sinh(D_{0i} \theta)} \right]^2 + E_{0i} \left[ \frac{F_{0i} \theta}{\cosh(F_{0i} \theta)} \right]^2 + G_{0i} \left[ \frac{H_{0i} \theta}{\sinh(H_{0i} \theta)} \right]^2 + I_{0i} \left[ \frac{J_{0i} \theta}{\cosh(J_{0i} \theta)} \right]^2, \quad 1 \leq i \leq N. \quad (71)$$

где  $\theta = \tau^{-1}$ . Значения коэффициентов  $\{B_{0i}\}$ ,  $\{C_{0i}\}$ ,  $\{D_{0i}\}$ ,  $\{E_{0i}\}$ ,  $\{F_{0i}\}$ ,  $\{G_{0i}\}$ ,  $\{H_{0i}\}$ ,  $\{I_{0i}\}$ ,  $\{J_{0i}\}$  приведены в стандарте.

Формула для расчёта коэффициента динамической вязкости ПГ имеет вид:

$$\mu = \mu_0 + \frac{2,63094 M^{1/2} p_{\text{ПК}}^{2/3}}{T_{\text{ПК}}^{1/6}} \Delta\mu, \quad (72)$$

$$\text{где } p_{\text{ПК}} = 10^{-3} R \tilde{\rho}_{\text{ПК}} T_{\text{ПК}} (0,291 - 0,08 \sum_{i=1}^N x_i \Omega_i), \quad (73)$$

$$T_{\text{ПК}} = 0,125 \tilde{\rho}_{\text{ПК}} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j \left[ \left( \frac{M_i}{\rho_{\text{КР}i}} \right)^{\frac{1}{3}} + \left( \frac{M_j}{\rho_{\text{КР}j}} \right)^{\frac{1}{3}} \right]^3 (T_{\text{КР}i} T_{\text{КР}j})^{\frac{1}{2}}, \quad (74)$$

$$\tilde{\rho}_{\text{ПК}}^{-1} = 0,125 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j \left[ \left( \frac{M_i}{\rho_{\text{КР}i}} \right)^{\frac{1}{3}} + \left( \frac{M_j}{\rho_{\text{КР}j}} \right)^{\frac{1}{3}} \right]^3. \quad (75)$$

В (72)  $\mu_0$  – вязкость ПГ в разреженном состоянии;  $\Delta\mu$  – избыточная составляющая вязкости ПГ. Метод расчёта этих величин подробно представлен в ГОСТ 30319.3 – 2015[10]. В (73) – (75)  $\{\rho_{\text{КР}i}, \rho_{\text{КР}j}\}$ ,  $\{M_i, M_j\}$ ,  $\{T_{\text{КР}i}, T_{\text{КР}j}\}$  – критические

плотности, молярные массы и критические температуры для компонентов  $(i, j)$  ПГ соответственно.

Максимальные погрешности методов расчёта теплофизических свойств указаны в таблице 14.

Таблица 14 – Максимальные погрешности методов расчёта теплофизических свойств, представленных в ГОСТ 30319.3–2015 [10]

Свойство	Максимальная погрешность
Плотность и коэффициент сжимаемости	$\delta\rho \leq 0,4 \%$
Показатель адиабаты	$\delta\kappa \leq 4,4 \%$
Скорость звука	$\delta u \leq 2,0 \%$
Коэффициент динамической вязкости	$\delta\mu \leq 4,0 \%$

#### Уравнение AGA8

Уравнение, положенное в основу ГОСТ 30319.3–2015 [10], широко применяется в области расчёта термодинамических свойств природного газа. Множество средств учёта расхода содержат в себе программное обеспечение, созданное на основе уравнения состояния AGA8. Оно используется для расчёта коэффициента сжимаемости при рабочих и стандартных условиях, а также объёмного расхода ПГ, проходящего по трубопроводу.

Применение данного уравнения состояния возможно только для смеси, находящей в газовой фазе, но оно хорошо себя показывает при расчётах в области сверхкритического флюида [52]. Диапазоны применимости по параметрам состояния, согласно ISO 20765–1:2005(E) [50], от 250 К до 350 К и до 30 МПа. Газовая смесь может состоять из следующих 21 компонентов: метан, этан, пропан, н-бутан и изо-бутан, н-пентан и изо-пентан, нормальные гексан, гептан, октан, нонан и декан, азот, диоксид углерода, водород, монооксид углерода, вода, гелий, кислород, сероводород и аргон.

Однако, как показывают исследования [52, 53], точность расчёта этих свойств может быть ниже заявленной для данного уравнения. Неопределённость значений

коэффициента сжимаемости и объёмного расхода, полученных по уравнению AGA8 сильно зависит от температуры, давления и компонентного состава, причём наличие воды в составе газовой сильно снижает точность расчёта по данному уравнению состояния [53]. Указано, что неопределённость вычисления плотности в диапазонах температур от  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $65\text{ }^{\circ}\text{C}$  и давлений до 12 МПа составляет 0,1 %. Для смесей, содержание компонентов в которых удовлетворяет расширенным пределам уравнения (таблица 15), или смесей, находящихся за границами выше приведённых интервалов параметров состояния, значение неопределённости может быть равным от 0,2 % до 0,5 %. Если значения мольных долей компонентов газовой смеси превышают приведённые в таблице 6, то нельзя установить точность вычисления плотности.

Таблица 15 – Пределы параметров газовой смеси, при которых достигается заявленная точность уравнения AGA8 [52]

Параметр	Стандартный диапазон, $\delta\rho = 0,1\%$	Расширенный диапазон, $\delta\rho = [0,2; 0,5]\%$
Давление, МПа	$p \leq 12$	$p \leq 65$
Температура, К	$263 \leq T \leq 338$	$225 \leq T \leq 350$
Метан	$0,7 \leq x_{CH_4} < 1,0$	$0,5 \leq x_{CH_4} < 1,0$
Азот	$x_{N_2} \leq 0,2$	$x_{N_2} \leq 0,5$
Диоксид углерода	$x_{CO_2} \leq 0,2$	$x_{CO_2} \leq 0,3$
Этан	$x_{C_2H_6} \leq 0,1$	$x_{C_2H_6} \leq 0,2$
Пропан	$x_{C_3H_8} \leq 0,035$	$x_{C_3H_8} \leq 0,05$
Бутаны в сумме	$x_{C_4H_{10}} \leq 0,015$	$x_{C_4H_{10}} \leq 0,015$
Пентаны в сумме	$x_{C_5H_{12}} \leq 0,005$	$x_{C_5H_{12}} \leq 0,005$
Гексаны в сумме	$x_{C_6H_{14}} \leq 0,001$	$x_{C_6H_{14}} \leq 0,001$
Гептаны в сумме	$x_{C_7H_{16}} \leq 0,0005$	$x_{C_7H_{16}} \leq 0,0005$
Октаны и высшие углеводороды	$x_{C_8H_{18}} \leq 0,0005$	$x_{C_8H_{18}} \leq 0,0005$

Параметр	Стандартный диапазон, $\delta\rho = 0,1\%$	Расширенный диапазон, $\delta\rho = [0,2; 0,5]\%$
Водород	$x_{H_2} \leq 0,1$	$x_{H_2} \leq 0,1$
Монооксид углерода	$x_{CO} \leq 0,03$	$x_{CO} \leq 0,03$
Гелий	$x_{He} \leq 0,005$	$x_{He} \leq 0,005$
Вода	$x_{H_2O} \leq 0,00015$	$x_{H_2O} \leq 0,00015$

В действительности оказывается, что неопределённость расчёта плотности газовых смесей, удовлетворяющих расширенному диапазону уравнения AGA8, превышает 1 %. Игнорирование компонентов, не входящих в список 21 возможных веществ, для которых смоделирована методика, приводит к росту неопределённости выше 5 % при сравнении с более новым уравнением состояния GERG–2008.

#### GERG–2008

Уравнение GERG–2008 было опубликовано Lehrstuhl für Thermodynamik в Рурском университете Бохума в Германии как новое уравнение состояния в широком диапазоне для объёмных и калорических свойств природных газов и других смесей. Первоначально оно было опубликовано в 2004 году, а затем обновлено в 2008 году. Разработка поддерживалась Европейской группой по исследованию газа (The European Gas Research Group, GERG) в течение нескольких лет.

Уравнение состояния GERG–2008 представлено в международном стандарте ISO 20765–2:2015(E) [54]. Оно представляет собой выражение, записанное для приведённой энергии Гельмгольца как функции плотности, температуры и мольной концентрации компонентов смеси. Такая формулировка позволяет аналитически выразить все термодинамические свойства как функции свободной энергии и ее производных по отношению к условиям состояния температуры и плотности. Как правило, нет необходимости в численном дифференцировании или интегрировании в рамках какой-либо компьютерной программы, реализующей этот метод.

GERG–2008 имеет два диапазона применимости по параметрам состояния: нормальный и расширенный. В первом случае газовая смесь может находиться при температурах от 90 К до 450 К и давлениях до 35 МПа. Расширенный диапазон позволяет рассчитывать смеси при рабочих температурах от 60 К до 700 К и давлениях до 70 МПа. Газовая смесь может состоять из того же 21 компонента, что и для AGA8. Преимущество в том, что это уравнение может быть экстраполировано за пределы расширенного диапазона применения, где молярное содержание каждого компонента допустимо от 0 до 100 %. Это уравнение состояния также применимо для расчёта свойств для каждого отдельного компонента газовой смеси.

Различные бинарные смеси различаются скорректированными восстановительными функциями с бинарной специфической функцией отклонения, скорректированными восстановительными функциями с обобщенной функцией отклонения или только скорректированными восстановительными функциями (без функции отклонения). На рисунке 29 представлен обзор 210 бинарных комбинаций приведенный в ISO 20765–2:2015(E) [54], которые получаются в результате использования 21 компонента природного газа для разработки уравнения состояния GERG–2008. На диаграмме показаны различные рецептуры, разработанные для бинарных смесей.

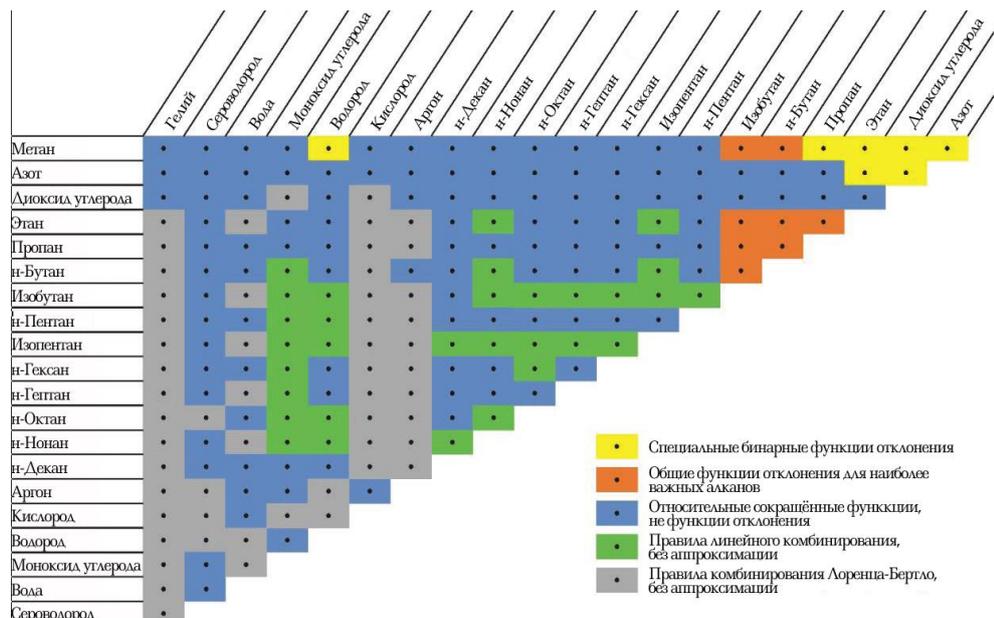


Рисунок 29 – Обзор 210 бинарных комбинаций

Новое уравнение улучшает производительность уравнения AGA8 и увеличивает точность расчёта термодинамических свойств. Показано [53], что GERG–2008 предсказывает больший коэффициент сжимаемости и меньший объёмный расход, чем AGA8. Так, относительное различие в расчёте коэффициента сжимаемости по этим двум уравнениям может достигать 30 %. Ещё большее различие наблюдается вблизи критической точки и за пределами практических измерений свойств исследованных газовых смесей, то есть при экстраполяции. Это значительно сказывается на затратах при прокачке ПГ и учёте расхода, приводя к огромным экономическим издержкам.

Таким образом, при проведённом анализе наиболее востребованными для расчёта газовых смесей являются алгоритмы, основанные на уравнении состояния AGA8 (ГОСТ 30319.3–2015 [10]) и методике ГСССД МР 113–03 [41]. Они используются в программном обеспечении СИ расхода и количества ПГ. Однако ввиду необходимости точного учёта количества ПГ, проходящего по трубопроводу, при низких температурах и высоких давлениях, а также при содержании в газовой смеси конденсата и воды, представляется актуальной работа по исследованию нового высокоточного уравнения состояния GERG–2008.

В целях повышения точности измерений расхода и количества ПГ есть необходимость решения следующих задач:

расширение диапазона параметров состояния и компонентного состава, повышение точности алгоритма расчёта коэффициента сжимаемости многокомпонентных газовых смесей типа ПГ на основе использования высокоточного уравнения состояния GERG–2008;

расширение применимости уравнения состояния GERG–2008 для расчёта влажных многокомпонентных смесей за счёт использования метода учёта высокой мольной концентрации воды, не превышающей равновесную при данной температуре, описанного в ГСССД МР 113–03 [41]

## **Выводы по второй главе**

В результате проведённого анализа применения разработанных в НД и НСД алгоритмов расчета теплофизических свойств для обеспечения единства измерений расхода и количества ПГ определено, что основным направлением исследования является их совершенствование, а также отмечается, что наиболее востребованной методикой ГСССД применяемой в программном обеспечении СИ для измерения расхода и количества ПГ является ГСССД МР 113–03 [41] и стандарты серии 30319–2015 [8-10], но больший интерес для дальнейшего исследования вызывает ISO 20765–2:2015(E) [54], в основу которого принят алгоритм расчета на основе высокоточного уравнения состояния GERG–2008.

Поэтому есть необходимость проведения дальнейшей работы по:

усовершенствованию точности измерений расхода и количества ПГ на основе использования алгоритмов расчета высокоточного уравнение состояния GERG–2008;

увеличению диапазона проводимых измерений по температуре и давлению;

разработке ССД по следующим чистым веществам: этан, пропан, изобутан, нормальный бутан, этилен, этанол, бутанол-1, пропанол-1, сероводород, ксенон.

### Глава 3. Совершенствование точности измерений расхода и количества природного газа

#### 3.1. Проведение исследования и разработка усовершенствованной расчетной методики термодинамических свойств многокомпонентных влажных газовых смесей

В предыдущей главе было установлено перспективное ФУС на основе GERG–2008, для повышения точности данных расхода и количества ПГ.

В 2008 г. Европейской группой газовых исследований (Groupe Européen de Recherches Gazières) было разработано высокоточное уравнение состояния GERG–2008 [55] для расчетного определения значений термодинамических свойств многокомпонентных газовых смесей переменного состава в диапазоне абсолютных температур  $60 \leq T \leq 700$  К и давлений  $0 < p \leq 70$  Мпа. На базе известного ФУС, т.е. уравнения для свободной энергии Гельмгольца как функции плотности ( $\rho$ ), температуры ( $T$ ) и компонентного состава смеси  $\{x_i\}$ ; с помощью этого уравнения термодинамические свойства рассчитываются через свободную энергию Гельмгольца и ее производные по температуре и плотности.

Данное уравнение состояния применимо для расчета термодинамических свойств смесей, находящихся в газообразном, жидком и сверхкритическом (флюидном) состояниях. Компонентный состав рассматриваемых смесей может включать в различных комбинациях следующие вещества: метан, азот, диоксид углерода, этан, пропан, н-бутан, изобутан, н-пентан, изопентан, н-гексан, н-гептан, н-октан, н-нонан, н-декан, водород, кислород, монооксид углерода, вода, сероводород, гелий и аргон. Число компонентов смеси  $N$  может варьироваться в диапазоне  $1 \leq N \leq 21$ . Расширенная неопределенность расчета плотности флюидов по ФУС составляет от 0,1% до 0,5 % в зависимости от компонентного состава газа и термобарических условий.

Применение фундаментального уравнения состояния

ФУС имеет следующий вид:

$$F(\rho, T, \vec{x}) = F_0(\rho, T, \vec{x}) + F_{res}(\rho, T, \vec{x}), \quad (76)$$

где:  $F$ ,  $F_0$  и  $F_{res}$  – полная свободная энергия, идеально-газовая и неидеальная составляющие свободной энергии, соответственно.

ФУС в безразмерном виде записывается как:

$$f(\omega, \tau, \vec{x}) = f_0(\rho, T, \vec{x}) + f_{res}(\omega, \tau, \vec{x}), \quad (77)$$

где  $f$ ,  $f_0$  и  $f_{res}$  – безразмерная полная свободная энергия, идеально-газовая и неидеальная составляющие свободной энергии, соответственно; относительная плотность  $\omega = \rho/\rho_{cm}$ , относительная температура  $\tau = T/T_{cm}$ ;  $\rho_{cm}$  и  $T_{cm}$  – псевдокритические плотность и температура смеси, соответственно.

Уравнение для идеально-газовой составляющей свободной энергии имеет следующий вид:

$$f_0(\rho, T, \vec{x}) = \sum_{i=1}^N x_i [f_{0i}(\rho, T) + \ln(x_i)] \quad , \quad (78)$$

где:  $N$  – число компонентов смеси,  $f_{0i}$  – безразмерная идеально-газовая свободная энергия Гельмгольца  $i$ -го компонента,  $x_i$  – молярная доля  $i$ -го компонента смеси.

Уравнение для неидеальной составляющей свободной энергии имеет следующий вид:

$$f_{res}(\omega, \tau, \vec{x}) = f_{res1}(\omega, \tau, \vec{x}) + f_{res2}(\omega, \tau, \vec{x}); \quad (79)$$

$$f_{res1}(\omega, \tau, \vec{x}) = \sum_{i=1}^N x_i f_{ri}(\omega, \tau); \quad (80)$$

$$f_{res2}(\omega, \tau, \vec{x}) = \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j \Psi_{ij} f_{rij}(\omega, \tau). \quad (81)$$

В выражениях (80) и (81)  $f_{ri}$  – безразмерная неидеальная составляющая свободной энергии  $i$ -го компонента смеси;  $f_{rij}$  – безразмерная неидеальная составляющая свободной энергии бинарной смеси, состоящей из компонентов  $(i, j)$ ;  $\Psi_{ij}$  – параметры (константы) для бинарной смеси, состоящей из компонентов  $(i, j)$ .

Уравнения для  $f_{ri}$  и  $f_{rij}$  имеют следующий вид:

$$f_{ri} = \sum_{k=1}^{M_i} b_{ik} \varphi_{ik}, \quad (82)$$

где:

$$\varphi_{ik} = \omega^{r_{ik}} \tau^{-t_{ik}} \exp(g_{ik} \omega^{l_{ik}}). \quad (83)$$

$$f_{rij} = \sum_{k=1}^{M_{ij}} c_{ijk} \theta_{ijk}, \quad (84)$$

где:

$$\theta_{ijk} = \omega^{r_{ijk}} \tau^{-t_{ijk}} \exp[-\alpha_{ijk}(\omega - \varepsilon_{ijk})^2 - \beta_{ijk}(\omega - \gamma_{ijk})]. \quad (85)$$

Псевдокритические плотность  $\tilde{\rho}_{cm}$  и температура  $T_{cm}$  смеси рассчитываются по следующим правилам комбинирования:

$$\tilde{\rho}_{cm}^{-1} = \tilde{v}_{cm} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j \tilde{v}_{c_{ij}}, \quad (86)$$

$$\tilde{v}_{c_{ij}} = \beta_{vij} \cdot \gamma_{vij} \cdot \frac{x_i + x_j}{\beta_{vij}^2 x_i + x_j} \left[ \frac{(1/\tilde{\rho}_{c_i})^{1/3} + (1/\tilde{\rho}_{c_j})^{1/3}}{2} \right]^3 \quad (87)$$

$$T_{cm} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j T_{c_{ij}}, \quad (88)$$

$$T_{c_{ij}} = \beta_{Tij} \cdot \gamma_{Tij} \cdot \frac{x_i + x_j}{\beta_{Tij}^2 x_i + x_j} (T_{c_i} \cdot T_{c_j})^{0,5} \quad (89)$$

В формулах (87) и (89)  $\{\beta_{vij}\}$ ,  $\{\gamma_{vij}\}$ ,  $\{\beta_{Tij}\}$ ,  $\{\gamma_{Tij}\}$  - параметры бинарного взаимодействия,  $\{\tilde{\rho}_{c_i}, \tilde{\rho}_{c_j}\}$ ,  $\{T_{c_i}, T_{c_j}\}$  - критические молярные объемы и критические температуры для пар компонентов  $(i, j)$ .

Применение фундаментального уравнением состояния в международном стандарте.

ФУС было положено в основу международного стандарта ISO 20765–2:2015(E) [54] 2015 г., регламентирующего методы расчетного определения термодинамических свойств смесей. Однако в этом стандарте даны оценки неопределенности расчетных значений термодинамических свойств только для «сухих» газовых смесей с молярной долей водяного пара  $x_{\text{H}_2\text{O}} \leq 0,02$  %; в то же время на практике часто требуется расчетное определение свойств «влажных» газовых смесей, в которых молярная доля водяного пара физически ограничена лишь предельной равновесной молярной долей (растворимостью)  $x_p$ :  $x_{\text{H}_2\text{O}} \leq x_p$ . Например, при стандартных условиях ( $t = 20$  °C и  $p = 0,101325$  МПа) значение  $x_{\text{H}_2\text{O}}$  может достигать  $\approx 2,3$  %. В том случае, когда  $p \leq p_{s\text{H}_2\text{O}}(T)$ ,  $x_p = 1$ ;  $p_{s\text{H}_2\text{O}}(T)$  – давление водяного пара на линиях насыщения или сублимации. В противном случае необходим расчет.

В предположении, что при фазовом равновесии влажный газ – конденсированная (чистая вода или лед), уравнение для расчета растворимости  $x_p$  имеет следующий вид:

$$\mu_{wg}(T, p, x_1, x_2, \dots, x_{N-1}, x_p) = \mu_{wl}(T, p), \quad (90)$$

где:  $\mu_{wg}$  – химический потенциал водяного пара во влажном газе – рассчитывается по ФУС,  $\mu_{wl}$  – химический потенциал чистой воды или льда в конденсированной фазе (потенциал Гиббса). Начальное значение  $x_p^{(0)}$  определяется по формуле (закон Дальтона):

$$x_p^{(0)} = \frac{p_{s\text{H}_2\text{O}}(T)}{p}, \quad (91)$$

С целью определения пригодности ФУС для расчета термодинамических свойств влажных газовых смесей были проведены сравнения расчетных значений  $x_p$  и  $p$  с экспериментальными данными [56] и [57]. Результаты показали необходимость повышения точности расчетных значений указанных свойств. Для решения этой задачи значения параметров бинарного взаимодействия  $\{\beta_{vij}\}$ ,  $\{\gamma_{vij}\}$ ,  $\{\beta_{Tij}\}$ ,  $\{\gamma_{Tij}\}$  в формулах (87) и (89) для бинарных смесей с водяным паром (H<sub>2</sub>O) таких компонентов, как метан (CH<sub>4</sub>), азот (N<sub>2</sub>), диоксид углерода (CO<sub>2</sub>), этан (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), пропан (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), нормальный бутан (nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) и сероводород (H<sub>2</sub>S) были

переопределены в результате обработки экспериментальных данных по растворимости [56]  $\text{H}_2\text{O}$  в соответствующих газах.

Модифицированное таким образом ФУС было взято за основу при разработке Методики ГСССД МР 273–2018 «Методика расчетного определения плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажных газовых смесей в диапазоне температур от 263 К до 500 К при давлениях до 30 МПа» [11].

Для расчета коэффициента динамической вязкости смеси в состоянии разреженного газа ( $\mu_{0m}$ ) использованы строгие выражения молекулярно-кинетической теории. Для расчета вязкости реальной смеси ( $\mu_m$ ) использована комбинация  $\mu_{0m}$  и обобщенного эмпирического уравнения для избыточной составляющей коэффициента динамической вязкости с зависящими от компонентного состава аффинными преобразованиями для относительных температуры и плотности базового вещества – метана:

$$\mu_m = \mu_{0m}(T, \vec{x}) + \vartheta_m \Delta\mu_{bs}(\tau, \omega, \vec{\phi}_m), \quad (92)$$

$$\vartheta_m = \frac{2,63094M^{1/2} p_{cm}^{2/3}}{T_{cm}^{1/6}}, \quad (93)$$

В формулах (92) и (93)  $\vec{\phi}_m$  - вектор параметров аффинных преобразований;  $M$  – молярная масса смеси;  $p_{cm}$  – псевдокритическое давление смеси.

Разработанная методика предназначена для применения при проектировании оборудования и моделировании процессов в системах автоматизированного управления, метрологического обеспечения измерения расхода и количества при учетно-контрольных операциях «сухих» и «влажных» многокомпонентных газовых смесей.

В методике приведены методы и алгоритмы расчетного определения плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости сухих и влажных многокомпонентных газовых смесей переменных составов, в газовой фазе и флюидной области в диапазоне температур  $263 \leq T \leq 500$  К при давлениях  $0 < p \leq 30$  МПа.

Компонентный состав рассматриваемых смесей может включать в различных комбинациях следующие вещества: метан, азот, диоксид углерода, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, гексан, гептан, октан, водяной пар, сероводород и кислород. Число компонентов смеси  $N$  может варьироваться в диапазоне  $1 \leq N \leq 15$ . Методика не накладывает явных ограничений на диапазоны изменений молярных долей компонентов при соблюдении условий фазового состояния – газовая фаза или флюидная область; исключение представляет молярная доля водяного пара –  $x_{\text{H}_2\text{O}} \leq x_p(T, p, \{x_{id}\})$ ;  $\{x_{id}\}$  – молярные доли «сухих» компонентов влажной смеси, приведенные к  $x_{\text{H}_2\text{O}} = 0$ , 
$$\sum_{i=1}^{N-1} x_{id} = 1 \quad (94)$$

Кроме указанных выше теплофизических свойств в однофазном состоянии, настоящая методика позволяет также определять при заданных температуре, давлении и значениях молярных долей «сухих» компонентов значения предельной равновесной молярной доли (растворимости)  $x_p$  водяных паров в газовой смеси.

Оценка неопределенностей расчетных значений теплофизических свойств:

Для проверки качества ФУС (76 – 85) и уравнения для расчета вязкости (93, 94), оценки неопределенностей расчетных значений теплофизических свойств были проведены сравнения с экспериментальными данными по фактору сжимаемости и плотности сухого и влажного природного газа [57, 58], а также с аналогичными данными для газовых смесей с компонентными составами, характерными для нефтяного попутного газа (intermediate quality range по терминологии, принятой в ISO 20765–2:2015(E) [54]) [59, 60]. Кроме того, проведены сравнения с экспериментальными данными по скорости звука [61, 62] и вязкости [63 – 67] газовых смесей.

СКО по фактору сжимаемости (плотности) сухого природного газа составляет 0,04 % в диапазоне температур  $225 \leq T \leq 350$  К и давлений  $0,1 \leq p \leq 35$  МПа (312 точек); СКО по плотности влажного газа ( $x_{\text{H}_2\text{O}} \leq 10$  % мол.) составляет 0,12% в диапазоне температур  $348 \leq T \leq 473$  К и давлений  $0,1 \leq p \leq 16$  МПа (266 точек); СКО по фактору сжимаемости и плотности газовых смесей типа

intermediate quality range составляет 0,15 % в диапазоне температур  $280 \leq T \leq 350$  К и давлений  $0,1 \leq p \leq 30$  МПа (3257 точек).

СКО по скорости звука составляет 0,11 % в диапазоне температур  $250 \leq T \leq 350$  К и давлений  $0,1 \leq p \leq 23$  МПа (1322 точки).

СКО по коэффициенту динамической вязкости составляет 2,2 % в диапазоне температур  $260 \leq T \leq 444$  К и давлений  $0,1 \leq p \leq 30$  МПа (745 точек).

В результате анализа полученных результатов и с учетом данных, приведенных в ISO 20765–2:2015(E) [54], можно дать следующие оценки расширенных неопределенностей (с доверительной вероятностью 95 %) расчетных значений теплофизических свойств.

Для газовых смесей типа природного газа, т.е. со значениями молярных долей компонентов, соответствующих ограничениям, приведенным в ГОСТ Р 8.662 – 2009 [39] и ГОСТ Р 8.770 – 2011 [51]:

по плотности и фактору сжимаемости –  $\delta\rho, \delta z \leq 0,1$  %;

скорости звука:  $\delta w \leq 0,2$  % при  $p \leq 20$  МПа и  $\delta w \leq 0,3$  % при  $p > 20$  МПа;

показателю адиабаты:  $\delta k \leq 0,5$  % при  $p \leq 20$  МПа и  $\delta k \leq 0,7$  % при  $p > 20$  МПа;

коэффициенту динамической вязкости –  $\delta\mu \leq 4,0$  %.

Для газовых смесей, отличных по составу от природного газа, включая любые влажные смеси:

по плотности и фактору сжимаемости –  $\delta\rho, \delta z \leq 0,3$  %; при  $T > 350$  К и  $p > 15$  МПа  $\delta\rho, \delta z \leq 0,5$  %;

по скорости звука –  $\delta w \leq 0,6$  %; при  $T > 350$  К и  $p > 15$  МПа  $\delta w \leq 1,0$  %;

по показателю адиабаты –  $\delta k \leq 1,5$  %; при  $T > 350$  К и  $p > 15$  МПа  $\delta k \leq 2,5$  %;

по коэффициенту динамической вязкости –  $\delta\mu \leq 5,0$  %.

Выведенные расчетные коэффициенты приведены в приложениях к методике ГСССД МР 273–2018 [11], а контрольные примеры расчета теплофизических

свойств газовых смесей, представленные в разработанной методике приведены в приложении 3.

Сравнительный анализ ГСССД МР 273–2018 [11] с действующим ГОСТ 30319.3–2015 [10] по вычислению теплофизических свойств ПГ и показателей точности алгоритмов вычисления.

Метод сравнительного анализа был применен при исследовании разработанной методики ГСССД МР 273–2018 [11] и действующего ГОСТ 30319.3–2015 [10]. В итоге получены следующие результаты:

#### 1. Определяемые величины

Оба документа предлагают методы для расчёта коэффициента сжимаемости, плотности, показателя адиабаты, коэффициента динамической вязкости природного газа и скорости распространения звука в среде природного газа.

#### 2. Учёт влажности

Методика МР 273–2018 [11] позволяет рассчитать термодинамические свойства газовых смесей, в том числе природного газа, в присутствии в них водяных паров.

#### 3. Диапазон применимости

Диапазон применения методики МР 273–2018 [11] по температуре шире, чем у ГОСТ 30319.3–2015 [10]. Последний применяется при тех же давлениях, но для температур от 250 К до 350 К.

#### 4. Методика расчёта

В основе метода ГОСТ 30319.3–2015 [10] лежит уравнение состояния AGA8. Метод расчёта коэффициента динамической вязкости природного газа взят из ГОСТ 8.770–2011 [51]

В методике МР 273–2018 [11] используется фундаментальное уравнение состояния GERG–2008, «обеспечивающее наиболее высокую точность расчёта значений термодинамических свойств смесей различного компонентного состава в газовой фазе и во флюидной области». Метод расчёта коэффициента динамической вязкости так же, как и в ГОСТ 30319.3–2015 [10], взят из ГОСТ 8.770–2011 [51].

5. Сравнение неопределённостей результатов расчёта приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнительный показатель неопределенности ГОСТ 30319.3–2015 [10] и ГСССД МР 273–2018 [11]

Свойства газа	ГОСТ 30319.3–2015	ГСССД МР 273–2018
<i>Плотность</i>	$0,1 \leq \delta z \%$	$\delta z \leq 0,1 \%$
<i>Коэффициент сжимаемости</i>	$0,4 \leq \delta \rho \%$	$\delta \rho \leq 0,1 \%$
<i>Скорость звука</i>	$0,2 \leq \delta w \leq 2,0 \%$	$\delta w \leq 0,2 \%$ при $p \leq 20$ МПа; $\delta w \leq 0,3 \%$ при $p > 20$ МПа
<i>Показатель адиабаты</i>	$0,5 \leq \delta \kappa \leq 4,4 \%$	$\delta \kappa \leq 0,5 \%$ при $p \leq 20$ МПа; $\delta \kappa \leq 0,7 \%$ при $p > 20$ МПа
<i>Коэффициент динамической вязкости</i>	$0,6 \leq \delta \mu \leq 4,0 \%$	$\delta \mu \leq 4,0 \%$

Сравнительный анализ расчёта коэффициента динамической вязкости смесей, представленных в ГОСТ 8.770–2011[51] и ГСССД МР 273–2018[11].

Газовые смеси, для которых приводятся расчётные методики, имеют разный компонентный состав (приведён ниже в таблице 17 - компонентный состав газовых смесей). Причём ГСССД МР 273–2018 [11] объединяет подход к расчёту как сухих газовых смесей типа природного газа, для которых существуют выше называемые ГОСТ, так и газовых смесей, отличных по составу от природного газа, включая влажные смеси.

Таблица 17 – Компонентный состав газовых смесей

Общие компоненты	Компоненты только в ГОСТ	Компоненты только в ГСССД МР
Азот		
Диоксид углерода		
Этан		
Пропан		
Н-бутан	Водород	Сероводород
Изо-бутан	Оксид углерода	Кислород
Н-пентан	Гелий-4	
Изо-пентан		
Н-гексан		
Н-гептан		
Вода		

В ГСССД МР 273–2018[11] при расчёте подгоночных коэффициентов для определения избыточной составляющей коэффициента динамической вязкости используются актуализированные таблицы справочных данных, рассчитанные с помощью более современного ФУС GERG–2008, а также приведённые к стандарту международной температурной шкалы МТШ-90. Кроме того, диапазоны применимости некоторых новых ССД шире, чем у более ранних версий. Сравнительный анализ составляющей коэффициента динамической вязкости приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнительный анализ составляющей коэффициента динамической вязкости

Компонент смеси	Таблицы ССД в ГОСТ 8.770–2011[51]			Таблицы ССД в ГСССД МР 273–2018[11]		
	№ таблиц	Диапазон температур, К	Диапазон давлений, МПа	№ таблиц	Диапазон температур, К	Диапазон давлений, МПа
Метан	195–2001	91 – 700	0,01216 – 100	284–2013	91 – 700	0,01216 – 100
Азот	89–85	65 – 1000	0 – 200	283–2013	65 – 1000	0,017404 – 200
Диоксид углерода	110–87	220 – 1000	0 – 100	312–2015	218 – 1100	0,1 – 100
Этан	196–2001	91 – 625	$0,1340 \cdot 10^{-5}$ – 70	318–2017	91 – 675	$0,13473 \cdot 10^{-5}$ – 100
Пропан	197–2001	86 – 700	0,1 – 100	332–1017	86 – 700	$0,20861 \cdot 10^{-9}$ – 100
Вода	6–89	248,15 – 1072,15	$0,6117 \cdot 10^{-3}$ – 300	261–2011	253,15 – 1173,15	$0,6117 \cdot 10^{-3}$ – 1000

Таким образом применение алгоритмов расчетов в ГСССД МР 273–2018 [11] на основе высокоточного уравнения состояния GERG–2008, позволило существенно повысить метрологические характеристики, а также диапазон давлений и температур при измерении расхода и количества ПГ по сравнению с ранее применяемыми алгоритмами расчетов на основе уравнение состояния AGA8, используемых в ГСССД МР 113–03 [41] и в стандартах серии 30319 [8-10].

### 3.2. Проведение исследования и разработка стандартных справочных данных по компонентному составу природного газа

В предыдущей главе было установлено перспективные направления проведения исследования и разработки ССД по следующим чистым веществам, входящим в компонентный состав ПГ – этан, пропан, изобутан, н-бутан, сероводород. Для других веществ из компонентного состава ПГ – метан, азот, ранее были разработаны уже ССД, не потерявшие свою актуальность и соответственно основные метрологические характеристики – ГСССД 283–2013 [68] и ГСССД 284–2013 [69].

В работе приводятся примеры проведения исследований и разработки ССД по следующим компонентам ПГ – этан, н-бутан, сероводород, а для пропана приводится методика расчета ССД и оценка показателей точности данных.

Для разработки ССД по каждому веществу необходимо определиться с теплофизическими свойствами, как правило они содержат значения – плотности  $\rho$ , энтальпии  $h$ , энтропии  $s$ , изобарной теплоемкости  $c_p$ , изохорной теплоемкости  $c_v$ , скорости звука  $w$ , коэффициента динамической вязкости  $\mu$  и коэффициента теплопроводности  $\lambda$  в однофазных областях (газ, жидкость и флюид). Один из основных требований ССД – это диапазон температур и давлений при которых приведенные метрологические характеристики справочных данных воспроизводятся с вероятностью 0,95.

При разработке таблиц ССД ставятся следующие задачи:

определение области изменения независимых параметров, в которой они должны быть представлены;

расчет точности подлежащих разработке данных и форма их представления;

установление преимуществ разрабатываемых данных по сравнению с существующими аналогами.

В соответствии с поставленной задачей проводят информационный поиск с целью получения наиболее полной совокупности исходных экспериментальных (расчетных) данных об исследуемой физической константе или свойстве (группе свойств) вещества или материала из имеющихся литературных источников.

Типовая обработка совокупности исходных экспериментальных (расчетных) данных должна содержать следующие этапы:

анализ полноты исходных данных по набору свойств, интервалам исследований, точности определения;

выделение из всей совокупности достоверных исходных данных;

анализ согласованности между собой исходных данных полученных различными авторами, в разных сериях измерений (расчета), разными методами, в разных лабораториях;

выбор модели для обобщения, математическо-статистическая обработка данных;

оценка достоверности и отнесение данных к соответствующей категории в соответствии с ГОСТ Р 8.614–2018 [13].

Проведение анализа исходных экспериментальных (расчетных) данных должно включать проверку полноты сведений:

о чистоте исследованного материала (вещества), содержании примесей, физическом состоянии и временных факторах, влияющих на его состав и свойства;

о методе исследования, принятых допущениях, использованных расчетных формулах, вспомогательных константах, упрощениях и т.д.;

об использованных средах измерений, их метрологических характеристиках, сроках поверки, влияющих величин;

о математическо-статистических методах обработки исходных данных, формах представления результатов измерений (расчета).

Анализ исходных данных должен заканчиваться отбором совокупности достоверных данных, для которых имеются необходимые и достаточные сведения.

Совокупность исходных данных подлежит оценке с целью определения их статистической согласованности. Для определения последней применяют параметрические и не параметрические критерии с принятым уровнем значимости.

В случае существенных расхождений между группами данных всю совокупность подвергают анализу для определения корреляционных зависимостей, учитывающих изменчивость данных и различие методов исследования. При этом

должны быть учтены следующие факторы:

сомнительная чистота вещества;

метод исследования в том случае, когда можно доказать преимущество одного метода перед другим;

преимущество использованных эталонов, средств измерений и испытательного оборудования;

правильность (неправильность) проведения измерений, факторов влияния, введенных поправок; оценки неопределенностей;

большее число экспериментальных данных при одних и тех же условиях эксперимента;

более широкий диапазон независимых параметров, в котором данные подвергнуты корреляции и регрессии в отношении факторов влияния;

правильность (неправильность) примененных математических способов обработки, таких как эквивалентность вычислительных формул, приближение результатов, достоверность принятых констант и коэффициентов пересчета, единство физических величин и т. д.;

правильность (неправильность) оценки и учета всех составляющих неопределенностей определения данных.

В случаях, когда совокупность исходных данных о физической константе или свойстве вещества характеризуется неудовлетворительной, с точки зрения требуемой точности и степени достоверности, согласованностью, возможна постановка новой экспериментальной работы или теоретического исследования, уровень проведения которых должен удовлетворять вышеуказанным требованиям.

При выборе модели для обобщения согласованного массива данных предпочтение следует отдавать теоретическим моделям, имеющим ясную физическую интерпретацию. В противном случае можно использовать модели, позволяющие с одним набором параметров описывать более широкий спектр свойств в широкой области независимых параметров.

Выбор метода математическо-статистической обработки данных проводят в соответствии с ГОСТ Р 54500.3 [70] и Р 50.2.067 [71].

Примененный метод математическо-статистической обработки должен обеспечить расчет данных с заданной неопределенностью (погрешностью).

Начало исследования начинается с мониторинга публикаций об имеющихся алгоритмах расчета, а также экспериментальные данные по теплофизическим свойствам рассматриваемых веществ. Полученные данные сравниваются, если такие есть, с уже ранее разработанными ССД и делается вывод о необходимости дальнейшего проведения исследования и актуализации справочных данных.

ССД по этану ГСССД 318–2017 [72] содержат значения плотности  $\rho$ , энтальпии  $h$ , энтропии  $s$ , изобарной теплоемкости  $c_p$ , изохорной теплоемкости  $c_v$ , скорости звука  $w$ , коэффициента динамической вязкости  $\mu$  и коэффициента теплопроводности  $\lambda$  для этана как в однофазных областях (газ, жидкость и флюид), так и на линии фазового перехода газ-жидкость (линии насыщения), а также значения давления насыщения  $p_s$ .

Уравнение состояния, используемое для расчета термодинамических свойств, взято из работы [73]. Уравнения, используемые для расчета коэффициентов динамической вязкости  $\mu$  и теплопроводности  $\lambda$  взяты из работ [74, 75, 76]. Уравнение состояния и уравнения для  $\mu$  и  $\lambda$ , используемые в настоящих таблицах, соответствуют новой Международной температурной шкале 1990 г. (ITS-90).

Стандартные справочные значения  $\rho$ ,  $h$ ,  $s$ ,  $c_p$ ,  $c_v$ ,  $w$  и  $p_s$  рассчитаны по единому для жидкой и газовой фаз фундаментальному уравнению состояния (ФУС) – зависимости свободной энергии (функции Гельмгольца)  $F$  от плотности  $\rho$  и температуры  $T$ :

$$\frac{F(\rho, T)}{RT} = f(\omega, \tau) = f_0(\omega, \tau) + f_r(\omega, \tau), \quad (95)$$

где:  $f$ ,  $f_0$  и  $f_r$  – безразмерные полная свободная энергия, идеально-газовая и неидеальная составляющие свободной энергии, соответственно; относительная плотность  $\omega = \rho/\rho_{кр}$ , относительная температура  $\tau = T/T_{кр}$ ; значения плотности ( $\rho_{кр}$ ) и температуры ( $T_{кр}$ ) этана в критической точке приведены в таблице 1 [72].

В ходе дальнейшей работы по разработке ССД по этану проводились исследования по каждому теплофизическому свойству, как пример для описания коэффициента динамической вязкости этана в широкой области фазовых состояний (газ, жидкость и граница сосуществования газовой и жидкой фаз – кривая насыщения) принято современное уравнение 2015 г., которое получено авторами работы [73].

Для построения этого уравнения авторы указанной работы использовали обширный массив наиболее точных экспериментальных данных о коэффициенте динамической вязкости этана: всего использовано 1841 экспериментальная точка из работ 1960 – 2011 гг. в диапазонах температур и давлений  $100 \leq T \leq 624$  К,  $0,0 < p \leq 55$  МПа.

На рисунке 30 представлены расширенные неопределенности расчетных значений коэффициента динамической вязкости этана в соответствии с [73].

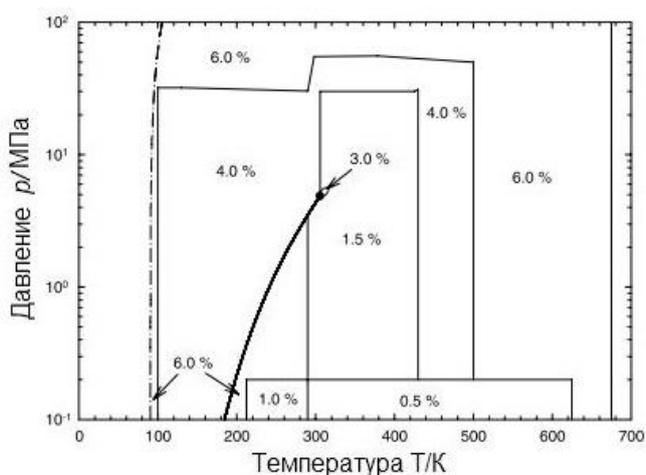


Рисунок 30 – Расширенные неопределенности коэффициента динамической вязкости этана в соответствии с [73]

После проведенных исследований были разработаны ССД «Этан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах от 91 К до 675 К и давлениях до 100 МПа».

ССД по н-бутану – ГСССД 338–2018 [77] содержат значения плотности  $\rho$ , энтальпии  $h$ , энтропии  $s$ , изобарной теплоемкости  $c_p$ , изохорной теплоемкости  $c_v$ , скорости звука  $w$ , коэффициента динамической вязкости  $\mu$  и коэффициента

теплопроводности  $\lambda$  для н-бутана как в однофазных областях (газ, жидкость и флюид), так и на линии фазового перехода газ-жидкость (линии насыщения), а также значения давления насыщения  $p_s$ .

Стандартные справочные значения  $\rho$ ,  $h$ ,  $s$ ,  $c_p$ ,  $c_v$ ,  $w$  и  $p_s$  рассчитаны по (95) на основе [38]. Справочные значения плотности ( $\rho_{кр}$ ) и температуры ( $T_{кр}$ ) н-бутана в критической точке приведены в таблице 1 ГСССД 338–2018 [77].

Для построения уравнения состояния авторами [78] были использованы массивы наиболее точных экспериментальных данных о следующих основных свойствах н-бутана:

1. Термодинамические свойства ( $p$ ,  $\rho$ ,  $T$ ) в однофазной области. Массив включает 644 экспериментальных точки, которые взяты из работ 1939 – 2004 гг. ( $135 \leq T \leq 573$  К,  $0,01 \leq p \leq 69$  МПа).

2. Термодинамические свойства ( $p_s$ ,  $T_s$ ,  $\rho'$ ,  $\rho''$ ) на кривой насыщения. Массив включает 504 экспериментальных и расчетных точки из работ 1940 – 2004 гг. ( $135 \leq T_s \leq 425$  К).

3. Изобарная теплоемкость – 8 экспериментальных точек, которые взяты из работы 1943 г. ( $344 \leq T \leq 693$  К,  $p = 0,10$  МПа).

4. Изохорная теплоемкость – 148 экспериментальных точек, которые взяты из работы 1998 г. ( $153 \leq T \leq 342$  К,  $2 \leq \rho \leq 30$  кг/м<sup>3</sup>).

5. Теплоемкость кипящей жидкости на линии насыщения – 100 точек из работы 1998 г. ( $139 \leq T \leq 317$  К).

6. Скорость звука – 312 экспериментальных точки, которые взяты из работ 1984 – 1988 гг. ( $200 \leq T \leq 375$  К,  $0,005 \leq p \leq 60$  МПа), включая данные о скорости звука в жидкой фазе на линии насыщения.

При проведении анализа данных разрабатываемой ССД по н-бутану было определена возможность увеличения верхней границы температурного диапазона с 575 до 600 К, так как сравнение новых расчетных значений свойств с табличными значениями из [80] показывает, что расхождения в целом не превышают суммарной неопределенности этих величин.

Для описания коэффициента динамической вязкости н-бутана в широкой области фазовых состояний (газ, жидкость и граница сосуществования газовой и жидкой фаз – кривая насыщения, включая окологкритическую область) принято новое уравнение, которое получено авторами работы [79].

Для построения этого уравнения был использован массив наиболее точных экспериментальных данных о коэффициенте динамической вязкости н-бутана: всего использовано 501 экспериментальная точка из работ 1960 – 2015 гг. в диапазонах температур и давлений  $136 \leq T \leq 626$  К,  $0,0 < p \leq 55$  МПа.

Для описания коэффициента теплопроводности н-бутана в широкой области фазовых состояний (газ, жидкость и граница сосуществования газовой и жидкой фаз - кривая насыщения, включая окологкритическую область) принято уравнение 2002 г., которое получено авторами работы [80] .

При построении уравнения для коэффициента теплопроводности н-бутана авторы работы [80] использовали обширный массив наиболее точных экспериментальных данных: всего использовано 2942 экспериментальных точки из работ 1972 – 2002 гг. в диапазонах температур и давлений  $136 \leq T \leq 606$  К,  $0,0 < p \leq 70$  МПа.

После проведенных исследований были разработаны ССД «Нормальный бутан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах от 135 К до 600 К и давлениях до 70 МПа».

ССД по сероводороду – ГСССД 382–2020 [82] содержат значения плотности  $\rho$ , энтальпии  $h$ , энтропии  $s$ , изобарной теплоемкости  $c_p$ , изохорной теплоемкости  $c_v$  для сероводорода ( $\text{H}_2\text{S}$ ) как в однофазных областях (газ, жидкость и флюид), так и на линии фазового перехода газ-жидкость (линии насыщения); в этом случае приводятся также значения давления насыщения  $p_s$ .

ССД охватывают область температур от 190 К до 500 К и давлений от 0,027 МПа до 100 МПа, за исключением окологкритической области:  $370 \leq T \leq 392$  К и  $243 \leq \rho \leq 452$  кг/м<sup>3</sup>. Так как данные о линии затвердевания сероводорода

отсутствуют, в качестве верхней границы по плотности принято значение  $993,23 \text{ кг/м}^3$ , соответствующее плотности жидкости в тройной точке.

Уравнение состояния, используемое в настоящих таблицах для расчета термодинамических свойств, взято из работы [83]; значения температур в этом уравнении соответствуют Международной температурной шкале 1990 г.)

Значения  $\rho$ ,  $h$ ,  $s$ ,  $c_p$ ,  $c_v$  и  $p_s$  рассчитаны по единому для жидкой и газовой фаз фундаментальному уравнению состояния (ФУС) – зависимости свободной энергии (функции Гельмгольца)  $F$  от плотности  $\rho$  и температуры  $T$  по формуле (95). значения плотности ( $\rho_{\text{кр}}$ ) и температуры ( $T_{\text{кр}}$ ) сероводорода в критической точке приведены в таблице 1 [82].

Термодинамические свойства в идеально-газовом состоянии определяются по формулам, полученным из  $f_0(\tau, \omega)$  с привлечением табличных данных [84].

Для построения уравнения состояния был использован массив наиболее точных экспериментальных данных о следующих основных свойствах сероводорода:

1. Термодинамические свойства ( $p$ ,  $\rho$ ,  $T$ ) в однофазной области. Массив включает 1164 экспериментальных точки, которые взяты из работ 1931 – 2001 гг. ( $238 \leq T \leq 760 \text{ К}$ ,  $0,03 \leq p \leq 94,6 \text{ МПа}$ ).
2. Термодинамические свойства ( $p_s$ ,  $T_s$ ,  $\rho'$ ,  $\rho''$ ) на линии насыщения. Массив включает 358 экспериментальных точек из работ 1906 – 1987 гг. ( $188 \leq T_s \leq 370 \text{ К}$ ).
3. Второй ( $B$ ) вириальный коэффициент – 17 экспериментальных точек из работ 1968 – 1985 гг. ( $323 \leq T \leq 500 \text{ К}$ ).
4. Изобарная теплоемкость  $c_p$  – 16 экспериментальных точек, которые взяты из работ 1923 – 1936 гг. ( $190 \leq T \leq 383 \text{ К}$ ,  $0,03 \leq p \leq 1,19 \text{ МПа}$ ).
5. Энтальпия испарения  $\Delta h$  – 2 экспериментальных точки, которые взяты из работы 1939 г. ( $189 \leq T_s \leq 213 \text{ К}$ ).

В отличие от работы [84] при разработке ССД пришлось уточнить и уменьшить максимальную температуру до 500 К и максимальное давление до 100 МПа, так как экспериментальные данные при более высоких температурах и

давлениях ограничены; кроме того, оценки неопределенности расчетных значений плотности в [84] при температурах выше 500 К слишком велики и такие данные не желательно использовать в разрабатываемых ССД.

После проведенных исследований были разработаны ССД «Сероводород жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия, изохорная и изобарная теплоемкости при температурах от 190 К до 500 К и давлениях до 100 МПа».

На примере компонента ПГ пропан – ГСССД 332–2017 [85] рассмотрим методику расчета ССД и оценку показателей точности расчетных значений теплофизических свойств.

Стандартные справочные значения по теплофизическим свойствам пропана  $\rho$ ,  $h$ ,  $s$ ,  $c_p$ ,  $c_v$ ,  $w$  рассчитаны по единому для жидкой и газовой фаз ФУС – зависимости свободной энергии (функции Гельмгольца)  $F$  от плотности  $\rho$  и температуры  $T$ , формула (95).

В ФУС  $f$ ,  $f_0$  и  $f_r$  – безразмерная полная свободная энергия, идеально-газовая и неидеальная составляющие свободной энергии, соответственно; относительная плотность  $\omega = \rho/\rho_{кр}$ , относительная температура  $\tau = T/T_{кр}$ ; значения плотности ( $\rho_{кр}$ ) и температуры ( $T_{кр}$ ) пропана в критической точке приведены в таблице 1 Приложения ГСССД 332–2017 [85].

Уравнение для идеально-газовой составляющей свободной энергии имеет следующий вид:

$$f_0 = \ln(\omega) + a_1 + a_2\tau^{-1} + a_3 \ln(\tau^{-1}) + \sum_{i=4}^7 a_i \ln[1 - \exp(-\delta_i\tau^{-1})] \quad (96)$$

Коэффициенты  $\{a_i\}$  и параметры  $\{\delta_i\}$  уравнения (2) приведены в таблице 3 Приложения ГСССД 332–2017 [85].

Уравнение для неидеальной составляющей свободной энергии имеет следующий вид:

$$f_r = \sum_{j=1}^{18} b_j \varphi_j, \quad (98)$$

$$\varphi_j = \begin{cases} \omega^{r_j} \tau^{-t_j} \exp[g_j \omega^{l_j}], & j \leq 11 \\ \omega^{r_j} \tau^{-t_j} \exp\left[-\alpha_j (\omega - \varepsilon_j)^2 - \beta_j (\tau^{-1} - \gamma_j)^2\right], & j \geq 12 \end{cases} \quad (99)$$

В формулах (98, 99)  $b_j$  – коэффициенты уравнения состояния, значения которых вместе с показателями степеней  $r_j$ ,  $t_j$ ,  $l_j$  и параметрами  $g_j$ ,  $\alpha_j$ ,  $\beta_j$ ,  $\varepsilon_j$ ,  $\gamma_j$  приведены в таблице 2 Приложения ГСССД 332–2017 [85].

Плотность  $\omega$  в однофазных областях при заданных значениях давления ( $p$ ) и температуры ( $T$ ) определяется из решения следующего уравнения:

$$\pi = \omega \tau (1 + A_0) / z_{кр}, \quad (100)$$

где  $\pi = p/p_{кр}$ ;  $z_{кр} = 10^3 p_{кр} / (\rho_{кр} R T_{кр})$ ; значения давления ( $p_{кр}$ ) и фактора сжимаемости ( $z_{кр}$ ) в критической точке, а также, газовой постоянной ( $R$ ) пропана приведены в таблице 1 Приложения ГСССД 332–2017 [85].

Плотности газовой  $\omega'$  и жидкой  $\omega''$  фаз на линии насыщения при заданной температуре  $T$  определяются из условий фазового равновесия в результате решения следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} \pi(\tau, \omega') - \pi(\tau, \omega'') = 0, \\ \phi_r(\tau, \omega') - \phi_r(\tau, \omega'') = 0, \end{cases} \quad (101)$$

где  $\phi_r(\tau, \omega)$  – безразмерная неидеальная составляющая изобарно-изотермического потенциала (потенциала Гиббса):

$$\phi_r = f_r + A_0 + \ln(\omega). \quad (102)$$

Давление на линии насыщения  $p_s$  определяется по выражению (100) для  $\omega'$ .

Энтальпия, энтропия, изобарная и изохорная теплоемкости и скорость звука как в однофазных областях (для  $T$  и  $\omega$ ), так и на линии насыщения (для  $T$ ,  $\omega'$  или  $T$ ,  $\omega''$ ) вычисляются по формулам:

$$h = h_0 + A_3RT, \quad (103)$$

$$s = s_0 + RA_4, \quad (104)$$

$$c_p = c_v + R(1 + A_2)^2 / (1 + A_1), \quad (105)$$

$$c_v = c_{v0} + A_5R, \quad (106)$$

$$w = \left[ 10^3 RTc_p(1 + A_1) / c_v \right]^{0,5}, \quad (107)$$

где  $h_0$ ,  $s_0$ ,  $c_{v0}$  – энтальпия, энтропия и изохорная теплоемкость в идеально-газовом состоянии.

Термодинамические свойства в идеально-газовом состоянии определяются по формулам, полученным из  $f_0(\tau, \omega)$ :

$$c_{v0} = R \left[ a_3 + \sum_{i=4}^7 a_i E_i D_i^2 \right], \quad (108)$$

$$h_0 = RT \left[ 1 + a_3 + a_2 \Theta + \sum_{i=4}^7 a_i E_i D_i + \frac{\Delta h_0}{RT} \right], \quad (109)$$

$$s_0 = R \left\{ a_3(1 - \ln \Theta) - a_1 + \sum_{i=4}^7 a_i [E_i D_i - \ln(1 - E_i)] + \Delta s_0 / R - \ln \omega \right\} \quad (110)$$

где  $\Theta = \tau^{-1}$ ;  $E_i$  и  $D_i$  – функции от  $\Theta$ , имеющие следующий вид:

$$E_i = \exp(-\delta_i \Theta), \quad D_i = \delta_i \Theta / (1 - E_i). \quad (111)$$

Коэффициенты  $\{a_i\}$  в выражениях (108 – 110) и параметры  $\{\delta_i\}$  в (111), а также значения энтальпии  $\Delta h_0$  и энтропии  $\Delta s_0$  приведены в таблице 3 Приложения ГСССД 332–2017 [85]; значения  $\Delta h_0$  и  $\Delta s_0$  введены для удобства сравнения с ранее использовавшимися ССД по пропану [88].

Комплексы  $A_0 - A_5$  в формулах (100) – (107) определяются по следующим соотношениям, полученным из  $f_r$ , с использованием известных дифференциальных уравнений термодинамики:

$$A_0 = \sum_{j=1}^{18} b_j \varphi_j X_j, \quad (112)$$

$$A_1 = \sum_{j=1}^{18} b_j \varphi_j [X_j (X_j + 1) + U_j], \quad (113)$$

$$A_2 = \sum_{j=1}^{18} b_j \varphi_j [X_j (Y_j + 1)], \quad (114)$$

$$A_3 = \sum_{j=1}^{18} b_j \varphi_j [X_j - Y_j], \quad (115)$$

$$A_4 = -\sum_{j=1}^{18} b_j \varphi_j [Y_j + 1], \quad (116)$$

$$A_5 = -\sum_{j=1}^{18} b_j \varphi_j [Y_j (Y_j + 1) + Q_j], \quad (118)$$

где

$$X_j = \begin{cases} r_j + g_j l_j \omega^{l_j}, & j \leq 11 \\ r_j - 2\alpha_j \omega (\omega - \varepsilon_j), & j \geq 12 \end{cases} \quad (119)$$

$$U_j = \begin{cases} g_j l_j^2 \omega^{l_j}, & j \leq 11 \\ -2\alpha_j \omega (2\omega - \varepsilon_j), & j \geq 12 \end{cases} \quad (120)$$

$$Y_j = \begin{cases} -t_j, & j \leq 11 \\ 2\beta_j \tau^{-1} (\tau^{-1} - \gamma_j) - t_j, & j \geq 12 \end{cases} \quad (121)$$

$$Q_j = \begin{cases} 0, & j \leq 11 \\ -2\beta_j \tau^{-1} (2\tau^{-1} - \gamma_j), & j \geq 12 \end{cases} \quad (122)$$

Оценки показателей точности расчетных значений ССД теплофизических свойств соответствующего компонента ПГ проведены в соответствии с [86] путем умножения стандартной неопределенности на коэффициент охвата  $k = 2$ , соответствующий уровню доверия, равному 95 %.

Оценку показателей точности ССД пропана ГСССД 332–2017 [85] рассмотрим на примерах плотности и скорости звука.

Расширенные неопределенности расчетных значений плотности  $\delta\rho = \Delta\rho/\rho$  и скорости звука  $\delta w = \Delta w/w$  пропана ГСССД 332–2017 [85] определены в соответствии с [86] и оценками, приведенными в [87].

В таблице 19 приведен бюджет неопределённости значений плотности  $\delta\rho$ , а в таблице 20 приведен бюджет неопределённости значений скорости звука  $\delta w$  для различных диапазонов температур и давлений.

Для околокритической области ( $\tau = 0,97 - 1,03$  и  $\omega = 0,75 - 1,25$ ), где в работе [87] вместо  $\delta\rho$  приводят значения  $\delta p = \Delta p/p = 0,04\%$ , значения  $\delta\rho$  определяются в соответствии с теорией переноса ошибок по формуле:

$$\delta\rho = \left( \frac{1 + A_0}{1 + A_1} \right) \cdot \delta p. \quad (123)$$

Таблица 19 – Бюджет неопределённости значений плотности  $\delta\rho$

Название параметра	Значение неопределённости в диапазоне параметров ( $\Delta T$ , $\Delta p$ )						
	1	2	3	4	5	6	
Диапазон температур T, К	[86; 350]		(350; 500]		(500; 700]	[358,79; 380,99]	
Диапазон давлений p, МПа	(0; $p_s(T)$ ]	$[p_s(T); p_{\max}]$	(0; 10]	(10; 100]	(0; 100]	$p > p_s(T)$	$p \leq p_s(T)$
Диапазон плотностей, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	—	—	—	—	—	[165,36; 275,60]	
Расширенная неопределённость, U, %	0,03	0,01	0,1	0,01	0,3	0,57	1,40
Коэффициент охвата, k	2						
Суммарная стандартная неопределённость, $u_c$ , %	0,015	0,005	0,05	0,005	0,15	0,285	0,70
Стандартная неопределённость по типу Б, $u_B$ , %	0,015	0,005	0,05	0,005	0,15	—	—

Значения расширенной неопределённости взяты из авторитетного источника [87] для первых четырёх столбцов. Для пятого столбца данные получены в результате статистической обработки экспериментальных данных:

$$U = k u_c, \quad (124)$$

где суммарная стандартная неопределённость  $u_c$  определяется только составляющей по типу Б. Величина, выбранная для оценки стандартной

неопределённости, – средняя относительная квадратическая погрешность для текущей области параметров ( $\Delta T$ ,  $\Delta p$ ).

В шестом столбце приведены суммарные стандартные неопределённости плотности на линии насыщения, в жидком и парообразном состояниях в околоскритической области. Значения  $u_c$  определяются по теории переноса ошибок (закон трансформации неопределённостей) на основе суммарной стандартной неопределённости давления насыщенных паров в этой области параметров ( $\Delta T$ ,  $\Delta p$ ).

Таблица 20 – Бюджет неопределённости значений скорости звука  $\delta w$

Название параметра	Значение неопределённости в диапазоне параметров ( $\Delta T$ , $\Delta p$ )							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Диапазон температур $T$ , К	[86; 300]	[86; 260]	[260; 369,89]	(300; 650]	(300; 369,89]	(369,89; 420]	(369,89; 420]	(420; 700]
Диапазон давлений $p$ , МПа	(0; $p_s(T)$ ]	$[p_s(T); p_{max}]$	$[p_s(T); 100]$	(0; 1,0]	(1,0; $p_s(T)$ ]	(1,0; 4,2512 ]	(4,2512; 100]	(1,0; 100]
Расширенная неопределённость, $U$ , %	0,01	0,10	0,03	0,01	2,0	2,0	0,03	2,0
Коэффициент охвата, $k$	2							
Суммарная стандартная неопределённость, $u_c$ , %	0,005	0,05	0,015	0,005	1,0	1,0	0,015	1,0
Стандартная неопределённость по типу Б, $u_B$ , %	0,005	0,05	0,015	0,005	1,0	1,0	0,015	1,0

Значения расширенной неопределённости взяты из авторитетного источника [87] для столбцов 1–4, 7. Для столбцов 5, 6 и 8 данные получены в результате статистической обработки экспериментальных данных по уравнению (124).

Проведенные исследования и разработанные ССД позволили получить уточненные значения данных по основным компонентам веществ входящих в состав ПГ, что повысило точность измерения его расхода и количества при учетных операциях.

В ходе выполнения диссертационной работы были разработаны 17 ССД и четыре методики ГСССД. В приложении 4 представлены НСД ГСССД, разработанные с участием диссертанта. В приложении приведены ССД, методики ГСССД, национальные стандарты, ССД СНГ с указанием исследованных веществ, диапазонов температур и давлений, а также неопределенности полученных данных, методические рекомендации МИ.

В приложениях 5 и 6 приведены копии свидетельств таблиц ССД и копии аттестатов методик ГСССД соавтором которых является диссертант.

В приложении 7 приведено сравнение показателей точности вновь разработанных ССД по этану [72] с ранее разработанными [75]. Приведенные данные показывают, что вновь разработанные ССД [72] на основе модифицированного ФУС позволяют в 1,2 и более раз повысить точность расчетных значений расхода и количества этана по сравнению с ранее разработанными ССД [75].

Полученные значения данных по свойствам углеводородов, в том числе и компонентного состава ПГ, утвержденных в качестве ССД, обеспечили в 1,2 и более раз повышение точности измерений расхода и количества многокомпонентных газовых смесей.

### 3.3. Внедрение результатов проведенных исследований и разработанных нормативно-справочных данных

За период с 2018 по 2023 год алгоритмы расчетов, теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей, представленные в методике ГСССД МР 273–2018 [11] были применены 20 предприятиями изготовителями СИ и внедрены в программное обеспечение 17 СИ расхода и количества газа, в таблице 21 представлен перечень разработанных СИ на основе ГСССД МР 273–2018 [11]. Акты практического внедрения приведены в приложении 8.

Таблица 21 – Перечень разработанных СИ на основе ГСССД МР 273–2018 [11]

Наименование организации	Тип разработанного СИ, № в ГРСИ, год	Примечание
ООО СКБ «Промавтоматика»	УВП-280 53503-13 (изменения описания типа 2020 г.)	Акт внедрения (приложение 8)
ООО НПО «Турбулентность-ДОН»	Turbo Flow CFM 83374-2021 Turbo Flow UFG 2023-56432-14 (изменения описания типа 2023)	Акт внедрения (приложение 8)
ГК «СТП», г. Казань	«President IDS» 78912-2020	
Yokogawa Electric CIS Ltd	ROTAMASS 80025-2020	
ООО «СовТИГаз»	Комплексы измерительные СуперФлоу-21В	Проходит утверждение типа
НИЦ «Инкомсистем» (г. Казань)	СИКГ ПАО «Славнефть-ЯНОС» 82186-2021	
ООО «Прософт-Системы»	«REGUL-VG-01» 79945-2020	
ООО «ТРЭИ ГМБХ»	«TREI-5B-GAS-P» 43421-09 (изменения описания типа 2018)	
ООО НПП «ТЭК»	СИКНС 81938-2021	
АО «Даймет»	«DYMETIC-1223M» 77155-2019	
ООО «Эндресс+Хаузер»	Системы измерительные EMS-20 83976-2021	
ООО «НПФ “Вымпел”»	Расходомеры газа «ГиперФлоу» 60910-15 (изменения описания типа 2020)	
ФБУ «Иркутский ЦСМ»	Расчетные уравнения внедрены при выполнении контракта	
ООО «НПП КуйбышевТелеком-Метрология»	Счетчики газа ультразвуковые КТМ700 РУС 75566-2019 Счётчики-расходомеры КТМ Дельтапаскаль 84221-2021 Счётчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС 83825 - 2021	Акт внедрения (приложение 8)
ФБУ «Тюменский ЦСМ»	Расчетные уравнения внедрены при выполнении контракта	

Наименование организации	Тип разработанного СИ, № в ГРСИ, год	Примечание
ФГБУ «ВНИИМС». Отдел 208 метрологического обеспечения ТЭК	Расчетные уравнения внедрены при выполнении контракта для Компании «Лукойл»	
Общество с ограниченной ответственностью «НЦ-Деталь»	Идет разработка многофазного расходомера	
ООО НПП «ЭЛЕМЕР»	Счетчики «ЭЛЕМЕР-СТ-365» 81274-2021	
ООО «НПО “Вымпел”»	Комплексы измерительно- вычислительные 82225-2021	
ФГБУ «Челябинский ЦСМ»	Расчетные уравнения внедрены при выполнении контракта	

На примере Вычислителя УВП-280 рассмотрим практическое применение разработанной методики ГСССД МР 273–2018 [11] с раскрытием метрологических характеристик при измерениях расхода и количества ПГ.

На рисунке 31 из описания типа СИ показано применение методики ГСССД МР 273–2018 [11] в Вычислителях УВП-280 – ГРСИ – 2020-53503-13-2.

Приложение к свидетельству № 50754/1  
об утверждении типа средств измерений

Лист № 1  
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ  
(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 712 от 06.04.2017 г.,  
№ 828 от 27.04.2018 г., № 1686 от 14.08.2018 г., № 78 от 22.01.2019 г.)

Вычислители УВП-280 обеспечивают вычисление теплофизических свойств:  
- природного газа по ГОСТ 30319.2-2015, ГОСТ 30319.3-2015, ГОСТ Р 8.662-2009;  
- природного газа по ISO 20765-2:2015 (только для вычислителей с версией ПО 3.12);  
- сухого воздуха по ГСССД МР 112-2003;  
- влажного нефтяного газа по ГСССД МР 113-2003;  
- влажных газовых смесей по ГСССД МР 273-2018 (только для вычислителей с версией  
ПО 3.12):

Рисунок 31 – Применение методики в Вычислителях УВП-280

Алгоритмы расчетов, приведенные в методике ГСССД МР 273–2018 [11] применяются в Вычислителях УВП-280 для вычисления теплофизических свойств влажных газовых смесей.

В таблице 22 приведены метрологические характеристики УВП-280 из описания типа ГРСИ – 2020-53503-13-2, где представлены пределы относительной погрешности вычислений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям. При использовании вычислителей с алгоритмами на основе разработанной методики ГСССД МР 273–2018 [11] метрологические характеристики – пределы допустимой относительной погрешности в Вычислителях УВП-280 при измерении объемного расхода (объема) газа,

приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63 [88] (20 °С и 101325 Па) в два раза точнее, по сравнению с применяемыми на основе ГСССД МР 113–03[41], что свидетельствует о получении более точных алгоритмов расчета.

Таблица 22 – Метрологические характеристики УВП-280

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	УВП-280А.01	УВП-280Б.01
Количество входов для подключения первичных преобразователей		
- для термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651-2009	6	от 6 до 24
- токовый сигнал 0-5, 0-20, 4-20, 20-4 мА	6	от 6 до 24
- числоимпульсный или частотный сигнал	6	от 6 до 24
Количество датчиков, подключаемых по интерфейсу		
- RS-485	от 1 до 32	от 1 до 32
- RS-232 (при использовании адаптера А232/485)	1 (до 32)	1 (до 32)
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности преобразования токовых сигналов в цифровое значение измеряемого параметра, мА	±0,01	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности преобразования сигналов от термопреобразователей сопротивления в цифровое значение температуры, °С	±0,1	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования сигналов от термопреобразователей сопротивления в цифровое значение разности температур, °С	±0,04	
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования частотных сигналов при частоте следования импульсов до 10 кГц в цифровое значение измеряемого параметра, %	±0,05	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении количества импульсов, импульс	±1	
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений, %:		
- объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 (20 °С и 101325 Па)	±0,02 <sup>1)</sup> ; ±0,01	
- массового расхода (массы) воды, пара	±0,01	
- энтальпии воды, пара	±0,01	
- массового расхода (массы) нефти и нефтепродуктов	±0,015	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени, %	±0,01	
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности преобразования токовых сигналов в цифровое значение измеряемого параметра от влияния температуры окружающей среды на каждые 10 °С, мА	±0,005	
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности преобразования сигналов от термопреобразователей сопротивления в цифровое значение температуры от влияния температуры окружающей среды на каждые 10 °С, °С	±0,025	

Примечание – <sup>1)</sup> при применении ГСССД МР 113-2003.

В таблице 23 представлена информация из руководства по эксплуатации Вычислителей УВП-280 с данными, что при старой версии алгоритмов расчета на основе ГСССД МР 113–03 [41] вычисление расхода и количества влажного

нефтяного газа, может проводиться в диапазоне давлений от 0,1 МПа до 15 МПа, при использовании нового вычислителя с версией ПО 3.12 на основе алгоритмов расчета вновь разработанной методики ГСССД МР 273–2018 [11], диапазон давлений увеличивается в два раза – от 0 МПа до 30 МПа.

Таблица 23 – Применение ГСССД МР 273–2018[11] для вычисления влажных газовых смесей

стр. 6

Вычислители УВП-280. Руководство по эксплуатации

### 1.2.2 Измеряемые среды.

Вычислитель обеспечивает вычисление расхода и количества следующих сред:

Измеряемая среда	Нормативный документ для расчета физических свойств	Диапазон рабочих условий	
		Абсолютное давление, МПа	Температура, °С
Вода, водяной пар	ГСССД МР 147-2008	0,1 ... 100	0 ... 800
Природный газ	ГОСТ 30319.2-2015	0,1 ... 7,5	-23 ... +76
	ГОСТ 30319.3-2015	0,1 ... 30	-23 ... +76
	ГОСТ Р 8.662-2009	0 ... 30	-23 ... +76
Природный газ (только в версии ПО 3.12)	ISO 20765-2 (алгоритм GERG-2008)	0 ... 35	-183 ... +176
Влажный нефтяной газ	ГСССД МР 113-03	0,1 ... 15	-10 ... +226
Умеренно сжатые газовые смеси переменного состава	ГСССД МР 118-05	0,1 ... 10	-73 ... +125
Сырая и товарная нефть, нефтепродукты	Р 50.2.076-2010	0,1 ... 5	-50 ... +150
Сухой воздух	ГСССД МР 112-03	0,1 ... 20	-73 ... 125
Азот, аммиак, аргон, ацетилен, водород, кислород	ГСССД МР 134-07	0,1 ... 10	-73 ... +150
Дюксид углерода	ГСССД МР 134-07	0,1 ... 10	-53 ... +150
Сырая нефть	ФР.1.29.2016.24564	-	0 ... +81
Гелиевый концентрат	ГСССД МР 232-2014	0,1 ... 20	-20 ... +40
Попутный нефтяной газ	ФР.1.29.2016.25113 (МИ 3563-2016)	0,1 ... 30	-23 ... +76
Влажные газовые смеси (только в версии ПО 3.12)	ГСССД МР 273-2018	0 ... 30	-10 ... +226

На рисунке 32 приводится приложение к протоколу испытаний № 4/3 проводимого в центре испытаний СИ ФГУП «ВНИИМС» по измерению параметров теплофизических свойств на Вычислителях УВП-280, разработанного на основе алгоритмов расчета методики ГСССД МР 273–2018 [11]. При проведении испытаний проводились по три расчета газовой смеси как по ГОСТ 8.586.2–2005

[26] и по ГОСТ Р 8.740 [35], газовая смесь состояла из 15 компонентов из состава ПГ.

Расчеты по ГОСТ 8.586.2–2005 [26]:

первый расчет при перепаде давления 1 МПа, абсолютном давлении 1,5 МПа и температуре – 10 °С, показатель относительной погрешности составил 0,0017 %, при допустимой  $\pm 0,01$  %;

второй расчет при перепаде давления 10 МПа, абсолютном давлении 0,1 МПа и температуре – 26,85 °С, показатель относительной погрешности составил 0,00451 %, при допустимой  $\pm 0,01$  %;

третий расчет при перепаде давления 20 МПа, абсолютном давлении 15 МПа и температуре – 26,85 °С, показатель относительной погрешности составил – 0,00226 %, при допустимой  $\pm 0,01$  %;

Расчеты по ГОСТ Р 8.740 [35] показали соответственно относительные погрешности: первый расчет – 0,00355 %, второй расчет – 0,0027 %, третий расчет – 0,00449 % при допустимой  $\pm 0,01$  %.

Из приведенного протокола видно, что относительная погрешность расчетов при вычислении теплофизических свойств газа по ГСССД МР 273–2018 [11] намного точнее допустимой и это способствует получению СИ, разрабатываемых на основе предложенных алгоритмов с улучшенными метрологическими характеристиками.

**Приложение к протоколу испытаний № 4/3 (Вычислителя УВП-280)**

2.7. При вычислении теплофизических свойств газа по ГСССД МР 273-2018.

2.7.1. Вычисление расходов по ГОСТ 8.586.2-2005.

Параметры СИ расхода и количества измеряемой среды по таблице 2.2. Компонентный состав по пункту 2.7.3.

Параметр	Расчет № 1	Расчет № 2	Расчет № 3
<b>Исходные данные</b>			
Перепад давления, кПа	1	10	20
Давление абсолютное, МПа	1,5	0,1	15
Температура, °С	-10	26,85	26,85
<b>Массовый расход</b>			
Вычислитель УВП-280, кг/ч	61918,863	44788,734	909129,4
Расчетное значение, кг/ч	61917,8115	44788,5321	909149,9410
Относительная погрешность, %	1,70E-03	4,51E-04	-2,26E-03
Допускаемая погрешность, %	±0,01	±0,01	±0,01

2.7.2. Вычисление массового расхода по ГОСТ Р 8.740-2011.

Параметры СИ расхода и количества измеряемой среды по таблице 2.2. Компонентный состав по пункту 2.7.3.

Параметр	Расчет № 1	Расчет № 2	Расчет № 3
<b>Исходные данные</b>			
Давление избыточное, МПа	1	10	20
Давление атмосферное, кПа	80	90	90
Температура, °С	-10	26,85	26,85
<b>Массовый расход</b>			
Вычислитель УВП-280, кг/ч	13265,471	739,5002	142983,58
Расчетное значение, кг/ч	13265	739,5	142990
Относительная погрешность, %	3,55E-03	2,70E-05	-4,49E-03
Допускаемая погрешность, %	±0,01	±0,01	±0,01

**2.7.3. Компонентный состав**

№№	Компонент	Молярная доля, %	№№	Компонент	Молярная доля, %
1	CH <sub>4</sub>	80,343	9	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0
2	N <sub>2</sub>	0,036	10	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0
3	CO <sub>2</sub>	3,87	11	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0
4	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,034	12	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0
5	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,963	13	H <sub>2</sub> O	10,0
6	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0	14	H <sub>2</sub> S	2,745
7	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,009	15	O <sub>2</sub>	0
8	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0			

Начальник сектора  
ФГУП «ВНИИМС»



А.А. Дудыкин

Страница 10. Всего страниц 35.

Из приведенных материалов практического внедрения можно сделать вывод, что разработанная методика ГСССД МР 273–2018 [11]:

значительно расширяет рабочий диапазон давлений в сравнении с ГСССД МР 113–03 [41];

позволяет получать более точные данные измерений расхода и объема газа по сравнению с алгоритмом расчета взятым из ГСССД МР 113–03 [41].

В актах о практическом использовании (внедрении) методики ГСССД МР 273–2018 [11], приведенных в приложении 8 имеются следующие выводы:

ООО СКБ «Промавтоматика» – в результате практического применения алгоритмов расчета теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей из ГСССД МР 273–2018 [11] проведена модернизация УВП 280 ГРСИ 53503-13 (изменения в 2020 г.) и улучшены ряд метрологических характеристик в два раза, в том числе и при измерении многокомпонентных влажных газовых смесей;

ООО НПО «Турбулентность-ДОН» – алгоритмы расчета теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей, приведенные ГСССД МР 273–2018 [11] обеспечили измерение расхода и количества природного газа с метрологическими параметрами в 1,5 и более раз выше, чем при применении ранее разработанной методики ГСССД МР 113–03 [41];

ООО «НПП КуйбышевТелеком-Метрология» – алгоритмы расчета теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей приведенные ГСССД МР 273–2018 [11], обеспечили измерение расхода и количества природного газа с метрологическими параметрами в 1,5 и более раз выше, чем при применении стандартов серии 30319–2015 [8-10], а также позволили проводить расчеты при измерениях многокомпонентных влажных газовых смесей.

### **Выводы по третьей главе:**

В ходе проведенной работы были получены новые знания по расчету теплофизических свойств ПГ в более широком диапазоне давлений для востребованных температур, практически было сделано:

проведена модификация ФУС по переопределению значений параметров бинарного взаимодействия водяного пара ( $H_2O$ ) с основными "сухими" компонентами рассматриваемых газовых смесей в результате обработки экспериментальных данных по растворимости ( $H_2O$ ) в соответствующих газах;

усовершенствован алгоритм расчета теплофизических свойств влажных многокомпонентных газовых смесей для определения значения предельной равновесной молярной доли (растворимости) водяных паров в газовой смеси при заданных температуре, давлении и значениях молярных долей "сухих" компонентов, что повысило точность расчетов при измерениях расхода и количества многокомпонентных газовых смесей, в том числе и влажных.

Впервые проведено использование алгоритма определения значения предельной равновесной молярной доли (растворимости) водяных паров в газовой смеси при заданных значениях температуры, давления и молярных долей "сухих" компонентов применительно к ФУС GERG-2008, что позволило проводить расчеты при измерениях многокомпонентных влажных газовых смесей.

В результате было получено:

- повышение точности расчетов теплофизических свойств влажного природного газа по сравнению с ранее применяемыми методиками;
- повышение надежности и точности расчета теплофизических свойств газовых смесей и, в конечном счете, точности определения расхода и количества ПГ.

Разработанные уравнения состояния на базе ФУС GERG 2008 позволили повысить в 1,5 и более раз точность расчетов теплофизических свойств ПГ в широком диапазоне давлений, для расширенного состава компонентов и востребованных температур.

Вновь разработанная расчетная методика позволяет определять термодинамические свойства газовых смесей, в том числе ПГ, в присутствии в них водяных паров, при большем диапазоне температур и давлений, а точностные характеристики, указанные в таблице 16, позволяют сделать вывод о более точном

алгоритме расчета выведенном в ГСССД МР 273–2018 [11] по сравнению со стандартами серии 30319–2015 [8-10].

Применение модифицированного ФУС обеспечило в 1,5 и более раз повышение точности расчетов значений теплофизических свойств смесей различного компонентного состава в газовой фазе и во флюидной области в том числе и влажных газовых смесей, в расширенных диапазонах температур и давлений при увеличенном количестве компонентов измеряемого ПГ.

Разработанный алгоритм расчета теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей позволил определять значения предельной равновесной молярной доли (растворимости) водяных паров в газовой смеси при заданных температуре, давлении и значениях молярных долей "сухих" компонентов, что позволило повысить точность измерений расхода и количества многокомпонентных влажных газовых смесей.

Внедрение разработанной методики ГСССД МР 273–2018 [11] повысило точность данных для измерения расхода и количества ПГ на 17 вновь утвержденных типах СИ.

Полученные значения данных по свойствам ПГ, утвержденных в качестве ССД, обеспечили в 1,2 и более раз повышение точности измерений расхода и количества многокомпонентных газовых смесей.

## ВЫВОД ПО РАБОТЕ

Основным итогом выполнения диссертационной работы явилось решение важной научной задачи повышения точности измерений расхода и количества ПГ, в том числе и влажных многокомпонентных газовых смесей, в газовой фазе и во флюидной области при востребованных температурах и повышенных давлениях, за счет разработки и внедрения ССД, основанных на точных значениях теплофизических свойств компонентного состава ПГ, что имеет существенное значение для развития метрологического обеспечения современных СИ расхода и количества газа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы были получены следующие основные результаты:

1. На основе анализа методов и СИ расхода и количества газа обосновано приоритетное направление исследований по повышению точности измерений расхода и количества ПГ при учетных операциях.

2. По результатам теоретических исследований алгоритмов расчета теплофизических свойств ПГ уточнены данные о термодинамических свойствах газовых смесей различного компонентного состава в газовой фазе и во флюидной области при востребованных температурах и повышенных давлениях.

3. Разработан усовершенствованный алгоритм определения значения предельной равновесной молярной доли (растворимости) водяных паров в газовой смеси при заданных температуре, давлении и значениях молярных долей "сухих" компонентов, что повысило в 1,5 и более раз точность расчета теплофизических свойств ПГ в том числе и влажных многокомпонентных газовых смесей.

4. Проведена модификация ФУС GERG-2008, заключающаяся в переопределении значений параметров бинарного взаимодействия водяного пара ( $H_2O$ ) с основными «сухими» компонентами рассматриваемых газовых смесей, основанном на результатах обработки экспериментальных данных по растворимости  $H_2O$  в соответствующих газах, которая позволила повысить более чем в 1,5 раза точность расчета теплофизических свойств влажных газовых

смесей и точность измерения расхода и количества ПГ в том числе и влажных многокомпонентных газовых смесей.

5. Полученные значения данных по теплофизическим свойствам ПГ, утвержденных в качестве ССД, обеспечили повышение точности измерений расхода и количества многокомпонентных газовых смесей в 1,2 и более раз.

Настоящая диссертационная работа выполнена по специальности  
2.2.4. «Приборы и методы измерений (по видам измерений (свойства веществ и материалов))».

Автор считает своим долгом выразить глубокую признательность своему научному руководителю д-ру техн. наук Козлову А. Д., являющемуся бессменным руководителем ГСССД с 1974 г., за его профессиональную поддержку, конструктивные наставления и постоянную помощь. Автор выражает большую благодарность одному из ведущих специалистов в России по теплофизическим свойствам многокомпонентных газов –Роговину М. Д., а также всему отделу 006 «Ведения и развития ГСССД» ФГБУ «ВНИИМС».

Автор также благодарит заместителя директора ФГБУ «ВНИИМС» д-ра техн. наук, профессора Кузина А. Ю. и советника директора ФГБУ «ВНИИМС» канд. физ.-мат. наук Лахова В. М., начальника сектора отдела 006/1 ФГБУ «ВНИИМС» канд. техн. наук Попова П. В. за проявленный интерес к работе, обсуждение отдельных результатов исследований и высказанные замечания и предложения, которые легли в основу положений выносимых на защиту, а также выражает благодарность ведущему специалисту Российской Федерации в области изучения теплофизических свойств углеводородов, член-корреспонденту РАН Б. А. Григорьеву за поддержку в написании работы и предоставленные научные материалы.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ ISO 5024–2013 Нефтепродукты жидкие и газы нефтяные сжиженные. Измерения. Стандартные нормальные условия.
2. ГОСТ Р 53521–2009. Переработка природного газа. Термины и определения.
3. Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 № 102-ФЗ.
4. ГОСТ 30319.0–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.
5. ГОСТ 30319.1–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.
6. ГОСТ 30319.2–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.
7. ГОСТ 30319.3–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния.
8. ГОСТ 30319.1–2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.
9. ГОСТ 30319.2–2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода.
10. ГОСТ 30319.3–2015 Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе.
11. Методика ГСССД МР 273–2018. Методика расчетного определения плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажных газовых смесей в диапазоне температур от 263 К до 500 К при давлениях до 30 МПа. / Козлов А. Д., Колобаев В. А., Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД». – М., 2018. – 59 с.

12. Постановление Совмина СССР от 11 января 1965 г. № 16 «Об улучшении работы по стандартизации в стране».

13. ГОСТ Р 8.614–2018 ГСИ Государственная служба стандартных справочных данных Основные положения.

14. Постановление Правительства Российской Федерации от 20 августа 2001 г. № 596 "Об утверждении Положения о Государственной службе стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов" (с изм. от 2 августа 2005 г., 10 марта 2009 г., 2 сентября 2009 г., 8 сентября 2010 г., от 28 сентября 2018).

15. Приказ Росстандарта от 3 апреля 2016 года № 393 «Об утверждении Положения о Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов» Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии».

16. МИ 3599–2018 ГСИ «Разработка и аттестация методик государственной службы стандартных справочных данных».

17. МИ 3600–2018 ГСИ «Разработка и аттестация "Таблиц стандартных справочных данных" и "Таблиц рекомендуемых справочных данных"».

18. Постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 328 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности"».

19. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 19 апреля 2017 г. № 737-р «Об утверждении Стратегии обеспечения единства измерений в Российской Федерации до 2025 года».

20. «Положение о реестре экспертов Государственной службы стандартных справочных данных».

21. Приказ Минэнерго России от 15 марта 2016 г № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых

энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений».

22. СТО Газпром 5.32–2009 «Организация измерений природного газа».

23. МИ 3082–2007 Выбор методов и средств измерений расхода и количества потребляемого природного газа в зависимости от условий эксплуатации на узлах учета. Рекомендации по выбору рабочих эталонов для их поверки.

24. Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

25. ГОСТ 34807–2021 Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров.

26. ГОСТ 8.586.2–2005 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования.

27. ГОСТ 8.586.3–2005 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования.

28. ГОСТ 8.586.4–2005 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования.

29. ГОСТ 8.586.1–2005 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования.

30. ГОСТ 8.586.5–2005 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений.

31. ГОСТ 23781–7 Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.

32. ГОСТ 10679–2019 Газы углеводородные сжиженные. Метод определения углеводородного состава.

33. ГОСТ 20060–2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде.

34. МИ 2667–2011 Рекомендация. ГСИ. Расход и количество жидкостей и газов. Методика измерений с помощью осредняющих напорных трубок «ANNUBAR DIAMOND II+», «ANNUBAR 285», «ANNUBAR 485», «ANNUBAR 585». Основные положения.

35. ГОСТ Р 8.740–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков

36. ГОСТ 8.611–2013. ГСИ. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

37. ГОСТ 17310–2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности.

38. ГОСТ 31371.7–2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов.

39. ГОСТ Р 8.662–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Термодинамические свойства газовой фазы. Методы расчетного определения для целей транспортирования и распределения газа на основе фундаментального уравнения состояния AGA8

40. Методика ГСССД МР 112–2003 Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости сухого воздуха в диапазоне температур 200...400К при давлениях до 20МПа. / Козлов А. Д., Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД». – М., 2003. – 16 с.

41. Методика ГСССД МР 113–2003 Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 к при давлениях до 15

МПа. / Козлов А. Д., Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И. ГНМЦ «ССД». – М., 2003. – 44 с.

42. Методика ГСССД МР 118–2003 Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно-сжатых газовых смесей. / Козлов А. Д., Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД». – М., 2005. – 32 с.

43. Методика ГСССД МР 147–2008 Расчет плотности, энтальпии, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости воды и водяного пара при температурах 0...1000 С и давлениях 0,0005...100 МПа на основании таблиц стандартных справочных данных ГСССД 187–99 и ГСССД 6–89. / Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД». – М., 2008. – 36 с.

44. Методика ГСССД МР 134–2007 Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости азота, ацетилена, кислорода, диоксида углерода, аммиака, аргона и водорода в диапазоне температур 200 ... 425 К и давлений до 10 МПа. / Козлов А. Д., Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД». – М., 2007. – 30 с.

45. Методика ГСССД МР 176–2010 Расчетное определение скорости звука во влажном воздухе при температурах от -20 до +40 0С при абсолютном давлении от 550 мм. рт. ст. до 1 МПа и относительной влажности от 0 до 100 %. / Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД». – М., 2010. – 20 с.

46. Методика ГСССД МР 136–2007 Расчет плотности, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости газовых водородосодержащих смесей в диапазоне температур -15...250 0 С при давлениях до 30 МПа. / Козлов А. Д., Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД». – М., 2007. – 33 с.

47. Методика ГСССД МР 107–98 Определение плотности, объемного газосодержания, показателя изоэнтропии и вязкости газоконденсатных смесей в диапазоне температур 240...350К при давлениях до 10МПа. / Козлов А. Д., Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И., Степанов С. А.; ГНМЦ «ССД». – М., 1998. – 60 с.

48. ГСССД 109–87 Воздух сухой. Коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 150...1000 К и давлениях от соответствующих разряженному газу до 100 МПа. / Козлов А. Д., Кузнецов В. М., Мамонов Ю. В.; ГНМЦ «ССД». – М., 1988. – 14 с.

49. ISO 12213–3:2006(E) Natural gas — Calculation of compression factor — Part 3: Calculation using physical properties.

50. ISO 20765–1:2005(E) Natural gas — Calculation of thermodynamic properties — Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications.

51. ГОСТ Р 8.770–2011 ГСИ. Газ природный. Коэффициент динамической вязкости сжатого газа с известным компонентным составом. Метод расчетного определения.

52. Glen N. F. et al. Errors Due to Use of the AGA8 Equation of State Outside of Its Range of Validity //Offshore Technology Conference Asia. – OnePetro, 2016.

53. Farzaneh-Gord M. et al. Sensitivity of natural gas flow measurement to AGA8 or GERG–2008 equation of state utilization //Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – Т. 57. – P. 305–321.

54. ISO 20765–2:2015(E) Natural gas – Calculation of thermodynamic properties – Part 2: Single-phase properties (gas, liquid, and dense fluid) for extended ranges of application.

55. O. Kunz and W. Wagner. The GERG–2008 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures: An Expansion of GERG–2004. – J. Chem. Eng. Data 2012, – Т. 57. – P. 3032–3091

56. Намиот А. Ю. Растворимость газов в воде: Справочное руководство – М., 1991.

57. Eubank P. T., Scheloske J. J., Hall K. R., and Holste J. C. Densities and Mixture Virial Coefficients for Wet Natural Gas Mixtures. – J. Chem. Eng. Data, Vol. 32, N 2, P.230–233, 1987.

58. Magee J. W., Haynes W. M., and Hiza M. J. Isochoric ( $p$ ,  $\rho$ ,  $T$ ) measurements for five natural gas mixtures from  $T = (225 \text{ to } 350) \text{ K}$  at pressures to 35 МПа. – J. Chem. Thermodynamics, 1997, 29, P. 1439–1454.

59. Jaeschke M., Schley P. Compression factor measurements on rich natural gases; Final report, Contract No. 5095–260–3557, Gas Research Institute: Chicago, 1998.
60. Watson J. T. R., Millington B. The density of rich natural gas mixtures. A joint industrial project. NEI, Project No DRG001, Report No. 110/97, 1998.
61. Younglove B. A., Frederick N. V., R.D. McCarty Speed of Sound Data and Related Models for Mixtures of Natural Gas Constituents. NIST Monograph 178, 1993.
62. Costa Gomes M. F. and Trusler J. P. M. The speed of sound in two methane-rich gas mixtures at temperatures between 250 K and 350 K at pressures up to 20 MPa. - J. Chem. Thermodynamics, 1998, 30, P. 1121–1129.
63. Schley P., Jaeschke M., Kuchenmeister C., and Vogel E. Viscosity Measurements and Predictions for Natural Gas. – International Journal of Thermophysics, 2004, Vol. 25, No. 6, P. 1623–1652
64. Gonzalez M. H., Eakin B. E., Lee A.L. The viscosity of natural gases, Monograph on API Research Project 65, Institute of Gas Technology, Chicago, 1970, P. 109.
65. Diller D.E. Measurements of the Viscosity of Compressed Gaseous and Liquid Nitrogen + Methane Mixtures. – International Journal of Thermophysics, Vol. 3, 1982, P. 237–249.
66. Diller D. E. Measurements of the Viscosity of Compressed Gaseous and Liquid Methane + Ethane Mixtures. – J. Chem. Eng. Data 1984, 29, P. 215–221.
67. Giddings J. G., Kao J. T. F., and Kobayashi R. Development of a High-Pressure Capillary-Tube Viscometer and Its Application to Methane, Propane, and Their Mixtures in the Gaseous and Liquid Regions. - J. Chem. Phys., 1966, 45, P. 578–585.
68. ГСССД 283–2013 Азот жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 65...1000 К и давлениях до 200 МПа»)/ Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» – М., 2013, – 50 стр.
69. ГСССД 284–2013 Метан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при

температурах 91...700 К и давлениях до 100 МПа/ Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» – М., 2013, – 48 с.

70. ГОСТ Р 54500.3–2011/Руководство ИСО/МЭК 98-3:2008 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения.

71. Р 50.2.067–2009 Рекомендации по метрологии. Оценка достоверности данных о физических константах и свойствах веществ и материалов. Основные положения.

72. ГСССД 318–2017 Этан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах от 91 К до 675 К и давлениях до 100 МПа / Козлов А. Д., Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД» – М., 2018, – 60 с.

73. Bucker D. and Wagner W. A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Ethane for Temperatures from the Melting Line to 675 K and Pressures up to 900 MPa. – J. Phys. Chem. Ref. Data, 2006, v.35, No.1, P. 205–266.

74. Vogel E., Span R., Herrmann S. Reference Correlation for the Viscosity of Ethane. – J. Phys. Chem. Ref. Data, 2015, v.44, No.4, P. 043101-1 – 043101–39.

75. ГСССД 196–01. Этан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 91...625 К и давлениях 0,1...70 МПа (взамен таблиц ССД «ГСССД 48–83»)/ Козлов А. Д., Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И., Степанов С. А., Сычев В. В.; ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» М., 2008, – 36 стр.

76. Vesovic V. et al. The Transport Properties of Ethane. I I. Thermal Conductivity. – International Journal of Thermophysics, 1994, Vol. 15, No. 1, P. 33-66.

77. ГСССД 338–2018 Нормальный бутан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах от 135 К до 600 К и давлениях до 70 МПа. / Козлов А. Д., Колобаев В.А., Мамонов Ю. В., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД» – М., 2018, – 53 с.

78. Bucker D. and Wagner W. Reference Equation of State for Thermodynamic Properties of Fluid Phase n-Butane and Isobutane. – J. Phys. Chem. Ref. Data, 2006, Vol. 35, No.2, P. 929–1019.
79. Herrmann S. and Vogel E. New Formulation for the Viscosity of n-Butane. – J. Phys. Chem. Ref. Data, 2018, Vol. 47, No.1, P. 013104-1 – 013104-32.
80. Perkins R. A., Ramires M. L. V., Nieto de Castro C. A., and Cusco L. Measurement and Correlation of the Thermal Conductivity of Butane from 135 K to 600 K at Pressures to 70 MPa. – J. Chem. Eng. Data, 2002, v. 47, No. 5, P. 1263–1271.
81. Sychev V. V. et. al. Thermodynamic Properties of Butane, 1995, Begell House, inc., P. 265.
82. ГСССД 382–2020 Сероводород жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия, изохорная и изобарная теплоемкости при температурах от 190 К до 500 К и давлениях до 100 МПа/ Козлов А. Д., Колобаев В.А., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД» – М., 2018, – 33 с.
83. Lemmon E. W., Span R. Short Fundamental Equations of State for 20 Industrial Fluids – J. Chem. Eng. Data, 2006, Vol. 51, No. 3, P. 785–850.
84. Goodwin R. D. Hydrogen Sulfide Provisional Thermophysical Properties from 188 to 700 K at Pressures to 75 MPa. NBSIR 83-1694, 1983.
85. ГСССД 332–2017 Пропан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 86...700 К и давлениях до 100 МПа. / Козлов А. Д., Колобаев В.А., Роговин М. Д., Рыбаков С. И.; ГНМЦ «ССД» – М., 2018, – 34 с.
86. ГОСТ Р 34100.3–2017/ SO/IEC Guide 98- 3:2008 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения.
87. Lemmon E. W., McLinden M. O. and Wagner W. Thermodynamic Properties of Propane. III. A Reference Equation of State for Temperatures from the Melting Line to 650 K and Pressures up to 1000 MPa. – J. Chem. Eng. Data, 2009, v.54, No.12, P. 3141-3180.
88. ГОСТ 2939–63 «Государственный стандарт союза ССР. Газы. Условия для определения объема».

## Приложение 1. Нормативные документы для измерения расхода и количества природного газа

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
1.	Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2013 г. № 961 "Об утверждении Правил учета газа"		Правила устанавливают порядок учета количества (объема) добытого, транспортируемого, перерабатываемого, хранимого и потребляемого природного газа, нефтяного (попутного) газа, отбензиненного сухого газа, газа из газоконденсатных месторождений, добываемого и собираемого газо- и нефтеперерабатывающими организациями, и газа, вырабатываемого газо- и нефтеперерабатывающими организациями. Определены числовые показатели погрешностей при измерении параметров ПГ	Зарегистрировано в Минюсте России 30.04.2014 № 32168
2.	СТО Газпром 5.2–2005 Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода	ГСССД МР 107–98	Определена методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода в ПАО «Газпром»	
3.	СТО Газпром 5.32–2009 Организация измерений природного газа		Установлена организация измерений ПГ в ПАО «Газпром»	
4.	ГОСТ Р ИСО 10723–2016 Газ горючий природный. Оценка эффективности аналитических систем		Стандарт устанавливает метод определения соответствия аналитической системы задаче определения компонентного состава природного горючего газа. Настоящий стандарт применяют в целях: а) определения компонентных составов природного газа, к которым применим данный метод, при условии использования градуировочной газовой смеси с	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
			заданным компонентным составом и удовлетворения ранее определенных критериев максимальных значений погрешностей и неопределенностей компонентного состава и/или физико-химических свойств; б) оценки диапазона погрешностей и неопределенностей при измерениях количественных долей компонентов природного газа и/или физико-химических свойств (расчет по составу), в случае анализа компонентного состава природного газа в рамках определяемого диапазона состава, с использованием градуировочной газовой смеси с заданным составом	
5.	ГОСТ 31369–2008 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава		Стандарт распространяется на физико-химические показатели качества природного газа и устанавливает алгоритмы вычисления значений высшей теплоты сгорания, нижней теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе природных газов, имитаторов природного газа и других горючих газообразных топлив по известному компонентному составу газа при стандартных условиях измерений. Для вычисления физико-химических показателей качества природного газа используют значения различных физических величин чистых компонентов, приведенных в стандарте. В настоящем стандарте приведены методы оценки точности вычисленных значений основных показателей качества природного газа. Методы вычисления значений показателей качества на основе молярной доли или массовой концентрации применимы к любому составу природного газа, имитатора природного	Содержит требования: ISO 6976:1995

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
			газа или другого горючего топлива, которое обычно находится в газообразном состоянии. Для вычисления значений показателей качества газа, состав которого известен в объемных долях, эти методы применимы только для газов, состоящих, в основном, из метана (молярная доля метана не менее 0,5)	
6.	ГОСТ 20060—83 Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги		Стандарт распространяется на природные углеводородные газы, поступающие с промышленных установок подготовки газа и газоперерабатывающих заводов в газопроводы, газы, транспортируемые по магистральным газопроводам и поставляемые потребителям, и устанавливает три метода определения количества водяных паров и точки росы влаги: конденсационный, электролитический и абсорбционный. Стандарт не распространяется на природные газы, поступающие с установок, где в качестве абсорбента используются метанол и другие растворимые спирты для конденсационного и электролитического методов	
7.	ГОСТ 30319.1–2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения	ГСССД 4–78 ГСССД 19–81 ГСССД 47–83 ГСССД 70–84 ГСССД 96–86 ГСССД 179–96 ГСССД 180–96 ГСССД 195–2001 ГСССД 196–2001	Назначение комплекса стандартов - обеспечить достоверное вычисление физических свойств природного газа при определении его расхода и количества. Комплекс стандартов может быть применен при определении расхода и количества природного газа с использованием любых методов их определения. Настоящий комплекс стандартов необходимо применять для расчета физических свойств транспортируемого по газотранспортным системам природного газа с молярными долями компонентов,	Основополагающий ГОСТ для расчета физических свойств рекомендованных для применения в НГК

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
		ГСССД 197–2001 ГСССД 227–2008 ГСССД Р127–85 ГСССД МР 134–07	которые ограничены диапазонами, приведенными в таблице 1. Настоящий комплекс стандартов не распространяется на природные газы, находящиеся в жидком или двухфазном состоянии	
8.	ГОСТ 30319.2—2015 Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода		Стандарт предназначен для расчета коэффициента сжимаемости, плотности, показателя адиабаты, коэффициента динамической вязкости природного газа и скорости распространения звука в среде природного газа по измеренным значениям давления, температуры, плотности при стандартных условиях, содержания азота и диоксида углерода. Настоящий стандарт применяют для расчета указанных в 1.1 физических свойств природного газа при давлениях до 7,5 МПа включительно и температурах от 250 до 350 К. Методы расчета физических свойств, приведенные в настоящем стандарте, могут быть использованы при разработке программного обеспечения вычислителей расхода природного газа	
9.	ГОСТ 30319.3—2015 Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе		Стандарт предназначен для расчета коэффициента сжимаемости, плотности, показателя адиабаты, коэффициента динамической вязкости природного газа и скорости распространения звука в среде природного газа по измеренным значениям давления, температуры и молярных долей компонентов природного газа	
10.	ГОСТ 31369–2008 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности		Стандарт распространяется на физико-химические показатели качества природного газа и устанавливает алгоритмы вычисления значений высшей теплоты сгорания,	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
	и числа Воббе на основе компонентного состава		<p>низшей теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе природных газов, имитаторов природного газа и других горючих газообразных топлив по известному компонентному составу газа при стандартных условиях измерений. Для вычисления физико-химических показателей качества природного газа используют значения различных физических величин чистых компонентов, приведенных в стандарте. В настоящем стандарте приведены методы оценки точности вычисленных значений основных показателей качества природного газа. Методы вычисления значений показателей качества на основе молярной доли или массовой концентрации применимы к любому составу природного газа, имитатора природного газа или другого горючего топлива, которое обычно находится в газообразном состоянии. Для вычисления значений показателей качества газа, состав которого известен в объемных долях, эти методы применимы только для газов, состоящих, в основном, из метана (молярная доля метана не менее 0,5)</p>	
11.	ГОСТ 31371.7–2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов		<p>Стандарт устанавливает методику выполнения измерений (МВИ) молярной доли компонентов осушенного газа горючего природного (ГПП) газохроматографическим методом в диапазонах, указанных в стандарте. МВИ предназначена для применения в аналитических (испытательных) лабораториях и на узлах учета, контролируемых физико-химические показатели качества</p>	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
			ГПП. Настоящая МВИ может служить основой для проведения коммерческих расчетов за ГПП	
12.	ГОСТ Р 57608–2017 Газ горючий природный. Качество. Термины и определения		Стандарт устанавливает термины и определения понятий в области физико-химических свойств подготовленного к транспортированию, использованию и хранению природного газа, средств и методов их определения. Термины, установленные настоящим стандартом, рекомендуются для применения во всех видах документации и литературы в области качества природного газа, входящих в сферу действия работ по стандартизации и (или) использующих результаты этих работ	
13.	ГОСТ Р 57614–2017 Газ горючий природный. Определение энергии		Стандарт распространяется на способы определения тепловой энергии природного газа, выделяющейся при его сгорании, с помощью измерений или вычислений и определяет необходимые для этого методы и единицы измерений. Расчеты энергии основываются на раздельном определении количества транспортируемого газа (по массе или по объему) и его удельной теплоты сгорания. В настоящем стандарте приведены также общие способы вычисления неопределенностей. В настоящем стандарте рассматриваются только средства и методы измерений, используемые в настоящее время. Настоящий стандарт применим ко всем типам газоизмерительных станций. Настоящий стандарт допускает применение новых методов измерений при условии, что их характеристики не уступают характеристикам методов, приведенных в настоящем	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
			стандарте. Газоизмерительные системы не являются предметом детального рассмотрения настоящего стандарта.	
	ГОСТ Р 56333–2015 Газы горючие природные. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств		Стандарт распространяется на газы горючие природные и устанавливает стандартные условия измерения и вычисления их физико-химических свойств	
14.	ГОСТ Р 56851–2016 Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств		Стандарт устанавливает метод расчета термодинамических свойств (плотность, коэффициент сжимаемости, показатель адиабаты, скорость распространения звука) сжиженного природного газа по измеренным значениям давления, температуры и молярных долей компонентов	
15.	ГОСТ Р 56916–2016 Газ горючий природный. Определение содержания водяных паров методом Карла Фишера		Стандарт устанавливает определение содержания водяных паров методом Карла Фишера в природном горючем газе (далее – ГП), поступающем с установок промышленной подготовки, подземных хранилищ газа и газоперерабатывающих заводов в магистральные газопроводы, транспортируемом по ним, и поставляемом в системы газораспределения, используемом в качестве сырья и топлива промышленного и коммунально-бытового назначения, а также в качестве компримированного газомоторного топлива для двигателей внутреннего сгорания	
16.	ГОСТ 8.586.1–2005 Государственная система обеспечения единства		Стандарт устанавливает методику выполнения измерений расхода и количества жидкостей и газов с помощью	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
	измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования		следующих технических средств: - стандартного сужающего устройства; - измерительного трубопровода; - средств измерений перепада давления, параметров состояния среды и ее характеристик; - средств обработки результатов измерений; - соединительных линий; - вспомогательных технических устройств. Стандарт распространяется на измерения расхода и количества среды с помощью технических средств как отечественного, так и зарубежного производства, изготовленных в соответствии с требованиями настоящего стандарта. Настоящий стандарт применяют совместно с ГОСТ 8.586.1 и в зависимости от типа сужающего устройства - ГОСТ 8.586.2, ГОСТ 8.586.3 или ГОСТ 8.586.4	
17.	ГОСТ 8.586.2–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования		Стандарт устанавливает требования к геометрическим характеристикам и условиям применения диафрагм, устанавливаемых в трубопроводах круглого сечения для определения расхода и количества жидкостей и газов. Стандарт распространяется на диафрагмы с угловым, фланцевым и трехрадиусным способами отбора давления. Требования настоящего стандарта применяют совместно с требованиями ГОСТ 8.586.1. Стандарт не распространяется на диафрагмы, установленные в трубопроводах внутренним диаметром менее 0,05 м или более 1 м, и при значениях числа Рейнольдса менее 5000	
18.	ГОСТ 8.586.3–2005 Государственная система обеспечения единства		Стандарт устанавливает требования к геометрическим характеристикам и условиям применения сопел ИСА 1932,	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
	измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования		эллипсных сопел и сопел Вентури, устанавливаемых в трубопроводах круглого сечения для определения расхода и количества жидкостей и газов. Стандарт распространяется на сопла ИСА 1932, эллипсные сопла и сопла Вентури. Требования настоящего стандарта применяют совместно с требованиями ГОСТ 8.586.1. Стандарт не распространяется на сопла ИСА 1932, эллипсные сопла и сопла Вентури, установленные в трубопроводах внутренним диаметром менее 0,05 м или более 0,63 м, и при значениях числа Рейнольдса менее 10000	
19.	ГОСТ 8.586.4–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования		Стандарт устанавливает требования к геометрическим характеристикам и условиям применения труб Вентури, устанавливаемых в трубопроводах круглого сечения с целью определения расхода и количества жидкостей и газов. Стандарт применяют совместно с требованиями ГОСТ 8.586.1. Стандарт распространяется на три разновидности труб Вентури, отличающихся способом изготовления входной конической части: - трубы Вентури с литой (без обработки) входной конической частью; - трубы Вентури с обработанной входной конической частью; - трубы Вентури со сварной входной конической частью из листовой стали. Каждую из этих разновидностей труб Вентури можно применять только в точно установленных пределах диаметров трубы, их шероховатости, относительного диаметра отверстия и числа Рейнольдса. Настоящий стандарт не распространяется на трубы	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
			Вентури, установленные в трубопроводах внутренним диаметром менее 0,05 м или более 1,2 м, и при значениях числа Рейнольдса менее $2 \times 10^4$ в 4-й ст.	
20.	ГОСТ 8.586.5–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений		Стандарт устанавливает методику выполнения измерений расхода и количества жидкостей и газов с помощью следующих технических средств: - стандартного сужающего устройства; - измерительного трубопровода; - средств измерений перепада давления, параметров состояния среды и ее характеристик; - средств обработки результатов измерений; - соединительных линий; - вспомогательных технических устройств. Стандарт распространяется на измерения расхода и количества среды с помощью технических средств как отечественного, так и зарубежного производства, изготовленных в соответствии с требованиями настоящего стандарта. Настоящий стандарт применяют совместно с ГОСТ 8.586.1 и в зависимости от типа сужающего устройства - ГОСТ 8.586.2, ГОСТ 8.586.3 или ГОСТ 8.586.4	
21.	ГОСТ 8.611—2013 Расход и количество газа Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода		Стандарт устанавливает методику (метод) измерений объемного расхода и количества, приведенных к стандартным условиям, однокомпонентных и многокомпонентных газов, находящихся в однофазном состоянии, с помощью ультразвуковых преобразователей расхода. Настоящий стандарт распространяется на ультразвуковые преобразователи расхода газа с накладными электроакустическими преобразователями и	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
			ультразвуковые преобразователи расхода газа с электроакустическими преобразователями, врезанными в его корпус, и не распространяется на ультразвуковые преобразователи расхода газа с электроакустическими преобразователями, врезанными непосредственно в измерительный трубопровод	
22.	ГОСТ Р 8.662–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Термодинамические свойства газовой фазы. Методы расчетного определения для целей транспортирования и распределения газа на основе фундаментального уравнения состояния AGA8		Стандарт устанавливает методы расчетного определения термических и калорических свойств (термодинамических свойств) природного газа, подготовленного для транспортирования и распределения по магистральным газопроводам, при условии его нахождения только в газовой фазе. Стандарт распространяется на подготовленные для транспортирования по магистральным газопроводам газы в диапазонах давления $p$ и температуры $t$ , при которых на практике осуществляют транспортирование и распределение газов	
	ГОСТ Р 8.740–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков	ГСССД МР 113–03	Стандарт устанавливает методику измерений объемного расхода и количества, приведенных к стандартным условиям, природного, нефтяных товарных и других однокомпонентных и многокомпонентных газов с помощью турбинных, роторных (ротационных) и вихревых расходомеров и счетчиков газа. В настоящем стандарте объемный расход и объем газа, измеряемые при рабочих условиях, приводят к стандартным условиям по ГОСТ 2939. Применение методики измерений, изложенной в настоящем стандарте, обеспечивает измерения объемного расхода и количества газа с различными значениями	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
			показателей точности измерений, которые выбирают в зависимости от установленных норм точности измерений. Настоящий стандарт не предназначен для измерения объемного расхода и количества сжиженных газов и водяного насыщенного и перегретого пара	
	ГОСТ Р 8.741–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений Ввод 1.07.2013	ГСССД МР 113–03	Стандарт распространяется на методики измерений объема природного газа, соответствующего требованиям ГОСТ 5542, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939 и устанавливает общие требования к методикам измерений объема природного газа. Настоящий стандарт применяют при разработке методик измерений объема газа, передаваемого потребителям или транспортируемого по магистральным газопроводам	
	ГОСТ Р 8.769–2011 (ИСО 12213–3:2006) Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Газ природный. Фактор сжимаемости газовой фазы. Метод расчетного определения на основе данных о физических свойствах газа		Стандарт устанавливает метод расчетного определения фактора сжимаемости природного газа, подготовленного для транспортирования и распределения по магистральным газопроводам, при условии его нахождения только в газовой фазе. Стандарт распространяется на подготовленные для транспортирования по магистральным газопроводам газы в диапазонах давления и температуры, при которых на практике осуществляют транспортирование и распределение этих газов	Настоящий стандарт модифицирован по отношению к международному стандарту ИСО 12213–3:2006* "Газ природный.

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
	ГОСТ Р 8.770–2011 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Газ природный. Коэффициент динамической вязкости сжатого газа с известным компонентным составом. Метод расчетного определения	ГСССД 89–85 ГСССД 110–87 ГСССД 196–01 ГСССД 197–01 ГСССД Р 297–88 ГСССД Р 233–87 ГСССД 6–89 ГСССД 92–86 ГСССД 195–01	Стандарт устанавливает метод расчетного определения динамической вязкости природного газа, подготовленного для транспортирования и распределения по магистральным газопроводам, при условии его нахождения только в газовой фазе. Стандарт распространяется на подготовленные для транспортирования по магистральным газопроводам газы в диапазонах давления Р и температуры Т, при которых на практике осуществляют транспортирование и распределение газов	
	ГОСТ Р 8.882–2015 ГСИ Объем природного газа. Методика расчета погрешности измерений объема природного газа при стандартных условиях. Основные положения.		Стандарт устанавливает методику расчета (оценивания) границ погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, включая методическую погрешность измерений объема газа, обусловленную введением условно-постоянных величин. Методика включает в качестве основного алгоритма численного оценивания границ погрешности измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям. Настоящий стандарт рекомендуется к применению при проектировании узлов учета газа, при проведении метрологической экспертизы проектов автоматизированных систем учета газа, а также для определения фактических границ погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, в процессе эксплуатации узлов учета	
	ГОСТ ISO 8973–2013 Сжиженный нефтяной газ. Метод расчета		Стандарт устанавливает упрощенный метод расчета плотности и давления насыщенных паров сжиженных	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
	плотности и давления пара. Разработка ГОСТ. Прямое применение МС – IDT (ISO 8973:1997)		углеводородных газов (СУГ), основанный на данных о составе и коэффициентах плотности и давления насыщенных паров отдельных компонентов СУГ. В настоящем стандарте приведен перечень этих коэффициентов. Метод предназначен для технических условий на продукцию и не предназначен для определения плотности и давления насыщенных паров при проведении приемо-сдаточных испытаний (ISO 6578)	
	МИ 3082 – 2007 Выбор методов и средств измерений расхода и количества потребляемого природного газа в зависимости от условий эксплуатации на узлах учета. Рекомендации по выбору рабочих эталонов для их поверки	СТО Газпром 5.2-2005	В документе излагаются общие рекомендации к выбору методов и средств измерений расхода и количества природного газа с учетом условий их эксплуатации, а также даны рекомендации по выбору эталонов для поверки средств измерений, применяемых для учета природного газа.	
	МИ 2667–2011 Расход и количество жидкостей и газов. Методика измерений с помощью осредняющих напорных трубок "annubar diamond ii+", "annubar 285", "annubar 485", "annubar 585" основные положения.	ГСССД МР 147–2008	Определена методика измерений с помощью осредняющих напорных трубок "annubar diamond ii+", "annubar 285", "annubar 485", "annubar 585" основные положения	
	Р 50.2.001–2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения расхода и количества жидкостей и газов		Определена методика измерений расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Расчет расхода и количества вещества и погрешности их измерений. Программный комплекс Флоуметрика.	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
	методом переменного перепада давления.			
	Р 50.2.002–2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Проектирование автоматизированных измерительных комплексов, оснащенных расходомерами с сужающими устройствами. Расчет расхода жидкостей и газов и погрешностей расходомеров. Программный комплекс РАСХОДОМЕР-СТ		Определена методика измерений расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Расчет расхода жидкостей и газов и погрешностей расходомеров. Программный комплекс РАСХОДОМЕР-СТ.	
	МИ 3557–16 ГСИ. Термодинамические свойства природных газов. Методика расчета на основе уравнения состояния GERG–2008		Методика расчета термодинамические свойства природных газов на основе уравнения состояния GERG–2008	
	ПНСТ 360–2019 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»		ПНСТ 360–2019 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 сентября 2019 г. № 30–пнст, с датой введения в действие в Российской	

№ п/п	Наименование документа и обозначения	Использование ССД	Назначение и применение нормативного документа	Примечание
			Федерации с 1 октября 2019 года и сроком действия до 1 октября 2022 г.	
	ГОСТ Р 8.972–2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью критических сопел»		ГОСТ Р 8.972–2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью критических сопел» утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 сентября 2019 г. N 679-ст, с датой введения в действие в Российской Федерации в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 декабря 2019 года.	
	ГОСТ Р 8.741–2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений»		ГОСТ Р 8.741–2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений» утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 сентября 2019 г. № 678-ст, с датой введения в действие в Российской Федерации в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 ноября 2019 года, взамен ГОСТ Р 8.741–2011	

Приложение 2. Стандартные справочные данные и методики, разработанные Государственной службой стандартных справочных данных

№ п/п	Наименование документа	Тип газа	Диапазон		Состав газа	Погрешность, %
			Р, МПа	Т, К		
Расчетные методики ГСССД						
1.	ГСССД МР 107–98	Газовые смеси ШФЛУ	До 10	От 240 до 350	Смесь газов: метан, этан, пропан, нормальный и изобутаны, нормальный и изопентаны, нормальный гексан + высшие, азот, диоксид углерода, сероводород	5,6-8,8
2.	ГСССД МР 113–03	Влажный нефтяной газ	До 15	От 263 до 500	Влажный нефтяной газ	
3.	ГСССД МР 116–04	Многокомпонентные углеводородные смеси	До 30	От 100 до 450	Смесь газов: метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, азот, диоксид углерода и сероводород	2-12
4.	ГСССД МР 118–05	Умеренно-сжатые газовые смеси переменного состава	До 10	От 200 до 400	Смесь газов: метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, гексан, азот, диоксид углерода, водород, кислород, аргон, оксид углерода, этилен, гелий-4, сероводород и аммиак	0,1-5
5.	ГСССД МР 134–2007	Азот, аммиак, аргон, ацетилен, водород, кислород, диоксид углерода	До 10	От 200 до 425	Чистые газы (7 газов)	0,02-2

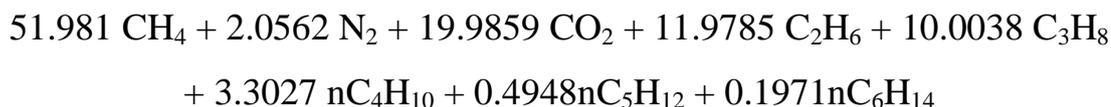
№ п/п	Наименование документа	Тип газа	Диапазон		Состав газа	Погрешность, %
			Р, МПа	Т, К		
6.	ГСССД МР 135–2007	Технически важные газы и смеси газов	До 5	От 233 до 333	Азот, воздух. Водородсодержащая смесь газов: водород (>90%), кислород, диоксид углерода Сероводородная смесь газов: сероводород (>70%), метан, этан, у/в с3 (пропан), н-бутан, бутилен, азот, диоксид углерода, у/в с5 (н-пентан), у/в с6 (н-гексан), этилен, аммиак, водяной пар	0,2-5
7.	ГСССД МР 136–2007	Газовые водородсодержащие смеси	До 30	От 258 до 523	Смесь газов: водород, метан, азот, аммиак, аргон	0,2-4
8.	ГСССД МР 229–2014	Природный газ	До 30	От 250 до 350	Азот, диоксид углерода, метан, этан, н-гексан, н-гептан, н-октан + н-нонан + н-декан, водород, монооксид углерода, кислород, водяной пар, гелий, сероводород, аргон, н-пентан + изопентан, н-бутан + изобутан.	0,6-4
9.	ГСССД МР 232–2014	Гелиевый концентрат	От 0,1 до 20	От 253 до 313	Гелиевый концентрат	
10.	ГСССД МР 243–2015	Этан	До 100	От 91 до 675	Этан	1-2,5
11.	ГСССД МР 244–2015	Пропан	До 100	От 86 до 650	Пропан	0,4-2,9
Таблицы ССД						
1.	ГСССД 284–2013	Метан	До 100	от 91 до 100	Метан	0,1-8
2.	ГСССД 291–2013	н-Пентан	До 100	от тройной точки до 700	н-Пентан	0,1-9

№ п/п	Наименование документа	Тип газа	Диапазон		Состав газа	Погрешность, %
			Р, МПа	Т, К		
3.	ГСССД 292–2013	н-Гептан	До 100	от тройной точки до 700	н-Гептан	0,1-8
4.	ГСССД 299–2014	м-Ксилол	До 100	от тройной точки до 700	м-Ксилол	0,1-3,5
5.	ГСССД 300–2014	о-Ксилол	До 100	от тройной точки до 700	о-Ксилол	0,1-9
6.	ГСССД 301–2014	п-Ксилол	До 100	от тройной точки до 700	п-Ксилол	0,1-4
7.	ГСССД 311–2015	Водород нормальный	До 100	до 1000	Водород нормальный	0,1-1
8.	ГСССД 312–2015	Диоксид углерода	До 100	до 1100	Диоксид углерода жидкий и газообразный	0,1-5,7
9.	ГСССД 315 – 2015	н-Нонан	До 100	от тройной точки до 700	н-Нонан	0,1-3
10	ГСССД 316–2015	н-Октан	До 100	от тройной точки до 700	н-Октан	0,1-3

Приложение 3. Примеры расчета теплофизических свойств газовых смесей,  
приведенные в разработанной методике

(Концентрация компонентов задается в молярных процентах)

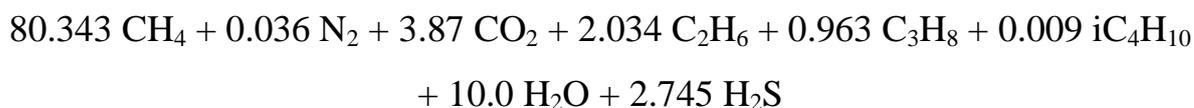
1. Сухой газ:



$$M = 28.17 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 250.42 \text{ К}, \rho_{\text{cm}} = 8.333 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.8886 \text{ МПа}$$

$T, \text{ К}$	$p, \text{ МПа}$	$\rho, \text{ кг/м}^3$	$z$	$w, \text{ м/с}$	$\kappa$	$\mu, \text{ мкПа}\cdot\text{с}$
280.0	0.1	1.2162	0.99495	319.02	1.238	10.56
280.0	1.1	14.123	0.94246	308.86	1.225	10.76
310.0	0.1	1.0969	0.99638	334.07	1.224	11.61
310.0	15.0	277.04	0.59175	370.1	2.53	26.81
310.0	30.0	401.6	0.81644	616.65	5.09	46.08
500.0	0.1	0.67795	0.99951	413.54	1.159	17.58
500.0	15.0	105.28	0.96541	428.88	1.291	20.81
500.0	30.0	199.62	1.0184	494.38	1.626	26.53

2.1 Влажный газ. Задание молярной доли  $\text{H}_2\text{O}$  в явном виде (8 компонентов):



$T, \text{ К}$	$p, \text{ МПа}$	$x_p$	$\rho, \text{ кг/м}^3$	$z$	$w, \text{ м/с}$	$\kappa$	$\mu, \text{ мкПа}\cdot\text{с}$
$89.037 \text{ CH}_4 + 0.039895 \text{ N}_2 + 4.2888 \text{ CO}_2 + 2.2541 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0672 \text{ C}_3\text{H}_8 \\ + 0.0099738 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.26154 \text{ H}_2\text{O} + 3.0420 \text{ H}_2\text{S}$							
$M = 18.42 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 203.18 \text{ К}, \rho_{\text{cm}} = 9.9369 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.785 \text{ МПа}$							
263.15	0.1	0.26154	0.84456	0.99684	393.61	1.308	10.1
$89.253 \text{ CH}_4 + 0.039992 \text{ N}_2 + 4.2992 \text{ CO}_2 + 2.2596 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0698 \text{ C}_3\text{H}_8 \\ + 0.0099981 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.019149 \text{ H}_2\text{O} + 3.0494 \text{ H}_2\text{S}$							
$M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.97 \text{ К}, \rho_{\text{cm}} = 9.9291 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7784 \text{ МПа}$							

$T, K$	$p, \text{МПа}$	$x_p$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$z$	$w, \text{м/с}$	$\kappa$	$\mu, \text{мкПа}\cdot\text{с}$
263.15	1.5	0.019149	13.265	0.95203	384.9	1.31	10.36
$86.101 \text{ CH}_4 + 0.03858 \text{ N}_2 + 4.1473 \text{ CO}_2 + 2.1798 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.032 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.009645 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 3.5505 \text{ H}_2\text{O} + 2.9417 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.407 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 207.57 \text{ К}, \rho_{\text{cm}} = 10.0799 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.9266 \text{ МПа}$							
300.00	0.1	3.5505	0.7395	0.9979	418.5	1.295	11.38
$89.226 \text{ CH}_4 + 0.03998 \text{ N}_2 + 4.2979 \text{ CO}_2 + 2.2589 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0695 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099951 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.04929 \text{ H}_2\text{O} + 3.0485 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.99 \text{ К}, \rho_{\text{cm}} = 9.93 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7792 \text{ МПа}$							
300.00	15.0	0.04929	142.99	0.77475	436.68	1.818	17.57
$89.23 \text{ CH}_4 + 0.039982 \text{ N}_2 + 4.2981 \text{ CO}_2 + 2.259 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0695 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099955 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.044588 \text{ H}_2\text{O} + 3.0486 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.99 \text{ К}, \rho_{\text{cm}} = 9.9299 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7791 \text{ МПа}$							
300.00	30.0	0.044588	252.29	0.87817	629.1	3.328	28.15
$80.343 \text{ CH}_4 + 0.036 \text{ N}_2 + 3.87 \text{ CO}_2 + 2.034 \text{ C}_2\text{H}_6 + 0.963 \text{ C}_3\text{H}_8 + 0.009 \text{ iC}_4\text{H}_{10}$ $+ 10.0 \text{ H}_2\text{O} + 2.745 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.381 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 221.7 \text{ К}, \rho_{\text{cm}} = 10.4198 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 5.3704 \text{ МПа}$							
500.00	0.1	100.0	0.44223	0.99978	525.02	1.219	17.67
500.00	15.0	24.07	67.017	0.98961	546.53	1.335	19.98
500.00	30.0	16.122	129.32	1.0257	601.46	1.559	23.8

## 2.2 Влажный газ. Задание абсолютной влажности:



$$\alpha = 15 \text{ г/м}^3$$

$T, \text{K}$	$p, \text{МПа}$	$x_p$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$z$	$w, \text{м/с}$	$\kappa$	$\mu, \text{мкПа}\cdot\text{с}$
$89.037 \text{ CH}_4 + 0.039895 \text{ N}_2 + 4.2888 \text{ CO}_2 + 2.2541 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0672 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099738 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.26154 \text{ H}_2\text{O} + 3.042 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.42 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 203.18 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 9.9369 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.785 \text{ МПа}$							
263.15	0.1	0.26154	0.84456	0.99684	393.61	1.308	10.1
$89.253 \text{ CH}_4 + 0.039992 \text{ N}_2 + 4.2992 \text{ CO}_2 + 2.2596 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0698 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099981 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.019149 \text{ H}_2\text{O} + 3.0494 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.97 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 9.9291 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7784 \text{ МПа}$							
263.15	1.5	0.019149	13.265	0.95203	384.9	1.31	10.36
$87.42 \text{ CH}_4 + 0.039171 \text{ N}_2 + 4.2109 \text{ CO}_2 + 2.2132 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0478 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0097927 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 2.0726 \text{ H}_2\text{O} + 2.9868 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.413 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 205.3 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 10.0117 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.8539 \text{ МПа}$							
300.00	0.1	3.5505	0.73971	0.99794	418.37	1.295	11.38
$89.26 \text{ CH}_4 + 0.039996 \text{ N}_2 + 4.2995 \text{ CO}_2 + 2.2598 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0699 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099989 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.010729 \text{ H}_2\text{O} + 3.0497 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.96 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 9.9289 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7782 \text{ МПа}$							
300.00	15.0	0.04929	142.96	0.77488	436.71	1.818	17.57
$89.265 \text{ CH}_4 + 0.039998 \text{ N}_2 + 4.2997 \text{ CO}_2 + 2.2599 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0699 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099994 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.0060807 \text{ H}_2\text{O} + 3.0498 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.96 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 9.9288 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7781 \text{ МПа}$							
300.00	30.0	0.044588	252.24	0.87835	629.11	3.328	28.14
$86.18 \text{ CH}_4 + 0.038616 \text{ N}_2 + 4.1512 \text{ CO}_2 + 2.1818 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.033 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0096539 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 3.461 \text{ H}_2\text{O} + 2.9444 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.407 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 207.42 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 10.0756 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.9219 \text{ МПа}$							
500.00	0.1	100.0	0.44283	0.99987	523.7	1.215	17.5
$89.249 \text{ CH}_4 + 0.039991 \text{ N}_2 + 4.299 \text{ CO}_2 + 2.2595 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0698 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099977 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.02327 \text{ H}_2\text{O} + 3.0493 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.97 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 9.9293 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7785 \text{ МПа}$							
500.00	15.0	24.07	65.914	1.0084	552.43	1.341	19.47
$89.259 \text{ CH}_4 + 0.039995 \text{ N}_2 + 4.2995 \text{ CO}_2 + 2.2597 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0699 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099988 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.012259 \text{ H}_2\text{O} + 3.0496 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.96 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 9.929 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7783 \text{ МПа}$							
500.00	30.0	16.122	125.12	1.0625	613.46	1.57	22.54

## 2.3 Влажный газ. Задание относительной влажности:

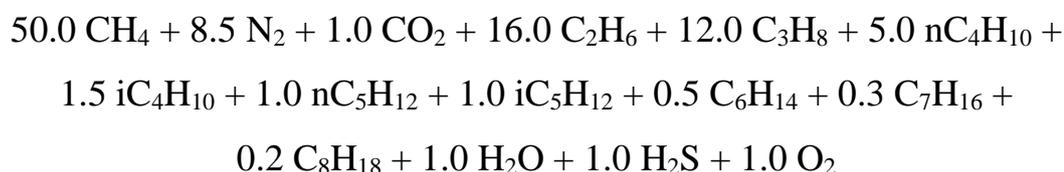


$$\varphi = 60\%$$

$T, \text{ K}$	$p, \text{ МПа}$	$x_p$	$\rho, \text{ кг/м}^3$	$z$	$w, \text{ м/с}$	$\kappa$	$\mu, \text{ мкПа}\cdot\text{с}$
$89.13 \text{ CH}_4 + 0.039937 \text{ N}_2 + 4.2933 \text{ CO}_2 + 2.2565 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0683 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099843 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.15692 \text{ H}_2\text{O} + 3.0452 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 203.09 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 9.9334 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.782 \text{ МПа}$							
263.15	0.1	0.26154	0.84458	0.99685	393.6	1.308	10.1
$89.26 \text{ CH}_4 + 0.039995 \text{ N}_2 + 4.2995 \text{ CO}_2 + 2.2597 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0699 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099989 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.01149 \text{ H}_2\text{O} + 3.0496 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.96 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 9.9289 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7782 \text{ МПа}$							
263.15	1.5	0.019149	13.265	0.95203	384.9	1.31	10.36
$87.368 \text{ CH}_4 + 0.039148 \text{ N}_2 + 4.2084 \text{ CO}_2 + 2.2119 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0472 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.009787 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 2.1303 \text{ H}_2\text{O} + 2.985 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.413 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 205.38 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 10.0143 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.8565 \text{ МПа}$							
300.00	0.1	3.5505	0.7397	0.99794	418.38	1.295	11.38
$89.244 \text{ CH}_4 + 0.039988 \text{ N}_2 + 4.2987 \text{ CO}_2 + 2.2593 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0697 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.009997 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.029574 \text{ H}_2\text{O} + 3.0491 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.98 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 9.9295 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7787 \text{ МПа}$							
300.00	15.0	0.04929	142.97	0.77482	436.7	1.818	17.57
$89.246 \text{ CH}_4 + 0.039989 \text{ N}_2 + 4.2988 \text{ CO}_2 + 2.2594 \text{ C}_2\text{H}_6 + 1.0697 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0099973 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 0.026753 \text{ H}_2\text{O} + 3.0492 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.421 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 202.98 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 9.9294 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.7786 \text{ МПа}$							
300.00	30.0	0.044588	252.27	0.87825	629.11	3.328	28.15
$35.708 \text{ CH}_4 + 0.016 \text{ N}_2 + 1.72 \text{ CO}_2 + 0.904 \text{ C}_2\text{H}_6 + 0.428 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.004 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 60.0 \text{ H}_2\text{O} + 1.22 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.178 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 468.84 \text{ K}, \rho_{\text{cm}} = 14.7939 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 14.5176 \text{ МПа}$							
500.00	0.1	100.0	0.43807	0.99814	536.44	1.261	18.06
$76.378 \text{ CH}_4 + 0.034223 \text{ N}_2 + 3.679 \text{ CO}_2 + 1.9336 \text{ C}_2\text{H}_6 + 0.91547 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0085558 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 14.442 \text{ H}_2\text{O} + 2.6095 \text{ H}_2\text{S}$							

$T, K$	$p, \text{МПа}$	$x_p$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$z$	$w, \text{м/с}$	$\kappa$	$\mu, \text{мкПа}\cdot\text{с}$
$M = 18.363 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 234.7 \text{ К}, \rho_{\text{cm}} = 10.6902 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 5.7814 \text{ МПа}$							
500.00	15.0	24.07	67.833	0.97675	542.31	1.33	20.18
$80.635 \text{ CH}_4 + 0.036131 \text{ N}_2 + 3.8841 \text{ CO}_2 + 2.0414 \text{ C}_2\text{H}_6 + 0.9665 \text{ C}_3\text{H}_8$ $+ 0.0090327 \text{ iC}_4\text{H}_{10} + 9.6731 \text{ H}_2\text{O} + 2.755 \text{ H}_2\text{S}$ $M = 18.382 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 220.84 \text{ К}, \rho_{\text{cm}} = 10.4011 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 5.3434 \text{ МПа}$							
500.00	30.0	16.122	129.12	1.0273	601.97	1.56	23.75

2.4 Влажный газ. Задание молярной доли  $\text{H}_2\text{O}$  в явном виде (15 компонентов):



$$M = 27.967 \text{ кг/кмоль}, T_{\text{cm}} = 258.01 \text{ К}, \rho_{\text{cm}} = 7.4244 \text{ кмоль/м}^3, p_{\text{cm}} = 4.4997 \text{ МПа}$$

$T, K$	$p, \text{МПа}$	$x_p$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$z$	$w, \text{м/с}$	$\kappa$	$\mu, \text{мкПа}\cdot\text{с}$
300.00	0.1	3.5516	1.1267	0.99512	326.4	1.2	10.36
300.00	0.35	1.0237	3.9929	0.98281	323.78	1.196	10.40
400.00	0.1	100.0	0.84241	0.99822	371.59	1.163	13.38
400.00	15.0	2.396	152.89	0.82499	376.54	1.445	20.08
400.00	30.0	1.7406	271.02	0.93081	521.32	2.455	31.85
500.00	0.1	100.0	0.67316	0.99935	411.0	1.137	16.12
500.00	15.0	29.19	105.79	0.95384	425.44	1.277	20.02
500.00	30.0	29.081	197.62	1.0213	504.84	1.679	26.63

Приложение 4. Нормативно-справочные данные Государственной службы стандартных справочных данных,  
разработанные с участием диссертанта

№ п/п	Наименование документа	Тип газа	Диапазон		Состав газа	Неопреде- лен, %	Примечание
			Р, МПа	Т, К			
Стандартные справочные данные							
1.	ГСССД 318–2017	Этан	до 100	от 91 до 675	Этан жидкий и газообразный	0,1-1,4	Руководство разработкой
2.	ГСССД 332–2017	Пропан	до 100	от 86 до 700	Пропан жидкий и газообразный	0,1-2	Руководство разработкой
3.	ГСССД 337–2018	Изобутан	до 35	от 114 до 600	Изобутан жидкий и газообразный	0,1-7,3	Разработчик свидетельство № 337
4.	ГСССД 338–2018	Нормальный бутан	до 70	от 135 до 600	Нормальный бутан жидкий и газообразный	0,1-4,7	Разработчик свидетельство № 338
5.	ГСССД 355 – 2020	Вода	от тр. точки до 0,3	от 273 до 373	Жидкая вода	0,1-6	Разработчик свидетельство № 355
6.	ГСССД 369–2020	Этилен	до 100	от 104 до 450	Этилен жидкий и газообразный	0,1-4	Разработчик свидетельство № 369
7.	ГСССД 370–2020	Бензол	до 100	от 280 до 725	Бензол жидкий и газообразный	0,1-2,3	Разработчик свидетельство № 370
8.	ГСССД 371–2020	Этанол	до 100	от 160 до 650	Этанол жидкий и газообразный	0,1-5	Разработчик свидетельство № 371

№ п/п	Наименование документа	Тип газа	Диапазон		Состав газа	Неопределен, %	Примечание
			Р, МПа	Т, К			
9.	ГСССД 376 – 2020	Бутанол-1	до 100	от тр. точки до 700	Бутанол-1	0,15-8	Руководство разработкой
10.	ГСССД 382–2020	Сероводород	до 100	от 190 до 500	Сероводород жидкий и газообразный	0,1-3,5	Разработчик свидетельство № 382
11.	ГСССД 391–2021	Параводород	до 100	от 14 К до 1000	Параводород жидкий и газообразный	0,1-1	Разработчик свидетельство № 391
12.	ГСССД 392–2021	Ортоводород	до 100	от 15 до 1000	Ортоводород жидкий и газообразный	0,1-1	Разработчик свидетельство № 392
13.	ГСССД 393–2021	Толуол	до 100	от 180 до 700	Толуол жидкий и газообразный	0,1-5,8	Разработчик свидетельство № 393
14.	ГСССД 394–2021	Моноксид углерода	до 100	от 70 до 500	Моноксид углерода жидкий и газообразный	0,1-2,8	Разработчик свидетельство № 394
15.	ГСССД 395–2021	Ксенон	до 100	от 162 до 750	Ксенон жидкий и газообразный	0,1-0,7	Разработчик свидетельство № 395
16.	ГСССД 411–2022	Диэтиловый эфир	до 40	от 270 К до 500 К	Диэтиловый эфир жидкий и газообразны	0,2-0,5	Разработчик свидетельство № 411
17.	ГСССД 412–2022	Диметиловый эфир	до 40	от 140 К до 525 К	Диметиловый эфир жидкий и газообразный	0,2-0,5	Разработчик свидетельство № 412
Национальные стандарты							

№ п/п	Наименование документа	Тип газа	Диапазон		Состав газа	Неопределен, %	Примечание
			Р, МПа	Т, К			
1.	ГОСТ Р 8.998–2021	Толуол	до 100	от 180 до 700	Толуол жидкий и газообразный	0,1-5,8	
2.	ГОСТ Р 8.999–2021	Моноксид углерода	до 100	от 70 до 500	Моноксид углерода жидкий и газообразный	0,1-2,8	
3.	ГОСТ Р 8.1000–2021	Ксенон	до 100	от 162 до 750	Ксенон жидкий и газообразный	0,1-0,7	
4.	ГОСТ Р 8.1001–2021	Ортоводород	до 100	от 15 до 1000	Ортоводород жидкий и газообразный	0,1-1	
5.	ГОСТ Р 8.1002–2021	Параводород	до 100	от 14 К до 1000	Параводород жидкий и газообразный	0,1-1	
Методики ГСССД							
1.	ГСССД МР 273–2018	Технически важные газы и смеси газов	До 30	От 263 до 500	Смесь газов: метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, гексан, гептан, азот, диоксид углерода, сероводород, кислород, водяной пар	0,1-5	Разработчик аттестат № 273
2.	ГСССД МР 277–2019	Концентрат гелия	От 0,1 до 17	От 268 до 318	Концентрат гелия	0,1-1	Разработчик аттестат № 277

№ п/п	Наименование документа	Тип газа	Диапазон		Состав газа	Неопределен, %	Примечание
			Р, МПа	Т, К			
3.	ГСССД МР 278–2019	Изобутан	До 35	От 114 до 600	Изобутан	0,02-0,5	Разработчик аттестат № 278
4.	ГСССД МР 279–2019	Н-бутан	До 70	От 135 до 600	Н-бутан	0,02-0,5	Разработчик аттестат № 279

## ССД СНГ

№ п/п	Номер таблиц	Шифр МГС	Наименование таблиц ССД СНГ	Держатель оригинала	Примечание
1.	ССД СНГ 318–2018	RU.3.016-2018	Этан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 91...675 К и давлениях до 100 МПа	Россия, МТК 180. Приняты на 54-м заседании МГС, зарегистрированы под № 14458 19 декабря 2018 г.	МХ в соответствии с ГСССД 318–2017
2.	ССД СНГ 332–2018	RU.3.011-2018	Пропан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 86...700 К и давлениях до 100 МПа. (Взамен таблиц ГСССД 197–01)	Россия, МТК 180. Приняты на 54-м заседании МГС, зарегистрированы под № 14462 19 декабря 2018 г.	МХ в соответствии с ГСССД 332–2017
3.	ССД СНГ 334–2020	RU.3.004-2020	н-Додекан. Теплофизические свойства (плотность, теплоемкость, энтальпия, энтропия, скорость звука, коэффициенты теплопроводности и вязкости) в диапазоне температуры от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа	Россия, МТК 180. Приняты на 58-м заседании МГС, зарегистрированы под № 15445 23 декабря 2020 г.	МХ в соответствии с ГСССД 334–2018

№ п/п	Номер таблиц	Шифр МГС	Наименование таблиц ССД СНГ	Держатель оригинала	Примечание
4.	ССД СНГ 335–2020	RU.3.005-2020	н-Тридекан. Теплофизические свойства (плотность, теплоемкость, энтальпия, энтропия, скорость звука, коэффициенты теплопроводности и вязкости) в диапазоне температуры от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа	Россия, МТК 180. Приняты на 58-м заседании МГС, зарегистрированы под № 15446 23 декабря 2020 г.	МХ в соответствии с ГСССД 335–2018
5.	ССД СНГ 336–2020	RU.3.006-2020	н-Ундекан. Теплофизические свойства (плотность, теплоемкость, энтальпия, энтропия, скорость звука, коэффициенты теплопроводности и вязкости) в диапазоне температуры от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа	Россия, МТК 180. Приняты на 58-м заседании МГС, зарегистрированы под № 15447 23 декабря 2020 г.	МХ в соответствии с ГСССД 336–2018

#### Рекомендации по метрологии

№ п/п	Номер МИ	Год утверждения	Наименование МИ	Держатель оригинала	Примечание
1.	МИ 3599	2018	ГСИ. «Разработка и аттестация методик государственной службы стандартных справочных данных»	ФГБУ «ВНИИМС»	Разработчик МИ
2.	МИ 3600	2018	ГСИ. «Разработка и аттестация «Таблиц стандартных справочных данных» и «Таблиц рекомендуемых справочных данных»	ФГБУ «ВНИИМС»	Разработчик МИ
3.	МИ 3666	2023	ГСИ. «Базы данных свойств веществ и материалов. Общие положения и порядок аттестации данных».	ФГБУ «ВНИИМС»	Разработчик МИ





**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 338**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «14» сентября 2018 г. № 1969 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: НОРМАЛЬНЫЙ БУТАН ЖИДКИЙ И ГАЗООБРАЗНЫЙ.  
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА,  
КОЭФФИЦИЕНТЫ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ  
И ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ПРИ ТЕМПЕРАТУРАХ  
ОТ 135 К ДО 600 К И ДАВЛЕНИЯХ ДО 70 МПА  
(наименование)

разработанные: КОЗЛОВЫМ А. Д., КОЛОБАЕВЫМ В. А.,  
МАМОНЫМ Ю. В., РОГОВИНЫМ М. Д.,  
РЫБАКОВЫМ С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 338–2018 в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



**С. С. Голубев**

(подпись)



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 355**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «09» апреля 2019 г. № 793 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОЙ ВОДЫ  
ОТ ДАВЛЕНИЯ В ТРОЙНОЙ ТОЧКЕ ДО 0,3 МПА  
ПРИ ТЕМПЕРАТУРАХ ОТ 0 °С ДО 100 °С  
(наименование)

разработанные: КОЗЛОВЫМ А. Д., КОЛОБАЕВЫМ В. А.,  
РОГОВИНЫМ М. Д., РЫБАКОВЫМ С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 355–2019 в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



С. С. Голубев

(подпись)



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 369**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию  
и метрологии от «17 марта 2020 г. № 527 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Этилен жидкий и газообразный.  
Термодинамические свойства при температурах  
от 104 К до 450 К и давлениях до 100 МПа  
(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В. А., Мамонов Ю. В.  
Роговин М. Д., Рыбаков С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 369–2020  
в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные  
данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



(подпись)

**С. С. Голубев**



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 370**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «17 марта 2020 г. № 527 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Бензол жидкий и газообразный.  
Термодинамические свойства, коэффициенты  
динамической вязкости и теплопроводности  
при температурах от 280 К до 725 К и давлениях до 100 МПа  
(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В. А., Мамонов Ю. В.  
Роговин М. Д., Рыбаков С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 370–2020 в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



С. С. Голубев



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 371**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию  
и метрологии от «17 марта 2020 г. № 527 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Этанол жидкий и газообразный.  
Термодинамические свойства, коэффициенты  
динамической вязкости и теплопроводности  
при температурах от 160 К до 650 К и давлениях до 100 МПа  
(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В. А., Мамонов Ю. В.  
Роговин М. Д., Рыбаков С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 371–2020  
в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные  
данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



С. С. Голубев



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 382**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «22» октября 2020 г. № 1744 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Сероводород жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия, изохорная и изобарная теплоемкости при температурах от 190 К до 500 К и давлениях до 100 МПа  
(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В. А.,  
Роговин М. Д., Рыбаков С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 382–2020 в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



С. С. Голубев

(подпись)



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 391**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «17» марта 2021 г. № 371 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Параводород жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия, изохорная, изобарная теплоемкости и скорость звука при температурах от 14 К до 1000 К и давлениях до 100 МПа  
(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В. А.,

Роговин М. Д., Рыбаков С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 391–2021 в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

**С. С. Голубев**

(подпись)



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 392**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию  
и метрологии от «17» марта 2021 г. № 371 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Ортоводород жидкий и газообразный. Плотность,  
энтальпия, энтропия, изохорная, изобарная теплоемкости  
и скорость звука при температурах от 15 К до 1000 К  
и давлениях до 100 МПа  
(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В. А.,  
Роговин М. Д., Рыбаков С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 392–2021  
в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные  
данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



(подпись)

**С. С. Голубев**



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 393**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «17» марта 2021 г. № 371 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Толуол жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия, изохорная, изобарная теплоемкости и скорость звука при температурах от 180 К до 700 К и давлениях до 100 МПа  
(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В. А.,  
Роговин М. Д., Рыбаков С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 393–2021 в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

**С. С. Голубев**

(подпись)



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 394**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «17» марта 2021 г. № 371 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Моноксид углерода жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия, изохорная, изобарная теплоемкости при температурах от 70 К до 500 К и давлениях до 100 МПа  
(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В. А.,  
Роговин М. Д., Рыбаков С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 394–2021 в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

(подпись)



**С. С. Голубев**



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 395**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «17» марта 2021 г. № 371 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Ксенон жидкий и газообразный. Плотность,  
энтальпия, энтропия, изохорная, изобарная теплоемкости  
и скорость звука при температурах от 162 К до 750 К  
и давлениях до 100 МПа  
(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В. А.,  
Роговин М. Д., Рыбаков С. И.  
(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 395–2021 в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Научный руководитель ГСССД,  
Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



**С. С. Голубев**

(подпись)



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 411**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от « 20 » декабря 2022 г. № 3213 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Диэтиловый эфир жидкий и газообразный. Плотность при  
температурах от 270 К до 500 К и давлениях до 40 МПа

(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В.А., Матвеев К.В.,

Скотаренко Е.Ю.

(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 411–2022 в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

М.П.

  
(подпись) **Е. Р. Лазаренко**



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ  
(ГСССД)**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

**№ 412**

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от « 20 » декабря 2022 г. № 3213 утверждены в категории

**СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ССД)**

таблицы: Диметиловый эфир жидкий и газообразный. Плотность при температурах от 140 К до 525 К и давлениях до 40 МПа

(наименование)

разработанные: Козлов А. Д., Колобаев В.А., Матвеев К.В.,

Скотаренко Е.Ю.

(фамилия, инициалы разработчиков)

Таблицы ССД зарегистрированы под № ГСССД 412-2022 в Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов»

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е. Р. Лазаренко

М.П.

(подпись)

Приложение 6. Копии аттестатов, методик Государственной службы  
стандартных справочных данных



**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ГСССД)**

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно – исследовательский институт метрологической службы»  
(ФГУП «ВНИИМС»)

ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
«СТАНДАРТНЫЕ СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ О ФИЗИЧЕСКИХ КОНСТАНТАХ И  
СВОЙСТВАХ ВЕЩЕСТВ И МАТЕРИАЛОВ» (ГНМЦ «ССД»)

**АТТЕСТАТ**

**№ 273**

**МЕТОДИКА РАСЧЕТНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ПЛОТНОСТИ, ФАКТОРА СЖИМАЕМОСТИ, СКОРОСТИ ЗВУКА,  
ПОКАЗАТЕЛЯ АДИАБАТЫ, КОЭФФИЦИЕНТА  
ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ ВЛАЖНЫХ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ  
В ДИАПАЗОНЕ ТЕМПЕРАТУР ОТ 263 К ДО 500 К  
ПРИ ДАВЛЕНИЯХ ДО 30 МПа**  
(наименование)

**КОЗЛОВ А. Д., КОЛОБАЕВ В. А., МАМОНОВ Ю.В,  
РОГОВИН М. Д., РЫБАКОВ С. И.**  
(фамилия, имя отчество разработчика)

аттестована в категории  
**МЕТОДИКА ГСССД**

и зарегистрирована под № ГСССД МР 273 - 2018  
в Главном научном метрологическом центре  
«Стандартные справочные данные о физических константах  
и свойствах веществ и материалов» (ГНМЦ «ССД»)  
(протокол НТС ФГУП «ВНИИМС», № 11 от «23» марта 2018 г.)

м.п. **Директор  
ФГУП «ВНИИМС»**



**А.Ю. Кузин**



**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ГСССД)**

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно – исследовательский институт метрологической службы»  
(ФГУП «ВНИИМС»)

ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
«СТАНДАРТНЫЕ СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ О ФИЗИЧЕСКИХ КОНСТАНТАХ  
И СВОЙСТВАХ ВЕЩЕСТВ И МАТЕРИАЛОВ» (ГНМЦ «ССД»)

## **А Т Т Е С Т А Т**

№ 277

**МЕТОДИКА РАСЧЕТНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ПЛОТНОСТИ ГЕЛИЕВОГО КОНЦЕНТРАТА  
В ДИАПАЗОНАХ ТЕМПЕРАТУР ОТ  $-5^{\circ}\text{C}$  ДО  $45^{\circ}\text{C}$   
И АБСОЛЮТНЫХ ДАВЛЕНИЙ ОТ 0,1 МПа ДО 17 МПа**

(наименование)

**А.Д. КОЗЛОВ, В.А. КОЛОБАЕВ, Ю.В. МАМОНОВ,  
М.Д. РОГОВИН, С.И. РЫБАКОВ**

(фамилия, имя отчество разработчика)

аттестована в категории

**МЕТОДИКА ГСССД**

и зарегистрирована под № ГСССД МР 277 - 2019

в Главном научном метрологическом центре

«Стандартные справочные данные о физических константах  
и свойствах веществ и материалов» (ГНМЦ «ССД»)

(протокол НТС ФГУП «ВНИИМС» № 17 от « 22 » марта 2019 г.)



Директор  
ФГУП «ВНИИМС»

А.Ю. Кузин



**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ГСССД)**

**Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно – исследовательский институт метрологической службы»  
(ФГУП «ВНИИМС»)**

**ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
«СТАНДАРТНЫЕ СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ О ФИЗИЧЕСКИХ КОНСТАНТАХ И  
СВОЙСТВАХ ВЕЩЕСТВ И МАТЕРИАЛОВ» (ГНМЦ «ССД»)**

# **А Т Т Е С Т А Т**

**№ 278**

**МЕТОДИКА РАСЧЕТНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И КОЭФФИЦИЕНТА  
ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ ИЗОБУТАНА  
ПРИ ТЕМПЕРАТУРАХ ОТ 114 ДО 600 К  
И ДАВЛЕНИЯХ ДО 35 МПа**  
(наименование)

**КОЗЛОВ А.Д., КОЛОБАЕВ В.А., МАМОНОВ Ю.В.,**

**РОГОВИН М.Д., РЫБАКОВ С.И.**

(фамилия, имя отчество разработчика)

**аттестована в категории**

**МЕТОДИКА ГСССД**

**и зарегистрирована под № ГСССД МР 278 - 2019**

**в Главном научном метрологическом центре**

**«Стандартные справочные данные о физических константах  
и свойствах веществ и материалов» (ГНМЦ «ССД»)**

**(протокол НТС ФГУП «ВНИИМС» № 19 от «24» сентября 2019 г.)**

м.п.

**Директор  
ФГУП «ВНИИМС»**



**А.Ю. Кузин**



**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА  
СТАНДАРТНЫХ СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ (ГСССД)**

**Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно – исследовательский институт метрологической службы»  
(ФГУП «ВНИИМС»)**

**ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
«СТАНДАРТНЫЕ СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ О ФИЗИЧЕСКИХ КОНСТАНТАХ И  
СВОЙСТВАХ ВЕЩЕСТВ И МАТЕРИАЛОВ» (ГНМЦ «ССД»)**

**А Т Т Е С Т А Т**

**№ 279**

**МЕТОДИКА РАСЧЕТНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И КОЭФФИЦИЕНТА  
ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ  
Н-БУТАНА ПРИ ТЕМПЕРАТУРАХ ОТ 135 ДО 600 К  
И ДАВЛЕНИЯХ ДО 70 МПа  
(наименование)**

**КОЗЛОВ А.Д., КОЛОБАЕВ В.А., МАМОНОВ Ю.В.,**

**РОГОВИН М.Д., РЫБАКОВ С.И.**

(фамилия, имя отчество разработчика)

**аттестована в категории**

**МЕТОДИКА ГСССД**

**и зарегистрирована под № ГСССД МР 279 - 2019**

**в Главном научном метрологическом центре**

**«Стандартные справочные данные о физических константах  
и свойствах веществ и материалов» (ГНМЦ «ССД»)**

**(протокол НТС ФГУП «ВНИИМС» № 19 от «24» сентября 2019 г.)**

М.П.

**Директор  
ФГУП «ВНИИМС»**



**А.Ю. Кузин**

Приложение 7. Сравнение показателей точности вновь разработанных стандартных справочных данных по этану с ранее разработанными

В приложении представлены данные приведенные во вновь разработанных ССД ГСССД 318–2017 «Этан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах от 91 К до 675 К и давлениях до 100 МПа» в сравнении с ранее разработанными ССД ГСССД 196–01 «Этан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 91...625 К и давлениях 0,1...70 МПа».

Данные из таблицы 8 ГСССД 318 – 2017 «Стандартные значения теплофизических свойств этана на линии насыщения»

T	$p_s$	$\rho'$	$\rho''$
	$\delta p_s$	$\delta \rho'$	$\delta \rho''$
91,00	$0,13473 \cdot 10^{-5}$	$650,83$	$0,53543 \cdot 10^{-4}$
	0,02	0,02	0,03

Данные из таблицы 9 ГСССД 318 – 2017 «Стандартные значения теплофизических свойств этана в однофазной области»

p	$\rho$	h	s	$c_v$	$c_p$	w	$\mu$	$\lambda$
	$\delta \rho$	$\Delta h$	$\delta s$	$\delta c_v$	$\delta c_p$	$\delta w$	$\delta \mu$	$\delta \lambda$
T= 91,0 K								
0,1	650,87	476,1	2,5790	1,600	2,321	2004,5	1258,97	310,87
	0,02	0,6	0,06	1,5	3,0	0,15	1,0	0,1

Данные из таблицы 8 ГСССД 196 – 2001 «Стандартные значения теплофизических свойств этана на линии насыщения»

T	$p_s$	$\rho'$	$\rho''$
	$\delta p_s$	$\delta \rho'$	$\delta \rho''$
91,00	$0,1340 \cdot 10^{-5}$	650,78	$0,5327 \cdot 10^{-4}$
	0,08	0,10	0,09

Данные из таблицы 9 ГСССД 196 – 2001 «Стандартные значения теплофизических свойств этана в однофазной области»

p	$\rho$	h	s	$c_v$	$c_p$	w	$\mu$	$\lambda$
	$\delta \rho$	$\Delta h$	$\delta s$	$\delta c_v$	$\delta c_p$	$\delta w$	$\delta \mu$	$\delta \lambda$
T= 91,0 K								
0,1	650,81	474,8	2,5648	1,570	2,216	1992,3	1285,48	310,87
	0,10	1,40	0,36	2,5	4,0	1,00	1,7	0,12

Обозначения и размерности теплофизических свойств и их неопределенностей

Наименование	Обозначение	Размерность
Температура	$T$	К
Давление	$P$	МПа
Давление насыщения	$p_s$	МПа
Плотность	$\rho$	кг/м <sup>3</sup>
Энтальпия	$h$	кДж/кг
Энтропия	$s$	кДж/(кг·К)
Изохорная теплоемкость	$c_v$	кДж/(кг·К)
Изобарная теплоемкость	$c_p$	кДж/(кг·К)
Скорость звука	$w$	м/с
Коэффициент динамической вязкости	$\mu$	мкПа·с
Коэффициент теплопроводности	$\lambda$	мВт/(м·К)
Относительная неопределенность теплофизических свойств, исключая энтальпию	$\delta A$	%
Абсолютная неопределенность энтальпии	$\Delta h$	кДж/кг
Примечание – в таблицах 5 и 7, где представлены ССД теплофизических свойств ( $A$ ) этана на линии насыщения свойства насыщенной жидкости и насыщенного пара обозначенные ( $A'$ и $A''$ ) соответственно.		

Приведенные данные показывают, что вновь разработанные ССД ГСССД 318 – 2017 на основе модифицированного ФУС позволяют в 1,2 и более раз повысить точность расчетных значений расхода и количества этана по сравнению с ранее разработанными ССД ГСССД 196 – 2001.

## Приложение 8. Акты практического внедрения

Акт внедрения на предприятии ООО СКБ «Промавтоматика»

УТВЕРЖДАЮ  
 Директор ООО СКБ "Промавтоматика"  
 Горский В.П.  
 26 мая 2022 г.  
 м.п.



## АКТ

о практическом использовании (внедрении) результатов диссертационного исследования при разработка средств измерений расхода газа

26 мая 2022 г.

г. Москва

Комиссия в составе заместителя директора Исупова В. В., заместителя директора по производству Алефиренко Ю. М, ведущего инженера-программиста Гаврилова А. Н. составила настоящий акт в том, что на предприятии ООО "СКБ "Промавтоматика" проведено опытно-промышленное испытание и внедрение алгоритма расчета теплофизических свойств газа в соответствии с методикой ГСССД МР 273-2018 г., разработанной с участием Колобаева Виктора Александровича при выполнении диссертационной работы: «Система стандартных справочных данных для обеспечения единства измерений расхода и количества природного газа».

В результате практического применения алгоритмов расчета теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей из ГСССД МР 273-2018 проведена модернизация УВП-280 ГРСИ 53503-13 (изменения в 2020г.) и улучшены ряд метрологических характеристик в 2 раза в том числе и при измерении многокомпонентных влажных газовых смесей. /

Члены комиссии:



Исупов В. В.

Алефиренко Ю. М.

Гаврилов А. Н.

## Акт внедрения на предприятии ООО НПО «Турбулентность-ДОН»

УТВЕРЖДАЮ

Директор

ООО НПО «Турбулентность-Дон»

Г.Э. Филиппов

«14» 06 2022 г.

М.П.



АКТ

о практическом применении (внедрении) результатов диссертационного исследования при разработке средств измерения расхода и количества природного газа

«14» 06 2022 г.

г. Ростов-на-Дону

Комиссия в составе:

И.о. гл. конструктора

Гл. конструктор по изделию

Гл. конструктор по изделию

Дорохов. К.С.

Донченко Р.В.

Соломичев Р.И.

составила настоящий акт в том что на предприятии ООО НПО «Турбулентность-Дон» проведено опытно-промышленное испытание и внедрение алгоритма расчета теплофизических свойств многокомпонентного газа (в том числе и природного) в соответствии с методикой ГСССД МР 273-2018 г., разработанной с участием Колобаева Виктора Александровича при выполнении диссертационной работы: «Система стандартных справочных данных для обеспечения единства измерений расхода и количества природного газа».

Методика ГСССД МР 273-2018 была использована в программном обеспечении при разработке средства измерений расхода, прошедшего утверждения типа СИ и занесенного в реестр под №: 56432-14 (Расходомеры – счетчики газа ультразвуковые Turbo Flow UFG).

Алгоритмы расчета теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей приведенные ГСССД МР 273-2018 обеспечили измерение расхода и количества природного газа с метрологическими параметрами в 1,5 раз и более раз выше, чем при применении ранее разработанной методики ГСССД МР 113-2003, а также позволила проводить расчеты при измерениях многокомпонентных влажных газовых смесей.

Члены комиссии:

  
(подпись)  
\_\_\_\_\_  
  
\_\_\_\_\_  


  
(инициалы, фамилия)

  
\_\_\_\_\_  


  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

14.06.2022 г.  
(дата)

## Акт внедрения на предприятии ООО «НПП Куйбышев Телеком-Метрология»

УТВЕРЖДАЮ

Директор

Емельянов С.В.

«30»

05 2022 г.

АКТ

о практическом применении (внедрении) результатов диссертационного исследования при разработке средств измерения расхода и количества природного газа

«30» 05 2022 г.

г. Самара

Комиссия в составе Директора дивизиона УЗР Юсупова Л.Н. и Директора дивизиона РуМАСС Шкловец А.О. составила настоящий акт в том что на предприятии ООО «НПП Куйбышев Телеком-Метрология» проведено опытно-промышленное испытание и внедрение алгоритма расчета теплофизических свойств многокомпонентного газа (в том числе и природного) в соответствии с методикой ГСССД МР 273-2018 г., разработанной с участием Колобаева Виктора Александровича при выполнении диссертационной работы: «Система стандартных справочных данных для обеспечения единства измерений расхода и количества природного газа».

Методика ГСССД МР 273-2018 была использована в программном обеспечении при разработке средств измерений расхода:

- Счетчики газа ультразвуковых КТМ700 РУС (№ реестра 74449-2019);
- Счетчики-расходомеры КТМ Дельтапаскаль (84221-2021);
- Счетчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС (83825-2021).

Алгоритмы расчета теплофизических свойств многокомпонентных газовых смесей приведенные ГСССД МР 273-2018 обеспечили измерение расхода и количества природного газа с метрологическими параметрами в 1.5 раз и более раз выше, чем при применении ГОСТ 30319.(1.2.3)-2015 «Газ природный. Методы расчета физических свойств.

Члены комиссии:

(подпись)  
  
 (подпись)

Юсупов Л.Н.

Шкловец А.О.

30.05.2022

(дата)