

Государственный первичный эталон единиц относительной влажности газов, молярной (объёмной) доли влаги, температуры точки росы/иней, температуры конденсации углеводородов ГЭТ 151-2020

Михаил Александрович Винге¹, Сергей Александрович Морозов²✉

^{1, 2} Восточно-Сибирский филиал ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений», Иркутск, Россия

¹vinge@vniiftri-irk.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7762-0249>

²morozov@vniiftri-irk.ru✉

Аннотация. Описаны способы расширения номенклатуры и диапазонов воспроизводимых величин, а также улучшения функциональных возможностей Государственного первичного эталона единиц относительной влажности газов, молярной (объёмной) доли влаги, температуры точки росы/иней ГЭТ 151-2014. В результате проведённых исследований разработан и утверждён Государственный первичный эталон единиц относительной влажности газов, молярной (объёмной) доли влаги, температуры точки росы/иней, температуры конденсации углеводородов ГЭТ 151-2020, в состав которого введён комплекс эталонных генераторов, воспроизводящих температуру точки росы/иней и температуру конденсации углеводородов при высоких давлениях рабочего газа. Представлено описание ГЭТ 151-2020 и входящего в его состав комплекса эталонных генераторов, реализующих воспроизведение единиц температуры точки росы/иней и температуры конденсации углеводородов с учётом влияющих факторов по давлению рабочего газа. Исследованы метрологические характеристики ГЭТ 151-2020. Составлен бюджет неопределённости измерений при воспроизведении температуры точки росы/иней и температуры конденсации углеводородов. Разработана и утверждена Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов. Решены актуальные вопросы обеспечения единства измерений в области гигрометрии. Реализованы задачи метрологического обеспечения средств измерений температуры точки росы и температуры конденсации углеводородных газов при высоких давлениях рабочего газа. Полученные результаты применимы при создании экспериментальной базы для исследований физических свойств технических и природных газов и утверждении государственных справочных данных в широком диапазоне давлений и температур рабочего газа.

Ключевые слова: первичный эталон, влажность газов, относительная влажность, молярная доля, температура точки росы/иней, температура конденсации углеводородов, метод двух давлений, метод фазового равновесия, государственная поверочная схема

Для цитирования: Винге М. А., Морозов С. А. Государственный первичный эталон единиц относительной влажности газов, молярной (объёмной) доли влаги, температуры точки росы/иней, температуры конденсации углеводородов ГЭТ 151-2020 // Измерительная техника. 2022. № 10. С. 3–10. <https://doi.org/10.32446/0368-1025it.2022-10-3-10>

State primary standard of relative humidity of gases, molar (volume) fraction of moisture, dew / frost point temperature, hydrocarbon condensation temperature units GET 151-2020

Mihail A. Vinge¹, Sergey A. Morozov²✉

^{1, 2} East-Siberian Branch of FSUE "Russian Metrological Institute of Technical Physics and Radio Engineering", Irkutsk, Russia

¹vinge@vniiftri-irk.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7762-0249>

²morozov@vniiftri-irk.ru✉

Abstract. The State primary standard of relative humidity, molar (volume) fraction of water, dew point/frost temperature units GET 151-2014 improvement was carried out in order to expand the numbers and ranges of reproducible values and improve its functionality. As a result of the improvement, a set of reference generators was developed and introduced into the State primary standard, reproducing the dew/frost point temperature and the hydrocarbon condensation temperature at high pressures of the working gas. The description of the National primary standard of relative humidity, molar (volume) fraction of water, dew/frost point temperature, hydrocarbon condensation temperature units GET 151-2020 and its complex of reference generators, which implement the reproduction of units of dew/frost temperature and hydrocarbons condensation temperature units, is presented, taking into account the influencing factors according to working gas pressure. The metrological characteristics of GET 151-2020 have been studied. A budget of the measurement uncertainty has been compiled when reproducing

the dew/frost point temperature and the hydrocarbon dew point temperature. The State verification scheme for measuring gas humidity and hydrocarbon condensation temperature was developed and approved. Topical issues of ensuring the uniformity of measurements in the field of hygrometry have been resolved. The tasks of metrological support of means for measuring the dew point temperature and the condensation temperature of hydrocarbon gases at high pressures of the working gas have been implemented. The results obtained will be useful in creating an experimental base for studying the physical properties of technical and natural gases and approving state reference data in a wide range of pressures and temperatures of the working gas.

Keywords: primary standard, gas humidity, relative humidity, molar fraction of water, dew/frost point temperature, hydrocarbon condensation temperature, two-pressure method, phase equilibrium method, state verification scheme

Введение. Влажность газов – один из важнейших параметров контроля большинства производственных процессов и различных областей деятельности человека. В сфере нефтегазовой отрасли, наряду с влажностью газа, необходимо контролировать содержание в нём углеводородных компонентов, находящихся в жидкой фазе и влияющих на надёжность и срок службы оборудования газодобычи, переработки и транспортировки газа. Немаловажным является определение содержания сконденсированных углеводородов в газах для поддержания потребительских качеств природного газа. В соответствии с РМГ 75-2014¹ для описания характеристик влажности газов чаще всего используют такие единицы величин, как молярная (объёмная) доля влаги, температура точки росы/иней (ТТР) и относительная влажность. При определении содержания углеводородной взвеси в газе используют единицу температуры конденсации углеводородов (ТКУ).

Для реализации системы обеспечения единства измерений в области гигрометрии и качества углеводородных газов необходимо воспроизведение и измерение каждой единицы величины влажности с наивысшей точностью при применении прямых абсолютных методов воспроизведения и измерения величин влажности.

Работы по обеспечению единства измерений влажности газов в Российской Федерации начаты в 1974 г. в Восточно-Сибирском филиале ВНИИФТРИ, это обусловило создание единого эталонного комплекса воспроизведения наиболее востребованных единиц влажности газов [1]. В 1986 г. разработан, исследован и аттестован Государственный первичный эталон единицы относительной влажности в газах ГЭТ 151-86. Дальнейшее расширение номенклатуры воспроизводимых величин, диапазонов измерений и функциональных возможностей ГЭТ 151-86 происходило поэтапно в связи с быстрым развитием промышленности, в том числе нефтегазовой отрасли. Этапы модернизации государственного первичного эталона единиц влажности газов происходили в периоды 2006–2010 гг., 2012–2014 гг. и 2017–2019 гг.

До настоящего времени оставалась актуальной задача обеспечения единства измерений качества влажных углеводородных газов, таких как ТТР при высоких давлениях и ТКУ. До 2021 г. в Российской Федерации отсутствовала Государственная поверочная схема для средств измерений

температуры конденсации углеводородных газов (СИ ТКУ). СИ ТКУ поверяли по частным методикам, разработанным при утверждении типа СИ и основанным на справочных данных зависимости температуры конденсации пропана от давления. Как правило, СИ ТКУ, поверенные по этим методикам, не гарантировали подтверждение нормированных метрологических характеристик измерения ТКУ в реальных природных газах. Исследования, проведённые ООО «НПО «Вымпел» совместно с компанией Open Grid Europe GmbH (крупнейший европейский оператор газотранспортной системы) показали, что результаты измерений СИ ТКУ разных типов, поверенных по указанным выше частным методикам, при совместных измерениях ТКУ в реальных природных газах, имели расхождения, достигающие значений 15 °C [2, 3]. Кроме того, характеристики СИ ТКУ, поверенных по частным методикам, ограничивались погрешностью методик ($\pm 0,5$ °C) и не могли быть аттестованы с погрешностью менее $\pm 1,0$ °C.

Усовершенствование Государственного первичного эталона единиц относительной влажности газов, молярной (объёмной) доли влаги, температуры точки росы/иней ГЭТ 151-2014 в период 2017–2019 гг. было обусловлено необходимостью создания высшего звена государственной поверочной схемы для СИ ТКУ, а также для обеспечения единства измерений в области гигрометрии в соответствии с международными требованиями и решения актуальных задач метрологического обеспечения СИ ТТР и СИ ТКУ при высоких давлениях рабочего газа не более 30 МПа.

В основу конструктивных решений при совершенствовании ГЭТ 151-2014 легли разработки Восточно-Сибирского филиала ВНИИФТРИ и опыт ведущих российских и зарубежных компаний в области гигрометрии. В ходе совершенствования ГЭТ 151-2014 обосновано применение методов воспроизведения ТТР и ТКУ [4], оценены достижимые неопределённости воспроизведения для каждой единицы величины с учётом реализации этих методов при высоких давлениях рабочей среды [5–7].

В результате проведённых исследований утверждён Государственный первичный эталон единиц относительной влажности газов, молярной (объёмной) доли влаги, температуры точки росы/иней, температуры конденсации углеводородов ГЭТ 151-2020².

¹ РМГ 75-2014. ГСИ. Измерения влажности веществ. Термины и определения.

² Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 868 от 06.05.2020 г. «Об утверждении Государственного первичного эталона единиц относительной влажности газов, молярной (объёмной) доли влаги, температуры точки росы/иней, температуры конденсации углеводородов».

Цель работы. Расширение метрологических возможностей государственного первичного эталона единиц влажности газов для обеспечения единства измерений в области гигрометрии при воспроизведении и передаче единиц ТТР и ТКУ в диапазоне давлений рабочего газа от атмосферного до 30 МПа. Создание экспериментальной базы для исследования физических свойств технических и природных газов и утверждения государственных справочных данных в широком диапазоне давлений и температур рабочего газа.

Методы воспроизведения единиц величин влажности газа и температуры конденсации углеводородов. При воспроизведении единицы относительной влажности газов с помощью ГЭТ 151-2020 применяют эталонные генераторы, реализующие метод двух давлений, который считается абсолютным и наиболее точным методом воспроизведения единицы относительной влажности. Суть метода заключается в насыщении газа влагой при повышенном давлении и последующем изотермическом дросселировании газа до рабочего давления поверяемых (контрольных) гигрометров. При этом температура насыщения газа равна температуре газа в рабочей камере для поверяемых гигрометров.

Для воспроизведения единицы молярной доли влаги используется эталонный генератор, реализующий метод фазового равновесия.

При воспроизведении единицы ТТР применяют разработанные эталонные генераторы, работа которых основана на аналогичном методе, или создаются условия квазифазового равновесия.

При воспроизведении единицы ТКУ применяются разработанные эталонные генераторы на методе фазового равновесия. При давлении в рабочей камере (камере измерителя ТКУ) P_K , равном давлению в устройстве насыщения P_H , ТКУ T_K численно равна температуре насыщения T_H . Это условие выполняется при высоком давлении, когда перепадом давления по газовому тракту можно пренебречь. При приближении давления газа в системе «устройство насыщения – измеритель ТКУ» к атмосферному процесс реализации фазового равновесия перестаёт быть изобарическим. Температура конденсации углеводородов определяется соотношением

$$T_K = T_H - \Delta T_{H-K},$$

где ΔT_{H-K} – поправка, учитывающая изменение температуры конденсации из-за перепада давления $\Delta P = P_H - P_K$ между устройством насыщения генератора и камерой измерителя ТКУ, подключённого к выходу генератора.

Отличие температуры конденсации углеводородов на выходе генератора от температуры устройства насыщения можно учесть, усовершенствовав уравнение состояния Пенга-Робинсона [8, 9], описывающее состояние углеводородных смесей, принимая во внимание условия конкретной задачи.

В результате преобразований вычислим поправку

$$\Delta T_{H-K} = (0,138694358 + 0,1227640892 \cdot 10^{-2} T_H + 0,4145627555 \cdot 10^{-6} T_H^2 - 0,7610867581 \cdot 10^{-7} T_H^3 + 1,805688854 \cdot 10^{-10} T_H^4 + 0,64683664 \cdot 10^{-10} T_H^5) \Delta P.$$

Конструкция ГЭТ 151-2020. Применяемые методы измерений, структурная схема, конструктивное исполнение измерительных установок и метрологические характеристики ГЭТ 151-2014 приведены в [10–12]. В состав ГЭТ 151-2020 дополнительно включён комплекс воспроизведения ТТР и ТКУ, состоящий из четырёх эталонных генераторов, воспроизводящих упомянутые единицы величин при абсолютном давлении рабочего газа $1 \cdot 10^2$ – $3,1 \cdot 10^4$ кПа. В качестве источника газа в разработанных генераторах можно использовать как чистый азот, так и газовые смеси, в том числе на основе горючих углеводородных газов.

Для обеспечения питания ГЭТ 151-2020 азотом высокого давления смонтирована азотная станция, способная отделять азот чистотой не менее 99,95 % из воздуха и закачивать его в ресиверы общим объёмом 160 л при избыточном абсолютном давлении не более 30 МПа. Возможность питания эталонных генераторов горючими газами повлекла за собой необходимость подготовки специальных помещений и реализацию средств обеспечения взрывобезопасности.

Внешний вид средств измерений и технологического оборудования представлен на сайте ВНИИФТРИ³.

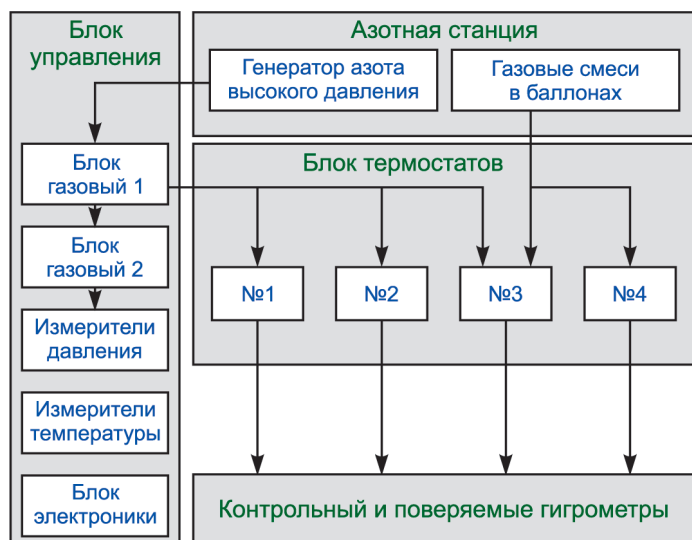
На рисунке приведена структурная схема введённого в состав ГЭТ 151-2020 аппаратного комплекса, позволяющего воспроизводить единицу ТТР (в том числе при наличии углеводородов) при высоких давлениях и единицу ТКУ. В состав комплекса воспроизведения ТТР и ТКУ входят: блок термостатов (термостаты №№ 1–4), блок управления термостатами, набор контрольных гигрометров и азотная станция для генерирования рабочего газа.

В соответствии со структурной схемой рабочий газ подаётся из азотной станции в блок регулировки давления, в котором задаются значения давления газа, поступающего в линии питания генераторов ТТР и ТКУ, системы управления пневмоклапанами и технологическую линию (продувка магистрали сброса углеводородных газов, проверка герметичности пневматических узлов и элементов эталона, продувка и осушка контрольных и поверяемых гигрометров).

В состав ГЭТ 151-2020 также включено следующее измерительное оборудование: барометр образцовый БОП-1М-3; модули давления эталонные Метран-518 (12 шт.); многоканальный прецизионный измеритель температуры МИТ-8.15; блоки регулирования температуры погружные циркуляционные М34, отвечающие за поддержание заданной температуры в термостатах генераторов. Управление клапанами осуществляет микроконтроллерный коммутационный

³ ГЭТ 151-2020. Государственный первичный эталон единиц относительной влажности газов, молярной (объёмной) доли влаги, температуры точки росы/иней, температуры конденсации углеводородов. URL: <https://www.vniiftri.ru/standards/teplofizicheskie-i-temperaturnye-izmereniya-perv/ get-151-2020-gosudarstvennyy-pervichnyy-etalon-edinit-otnositelnoy-vlazhnosti-gazov-molyarnoy-obemny/> (дата обращения: 05.08.2022).

модуль ОВЕН. Преобразователями температуры в сатураторах/сепараторах являются термометры сопротивления эталонные ПТСВ-2К-1. Аппаратные шумы при измерении температуры не превышают 0,001 °С.



Структурная схема комплекса воспроизведения температуры точки росы/иней и температуры конденсации углеводородов из состава ГЭТ 151-2020

Block diagram of the complex for reproducing the dew point/frost temperature and the condensation temperature of hydrocarbons from the composition of GET 151-2020

Таблица 1

Основные составляющие неопределённостей, %, при воспроизведении относительной влажности при рабочей температуре –60 °С и +90 °С

Источник неопределённости	φ, %	
	5	98
Рабочая температура –60 °С		
Температура	0,01	0,06
Давление насыщения	0,01	0,03
Расчёт повышающего коэффициента	0,02	0,00
Неопределённость:		
по типу В	0,03	0,06
по типу А	0,05	0,05
суммарная стандартная	0,06	0,08
расширенная (k = 2)	0,12	0,16
Рабочая температура +90 °С		
Температура	0,003	0,05
Давление насыщения	0,006	0,03
Расчёт повышающего коэффициента	0,003	0,001
Неопределённость:		
по типу В	0,007	0,06
по типу А	0,05	0,05
суммарная стандартная	0,05	0,08
расширенная (k = 2)	0,12	0,15

Задание режимов работы генераторов, сбор и обработка измерительной информации происходят под управлением оператора с помощью персонального компьютера с клавиатуры и (или) дублирующего сенсорного экрана.

Конструктивно генераторы выполнены на базе жидкостных термостатов. В полезном объёме термостатов размещены сатураторы/сепараторы. В сатураторах/сепараторах достигается фазовое равновесие между газообразной и жидкой фазой влажного газа (углеводородного газа) при заданных давлении газа и температуре термостатирования. Внешний вид термостатируемых устройств насыщения, применяемых в генераторах, представлен на сайте ВНИИФТРИ.

Блоки измерения давления включают в себя набор эталонных многопредельных модулей давления Метран-518, коммутируемых программно от персонального компьютера пневматической системой генераторов с помощью пневмоуправляемых клапанов.

Управление разработанным для ГЭТ 151-2020 оборудованием осуществляется с помощью программно-аппаратного комплекса «ЭТАЛОН 2019». Программно-аппаратный комплекс состоит из нескольких компонентов (программа-сервер и программы-клиенты), взаимодействие между которыми реализовано средствами TCP-соединения. Программное обеспечение создано в среде C++ Builder XE8. Ядро системы – программа «Сервер». Она отвечает за аппаратную работу со средствами измерений, входящими в состав ГЭТ 151-2020, и их коммутацию по цифровым последовательным интерфейсам USB, UART, RS-232 и RS-485. Программа «Сервер» открывает TCP-сервер на компьютере, на котором запускаются программы-клиенты для получения всей измерительной информации, а также для передачи управляющих сигналов на исполнительные устройства. Две программы-клиенты «Контроль давления» обеспечивают работу блоков измерения давления в устройстве насыщения и рабочей камере, отвечают за подключение к газовой системе манометра с необходимым пределом измерения и за калибровку нуля шкалы манометров. Четыре расчётных клиентских модуля для каждого эталонного генератора отвечают за задание температуры термостатирования, сбор и расчёт единиц влажности, архивирование измерительной информации.

Результаты. В процессе государственных испытаний ГЭТ 151-2020 подтверждены основные составляющие неопределённостей воспроизведения единиц относительной влажности φ, молярной (объёмной) доли влаги в газе и ТТР (табл. 1–3, где k – коэффициент охвата).

Дополнительно оценены неопределённости воспроизведения единицы температуры конденсации углеводородов, обусловленные следующими составляющими (источниками): погрешностью измерения перепада давления между устройством насыщения и рабочей камерой измерителя температуры конденсации, включающей погрешность измерения и нестабильность давления в устройстве насыщения и рабочей камере измерителя температуры конденсации и неопределённость справочных данных зависимости температуры конденсации компонентов углеводородов от давления;

Таблица 2

Основные составляющие неопределённости, %, при воспроизведении молярной доли влаги при рабочей температуре $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $+90\text{ }^{\circ}\text{C}$

Источник неопределённости	Молярная доля влаги, млн ⁻¹			
	0,6*	10*	4·10 ⁴ **	7·10 ⁵ **
Температура	0,2	0,2	0,1	0,1
Давление насыщения	0,07	0,07	0,07	0,07
Расчёт повышающего коэффициента	0,4	0,003	0,06	0,003
Расчёт давления насыщенного водяного пара	0,2	0,2	0,1	0,1
Неопределённость по типу В	0,5	0,3	0,17	0,16
по типу А	0,3	0,3	0,3	0,3
суммарная стандартная	0,58	0,43	0,35	0,34
расширенная ($k = 2$)	1,2	0,84	0,68	0,67

* Неопределённости приведены для рабочей температуры $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

** Неопределённости приведены для рабочей температуры $+90\text{ }^{\circ}\text{C}$.

погрешностью измерения температуры насыщения/конденсации (температуры термостатирования);

нестабильностью и неравномерностью температуры термостатирования;

неопределённостью эмпирической зависимости (расчётные формулы), учитывающей изменение температуры конденсации из-за перепада давления между устройством насыщения/конденсации и рабочей камерой измерителя;

неполнотой насыщения (или перенасыщения) газа углеводородами.

Неопределённость воспроизведения ТКУ в результате измерения перепада давления между устройством насыщения и рабочей камерой измерителя температуры конденсации, подключаемого к выходу эталонного генератора, возрастает с понижением давления и достигает максимального значения при давлении, близком к атмосферному. Погрешность измерения давления в устройстве насыщения/конденсации и рабочей камере определяется погрешностями используемых преобразователей избыточного давления и барометра. Для измерения избыточного давления в устройстве насыщения/конденсации и рабочей камере используются многопределные модули давления эталонные Метран-518 (погрешность не более $\pm 0,03\%$ при избыточном давлении 10 кПа) и барометр БОП-1М-3 (погрешность не более $\pm 0,01\%$). Атмосферное давление измеряется одним эталонным барометром, и на результат расчёта перепада давления погрешность барометра не влияет. Использование нескольких многопределных модулей давления эталонных Метран-518, перекрывающих весь диапазон давления в устройстве насыщения/конденсации и рабочей камере, позволяет измерять давление с относительной погрешностью не более $\pm 0,05\%$, а перепад давления – с относительной погрешностью не более $\pm 0,07\%$.

Нестабильность давления определяется нестабильностью применяемых редукторов и в установившемся режиме работы генератора достигает при низких давлениях максимальных значений $\pm 0,1\%$.

В соответствии с ГОСТ Р 8.938-2017⁴ неопределённость справочных данных зависимости температуры конденсации компонентов углеводородов (например, пропана) от давления в области температуры конденсации от $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ не превышает 0,06 %.

Суммарная относительная погрешность перепада давления с учётом нестабильности давления и неопределённости табличных значений давления насыщения не превышает $\pm 0,12\%$. Для рассматриваемых условий измерений неопределённость воспроизведения ТКУ составит не более 0,004 %.

Температурная составляющая неопределённости включает погрешность измерения температуры термостатирования, нестабильность и неравномерность температуры. В свою очередь,

Таблица 3

Основные составляющие неопределённости, $^{\circ}\text{C}$, при воспроизведении ТТР

Источник неопределённости	ТТР, $^{\circ}\text{C}$	
	-120	$+90$
Температура насыщения	0,002	0,001
Давление насыщения	0,0005	0,0005
Давление рабочей камеры	0,0005	0,0001
Расчёт давления насыщенного водяного пара:		
в устройстве насыщения	0,002	0,00005
в рабочей камере	0,002	0,00005
Расчёт повышающего коэффициента:		
в устройстве насыщения	0,004	0,0001
в рабочей камере	0,0004	0,0001
Неопределённость:		
по типу В	0,03	0,02
по типу А	0,05	0,05
суммарная	0,06	0,056
расширенная ($k = 2$)	0,12	0,11

погрешность измерения температуры включает погрешности измерительного преобразователя и вторичного устройства. Используемые для измерения температуры насыщения термометры сопротивления ПТСВ-2К-1 имеют абсолютную погрешность $\pm 0,005\text{ }^{\circ}\text{C}$. Погрешность вторичного измерителя МИТ-8.15 в диапазоне температур $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ не превышает $\pm 0,004\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для термостатирования устройств насыщения/конденсации применены жидкостные термостаты КРИО-МТ-07, имеющие неравномерность температурного поля в рабочем объёме не более $\pm 0,02\text{ }^{\circ}\text{C}$ при нестабильности температуры не более $\pm 0,01\text{ }^{\circ}\text{C}$. Таким образом, суммарная температурная составляющая неопределённости единицы ТКУ не превышает 0,025 $^{\circ}\text{C}$.

⁴ ГОСТ Р 8.938-2017. ГСИ. Национальный стандарт. Стандартные справочные данные. Пропан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температуре от 86 К до 700 К и давлении до 100 МПа.

Таблица 4

Основные составляющие неопределённости, °С, при воспроизведении ТКУ

Источник неопределённости	Температура конденсации, °С	
	–60	+30
Температура насыщения/конденсации	0,025	0,025
Перепад давления по газовой линии	0,004	0,004
Эмпирические данные	0,001	0,001
Недоконденсация	0,030	0,010
Неопределённость по типу В ТКУ	0,04	0,03
Неопределённость по типу А ТКУ	0,05	0,05
Суммарная неопределённость ТТР	0,07	0,06
Расширенная неопределённость ТКУ ($k=2$)	0,13	0,11

Таблица 5

СКО результатов измерений при воспроизведении ТТР, °С

$T_n, ^\circ\text{C}$	$p_n, \text{кПа}$	$p_a, \text{кПа}$	$p_k, \text{кПа}$	$T_{\text{ТТР}} \pm S(T_{\text{ТТР}}), ^\circ\text{C}$
–59,882	31,7474	96,585	26,4091	–60,185±0,001
–55,042	146,694	96,944	146,981	–55,033±0,001
–49,951	86,2617	95,662	79,5921	–50,250±0,001
–39,817	126,206	95,908	114,486	–40,291±0,003
–20,160	111,873	97,117	105,180	–20,496±0,001
–11,139	39,1129	96,630	0,00118	–14,863±0,002
5,100	0,13068	96,526	0,00194	5,081±0,005
17,905	8600,83	96,976	8601,59	17,906±0,001
29,880	2663,62	96,755	2664,01	29,882±0,001

Теоретический расчёт используемых конструкций в устройстве насыщения, трёхступенчатая система насыщения, а также экспериментальные исследования показывают, что составляющая неопределённости, обусловленная неполнотой насыщения (конденсации), на порядок меньше остальных составляющих. Выполнены экспериментальные исследования при давлениях рабочего газа в диапазоне $1 \cdot 10^2$ – $3,1 \cdot 10^4$ кПа и температурах –60...+30 °С. Тепломассообменные процессы наиболее замедленны в нижней части указанного температурного диапазона. Исследования показали, что изменение температуры конденсации при увеличении расхода газа от 3 до 5 л/мин приводит к изменению температуры конденсации не более 0,05 °С.

Таким образом, составляющая неопределённости ТКУ ΔT_k , вызванная неопределённостью поправок на систематические эффекты, определяется формулой

$$\Delta T_k = \sqrt{\Delta T_p + \Delta T_t + \Delta T_f + \Delta T_{\text{нас}}},$$

где ΔT_p – составляющая неопределённости, обусловленная погрешностью измерения перепада давления между

Таблица 6

СКО результатов измерений при воспроизведении ТКУ, °С

$T_n, ^\circ\text{C}$	$p_n, \text{кПа}$	$p_a, \text{кПа}$	$p_k, \text{кПа}$	$T_{\text{ТКУ}} \pm S(T_{\text{ТКУ}}), ^\circ\text{C}$
–50,438	31,3545	96,691	25,1604	–50,824±0,004
–49,922	2485,29	96,807	2485,00	–49,990±0,001
–40,252	31,2621	96,356	24,8841	–40,687±0,001
–15,010	2669,41	96,755	2669,64	–14,981±0,005
29,944	2489,60	96,806	2489,24	30,006±0,001

устройством насыщения и измерителем; ΔT_t – составляющая неопределённости, обусловленная погрешностью измерения и стабильностью температуры; ΔT_f – составляющая неопределённости, обусловленная неопределённостью оценки поправки к температуре конденсации в результате перепада давления (погрешность формулы); $\Delta T_{\text{нас}}$ – составляющая неопределённости, обусловленная степенью достижения состояния насыщения.

Основные составляющие неопределённости при воспроизведении ТКУ представлен в табл. 4.

В процессе исследования метрологических характеристик эталонных генераторов ТТР и ТКУ определяли среднеквадратическое отклонение (СКО) результатов измерений при воспроизведении ТТР и ТКУ при высоких давлениях по измерениям следующих характеристик (количество независимых измерений $n=15$): температуры термостатирования; давления в устройстве насыщения; давления в рабочей камере контрольного гигрометра; атмосферного давления. Результаты расчётов приведены в табл. 5, 6, где T_n – температура насыщения, p_n – давление насыщения, p_a – атмосферное давление, p_k – давление в рабочей камере, $T_{\text{ТТР}} \pm S(T_{\text{ТТР}})$, $T_{\text{ТКУ}} \pm S(T_{\text{ТКУ}})$ – значения ТТР и ТКУ, воспроизводимые с учётом СКО, соответственно.

СКО при воспроизведении ТТР не превышает 0,05 °С.

СКО при воспроизведении ТКУ не превышает 0,05 °С.

Применённые в ГЭТ 151-2020 технические решения и методы воспроизведения единиц влажности и ТКУ обеспечили его метрологические характеристики, приведённые в табл. 7, где НСП – неисключённая систематическая погрешность при доверительной вероятности $P=0,99$.

Закключение. Утверждение ГЭТ 151-2020 повлекло за собой необходимость пересмотра государственной поверочной схемы (ГОСТ 8.547-2009⁵). Результатом доработки государственной поверочной схемы стало метрологическое обеспечение новой единицы – ТКУ и переработка механизмов передачи единиц влажности: относительной влажности, молярной (объёмной) доли влаги и ТТР. В 2022 г. взамен ГОСТ 8.547-2009 утверждена Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов⁶.

⁵ ГОСТ 8.547-2009. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов.

⁶ Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15.12.2021 г. № 2885 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов».

Таблица 7

Метрологические характеристики ГЭТ 151-2020

Характеристика воспроизводимой величины	Относительная влажность	Молярная (объемная) доля	ТТР		ТКУ
Диапазон значений	5–98 %	$0,1-7 \cdot 10^5$ млн ⁻¹	–120...–60 °C	–60...+90 °C	–60...+30 °C
СКО ($n=15$)	0,05 %	0,3 %	0,05 °C	0,05 °C	0,05 °C
НСП ($P=0,99$)	0,1–0,2 %	0,13–1,4 %	<0,12 °C	0,04–0,08 °C	0,11–0,14 °C
Стандартная неопределённость: по типу А по типу В	0,05 % 0,04–0,08 %	0,3 % 0,05–0,6 %	0,05 °C 0,02–0,05 °C	0,05 °C 0,02–0,05 °C	0,05 °C 0,05–0,08 °C
Суммарная стандартная неопределённость	0,06–0,1 %	0,3–0,65 %	0,05–0,06 °C	0,05–0,06 °C	0,07–0,09 °C
Расширенная неопределённость ($k=2$)	0,13–0,2 %	0,7–1,3 %	0,11–0,12 °C	0,11–0,12 °C	0,14–0,19 °C
Рабочая температура воспроизведения величин, °C	–80...+90	–100...+90	–120...+90	–120...+90	–60...+30
Абсолютное давление газа при воспроизведении величин, кПа	$1 \cdot 10^2-2,6 \cdot 10^3$	$1 \cdot 10^2-2,6 \cdot 10^3$	$1 \cdot 10^2-3,1 \cdot 10^4$	$1 \cdot 10^2-3,1 \cdot 10^4$	$1 \cdot 10^2-3,1 \cdot 10^4$

Таким образом, применение ГЭТ 151-2020 и введение в действие актуализированной государственной поверочной схемы позволяют:

сократить неопределённость результатов измерений СИ ТКУ и ТТР;

повысить достоверность контроля параметров природного газа высокого давления при его переработке и транспортировании;

создать экспериментальную базу для получения государственных справочных данных о физических свойствах углеводородных газов в широком диапазоне давления и температуры;

повысить достоверность контроля параметров технологических газов при производстве чистых веществ и препаратов в химической промышленности, микроэлектронике, индустрии наносистем;

проводить испытания с целью утверждения типа отечественных и зарубежных СИ ТКУ и ТТР с учётом влияющих факторов, максимально приближенных к условиям их эксплуатации;

повысить инвестиционную активность отечественных разработчиков СИ ТКУ и ТТР в вопросах импортозамещения.

Список источников

1. Дубовиков Н. И., Соков И. А., Подмурная О. А. О метрологических возможностях генератора влажного газа на методе двух давлений // Измерительная техника. 1985. № 7. С. 55–56.
2. Деревягин А. М., Деревягин Г. А., Селезнев С. В. Актуальность и проблемы измерения температуры конденсации углеводородов в природном газе // Газовая промышленность. 2017. № 10(759). С. 64–68. EDN: <https://www.elibrary.ru/ZQJKQN>
3. Лыков А. Г., Деревягин А. М., Селезнев С. В. Анализатор точек росы по водным фазам и тяжелым углеводородам HYGROVISION-BL // Газовая промышленность. 2012. № S(680). С. 79–83. EDN: <https://elibrary.ru/SZWOUF>

4. Истомин В. А., Смирнов В. В., Бахметьев П. И., Донских Б. Д., Крашенников С. В., Макинский А. А. Анализ нормативных документов по расчетам влагосодержания и точки росы природного газа // Газовая промышленность. 2008. № 12(625). С. 22–26. EDN: <https://elibrary.ru/JWWCYF>

5. Донских Б. Д., Истомин В. А., Степанов С. А. Экспериментальное исследование равновесного содержания паров воды в метане при температурах от 233,15 до 293,15 К и давлениях до 12,5 МПа // Газовая промышленность. 2021. № 10(822). С. 72–80. EDN: <https://elibrary.ru/HQHRBI>

6. Крашенников С. В., Донских Б. Д., Донских В. Н., Елистратов А. В., Макинский А. А., Крушневич В. Т. Оперативный метод определения концентрации воды в гликолях, используемый при подготовке природного газа к транспорту // Наука и техника в газовой промышленности. 2006. № 4(27). С. 55–58. EDN: <https://elibrary.ru/JZBRXT>

7. Донских Б. Д., Истомин В. А., Крашенников С. В., Макинский А. А. Экспериментальные исследования влагосодержания природного газа при равновесиях с конденсированными водными фазами // Вести газовой науки: научно-технический сборник 2011. № 2(7). С. 193–206. EDN: <https://elibrary.ru/RTWYYD>

8. Peng D. Y., Robinson D. B., *Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals*, 1976, vol. 15, pp. 59–64. <https://doi.org/10.1021/i160057a011>

9. Фаловский В. И., Хорошев А. С., Шахов В. Г. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2011. Т. 13. № 4. С. 120–125. EDN: <https://elibrary.ru/OOROPP>

10. Анашко А. А., Винге А. Ф., Винге М. А., Морозов С. А. Метрологические возможности Государственного первичного эталона единиц относительной влажности газов, молярной (объемной) доли влаги, температуры точки росы/иней

ГЭТ 151-2014 // Измерительная техника. 2017. № 2. С. 3–6. EDN: <https://elibrary.ru/XXMAQZ>

11. Винге А. Ф., Винге М. А., Подмurnая О. А., Скрыбиков Н. П., Егоров В. Н. Государственный первичный эталон единиц относительной влажности газов, молярной (объемной) доли влаги, температуры точки росы/иней ГЭТ 151-2014 // Измерительная техника. 2016. № 7. С. 3–8. EDN: <https://elibrary.ru/WMCFKD>

12. Dubovikov N. I., Podmurnaya O. A., Skryabikov N. I., Sokov I. A., Vinge A. F., *International Journal of Thermophysics*, 2016, vol. 37, 49. <https://doi.org/10.1007/s10765-015-2014-0>

References

1. Dubovikov N. I., Podmurnaya O. A., Sokov I. A., *Measurement Techniques*, 1985, vol. 28, pp. 670–673. <https://doi.org/10.1007/BF00862176>

2. Derevyagin G. A., Derevyagin A. M., Seleznev S. V., Topicality and Problems of Measuring the Hydrocarbon Condensation Temperature in Natural Gas, *GAS Industry of Russia*, 2017, no. 10, pp. 64–68. (In Russ.) EDN: <https://elibrary.ru/ZQJKQN>

3. Lykov A. G., Derevyagin A. M., Seleznev S. V., Dew Point Analyzer for water phases and heavy hydrocarbons HYGROVISION-BL, *GAS Industry of Russia*, 2012, no. S(680), pp. 79–83. (In Russ.) EDN: <https://elibrary.ru/SZWOUF>

4. Istomin V. A., Smirnov V. V., Bahmet'ev P. I., Donskih B. D., Krashennikov S. V., Makinskiy A. A., Analysis of regulatory documents on calculations of moisture content and dew point of natural gas, *GAS Industry of Russia*, 2008, no. 12(625), pp. 22–26. (In Russ.) EDN: <https://elibrary.ru/JWWCYF>

5. Donskikh B. D., Istomin V. A., Stepanov S. A., Experimental research on the equilibrium water vapor content in methane within the

temperature range of 233.15–293.15 K and pressure up to 12.5 MPa, *GAS Industry of Russia*, 2021, no. 10(822), pp. 72–80. (In Russ.) EDN: <https://elibrary.ru/HQHRBI>

6. Krashennikov S. V., Donskikh B. D., Donskikh V. N., Elistratov A. V., Makinskiy A. A., Krushnevich V. T., An operational method for determining the concentration of water in glycols used in the preparation of natural gas for transport, *Science and Technology in the Gas Industry*, 2006, no. 4(27), pp. 55–58. (In Russ.) EDN: <https://elibrary.ru/JZBRXT>

7. Donskikh B. D., Istomin V. A., Krashennikov S. V., Makinskiy A. A., Experimental study on moisture content in natural gas at equilibria with condensed water phases, *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*, 2011, no. 7(2), pp. 193–206. (In Russ.) EDN: <https://elibrary.ru/RTWYYD>

8. Peng D. Y., Robinson D. B., *Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals*, 1976, vol. 15, pp. 59–64. <https://doi.org/10.1021/i160057a011>

9. Falovsky V. I., Khoroshev A. S., Shakhov V. G., The modern approach to phase-behavior predictions of hydrocarbon systems by means of the Peng-Robinson equation of state, *Izvestia of Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*, 2011, vol. 13, no. 4, pp. 120–125. (In Russ.) EDN: <https://elibrary.ru/OOROPP>

10. Anashko A. A., Vinge A. F., Vinge M. A., Morozov S. A., *Measurement Techniques*, 2017, vol. 60, no. 2, pp. 103–108. <https://doi.org/10.1007/s11018-017-1158-7>

11. Vinge A. F., Vinge M. A., Egorov V. N., Podmurnaya O. A., *Measurement Techniques*, 2016, vol. 59, no. 7, pp. 685–692. <https://doi.org/10.1007/s11018-016-1031-0>

12. Dubovikov N. I., Podmurnaya O. A., Skryabikov N. I., Sokov I. A., Vinge A. F., *International Journal of Thermophysics*, 2016, vol. 37, 49. <https://doi.org/10.1007/s10765-015-2014-0>

Статья поступила в редакцию 27.05.2022; одобрена после рецензирования 11.07.2022; принята к публикации 15.07.2022.
The article was submitted 27.05.2022; approved after reviewing 11.07.2022; accepted for publication 15.07.2022.