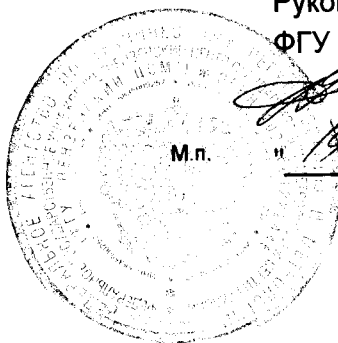


Подлежит публикации  
в открытой печати

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ  
ФГУ «Пензенский ЦСМ», д.т.н., проф.



*А.А. Данилов*  
А.А. Данилов

М.п. "18" *августа* 2008 г.

<b>КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММНО - ТЕХНИЧЕСКИЕ «КРУГ-2000/Г»</b>	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер <u>18030-08</u> Взамен № <u>18030-04</u>
---	--

Выпускаются по ГОСТ 22261 и техническим условиям КР01.425200.001ТУ

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Комплексы программно-технические (далее ПТК) «КРУГ-2000/Г» предназначены для измерений массового и объёмного расхода, массы и объёма в рабочих и нормальных условиях, энергосодержания природного газа и его компонентов.

ПТК «КРУГ-2000/Г» могут применяться на объектах теплоэнергетики, нефтегазовых отраслях промышленности, на промышленных предприятиях с газовым хозяйством в составе автоматизированных измерительных систем, обеспечивающих коммерческий учет и диспетчеризацию отпускаемого или потребляемого природного газа и его компонентов в трубопроводах и узлах учёта любой конфигурации, а также оперативный контроль, архивирование текущих, суммарных и усреднённых значений теплофизических и количественных параметров природного газа и его компонентов.

### ОПИСАНИЕ

ПТК «КРУГ-2000/Г» - многоуровневая иерархическая система распределённого типа, состоящая в общем случае из верхнего и нижнего уровней, связанных между собой посредством кабельных (проводных) цифровых каналов связи на основе стандартных интерфейсов ИРПС, RS-232, RS-485, RS-422, CAN, Ethernet и (или) посредством беспроводных цифровых каналов связи на базе интерфейсов радиомодемных соединений, интерфейсов сотовых каналов связи (GSM/GPRS) и т.д.

Устройствами верхнего уровня ПТК «КРУГ-2000/Г» являются технические средства сбора и обработки информации, выполненные на базе IBM PC совместимых компьютеров промышленного или офисного исполнения под управлением операционных систем WINDOWS и SCADA «КРУГ-2000», объединённые локальной вычислительной сетью (по интерфейсу Ethernet): сервера оперативной и (или) архивной базы данных, локальные автоматизированные рабочие места (АРМ) и АРМ – клиенты, архивный центр, сервер WEB-Контроля, коммуникационные сервера (COM-серверы), станции инжиниринга и т.д.

Устройствами нижнего уровня ПТК «КРУГ-2000/Г» являются микропроцессорные устройства связи с объектом (далее - УСО), в качестве которых могут использоваться:

- устройство программного управления TREI - 5B;
- многофункциональный контроллер МФК 3000.

Кроме того, в качестве устройств верхнего и нижнего уровня ПТК «КРУГ-2000/Г» могут использоваться другие устройства, тип которых утверждён и внесён в Госреестр средств измерений, результаты измерений и вычислений которых передаются в ПТК «КРУГ-2000/Г» по кабельным (проводным) и беспроводным цифровым каналам связи.

При этом вычисление теплофизических и количественных параметров природного газа и его компонентов может осуществляться, как в устройствах верхнего, так и нижнего уровней ПТК «КРУГ-2000/Г».

**ПТК «КРУГ–2000/Г» обеспечивают выполнение следующих основных функций:**

Основные функции	Реализация функций в	
	устройствах верхнего уровня <sup>1)</sup>	устройствах нижнего уровня <sup>2)</sup>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• прямые измерения электрических сигналов (тока, напряжения, сопротивления, частоты), поступающих от средств измерений, обладающих выходными аналоговыми сигналами по ГОСТ 26.011, выходными дискретными сигналами по ГОСТ 26.013, и преобразование их в эквивалентные значения физической величины (температуры, давления, разности давлений, влагосодержания, компонентного состава, плотности, вязкости, калорийности, теплоты сгорания, объёмного и массового расхода, объёма и массы, энергосодержания и др. параметров природного газа и его компонентов);</li> </ul>	-	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>• чтение (приём) цифровых значений температуры, давления, уровня, разности давлений, влагосодержания, плотности, вязкости, энтальпии, объёмного и массового расхода, объёма и массы, тепловой мощности и тепловой энергии теплоносителя, а также других параметров, поступающих от средств измерений по каналным (проводным) и (или) беспроводным цифровым каналам связи;</li> </ul>	+	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>• косвенные измерения температуры по преобразованию сигналов с термопреобразователей сопротивления по ГОСТ Р 8.625-2006;</li> </ul>	-	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>• косвенные измерения температуры по преобразованию сигналов с термопар по ГОСТ Р 8.585-2001;</li> </ul>	-	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>• косвенные измерения (вычисления) коэффициента сжимаемости, плотности в рабочих и нормальных условиях, динамической вязкости, адиабаты, высшей и низшей теплоты сгорания по уравнениям состояния и методам ГОСТ 30319.1-3 при неизвестном и известном компонентом составе природного газа</li> </ul>	+	+

Продолжение таблицы

Основные функции	Реализация функций в	
	устройствах верхнего уровня <sup>1)</sup>	устройствах нижнего уровня <sup>2)</sup>
• косвенные измерения (вычисления) высшей и низшей теплоты сгорания по ГОСТ 22667	+	+
• косвенные измерения (вычисления) объёмного расхода природного газа в нормальных условиях по результатам прямых измерений объёмного расхода природного газа в рабочих условиях, температуры, давления и влагосодержания природного газа	+	+
• косвенные измерения (вычисления) коэффициента сжимаемости, плотности в рабочих и нормальных условиях, динамической вязкости, адиабаты, высшей и низшей теплоты сгорания по уравнениям состояния и методам ГОСТ 30319.1-3 при неизвестном и известном компонентом составе природного газа	+	+
• косвенные измерения (вычисления) объёма и объёмного расхода в рабочих и нормальных условиях, массы и массового расхода, энергосодержания и расхода энергосодержания природного газа, отпускаемого или потребляемого в трубопроводах или узлах учёта любой конфигурации - методом переменного перепада давления в соответствии с ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2, ГОСТ 8.586.3, ГОСТ 8.586.4, ГОСТ 8.586.5 с использованием стандартных сужающих устройств; - методом переменного перепада давления в соответствии с МИ 2667 с использованием осредняющих трубок ANNUBAR; - методом измерения скорости в одной точке сечения трубы в соответствии с ГОСТ 8.361; - в соответствии с ПР 50.2.019 с использованием турбинных и ротационных счётчиков газа;	+	+
• формирование и вывод на печать журнала и ведомости учета природного газа и его компонентов;	+	+
• диагностика измеряемых параметров, с процедурой замещения недостоверной информации на договорные значения, дорасчёт количественных параметров природного газа и его компонентов по их договорным значениям за время простоя системы;	+	+
• формирование сигнализации выхода за регламентированные (программируемые) границы значений любых измеряемых или вычисляемых параметров: - световой - звуковой	+	+
• ведение архивов измеряемых и вычисляемых данных	+	+
• визуализация измеряемых и вычисляемых данных	+	+
• формирование, архивирование и визуализация секундных, минутных, часовых, суточных трендов и их производных (средних, суммарных, экстремальных, текущих значений и др.) любых измеряемых или вычисляемых параметров;	+	-

Продолжение таблицы

Основные функции	Реализация функций в	
	устройствах верхнего уровня <sup>1)</sup>	устройствах нижнего уровня <sup>2)</sup>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• ведение протокола с фиксацией в нём происходящих событий (нештатные ситуации, сигнализация, диагностические сообщения, регистрация действий пользователей и т.п.) с присвоением событию соответствующей метки времени;</li> </ul>	+	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>• защита результатов измерений, вычислений и хранимых данных от несанкционированного доступа и изменения, сохранение оперативных и архивных данных при обесточивании сети питания.</li> </ul>	+	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>• ведение календаря, времени суток, привязка (синхронизация) единого системного времени ПТК к национальной шкале координированного времени</li> </ul>	+	+

Примечания: <sup>1)</sup> на базе SCADA «КРУГ-2000»;

<sup>2)</sup> для УСО TREI - 5В и МФК 3000.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

### Общие технические характеристики:

- Общее количество входных аналоговых измерительных каналов – до 30 000;
- Период опроса входных аналоговых измерительных каналов - от 0,02 до 1 с;
- Период обновления информации на верхнем уровне ПТК – не более 1 с;
- Параметры формируемых трендов:
  - количество трендов - до 50 000;
  - дискретность записи в тренды - от 1 секунды, минуты, часа и выше в зависимости от типа самописца тренда (секундного, минутного, часового, месячного и их производных);
  - количество дискретных точек в трендах ("глубина" истории трендов):
    - а) оперативных – не более 100 000;
    - б) архивных – ограничено только ёмкостью дискового накопителя, но «глубиной» истории трендов не более 10 лет.
- Количество регистрируемых событий:
  - оперативных - не более 21 000 за одни сутки;
  - архивных - ограничено только ёмкостью дискового накопителя, но «глубиной» истории событий не более 10 лет.
- Дискретность регистрируемых событий - не менее 10 мс.

### Метрологические характеристики:

- Метрологические характеристики измерительных каналов ПТК «КРУГ-2000/Г» приведены в таблицах 1 – 11.

Примечания:

1) Метрологические характеристики аналоговых измерительных каналов, регламентированные в таблицах 1 – 11, нормированы без учёта инструментальных погрешностей их первичных измерительных преобразователей.

2) Пределы допускаемой дополнительной погрешности аналоговых измерительных каналов, регламентированные в таблицах 1 – 9, обусловленные отклонением температуры окружающей среды от нормальной, нормированы на каждые 10 °С в диапазоне рабочих температур. Дополнительные погрешности, обусловленные влиянием других внешних факторов, приведены в описании типа на соответствующие УСО.

3) Метрологические характеристики измерительных каналов теплофизических и количественных параметров природного газа и его компонентов, регламентированные в таблицах 10, 11, нормированы без учёта допускаемых погрешностей измерительных каналов температуры, давления, перепада давления, образованных аналоговыми измерительными каналами, приведёнными в таблицах 1 – 9.

- Пределы допускаемой погрешности измерительного канала ПТК, образованного при подключении к нему внешнего устройства по канальным (проводным) и (или) беспроводным цифровым каналам связи, соответствует пределам допускаемой погрешности самого подключаемого устройства.

- Пределы допускаемой погрешности измерений отклонения значения измерительных каналов ПТК от заданных границ сигнализации:  $\pm$  единица младшего значащего разряда соответствующего измерительного канала.

- Пределы допускаемой погрешности измерений отклонения значения измерительных каналов ПТК от их значений, представляемых в виде оперативного или архивного тренда:  $\pm$  единица младшего разряда соответствующего измерительного канала.

- Пределы допускаемой абсолютной погрешности отклонения единого системного времени ПТК от национальной шкалы координированного времени  $\pm 0,5$  с при периодичности синхронизации таймеров ПТК не реже 1 раза в час.

Таблица 1 – Пределы допускаемой погрешности входных аналоговых измерительных каналов постоянного тока.

УСО	Диапазон входных сигналов, мА	Пределы допускаемой приведённой погрешности, %	
		основной	дополнительной
TREI-5B	-5...5	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$
	0...5		
	-10...10		
	0...20		
	4...20		
МФК-3000	0...5	$\pm 0,15$	$\pm 0,075$
	0...20	$\pm 0,1$	$\pm 0,05$
	4...20		

Таблица 2 – Пределы допускаемой погрешности входных аналоговых измерительных каналов напряжения.

УСО	Диапазон входных сигналов, мВ	Пределы допускаемой приведённой погрешности, %	
		основной	дополнительной
TREI-5B	0...5	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$
	0...10		
	-5...5		
	-10...10		
МФК-3000	0...10, $\pm 10$	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$
	0...50, $\pm 50$		
	0...100, $\pm 100$		
	0...500, $\pm 500$		
	0...10000	$\pm 0,1$	$\pm 0,05$

Таблица 3 – Пределы допускаемой погрешности входных аналоговых измерительных каналов электрического сопротивления.

УСО	Диапазон входных сигналов, Ом	Пределы допускаемой приведённой погрешности, %	
		основной	дополнительной
TREI-5B	0 ... 500	± 0,05	± 0,025
МФК-3000	10...100	± 0,1	± 0,05
	10...200		
	10...500		

Таблица 4 – Пределы допускаемой погрешности входных аналоговых измерительных каналов частоты.

УСО	Диапазон входных сигналов, Гц	Пределы допускаемой основной [приведённой] погрешности, %	
		основной	дополнительной
TREI-5B	1...100000	$\pm (0,001 + 100/(T_n \cdot f))$	± 0,001
МФК-3000	1...1000	± 0,2	½ пределов допускаемой основной погрешности
	0,1...1000	± 0,05	

Примечания:

- 1) f – результат измерений частоты.
- 2)  $T_n$  – время измерений частоты, принимающее значения из ряда [1,67; 3,35; 6,71; 13,4], с.

Таблица 5 - Пределы допускаемой погрешности входных аналоговых числоимпульсных измерительных каналов

УСО	Диапазон входных сигналов, имп.	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, имп.
TREI-5B	0...16777215	± 1 <sup>*)</sup>

Примечание - <sup>\*)</sup> – на каждые 100 000 импульсов в диапазоне входных частот от 0 до 50 кГц.

Таблица 6 – Пределы допускаемой погрешности входных аналоговых измерительных каналов температуры по преобразованию сигналов термопреобразователей сопротивлений по ГОСТ 8.625

УСО	Номинальная статическая характеристика преобразования	Диапазон измеряемых температур, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, °С	
			основной	дополнительной
TREI-5B	50П, 100П; W100=1,391	-200...600	± 0,5	½ пределов допускаемой основной погрешности
	50П, 100П; W100=1,385			
	50М, 100М; W100=1,428	-200...200		
	50М, 100М; W100=1,426			
МФК3000	ТСП 50П W100=1,3910	-200...850	± 1,0	
	ТСП 100П W100=1,3910	-200...850		
	ТСП 50П W100=1,3850	-200...850		
	ТСП 100П W100=1,3850	-200...850		

Продолжение таблицы 6

УСО	Номинальная статическая характеристика преобразования	Диапазон измеряемых температур, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, °С	
			основной	дополнительной
МФК3000	TСМ 50М W100=1,4260	-50...200	± 0,25	½ пределов допускаемой основной погрешности
	TСМ 100М W100=1,4260	-50...200		
	TСМ 50М W100=1,4280	-50...200		
	TСМ 100М W100=1,4280	-50...200		
	TСН 100Н W100=1,6170	-60...180	± 1,3	
	TСП 46П W100 =1,3910	-200...1100		
	TСМ 53М W100 =1,4260	0...150	± 0,15	
	TСП 50П W100=1,3910	0...100		
	TСП 50П W100=1,3850	0...100		

Таблица 7 - Пределы допускаемой погрешности входных аналоговых измерительных каналов температуры по преобразованию сигналов термопар согласно НСХ, регламентированными ГОСТ Р 8.585

УСО	Номинальная статическая характеристика преобразования	Диапазон измеряемых температур, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, °С	
			основной	дополнительной
TREI-5B	ТПП (R)	150...600	± 2,0	½ пределов допускаемой основной погрешности
		600...1300	± 1,5	
	ТПП (S)	400...1000	± 2,0	
		1000...1768	± 1,5	
	ТПР (B)	600...800	± 3,0	
		800...1820	± 2,0	
	ТХК (E)	-40...300	± 0,7	
		300...1000	± 0,5	
ТЖК (J)	-40...300	± 0,8		
	300...1200	± 0,7		
TREI-5B	ТМК (T)	-200...-40	± 2,0	½ пределов допускаемой основной погрешности
		-40...100	± 1,0	
		100...400	± 0,8	
	ТХА (K)	-40...300	± 1,0	
		300...1300	± 0,8	
	ТНН (N)	-40...300	± 1,5	
		300...1300	± 1,0	
	ТВР (A-1)	0...2500	± 1,5	
	ТВР (A-2, A-3)	0...1800	± 1,5	
	ТХК (L)	-40...300	± 0,7	
300...800		± 0,5		
МФК3000	ТВР, A-1	0...2500	± 2,5	± 1,8
	ТВР, A-2	0...1800	± 1,8	
	ТВР, A-3	0...1800		

Продолжение таблицы 7

УСО	Номинальная статическая характеристика преобразования	Диапазон измеряемых температур, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, °С	
			основной	дополнительной
МФК3000	ТПР, ПР(В)	500...1800	± 1,3	½ пределов допускаемой основной погрешности
	ТПП, ПП(S)	500...1769		
	ТПП, ПП(R)	500...1769		
	ТХА, ХА (К)	0...1300	± 0,6	
	ТХА, ХА (К)	0...600		
	ТХА, ХА (К)	0...800	± 0,8	
	ТХК, ХК (L)	-50...600	± 0,7	
	ТХК, ХК (L)	0...600	± 0,6	
	ТХК, ХК (L)	-50...200	± 0,25	
	ТХК, ХК (E)	0...1000	± 1,0	
	ТХК, ХК (E)	0...600	± 0,6	
	ТМК, МК(T)	-100...400	± 0,5	
	ТМК, МК(M)	-200...100		
	ТЖК, ЖК(J)	0...760	± 0,8	
	ТЖК, ЖК(J)	0...1000	± 1,0	
ТНН, НН(N)	0...1300	± 1,3		

Примечание - В качестве термочувствительного элемента канала компенсации температуры холодного спая термопар используются соответствующие входные аналоговые измерительные каналы температуры по преобразованию сигналов с термометров сопротивления, типы и пределы допускаемых погрешностей которых регламентированы в таблице 6.

Таблица 8 - Пределы допускаемой погрешности входных аналоговых измерительных каналов с резервированием

УСО	Пределы допускаемой приведённой погрешности, %	
	основной	дополнительной
TREI-5B МФК3000	$1,1 \times \gamma_o$ или $1,1 \times \Delta_o$	½ пределов допускаемой основной погрешности измерительных каналов УСО с резервированием

Примечание -  $\gamma_o$  и  $\Delta_o$  - пределы допускаемой основной приведённой или абсолютной погрешности соответствующих входных аналоговых измерительных каналов, регламентированных в таблицах 1-7.

Таблица 9 - Пределы допускаемой погрешности входных аналоговых измерительных каналов с барьерами искрозащиты.

УСО	Пределы допускаемой приведённой погрешности, %	
	основной	дополнительной
TREI-5B МФК3000	$1,1 \times \gamma_o$ или $1,1 \times \Delta_o$	½ пределов допускаемой основной погрешности измерительных каналов УСО с барьерами искрозащиты

Примечание -  $\gamma_o$  и  $\Delta_o$  - пределы допускаемой основной приведённой или абсолютной погрешности соответствующих входных аналоговых измерительных каналов, регламентированных в таблицах 1-7.



Таблица 10 - Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления теплофизических параметров природного газа

Вычисляемый параметр	Метод измерения	В диапазоне измерений		Пределы допускаемой относительной погрешности, %
		температуры, °С	давления, МПа	
Коэффициент сжимаемости	NX19 по ГОСТ 30319.2	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,0025
	GERG 91 по ГОСТ 30319.2	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,0025
	ВНИЦСМВ по ГОСТ 30319.2	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,025 ± 0,25 <sup>1)</sup>
Плотность в нормальных условиях	по ГОСТ 30319.1	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,001
Плотность в рабочих условиях	по ГОСТ 30319.1	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,0025
	по ГОСТ 30319.3	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,025 ± 0,25 <sup>1)</sup>
Динамическая вязкость	по ГОСТ 30319.1	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,001
	по ГОСТ 30319.3	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,001 ± 0,005 <sup>1)</sup>
Показатель адиабаты	по ГОСТ 30319.1	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,001
	по ГОСТ 30319.3	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,005 ± 0,015 <sup>1)</sup>
Теплота сгорания	по ГОСТ 30319.1, ГОСТ 22667	-23,15 ...66,85	0,001...12	± 0,001

Примечание - <sup>1)</sup> для газовых смесей, содержащих сероводород.

Таблица 11 - Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количественных параметров теплоресурсов, отпущенных или потреблённых по трубопроводам и узлам учёта любой конфигурации

Вычисляемый параметр	Метод вычисления	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
Массовый расход, масса	ГОСТ 8.586.1 - ГОСТ 8.586.5	± 0,10 <sup>1)</sup> ± 0,15 <sup>2)</sup> ± 0,25 <sup>3)</sup>
	ГОСТ 8.361, МИ 2667	
	ПР 50.2.019	
Объёмный расход, объём в рабочих условиях	ГОСТ 8.586.1 - ГОСТ 8.586.5	
	ГОСТ 8.361, МИ 2667	
	ПР 50.2.019	
Объёмный расход, объём в нормальных условиях	ГОСТ 8.586.1 - ГОСТ 8.586.5	
	ГОСТ 8.361, МИ 2667	
	ПР 50.2.019	
Расход энергосодержания, энергосодержание	ГОСТ 8.586.1 - ГОСТ 8.586.5	
	ГОСТ 8.361, МИ 2667	
	ПР 50.2.019	

**Примечания:**

- 1) для газовых смесей, рассчитанных по неполному компонентному составу;
- 2) для газовых смесей, рассчитанных по полному компонентному составу, не содержащих сероводород;
- 3) для газовых смесей, рассчитанных по полному компонентному составу, содержащих сероводород.

**Рабочие условия эксплуатации ПТК «КРУГ-2000/Г»:**

– для верхнего уровня определяются рабочими условиями применения входящих в комплект поставки IBM-совместимого компьютера, но не хуже чем:

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 35 °С
- относительная влажность воздуха до 80 % при 25 °С
- атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа
- напряжение питающей сети переменного тока от 187 до 242 В, с частотой (50 ± 1) Гц

– для нижнего уровня определяются рабочими условиями применения входящего в комплект поставки устройств нижнего уровня, в соответствии с таблицей 12.

Таблица 12 – Рабочие условия применения ПТК для устройств нижнего уровня

Условия применения ПТК «КРУГ-2000/Г»	УСО	
	TREI-5B	МФК3000
Температура окружающего воздуха	от минус 40 до плюс 60 °С	от плюс 5 до плюс 50 °С
Относительная влажность	от 30 до 85 % при 35 °С	до 80 % при 25 °С
Атмосферное давление	от 84 до 106,7 кПа	
Напряжение питающей сети переменного тока	от 140 до 260 В, частота (50 ± 1) Гц.	от 187 до 242 В, частота от 47 до 52 Гц

**Нормальные условия эксплуатации ПТК «КРУГ-2000/Г»:**

- температура окружающего воздуха (20 ± 5) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока – (от 215,6 до 224,4) В с частотой (50,0 ± 0,5) Гц.

**ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы руководства по эксплуатации, и формуляра типографским способом.

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект поставки ПТК «КРУГ-2000/Г» входят устройства, программное обеспечение и документация, конкретное количество и состав которых определяется картой заказа или договором на поставку, в соответствии с таблицей 13.

Таблица 13 – Комплект поставки ПТК «КРУГ-2000/Г»

Наименование и условное обозначение	Примечание
<b>1 ТЕХНИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА</b>	
1.1 Персональные IBM-совместимые компьютеры промышленного или офисного исполнения (модификации не ниже P-III для операционных систем WINDOWS 2000, WINDOWS XP, ОЗУ не менее 128 Мб, видео ОЗУ не менее 8Мб).	Тип, конфигурация и количество определяется договором на поставку ПТК
1.2 Мониторы цветные (со стандартным размером экрана по диагонали от 15 дюймов и более, в офисном и промышленном исполнениях)	
1.3 Принтеры	
1.4 Источники бесперебойного питания	
1.5 Устройства: - Устройство программного управления TREI-5B - Многофункциональный контроллер МФК 3000	
1.6 Барьеры искрозащиты	
1.7 Комплект кабельного и сетевого оборудования	
<b>2 МОНТАЖНЫЕ ШКАФЫ в сборе</b> Выполненные в конструктиве «ЕВРОМЕХАНИКА 19"» с размерами 2000x800x800, 1600x600x600, 760x600x350 мм и др.	
<b>3 БАЗОВОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ</b> - SCADA «КРУГ-2000» (система реального времени устройств верхнего уровня) с контрольной суммой программного обеспечения, подлежащего метрологическому контролю - CRC 0x587D16C9; - Система реального времени устройств нижнего уровня с контрольной суммой программного обеспечения, подлежащего метрологическому контролю - CRC 0x2401; - Драйверы согласования с логическими интерфейсами внешних устройств, подключаемые к цифровым измерительным каналам УСО или к устройствам верхнего уровня	
<b>4 ДОКУМЕНТАЦИЯ</b>	
4.1 Комплексы программно-технические «КРУГ-2000/Г». Формуляр КР01.425200.002 ФО	1 экз.
4.2 Комплексы программно-технические «КРУГ-2000/Г». Руководство по эксплуатации КР01.425200.002 РЭ	1 экз.
4.3 Комплексы программно-технические «КРУГ-2000/Г». Методика поверки КР01.425200.002 МП	1 экз.
4.4 Эксплуатационная документация на поставляемые устройства нижнего и верхнего уровня	

Примечание - В комплект поставки дополнительно могут входить другие устройства верхнего уровня и документация, комплектность и количество которых, определяется в соответствии с договором на поставку ПТК.

## ПОВЕРКА

Поверку ПТК проводят в соответствии с документом «Комплексы программно-технические «КРУГ-2000/Г». Методика поверки" КР01.425200.003 МП, согласованным ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» «19 января 2008 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- Гигрометр психрометрический ВИТ-1
- Барометр анероид БАММ-1
- Вольтметр Э545
- Частотомер ЧЗ-64/1
- Мегомметр М4100/4
- Многофункциональный калибратор-измеритель МСХ-IIR
- Калибратор-измеритель унифицированных сигналов ИКСУ-200Ex
- Генератор сигналов Г5-54
- Мера сопротивления Р3026
- Катушка электрического сопротивления Р331, 100 Ом
- Дифференциальный вольтметр В1-12
- Радиочасы РЧ-011
- Средства поверки в соответствии с нормативными документами, регламентирующими поверку средств измерений, входящих в состав ПТК «КРУГ-2000/Г»:
  - TREI.421457.151 МП «Устройства программного управления TREI-5B. Методика поверки»;
  - ДАРЦ.420002.002ИП «Измерительные модули многофункционального контроллера МФК3000. Методика поверки».

Межповерочный интервал ПТК – 2 года.

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 8.361-79 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход жидкости и газа. Методика выполнения измерений по скорости в одной точке сечения трубы

ГОСТ 8.586.1-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1 принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 8.586.2- 2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2 Диафрагмы технические требования

ГОСТ 8.586.3 –2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3 Сопла и сопла Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.4 –2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4 Трубы Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.5 –2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5 Методика выполнения измерений

ГОСТ 26.011-80 Средства измерения и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные

ГОСТ 26.013–81 Единая система стандартов приборостроения. Средства измерения и автоматизации. Сигналы электрические с дискретным изменением параметров входные и выходные

ГОСТ 22261–94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 22667-82 Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе

ГОСТ Р 8.625-2006 Термометры сопротивления из платины. Меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

МИ 2667-2004 Расход и количество жидкостей и газов. МВИ с помощью осредняющих трубок "ANNUBAR DIAMOND II+" и "ANNUBAR 485"

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

ГОСТ 30319.3-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния

ПР 50.2.019-2006 ГСИ. Методика выполнения измерений при помощи турбинных. Ротационных и вихревых счетчиков.

Правила учета газа

Правила поставки газа потребителям Российской Федерации

КР01.425200.001 ТУ Комплексы программно-технические «КРУГ–2000», «КРУГ–2000/Г», «КРУГ–2000/Г». Технические условия.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип "Комплексы программно-технические «КРУГ-2000/Г»" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель – ООО НПФ «КРУГ» 440028, г. Пенза, ул. Титова, 1 «Г»

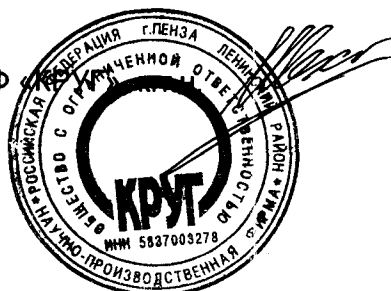
тел (841-2)-55-64-95

факс (841-2)-55-64-96

<http://www.krug2000.ru>

E-mail: [krug@krug2000.ru](mailto:krug@krug2000.ru)

Генеральный директор ООО НПФ



М.Б. Шехтман