

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система автоматизированная учёта энергоресурсов ПАО «КМЗ»

#### Назначение средства измерений

Система автоматизированная учёта энергоресурсов ПАО «КМЗ» (далее – система) предназначена для измерений избыточного давления, температуры, объемного расхода, объема, массы, тепловой энергии и интервалов времени.

#### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на измерении физических величин с помощью первичных измерительных преобразователей с последующей обработкой измерительной информации.

Для измерений расхода воды на каждом из трубопроводов установлен первичный измерительный преобразователь – преобразователь расхода воды в числоимпульсный сигнал (датчик расхода).

Для измерений тепловой энергии, параметров теплоносителя на каждом из трубопроводов установлены по три первичных измерительных преобразователя:

- преобразователь расхода теплоносителя в числоимпульсный или частотно-импульсный сигнал (датчик расхода);
- преобразователь температуры теплоносителя в значение электрического сопротивления (датчик температуры);
- преобразователь давления теплоносителя в значение силы постоянного электрического тока (датчик давления).

Сигналы с выходов первичных измерительных преобразователей поступают на соответствующие входы тепловычислителей СПТ. Тепловычислители производят измерения сигналов с выходов первичных измерительных преобразователей, расчет значений требуемых величин по результатам этих измерений, сохранение результатов во внутренней памяти.

Перечень и состав узлов учета системы приведен в таблице 1.

Конструкция системы является многоуровневой с иерархической распределенной обработкой информации:

Нижний уровень (1-й уровень) представлен первичными измерительными преобразователями.

На среднем уровне (2-ом уровне) происходит преобразование непрерывных аналоговых, числоимпульсных и частотно-импульсных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей, в соответствующие значения расхода, давления и температуры теплоносителя и вычисление массы и объема теплоносителя, разности температур и тепловой энергии, вывод значений на экран тепловычислителя, передача измерительной информации на верхний уровень по CSD-каналу.

Верхний уровень (3-й уровень), образованный персональными компьютерами операторов, по CSD-каналу принимает информацию в цифровом виде со среднего уровня в автоматическом режиме и (или) по запросу оператора, обрабатывает её и выводит на экраны.

Верхний уровень также обеспечивает хранение результатов измерений и вычислений, ведение журнала событий.

Синхронизация часов технических средств верхнего уровня системы с национальной шкалой координированного времени UTC осуществляется автоматически от устройства синхронизации времени УСВ-2 (регистрационный номер 41681-10 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №)).

Прикладное программное обеспечение на базе программно-технического комплекса «Энергосфера» обеспечивает формирование информации.

Система в целом позволяет выполнять следующие операции:

- автоматизированный сбор, обработку и хранение величин выработки и потребления тепловой энергии, воды, пара, и сжатого воздуха, поступающих от приборов с точек технического и коммерческого учета;
- расчет балансов выдачи и потребления, определения и снижения технических потерь;
- контроль режимов потребления энергоресурсов для обеспечения надежности снабжения потребителей, отображения полученных данных на мониторах АРМ, формирования и печати отчетных форм;
- осуществление фиксации и хранения информации о состоянии средств измерений;
- создание электронных архивов для долговременного хранения полученной информации;
- передачу информации об потреблении энергоресурсов ПАО «КМЗ» с нарастающим итогом с начала месяца.

Перечень и состав узлов учета системы приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень и состав узлов учета системы

№ п/п	Наименование узла учета	Наименование СИ, входящих в состав измерительных каналов (ИК) узлов учета
1	2	3
1	Ввод пара № 1 (ЦТП)	Тепловычислитель СПТ961 мод. 961.2; рег. № 35477-07
		Трубопровод подающий:
		Расходомер-счетчик вихревой «Ирга-РВ», DN 200; рег. № 26133-03
		Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-001 (Pt100); рег. № 13551-99
		Преобразователь избыточного давления ПД-Р; рег. № 40260-11
2	Ввод пара № 2 (корп. Молодечно)	Тепловычислитель СПТ961 мод. 961.2; рег. № 35477-07
		Трубопровод подающий:
		Расходомер-счетчик вихревой «Ирга-РВ», DN 200; рег. № 26133-03
		Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-001 (Pt100); рег. № 13551-99
		Датчик давления DMP-330L; рег. № 44736-10
3	Пар (корп. ПВА)	Тепловычислитель СПТ961 мод. 961.2; рег. № 35477-12
		Трубопровод подающий:
		Расходомер вихревой «Ирга-РВ», DN 150; рег. № 55090-13
		Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-Н (Pt100); рег. № 17925-04
		Преобразователь избыточного давления ПД-Р; рег. № 40260-11
		Трубопровод подающий:
		Расходомер-счетчик вихревой «Ирга-РВ», DN 100; рег. № 26133-03
		Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-Н (Pt100); рег. № 17925-04
		Преобразователь избыточного давления ПД-Р; рег. № 40260-11
		Трубопровод обратный:
		Расходомер-счетчик вихревой «Ирга-РВ», DN 100; рег. № 26133-03
		Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-Н (Pt100); рег. № 17925-04
		Преобразователь давления измерительный СДВ; рег. № 28313-11

Продолжение таблицы 1

1	2	3
4	ГВС (корп. ПВА)	<p>Тепловычислитель СПТ961 мод. 961.2; рег. № 35477-12</p> <p>Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой мало-потребляющий ДРК-ВМ, DN 32; рег. № 24425-03 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСРР 001-01; рег. № 41892-09</p> <p>Трубопровод обратный: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой мало-потребляющий ДРК-ВМ, DN 32; рег. № 24425-03 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСРР 001-01; рег. № 41892-09</p>
5	Пар (корп. 58А)	<p>Тепловычислитель СПТ961; рег. № 17029-03</p> <p>Трубопровод подающий: Расходомер-счетчик вихревой «Ирга-РВ», DN 50; рег. № 26133-03 Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСР-Н (Pt100); рег. № 17925-04 Преобразователь давления измерительный СДВ; рег. № 28313-11</p>
6	ГВС (корп. 58А)	<p>Тепловычислитель СПТ961; рег. № 17029-03</p> <p>Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой мало-потребляющий ДРК-ВМ, DN 32; рег. № 24425-03 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСРР 001; рег. № 41892-09</p> <p>Трубопровод обратный: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой мало-потребляющий ДРК-ВМ, DN 32; рег. № 24425-03 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСРР 001; рег. № 41892-09</p>
7	ПВ, ЦТП (котельная № 4)	<p>Тепловычислитель СПТ961; рег. № 17029-03</p> <p>Трубопровод подающий: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 400; рег. № 20003-05 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСРР 001; рег. № 13550-99 Датчик давления DMP-330L; рег. № 44736-10</p> <p>Трубопровод обратный: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 400; рег. № 20003-05 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСРР 001; рег. № 13550-99 Датчик давления DMP-330L; рег. № 44736-10</p>

Продолжение таблицы 1

1	2	3
8	ПВ (корп. ПВА)	<p>Тепловычислитель СПТ961М; рег. № 23665-02</p> <p>Трубопровод подающий: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 273; рег. № 20003-05 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСР 001; рег. № 13550-99 Датчик давления DMP-330L; рег. № 44736-10</p> <p>Трубопровод обратный: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 159; рег. № 20003-05 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСР 001; рег. № 13550-99 Датчик давления DMP-330L; рег. № 44736-10</p> <p>Трубопровод обратный: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 273; рег. № 20003-05 Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСР-001 (Pt100); рег. № 13551-99 Датчик давления DMP-330L; рег. № 44736-10</p>
9	ТС (корп. ПВА)	<p>Тепловычислитель СПТ961М; рег. № 23665-02</p> <p>Трубопровод подающий: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 159; рег. № 20003-05 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСР 001; рег. № 13550-99 Датчик давления DMP-330L; рег. № 44736-10</p> <p>Трубопровод обратный: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 159; рег. № 20003-05 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСР 001; рег. № 13550-99 Датчик давления DMP-330L; рег. № 44736-10</p>
10	ТС (корп. 58А)	<p>Тепловычислитель СПТ961; рег. № 17029-03</p> <p>Трубопровод подающий: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 102; рег. № 20003-05 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСР 001; рег. № 13550-99</p> <p>Трубопровод обратный: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 102; рег. № 20003-05 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСР 001; рег. № 13550-99</p>
11	Вентиляция (корп. 58А)	<p>Тепловычислитель СПТ961; рег. № 17029-03</p> <p>Трубопровод подающий: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 169; рег. № 20003-05 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСР 001; рег. № 13550-99 Датчик давления DMP-330L; рег. № 44736-10</p> <p>Трубопровод обратный: Датчик расхода воды корреляционный ДРК-3, DN 169; рег. № 20003-05 Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСР 001; рег. № 13550-99 Датчик давления DMP-330L; рег. № 44736-10</p>

Продолжение таблицы 1

1	2	3
12	Ввод ХВС № 1 (корп. III)	Тепловычислитель СПТ961 мод. 961.2; рег. № 35477-07
		Трубопровод подающий: Датчик расхода воды корреляционный ДПК-3, DN 300; рег. № 20003-00
13	Ввод ХВС № 2 (корп. 2)	Тепловычислитель СПТ961 мод. 961.2; рег. № 35477-07
		Трубопровод подающий: Датчик расхода воды корреляционный ДПК-3, DN 300; рег. № 20003-00
14	ХВС (корп. ПВА, 58А)	Тепловычислитель СПТ961 мод. 961.2; рег. № 35477-07
		Трубопровод подающий: Датчик расхода воды корреляционный ДПК-3, DN 150; рег. № 20003-05
15	Скважина № 1	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
16	Скважина № 2	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
17	Скважина № 2р	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
18	Скважина № 3	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
19	Скважина № 4	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
20	Скважина № 4р	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
21	Скважина № 5	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
22	Скважина № 7	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
23	Скважина № 8	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03

Продолжение таблицы 1

1	2	3
24	Скважина № 9	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
25	Скважина № 10	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
26	Скважина № 11	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
27	Скважина № 12	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
28	Скважина № 13	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
29	Скважина № 14	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03
30	Скважина № 15	Тепловычислитель СПТ943 мод. 943.1; рег. № 28895-05
		Трубопровод подающий: Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопо- требляющий ДПК-ВМ, DN 100; рег. № 24425-03

В системе предусмотрены защита от несанкционированного доступа к данным и сохранность данных при отключении электропитания.

Пломбирование системы проводится путем пломбирования клеммных сборок информационных электрических цепей, пломбирование клеммных сборок тепловычислителей; пломбирование клеммных сборок компьютера сервера.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы состоит из встроенного и внешнего ПО. Встроенным является ПО средств измерений утвержденного типа, входящих в состав системы. Идентификационные данные метрологически значимого встроенного ПО представлены в описаниях типа средств измерений системы.

Внешнее ПО системы представлено программным комплексом «Энергосфера 8.0».

Внешнее ПО не разделено на метрологически значимое и незначимое, поэтому все внешнее ПО является метрологически значимым.

Идентификационные данные метрологически значимого внешнего ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные метрологически значимого внешнего ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe
	ControlAge.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	8.1.6.9213
	8.1.5.4713
Цифровой идентификатор ПО	9041d3fcdf825b2321b39d407062c35b
	0db8a2543f8a2f2c863c96c36e80802d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики системы приведены в таблице 3.

Основные технические характеристики системы приведены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Ввод пара № 1 (ЦТП)	По-дающий	1	Объемный расход	от 4 до 16000 м <sup>3</sup> /ч	±1,1 % в диапазоне от 5 до 100 % ДИ (δ) ±1,6 % в диапазоне от НПИ до 5 % ДИ (δ)
		2	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±0,6 % (γ)
		3	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		4	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,1 % в диапазоне от 5 до 100 % ДИ (δ) ±1,6 % в диапазоне от НПИ до 5 % ДИ (δ)
		5	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)
Ввод пара № 2 (корп. Молодечно)	По-дающий	1	Объемный расход	от 4 до 16000 м <sup>3</sup> /ч	±1,1 % в диапазоне от 5 до 100 % ДИ (δ) ±1,6 % в диапазоне от НПИ до 5 % ДИ (δ)
		2	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±0,6 % (γ)
		3	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		4	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,1 % в диапазоне от 5 до 100 % ДИ (δ) ±1,6 % в диапазоне от НПИ до 5 % ДИ (δ)
		5	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)

Продолжение таблицы 3

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	
Пар (корп. ПВА)	По- дающий	1	Объемный расход	от 4 до 16000 м <sup>3</sup> /ч	±1,1 % (δ)	
		2	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±0,8 % (γ)	
		3	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)	
	По- дающий	4	Объемный расход	от 4 до 16000 м <sup>3</sup> /ч	±1,1 % (δ)	
		5	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±0,8 % (γ)	
		6	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)	
	Обрат- ный	7	Объемный расход	от 4 до 16000 м <sup>3</sup> /ч	±1,1 % (δ)	
		8	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±0,9 % (γ)	
		9	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)	
			10	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,1 % (δ)
			11	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)
ГВС (корп. ПВА)	По- дающий	1	Объемный расход	от 0,5 до 20 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при Q ≥ 1 м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,0 % при (0,5 ≤ Q < 1) м <sup>3</sup> /ч (δ)	
		2	Температура	от 0 до 160 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)	
		3	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при Q ≥ 1 м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,0 % при (0,5 ≤ Q < 1) м <sup>3</sup> /ч (δ)	
	Обрат- ный	4	Объемный расход	от 0,5 до 20 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при Q ≥ 1 м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,0 % при (0,5 ≤ Q < 1) м <sup>3</sup> /ч (δ)	
		5	Температура	от 0 до 160 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)	
		6	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при Q ≥ 1 м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,0 % при (0,5 ≤ Q < 1) м <sup>3</sup> /ч (δ)	
			7	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,5 % при Q ≥ 1 м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,0 % при (0,5 ≤ Q < 1) м <sup>3</sup> /ч (δ)
			8	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)



Продолжение таблицы 3

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Пар (корп. 58А)	По- дающий	1	Объёмный расход	от 4 до 16000 м <sup>3</sup> /ч	±1,1 % в диапазоне от 5 до 100 % ДИ (δ) ±1,6 % в диапазоне от НПИ до 5 % ДИ (δ)
		2	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±0,9 % (γ)
		3	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		4	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,1 % в диапазоне от 5 до 100 % ДИ (δ) ±1,6 % в диапазоне от НПИ до 5 % ДИ (δ)
		5	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)
ГВС (корп. 58А)	По- дающий	1	Объёмный расход	от 0,3 до 20 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при Q ≥ 1 м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,0 % при (0,5 ≤ Q < 1) м <sup>3</sup> /ч (δ)
		2	Температура	от 0 до 160 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		3	Объём	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при Q ≥ 1 м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,0 % при (0,5 ≤ Q < 1) м <sup>3</sup> /ч (δ)
	Обрат- ный	4	Объёмный расход	от 0,3 до 20 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при Q ≥ 1 м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,0 % при (0,5 ≤ Q < 1) м <sup>3</sup> /ч (δ)
		5	Температура	от 0 до 160 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		6	Объём	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при Q ≥ 1 м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,0 % при (0,5 ≤ Q < 1) м <sup>3</sup> /ч (δ)
		7	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,5 % при Q ≥ 1 м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,0 % при (0,5 ≤ Q < 1) м <sup>3</sup> /ч (δ)
		8	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)

Продолжение таблицы 3

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
ПВ, ЦТП (котельная № 4)	По-дающий	1	Объемный расход	от 2,7 до 450000 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		2	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±1,3 % (γ)
		3	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		4	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
	Обрат-ный	5	Объемный расход	от 2,7 до 450000 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		6	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±1,3 % (γ)
		7	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		8	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		9	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		10	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)

Продолжение таблицы 3

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
ПВ (корп. ПВА)	По- дающий	1	Объемный расход	от 2,7 до 1921,9 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		2	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±1,3 % (γ)
		3	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		4	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
	Обрат- ный	5	Объемный расход	от 2,7 до 1927,8 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		6	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±1,3 % (γ)
		7	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		8	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
	Обрат- ный	9	Объемный расход	от 2,7 до 613,2 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		10	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±1,3 % (γ)
		11	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		12	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		13	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)

Продолжение таблицы 3

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	
		14	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
		15	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)	
ТС (корп. ПВА)	По- дающий	1	Объемный расход	от 2,7 до 692,2 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
		2	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±1,3 % (γ)	
		3	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)	
		4	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
	Обрат- ный	5	Объемный расход	от 2,7 до 692,2 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
		6	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±1,3 % (γ)	
		7	Температура	от 0 до 350 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)	
		8	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
			9	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
			10	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)

Продолжение таблицы 3

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
ТС (корп. 58А)	По- дающий	1	Объемный расход	от 2,7 до 295,6 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		2	Температура	от 0 до 160 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		3	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
	Обрат- ный	4	Объемный расход	от 2,7 до 293,9 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		5	Температура	от 0 до 160 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		6	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		7	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		8	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)
Вентиляция (корп. 58А)	По- дающий	1	Объемный расход	от 2,7 до 688,7 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
		2	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±1,3 % (γ)
		3	Температура	от 0 до 160 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)
		4	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)

Продолжение таблицы 3

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	
	Обратный	5	Объемный расход	от 2,7 до 689,6 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
		6	Избыточное давление	от 0 до 10 кгс/см <sup>2</sup> (от 0 до 0,98 МПа)	±1,3 % (γ)	
		7	Температура	от 0 до 160 °С	±(0,25+0,002·t) °С (Δ)	
		8	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
			9	Масса	от 0 до 999999999 т	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)
			10	Тепловая энергия	от 0 до 999999999 Гкал	±(2+4·Δt <sub>min</sub> /Δt + 0,02·G <sub>max</sub> /G) % (δ)
Ввод ХВС № 1 (корп. III)	Подающий	1	Объемный расход	от 2,7 до 450000 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
Ввод ХВС № 2 (корп. 2)	Подающий	1	Объемный расход	от 2,7 до 450000 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
ХВС (корп. ПВА, 58А)	Подающий	1	Объемный расход	от 2,7 до 450000 м <sup>3</sup> /ч	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,5 % при расходах при скорости воды от 0 до 5 м/с (δ) ±2,0 % при расходах при скорости воды свыше 5 м/с (δ)	

Продолжение таблицы 3

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Скважина № 1	По-дающий	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
Скважина № 2	По-дающий	1	Объемный расход воды	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
Скважина № 2р	По-дающий	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
Скважина № 3	По-дающий	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
Скважина № 4	По-дающий	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
Скважина № 4р	По-дающий	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
Скважина № 5	По-дающий	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч (δ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч (δ)

Продолжение таблицы 3

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Скважина № 7	Подающей	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
Скважина № 8	Подающей	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
Скважина № 9	Подающей	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
Скважина № 10	Подающей	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
Скважина № 11	Подающей	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
Скважина № 12	Подающей	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
Скважина № 13	Подающей	1	Объемный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
		2	Объем	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )



Продолжение таблицы 3

Наименование узла учёта	Тип трубопровода	№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Скважина № 14	Подающий	1	Объёмный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
		2	Объём	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
Скважина № 15	Подающий	1	Объёмный расход	от 3 до 100 м <sup>3</sup> /ч	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
		2	Объём	от 0 до 999999999 м <sup>3</sup>	±1,6 % при $Q \geq 8$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±2,1 % при $(4 \leq Q < 8)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ ) ±3,1 % при $(3 \leq Q < 4)$ м <sup>3</sup> /ч ( $\delta$ )
Пределы допускаемой абсолютной суточной погрешности измерений интервалов времени, с					±5
Примечания: $\Delta$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности. $\delta$ – пределы допускаемой относительной погрешности. $\gamma$ – пределы допускаемой приведенной погрешности. $t$ – значение температуры теплоносителя в трубопроводе. $\Delta t$ – разность температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах. $\Delta t_{\min}$ – минимальное значение разности температур в подающем и обратном трубопроводах. $Q$ – объёмный расход теплоносителя. $G_{\max}$ – максимальное значение расхода теплоносителя; $G$ – значение расхода теплоносителя. НПИ – нижний предел измерений, ДИ – диапазон измерений. Нормирующим значением для приведённой погрешности является верхний предел измерений.					

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
– для нижнего уровня:	
– температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +50
– относительная влажность окружающего воздуха при температуре +35 °С (без капельной конденсации влаги), %, не более	95
– атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800)
– напряжение питающей сети переменного тока, В	от 187 до 242
– частота питающей сети переменного тока, Гц	от 49 до 51
– для среднего и верхнего уровня:	
– температура окружающего воздуха, °С	от +10 до +35
– относительная влажность окружающего воздуха при температуре +35 °С (без капельной конденсации влаги), %, не более	95
– атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800)
– напряжение питающей сети переменного тока, В	от 187 до 242
– частота питающей сети переменного тока, Гц	от 49 до 51

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Емкость архива системы, лет, не менее:	
– часового	3
– суточного	5
– месячного	5
Время, в течение которого сохраняются данные в архиве при отключении электропитания, лет, не менее	1

### Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта на систему типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплектность системы входят технические и программные средства, документация, представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Тепловычислитель	СПТ961	3 шт.
Тепловычислитель	СПТ961 мод. 961.2	6 шт.
Тепловычислитель	СПТ961М	1 шт.
Тепловычислитель	СПТ943 мод. 943.1	16 шт.
Датчик расхода воды корреляционный	ДРК-3	14 шт.
Преобразователь расхода жидкости корреляционный вихревой малопотребляющий	ДРК-ВМ	20 шт.
Расходомер-счетчик вихревой	Ирга-РВ	6 шт.
Комплект термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур	КТСПР 001	7 шт.
Термопреобразователь сопротивления платиновый	ТСП-Н	4 шт.
Термопреобразователь сопротивления платиновый	ТСП 001	3 шт.
Преобразователь давления измерительный	СДВ	2 шт.
Преобразователь избыточного давления	ПД-Р	3 шт.
Датчик давления	DMP 330L	10 шт.
GSM-терминал в комплекте с блоком питания и антенной	TELEOFIS	19 шт.
Коммуникационный сервер	Moxa NPORT	2 шт.
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS	2 шт.
Сервер	HP Proliant DL180G6	2 шт.
Серверная операционная платформа	Microsoft Windows Server Standard 2008 R2 64Bit Russian	2 шт.

Продолжение таблицы 5

Наименование	Обозначение	Количество
Программный комплекс	«ЭнергоСфера 8.0»	1 шт.
«Система автоматизированная учета энергоресурсов ПАО «КМЗ». Паспорт»	ТЭК.1.01 ПС	1 экз.
«Система автоматизированная учета энергоресурсов ПАО «КМЗ». Методика поверки»	МП 463-2019	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 463-2019 «Система автоматизированная учёта энергоресурсов ПАО «КМЗ». Методика поверки», утверждённому ФБУ «Пензенский ЦСМ» 6 сентября 2019 г.

Основные средства поверки:

- калибратор многофункциональный МСХ-ИР (рег. № 21591-07);
- радиочасы РЧ-011/2 (рег. № 35682-07);
- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой системы с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационной документации.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной учёта энергоресурсов ПАО «КМЗ»

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры.

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ТЭК ЭНЕРГЕТИКА»

(ООО «ТЭК ЭНЕРГЕТИКА»)

ИНН 7723599283

Адрес: 143005, Московская обл., Одинцовский район, п. Трехгорка, ул. Трехгорная, д. 4

Юридический адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 12, эт. 44,  
оф. 4405.1, пом.1

Телефон (факс): (495) 646-74-54

E-mail: [info@tekenergo.com](mailto:info@tekenergo.com)

Web-сайт: [www.tekenergo.com](http://www.tekenergo.com)

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

E-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)

Web-сайт: [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 24.07.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.