

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО



Директор ФГУ «Томский ЦСМ»

Ю.П. Мазур

15 " 09 2004г.

<p>Комплексы измерительно-вычислительные «МикроТЭК»</p>	<p>Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>24063-04</u> Взамен № <u>24063-02</u></p>
---	--

Выпускаются по техническим условиям ТУ 4318 – 148 – 20885897 – 2003

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК» (далее комплекс) предназначен для сбора, измерения и обработки сигналов, поступающих с первичных преобразователей расхода, плотности, влагосодержания, вязкости, температуры, давления и перепада давления, входящих в состав систем измерения количества и качества нефти и газа.

Область применения – предприятия нефтегазодобывающей и других отраслей промышленности.

ОПИСАНИЕ

Принцип действия комплекса основан на измерении, обработке и индикации информации, поступающей с первичных преобразователей, согласно заложенным алгоритмам.

Конструктивно комплекс выполнен по блочно-модульному принципу и состоит из:

- модуля процессора (МПР), осуществляющего операции сбора, обработки данных и управления;
- измерительных преобразователей (Блок С7), осуществляющих преобразование частотных, импульсных сигналов в выходной код или измеряемую величину – в количестве до 16 шт.;
- измерительных преобразователей (Блок С9), осуществляющих преобразование токовых сигналов и сигналов с датчиков температуры в выходной код или измеряемую величину – в количестве до 16 шт.;
- блока задания параметров (БЗП), осуществляющего ручной ввод параметров и их просмотр;
- блока инфракрасной гальванической развязки интерфейсных линий, обеспечивающего сопряжение разных типов интерфейсов и предотвращение попадания опасного напряжения на искробезопасные цепи;
- источников питания (ИП), необходимых для питания составных частей комплекса – в количестве до 4 шт.

Комплекс обеспечивает подключение к локальной вычислительной сети АСУ ТП или системе телемеханики посредством CAN-шины и/или посредством последовательного интерфейса RS-232.

Визуализация параметров на верхнем уровне осуществляется с помощью программного обеспечения, поставляемого по отдельному заказу.

Комплекс обеспечивает измерение, вычисление, индикацию, архивирование информации и выдачу в систему телемеханики следующих параметров при учете нефти:

- текущих значений учетных параметров:
 - расхода нефти по каждой измерительной линии, м³/ч;
 - расхода нефти через узел учета нефти (УУН), м³/ч;
 - температуры, давления нефти в каждой измерительной линии и в блоке контроля качества (БКК), °С, МПа;
 - перепада давления на фильтрах, кПа;
 - влагосодержания (при наличии влагомера), %;
 - вязкости нефти (при наличии вискозиметра), сСт;
 - плотности (при наличии поточных плотномеров) при давлении и температуре БКК, а также плотности, приведенной к условиям измерения объема нефти и к 20 °С, кг/м³;
 - к-фактора турбинного расходомера каждой линии, имп/м³;
 - даты и времени;
- средних значений параметров за отчетный период (2 часа, смену, сутки):
 - температуры и давления нефти в каждой измерительной линии и в БКК, °С, МПа;
 - влагосодержания (при наличии влагомера), %;
 - вязкости нефти (при наличии вискозиметра), сСт;
 - плотности нефти (при наличии поточных плотномеров) при давлении и температуре БКК, а также плотности, приведенной к условиям измерения объема нефти и к 20 °С, кг/м³;
 - к-фактора турбинного расходомера каждой линии, имп/м³;
 - накопленных значений параметров за отчетный период (2 часа, смену, сутки):
 - объема брутто нефти в рабочих условиях, прошедшего по каждой измерительной линии, м³;
 - объема брутто нефти в нормальных условиях, прошедшего по каждой измерительной линии и через УУН, м³;
 - массы брутто нефти (при ручном вводе плотности нефти или при наличии поточных плотномеров), прошедшей по каждой измерительной линии и через УУН, т;
 - массы нетто нефти в автоматическом режиме, прошедшей через УУН (при наличии поточных преобразователей содержания воды, солей и механических примесей), т;
 - массы нетто нефти с учетом значений составляющих балласта, вводимых вручную, полученных в аналитической лаборатории (если масса нетто не определена в автоматическом режиме), т;
- нарастающих значений параметров:
 - объема брутто нефти в рабочих условиях, прошедшего по каждой измерительной линии, м³;
 - объема брутто нефти в нормальных условиях, прошедшего по каждой измерительной линии и через УУН, м³;
 - массы брутто нефти (при ручном вводе плотности нефти или при наличии поточных плотномеров), прошедшей по каждой измерительной линии и через УУН, т;
 - массы нетто нефти в автоматическом режиме, прошедшей через УУН (при наличии поточных преобразователей содержания воды, солей и механических примесей), т;
 - массы нетто нефти с учетом значений составляющих балласта, вводимых вручную, полученных в аналитической лаборатории (если масса нетто не определена в автоматическом режиме), т.

Комплекс обеспечивает измерение, вычисление, индикацию и выдачу в систему телемеханики следующих параметров при учете газа методом переменного перепада давления и с вихревого преобразователя расхода:

- расхода газа при нормальных условиях по каждой измерительной линии, м³/ч;
- среднего значения расхода газа за отчетный период при нормальных условиях (1 час, смена, сутки), м³/ч;
- накопленного значения объема газа при нормальных условиях за отчетный период (1 час, смена, сутки) по каждой измерительной линии, м³;
- значение объема газа при нормальных условиях нарастающим итогом по каждой измерительной линии, м³;
- температуры, давления газа в каждой измерительной линии, °С, МПа;
- средних значений температуры, давления газа за отчетный период (1 час, смена, сутки), °С, МПа;
- перепада давления на диафрагме по каждой измерительной линии, кПа;
- частоты с вихревого преобразователя расхода газа, Гц.

Маркировка взрывозащиты - [Ex ia] IС по ГОСТ Р51330.0, ГОСТ Р51330.10.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- 1 Параметры входных сигналов:
- синусоидальные сигналы:
- частота, Гц 1..10 000;
 - амплитуда, В 0,03... 10;
- импульсные сигналы:
- частота повторения, Гц 1..10 000;
 - амплитуда, В 5 – 24;
 - минимальная длительность импульсов, мкс 1;
 - ток, мА, не более 10;
- токовый сигнал:
- диапазон тока, мА 4..20;
- сигналы с датчиков температуры:
- сигнал с первичных преобразователей температуры: ТСП-50, ТСП-100, ТСП-500;
ТСМ-50, ТСМ-100.
- 2 Пределы допускаемой относительной погрешности, %:
- по каналу измерения количества импульсов $\pm 0,05$;
 - по каналу измерения частоты входного сигнала
в диапазоне от 0,01 до 100 % полной шкалы $\pm 0,05$;
 - по каналу измерения тока в диапазоне от 20 до 100 %
полной шкалы $\pm 0,05$;
 - измерения объема и массы нефти и газа при стабильных
значениях входных сигналов $\pm 0,05$.
- 3 Пределы допускаемой абсолютной погрешности
по каналу измерения сигнала с датчика температуры, °С $\pm 0,1$.
- 4 Параметры дискретных входных сигналов, В:
- уровень логического «0» 0 – 6;
 - уровень логической «1» 12 – 24.
- Параметры дискретных выходных сигналов:
- напряжение коммутации, В $30 \pm 3 \%$;
 - ток не более, А 1.
- 5 Средство отображения информации
Жидкокристаллический индикатор синтезирующий (ЖКИ):
- количество символов в строке, не менее 20;
 - количество строк 4.
- 6 Время готовности комплекса к работе после включения питания, не более 10 с.
- 7 Параметры интерфейсов:
- RS-232:
- соединение «точка-точка»;
 - максимальная скорость обмена, Бод/с 9600;
 - максимальная длина линии связи, м 15;
- CAN :
- максимальная скорость обмена
(при длине шины до 100 м), кБод/с 300;
 - максимальная длина линии связи
(при скорости обмена 50 кБод/с), м 1000.
 - протокол обмена Modbus RTU
- 8 Электропитание - источник переменного тока напряжением 220В±22 В.

9 Значения показателей безотказности и долговечности не менее:

- средняя наработка на отказ, не менее, ч	10 000;
- срок службы, лет	8

10 Условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха, °С	- от +1 до + 50;
- относительная влажность воздуха, %	- 95 при 35 °С, и более низких температурах без конденсации влаги.
- атмосферное давление, мм. рт. ст.	от 630 до 800

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на лицевую панель комплекса типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Наименование	Кол-во	Примеч.
Комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК»	1	
Комплект эксплуатационной документации:		
Формуляр	1	
Руководство по эксплуатации	1	
Методика поверки	1	
Программное обеспечение верхнего уровня	1	по заказу

ПОВЕРКА

Поверка комплекса проводится согласно методике "ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК». Методика поверки" ОФТ. 20.148.00.00.00 МП, утвержденной ВНИИМС 25.11.2002 г. и дополнению к методике ОФТ.20.148.00.00.00 МП1, утвержденному директором ФГУ «Томский ЦСМ».

Основное поверочное оборудование

Наименование средств поверки	Технические характеристики
Генератор импульсов точной амплитуды Г5 – 75	Период повторения импульсов от 0,1 мкс (10МГц) до 9,99 с (0,1 Гц), $\delta_{\text{периода}} = \pm 1 \cdot 10^{-3} \%$
Мегаомметр Ф4101	Диапазон измерений 0- 20000 МОм
Вольтметр В7 - 28	Диапазон измерения пост. напряжения: $\pm (10^{-6} - 1000) \text{ В}$
Частотомер ЧЗ-64	Отн. погрешность по частоте кварцевого генератора в пределах: $\pm 1,5 \cdot 10^{-7}$ (за 30 сут); $\pm 5 \cdot 10^{-7}$ (за 12 мес)
Катушка сопротивления Р331	100 Ом; Класс 0,01; $I_{\text{ном}}=0,032 \text{ А}$, $I_{\text{макс}}=0,1 \text{ А}$;

Межповерочный интервал - 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 51330.0 – Электрооборудование взрывозащищенное. Общие положения

ГОСТ Р 51330.10 – Электрооборудование взрывозащищенное. Искробезопасная электрическая цепь i

МИ 2693-2001 ГСИ. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения

РД 153-39.4-042-99 Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти

ГОСТ 8.563.1 – 97 Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия.

ГОСТ 8.563.2 – 97 Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств.

ГОСТ 8.563.3 – 97 Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Процедура и модуль расчетов. Программное обеспечение.

ГОСТ 30319.0 – 96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

ГОСТ 30319.1 – 96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.

ГОСТ 30319.2 – 96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости

Технические условия ТУ 4318 – 148 – 20885897 – 2003

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип Комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации, согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель: предприятие ООО "НПП Томская электронная компания"

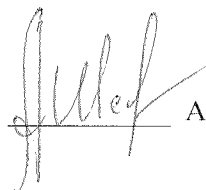
Почтовый адрес: 634034, г. Томск, ул. Белинского, 53

Телефон: 8-(382-2) 55-65-40

Факс: 8-(382-2) 55-56-60

8-(382-2) 63-38-42

Директор
ООО "НПП Томская электронная компания"



А.Н. Шестаков