ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров попутного нефтяного газа узла коммерческого учёта попутного нефтяного газа на входе Губкинского ГПЗ (I очередь)

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров попутного нефтяного газа узла коммерческого учёта попутного нефтяного газа на входе Губкинского ГПЗ (I очередь) (далее – СИКГ УКУ ПНГ-1) предназначена для измерений количества свободного (попутного) нефтяного газа, поступающего на установку переработки газа №1 (УПГ-1) ОАО «РН-Пурнефтегаз».

Описание средства измерений

Расход свободного (попутного) нефтяного газа (далее – ПНГ) определяют методом переменного перепада давления. Принцип метода состоит в том, что на сужающем устройстве (далее – СУ), установленном в измерительном трубопроводе (далее – ИТ) и создающем местное сужение потока, образуется перепад давления, являющийся функцией расхода измеряемой среды.

В состав СИКГ УКУ ПНГ-1 входит входной коллектор условным проходом (далее – D_y) 1200 мм, блок ИТ, состоящий из трёх ИТ D_y = 700 мм с СУ, выходной коллектор D_y = 1200 мм, система сбора и обработки информации (далее – СОИ) и система контроля и сигнализации загазованности воздуха.

На каждом ИТ установлены:

- устройство сужающее быстросменное БСУ 700/7,5 со смонтированной диафрагмой, выполненной согласно ГОСТ 8.586.1-2005 и ГОСТ 8.586.2-2005;

- измерительный канал разности давлений на базе многопараметрического сенсора MVS 205P (диапазон измерения разности давлений от 0,8 до 19,0 кПа, пределы основной приведённой погрешности ± 0,2 %);

- измерительный канал абсолютного давления на базе многопараметрического сенсора MVS 205P (верхний предел измерений 5,516 МПа, пределы основной приведённой погрешности ± 0,2 %);

- измерительный канал температуры на базе термопреобразователя сопротивления платинового Pt 100 серии 65 класс допуска А по ГОСТ 6651-2009 (пределы измерений от минус 15 до плюс 15 °С, пределы основной абсолютной погрешности ± 0,35 °С);

- линии связи.

СОИ включает в себя щит контроля и управления, щит питания, операторную станцию и принтер и выполнена на базе двух вычислителей расхода – контроллеров измерительных Flo-Boss 407 с программным обеспечением производителя.

СИКГ УКУ ПНГ-1 обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объёмного расхода газа в рабочих и стандартных условиях на каждом ИТ и по узлу в целом;

- автоматическое измерение объёма газа, приведённого к стандартным условиям, на каждом ИТ за расчётный период (час, сутки, месяц);

- сигнализация о превышении предельных значений объёмного расхода газа на каждом ИТ;

- автоматическое измерение абсолютного давления и температуры газа по каждому ИТ;

- визуальный контроль температуры и давления газа;

- обеспечение сигнализации и хранения на операторской станции всех текущих значений аналоговых и дискретных переменных ввода/вывода в течение 12 месяцев;

- ведение и архивирование журнала событий системы, журнала оператора, актов приёма-сдачи газа;

- защита системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа сторонами согласно договору на поставку ПНГ) и механическим опломбированием соответствующих конструктивов и блоков;

- формирование отчётов согласованной формы на бумажном носителе.

Измеряемая среда – свободный (попутный) нефтяной газ плотностью от 0,92 до 1,26 кг/м^3 рабочим абсолютным давлением от 0,18 до 0,25 МПа при температуре от минус 15 до плюс 15 °С.

Компонентный состав и показатели качества измеряемой среды (температура точки росы по влаге и углеводородам) определяются лабораторным методом путём анализа отобранных проб.

Физические свойства ПНГ определяются согласно ГСССД МР 113-03.

Климатическое исполнение СИКГ УКУ ПНГ-1 – УХЛ2 по ГОСТ 15150-69.

Программное обеспечение

СОИ имеет встроенное программное обеспечение (ПО), выполняющее вычислительные операции в соответствии с назначением СИКГ УКУ ПНГ-1 и влияющее на его метрологические характеристики.

ПО обладает идентификационными признаками и имеет защиту от несанкционированного доступа к результатам измерений.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
ПО основного измерительного контроллера «Floboss 407»	Основное ПО W68044	ver.1.13		Emerson FCD
	Программа обсчёта Flow Calc. VNICSMV+H20	v.101	0x2471	CRC32
ПО резервного измерительного контроллера «Floboss 407»	Основное ПО W68044	ver.1.13		Emerson FCD
	Программа обсчёта Flow Calc. VNICSMV+H20	v.101	0x2471	CRC32

Продолжени таблицы 1

1	2	3	4	5
Наименование конфигурационных файлов основного контроллера «Floboss 407»	Основной ukg1_rab.800		2AE821F7	CRC 32
	Резервный ukg1_rez.800		4978A9F2	CRC 32
Наименование конфигурационных файлов контроллеров «ROC809»:	Основной ukg1_ROC800_1.800		1B8D08DB	CRC 32
	Резервный ukg1_ROC800_2.800		1B8D08DB	CRC 32
Наименование ПО операторского интерфейса верхнего уровня	iFIX Plus SCADA Pack 3.5 (900 точек ввода/вывода) фирмы «Intellution» (США), функционирующее в операционной среде Windows XP Professional (SP2)	ver. 3.5		

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «С». Метрологически незначимая часть ПО не оказывает влияния на его метрологически значимую часть.

Метрологические и технические характеристики

Измеряемая среда – свободный (попутный) нефтяной газ плотностью от 0,92 до 1,26 кг/м^3 рабочим абсолютным давлением от 0,18 до 0,25 МПа при температуре от минус 15 до + 15 °С.

Диапазон расходов от 15000 до 312000 м^3/ч;
Минимальный расход по одному измерительному трубопроводу 15000 м^3/ч;
Максимальный расход по одному измерительному трубопроводу 104000 м^3/ч;
Количество измерительных трубопроводов 3;
Минимальное абсолютное давление 0,18 МПа;
Максимальное абсолютное давление 0,25 МПа;
Диаметр измерительного трубопровода 700 мм;
Относительная расширенная неопределённость измерения объёма попутного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям ± 2,1%;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов:
при измерении времени ± 0,1%;
при вычислении объема газа приведенного к стандартным условиям ± 0,05%;
Пределы допускаемой приведенной погрешности при измерении абсолютного давления и перепада давлений ± 0,2%;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры ± 0,35 °С;
Температура окружающего воздуха от минус 55 до плюс 50 °С;
Питание – переменный ток напряжением 220 В ± 10 %.

Все средства измерений, установленные на ИТ, изготовлены во взрывозащищённом исполнении.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКГ УКУ ПНГ-1 штемпелеванием.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ УКУ ПНГ-1 представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Комплектность СИКГ УКУ ПНГ-1

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества попутного нефтяного газа узла коммерческого учёта попутного нефтяного газа на входе Губкинского ГПЗ (I очередь)	1-2006-237	1
Система измерений количества попутного нефтяного газа узла коммерческого учёта попутного нефтяного газа на входе Губкинского ГПЗ (I очередь). Паспорт	1-2006-237-ПС	1
Комплект КД, эксплуатационная и сопроводительная документация на комплектующие изделия	1-2006-237-ОП	1
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества попутного нефтяного газа узла коммерческого учёта попутного нефтяного газа на входе Губкинского ГПЗ (I очередь). Методика поверки	1-2006-237-МП	1

Поверка

осуществляется согласно документу 1-2006-237 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества попутного нефтяного газа узла коммерческого учёта попутного нефтяного газа на входе Губкинского ГПЗ (I очередь). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «Тюменский ЦСМ» 14 января 2013 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

– СИ согласно ПР 50.2.022-99 и ГОСТ 8.586.5-2005;

– манометр грузопоршневой МП-6, диапазон давлений от 0,06 до 0,6 МПа, относительная погрешность ± 0,02 %;

– автоматизированный задатчик избыточного давления «Воздух-1,6», предел измерений до 160 кПа, относительная погрешность ±0,02 %;

– магазин сопротивлений Р 4831, класс точности 0,02;

– термометр цифровой прецизионный DTI-1000, диапазон температур от – 50 до + 400 °С, абсолютная погрешность ± 0,031 °С;

– термостат жидкостный прецизионный переливного типа модели ТПП-1.1, диапазон температур от – 60 до + 300 °С, нестабильность поддержания температуры от ± 0,004 до ± 0,02 °С;

– измеритель-регулятор температуры многоканальный прецизионный МИТ-8.15М, абсолютная погрешность ± $(0{,}001 + 3\cdot10^{-6}\cdot t)$ °С;

– программный комплекс «Расходомер ИСО», версия 1.38.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция. ГСИ. Расход и количество попутного нефтяного газа. Методика измерений на узле коммерческого учёта попутного нефтяного газа на входе Губкинского ГПЗ (I очередь) (Узел коммерчесткого учёта попутного нефтяного газа). Казань, 2006.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к СИКГ УКУ ПНГ-1

1 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».

2 ГОСТ 8.586.2-2005 «ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования».

3 ГОСТ 8.586.5-2005 «ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений.

5 ГСССД МР 113-03 «Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263…500 К при давлениях до 15 МПа».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

торговые и товарообменные операции.

Изготовитель

«Губкинский газоперерабатывающий завод», филиал ОАО «СибурТюменьГаз»,
629830, Тюменская область, Ямало-Ненецкий АО, г. Губкинский,
промзона, Губкинский ГПК,
телефон (3493) 639-210, факс (3493) 639-219; E-mail: qqpk@stq. sibur.ru.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ».
625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88, тел./факс 3452-280084 E-mail: mail@csm72.ru.
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30024-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель Руководителя
Федерального Агентства по техническому
регулированию и метрологии _____ Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013 г.