

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



ЦИ СИ -
УНИИМ

Р.В. Леонов

2005 г.

Сумматоры УУН	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер <u>30344-05</u> Взамен № _____
---------------	---

Выпускаются по техническим условиям ТУ 4218-003-20872624-2003.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Сумматор УУН (далее - сумматор) предназначен для измерения сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей узла учета нефти: влагомера, поточного преобразователя плотности и преобразователя температуры нефти, датчиков счетчиков жидкости турбинных типа «Норд», «Миг», «Турбоквант» и других счётчиков расходомеров (далее - турбинные преобразователи расхода), последующего преобразования полученных данных в расчетные значения объемной доли воды (влажности), плотности, температуры, расхода и объема дегазированной сырой нефти (жидкости), объема нефти (обезвоженной), массы жидкости и массы нетто нефти, отображения, хранения и передачи измерительной информации по стандартной линии связи.

Область применения – организация учета расхода дегазированной сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях.

ОПИСАНИЕ

В состав сумматора входят следующие измерительные каналы:

- четыре канала измерения расхода, обеспечивающих преобразование частотных сигналов от турбинных преобразователей расхода (ТПР) в значения расхода и объема жидкости по каждому каналу;
- канал измерения влажности, обеспечивающий преобразование сигнала постоянного тока по ГОСТ 26.011-80 с выхода влагомера;
- канал измерения плотности, обеспечивающий преобразование сигнала постоянного тока по ГОСТ 26.011-80 с выхода поточного преобразователя плотности;
- канал измерения температуры, обеспечивающий преобразование сигнала термопреобразователя сопротивления типа ТСМ с номинальной статической характеристикой преобразования 50М по ГОСТ 6651-94.

Сумматор в процессе измерений осуществляет автоматический счет и измерение частоты импульсов, поступающих на входы сумматора, измерение параметров рабочей среды и формирование информации о следующих измеряемых величинах:

- расход, $\text{м}^3/\text{ч}$, и объем жидкости, м^3 , по каждому из 4-х каналов сумматора в идентичных рабочих условиях измерений;
- общий объем жидкости, общий объем нефти (обезвоженной) после суммирования по 4-м каналам сумматора, м^3 ;
- массы сырой нефти, массы нетто нефти, вычисляемой по МИ 2693-2001, после суммирования по 4-м каналам сумматора, т;
- плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$;
- температура жидкости, $^{\circ}\text{C}$;
- объемная доля воды в жидкости, %.

Сумматор формирует данные по общему объему и массе нефти в виде нарастающих значений за текущие два часа, сутки, накопительных итогов от момента времени обнуления сумматора до момента просмотра, а также в виде архивов значений объема (массы) за каждые два часа, за каждые сутки последних 30-ти суток. Накапливаемая информация записывается в ОЗУ с резервным питанием, что позволяет сохранять архив при отключенном питании не менее 60 суток.

Для визуального представления информации сумматор имеет жидкокристаллический индикатор.

Сумматор имеет встроенные часы реального времени, которые осуществляют отсчет текущего времени и даты календаря.

Сумматор обеспечивает установку с клавиатуры значений характеристик рабочей среды и внутренних параметров прибора:

- нормирующие коэффициенты для каждого ТПР, $\text{имп}/\text{м}^3$;
- верхний и нижний пределы измерений влагомера, %;
- верхний и нижний пределы измерений поточного преобразователя плотности, $\text{кг}/\text{м}^3$;
- значение влажности по умолчанию (при отсутствии влагомера), %;
- значение плотности по умолчанию (при отсутствии поточного преобразователя плотности), $\text{кг}/\text{м}^3$;
- плотность воды в рабочих условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;
- разность температур жидкости при измерении плотности и объема, $^{\circ}\text{C}$;
- разность давлений жидкости при измерении объема и плотности, МПа;
- коэффициент объемного расширения нефти, $1/^{\circ}\text{C}$;
- коэффициент сжимаемости нефти, $1/\text{МПа}$;
- массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;
- параметр для формирования выходного импульсного сигнала (объем жидкости, объем нефти или масса нефти);
- установка внутренних часов;
- код доступа к режиму установки параметров.

Режим установки значений характеристик рабочей среды и внутренних параметров прибора защищен от несанкционированного доступа четырехзначным цифровым кодом. При отключении питания все параметры хранятся в энергонезависимой памяти не менее 1 года.

Сумматор имеет два пассивных одноэлементных выхода: импульсный выход для формирования количества импульсов, пропорционального приращению нарастающего значения объема или массы нефти, и выход для сигнализации аварийных состояний. Сумматор имеет встроенные интерфейсы: RS-232 для обновления программного обеспечения и RS-485 для реализации стандартного протокола обмена MODBUS при включении в промышленную информационную сеть.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Количество измерительных каналов:	
- расхода	4
- влажности	1
- плотности	1
- температуры	1
Параметры входных частотных сигналов:	
- частота следования импульсов, Гц	от 20 до 3000
- длительность импульсов, мкс, не менее	150
- амплитуда импульса, В	От 0,02 до 12
Диапазон изменения входного сигнала постоянного тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования сигналов от датчика температуры, °C	± 0,1
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности преобразования сигналов от датчика влажности, %	± 0,05*
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности преобразования сигналов от датчика влажности, %, вызванной изменением температуры окружающего воздуха на каждые 10 °C	±0,1
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности преобразования сигналов от поточного преобразователя плотности, кг/м ³	± 0,2*
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности преобразования сигналов от поточного преобразователя плотности, кг/м ³ , вызванной изменением температуры окружающего воздуха на каждые 10 °C	±0,4
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения частоты входного сигнала, %	± 0,05*
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входного частотного сигнала в значение расхода жидкости по каналу, %	± 0,05*
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входного частотного сигнала в значение объема жидкости по каждому ТПР, %	± 0,05*

Продолжение таблицы 1

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных частотных сигналов в значение общего объема жидкости, %	$\pm 0,05^*$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления общего объема нефти (обезвоженной), массы сырой нефти, массы нетто нефти, %	$\pm 0,05^*$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода часов реального времени, с/сут	± 4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности импульсного выхода, ед.счета	± 1
Диапазоны значений расчетных величин**:	
- температура жидкости, °C	от 0 до 100
- объемная доля воды в жидкости, %	от 0 до 100
- плотность жидкости, кг/м ³	от 600 до 1100
- расход жидкости, м ³ /ч	от 0 до 9999
- объем жидкости по каналу, м ³ :	
- за сутки	от 0 до 9999
- накопительный итог	от 0 до 9999999
- общий объем жидкости (нефти), м ³ :	
- за два часа	от 0 до 9999
- за сутки	от 0 до 99999
- накопительный итог	от 0 до 99999999
- масса сырой нефти (масса нетто нефти), т:	
- за два часа	от 0 до 9999
- за сутки	от 0 до 99999
- накопительный итог	от 0 до 9999999
Время измерительного цикла, с	2
<p>* Приведенное значение соответствует стабильным во времени температуре и давлению контролируемой среды, когда отклонения от средних значений не превышают по абсолютной величине 0,2 °C по температуре и 0,1 МПа по давлению. При превышении указанных отклонений значение предела погрешности должно оцениваться в рамках специально разработанной методики выполнения измерений (МВИ) с учетом фактических отклонений температуры и давления контролируемой среды от средних значений</p> <p>**Предел погрешности измерения данной величины должен быть определен в МВИ с учетом погрешностей первичных измерительных преобразователей и условий проведения измерений</p>	

Продолжение таблицы 1

1	2
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	От 5 до 40
- относительная влажность воздуха, % без конденсации влаги	80 при 35 °С
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Нормальное значение температуры окружающего воздуха при эксплуатации сумматора, °С	20±2
Электропитание от сети переменного тока:	220
- номинальное напряжение, В	от 187 до 242
- допускаемые отклонения напряжения, В,	50
- частота, Гц	10
Потребляемая мощность, Вт	200x150x80
Габаритные размеры, мм, не более	2
Масса, кг, не более	1
Класс оборудования по способу защиты от поражения электрическим током по ГОСТ 12.2.007.0	8
Средний срок службы, лет, не менее	20 000
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносят на корпус сумматора путем наклейки полимерной пленки с нанесенным типографским способом текстом и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Таблица 2

Наименование	Обозначение	Кол-во
Сумматор УУН	ТУ 4218-003-20872624-2003	1 шт.
Руководство по эксплуатации	427600.003-00-000 РЭ	1 шт.
Методика поверки	МП 62-263-2003	1 шт.
Свидетельство об упаковке	-	1 шт.

ПОВЕРКА

Поверка производится по документу "ГСИ. Сумматор УУН. Методика поверки" МП № 62 -263-2003, утвержденному ФГУП УНИИМ в сентябре (2005 г.

Перечень основного оборудования, необходимого для поверки:

- мультиметр В7-64/1, КМСИ.411252.024 ТУ;

- катушка электрического сопротивления Р331, ТУ 25-04.3368-78;
- магазин сопротивления Р4831, ТУ 25-04.3919-80;
- источник питания постоянного тока Б5-47, ЕЭ3.233.220 ТУ;
- генератор импульсов точной амплитуды Г5-75, ЕХ3.269.092 ТУ;
- частотомер электронно-счетный ЧЗ-63, ДЛИ 2.721.007 ТО;
- секундомер СОСпр, ТУ 25-1894.003-90.

Межповерочный интервал – один год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

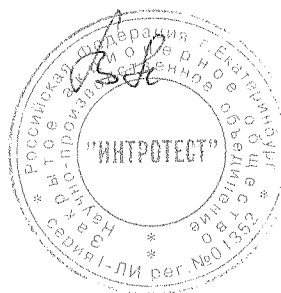
ТУ 4218-003-20872624-2003. Сумматор УУН. Технические условия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип сумматоров УУН утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель ЗАО НПО «ИНТРОТЕСТ»
 Адрес 620086, г. Екатеринбург, ул. Чкалова, 3
 Телефон/факс (343) 374-05-71

Директор
 ЗАО НПО «ИНТРОТЕСТ»



В.И. Мироненко