

ТЭКОМ-20К
Т10.00.93 РЭ ПС
30.05.2014
V 0.1.9



*Учет потреб-
ления энергии*

*Широкий диа-
пазон измере-
ний*

*Высокая точ-
ность измере-
ний*

*Встроенный
индикатор*

Телефон: **(8452) 400-115**

E-mail: **zakaz@gazmashstroi.ru**

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА	7
1.1 Назначение изделия	7
1.2 Характеристики	7
1.3 Состав изделия и комплектность	12
3 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ	16
4 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ	16
5 СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ УПАКОВЫВАНИИ	16
6 ПОВЕРКА	17
6.1 Общие требования	17
6.3 Средства поверки	17
6.5 Условия поверки	18
6.6 Подготовка к поверке	18
6.7 Проведение поверки	19
6.8 Оформление результатов поверки	27
7 ТЕКУЩЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ	29
7.1 Ремонт	29
7.2 Сведения о рекламациях	29
8 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ	30
8.1 Транспортирование	30
8.2 Хранение	30
9 ДВИЖЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ	31

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство распространяется на Комплекс учета энергоносителей ТЭКОН-20К (в дальнейшем – ТЭКОН-20К или комплекс).

Эксплуатационная документация на ТЭКОН-20К состоит из настоящего руководства по эксплуатации, совмещенного с формуляром.

Комплексы выпускаются в 5 исполнениях, различающихся уровнем точности измерений (А, Б, В, Г1, Г2) и состоят из следующих компонентов (средств измерений (СИ) утвержденных типов, зарегистрированных в Госреестре СИ):

преобразователей расчетно-измерительных ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б;

– измерительных преобразователей (ИП) расхода с токовым, частотным,

импульсным или цифровым интерфейсным выходом, имеющих пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода жидкости в интервале $\pm 2,0$ %; при измерении расхода пара в интервале $\pm 2,5$ %; при измерении расхода газа и газовых смесей – в соответствии с таблицей 1;

– счетчиков электрической энергии с импульсным или цифровым интерфейсным выходом, имеющих пределы допускаемой относительной погрешности в интервале $\pm 2,0$ %;

– измерительных преобразователей абсолютного и избыточного давления с унифицированным токовым выходом, имеющих класс точности не ниже 0,5;

– измерительных преобразователей разности давления с унифицированным токовым выходом, имеющих класс точности не ниже 0,5;

– измерительных преобразователей температуры классов А, В, С по ГОСТ 6651-2009.

Таблица 1. – Класс точности ИП в ИК расхода, массы и объема газов и газовых смесей.

Наименование характеристики	Диапазон измерений ИП	Значение характеристики для уровня точности измерений, не хуже				
		А	Б	В	Г1	Г2
Класс ИП температуры по ГОСТ 6651-2009	(минус 73,15 – 226)°С	А	А	А	В	В
	(минус 64 – 226) °С	А	А	В	В	С
	(минус 50 – 151,85)°С	А	В	В	С	С
Класс точности ИП давления при температуре окружающего воздуха (20 ± 10) °С	(30 – 100) %	0,075	0,075	0,15	0,25	0,5
	(50 – 100) %	0,075	0,15	0,25	0,5	0,5
	(70 – 100) %	0,15	0,25	0,5	0,5	0,5
Класс точности ИП разности давления при температуре окружающего воздуха (20 ± 10) °С	(15 – 100) %	0,05	0,075	0,075	0,15	0,15
	(20 – 100) %	0,075	0,075	0,15	0,25	0,25
	(30 – 100) %	0,15	0,15	0,25	0,5	0,5
Класс точности ИП давления при условиях эксплуатации в соответствии с ЭД на ИП	(70 – 100) %	0,05	0,075	0,075	0,25	0,5
Класс точности ИП разности давления при условиях эксплуатации в соответствии с ЭД на ИП	(30 – 100) %	0,05	0,05	0,075	0,25	0,25
	(70 – 100) %	0,075	0,075	0,25	0,5	0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности ИП расхода	(5 – 100) %	± 0,5	±0,75	± 1,0	± 2,0	± 1,5

В ИК расхода, массы и объема используются:

- диафрагмы в соответствии с ГОСТ 8.586.5-2005;
- осредняющие трубки TORBAR и ANNUBAR485 в соответствии с МИ 3173-2008, МИ 2667-2004;
- турбинные, ротационные, вихревые расходомеры объемного расхода и счетчики объема газа в рабочих условиях с унифицированными выходными сигналами в соответствии с ГОСТ Р 8.740-2011;
- ультразвуковые преобразователи расхода газа с унифицированными выходными сигналами в соответствии с МИ 3213-2009;
- расходомеры объемного расхода и счетчики объема газа, пара и жидкости с унифицированными выходными сигналами, в том числе турбинные, ротационные, вихревые, ультразвуковые и электромагнитные в соответствии с методиками измерений, изложенными в ЭД на эти СИ;
- кориолисовые расходомеры массы газа, пара и жидкости с унифицированными выходными сигналами в соответствии с методиками измерений, изложенными в ЭД на эти СИ.

ИК расхода, массы и объема газов и газовых смесей, в том числе природного и влажного нефтяного газа, кислорода, диоксида углерода, азота, аргона, водорода, ацетилен, аммиака, приведенного к стандартным условиям, осуществляют измерения в соответствии с ГОСТ 30319.2-96, ГОСТ Р 8.733-2011, ГСССД МР 113-03, ГСССД МР 118-05, ГСССД МР 134-07.

В ИК температуры, давления, расхода, массы и объема газов и газовых смесей используются ИП расхода, температуры, давления и разности давлений в соответствии с *таблицей 1* в зависимости от уровня точности и диапазонов измерений и преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19 с программным обеспечением Т10.06.292 версии не ниже 82.03 и цифровым идентификатором в соответствии с *таблицей 1.5*.

Для обеспечения условий эксплуатации ИП давления и разности давлений в диапазоне температуры окружающего воздуха (20 ± 10) °С, их устанавливают в помещении или утепленном обогреваемом шкафу.

В ИК тепловой энергии используются ИП, соответствующие обязательным требованиям нормативных документов (НД), предъявляемым к теплосчетчикам и их составным частям.

В ИК массы воды и тепловой энергии водяных систем теплоснабжения используются ИП температуры классов А и В по ГОСТ 6651-2009, ИП разности давления класса точности не ниже 0,25 при измерении с помощью СУ или ИП объемного расхода, имеющие пределы допускаемой относительной по-

грешности $\pm (0,5 - 2,0) \%$ в диапазоне расхода (4 – 100) % верхнего предела измерений ИП.

В ИК массы пара и тепловой энергии паровых систем теплоснабжения используются ИП температуры класса А по ГОСТ 6651-2009.

Результаты измерений и вычислений с применением вводимой как константа температуры холодной воды на источнике при установке у потребителей в водяных системах теплоснабжения могут использоваться для учёта тепловой энергии только после корректировки в соответствии с ГОСТ Р 8.592-2002.

Все записи в настоящем документе производят только чернилами отчетливо и аккуратно.

При вводе ТЭКОН-20К в эксплуатацию необходимо отметить дату ввода комплекса в эксплуатацию.

Эксплуатирующая организация несёт ответственность за ведение записей во время эксплуатации и хранения изделия. Рекламации на комплекс с незаполненным формуляром не принимаются, гарантийный ремонт не производится, а исчисление гарантийного срока эксплуатации прекращается.

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 Назначение изделия

Комплексы учета энергоносителей ТЭКОН-20К (в дальнейшем – ТЭКОН-20К или комплексы) предназначены для измерения температуры, давления, расхода, массы и количества жидкостей, газов и газовых смесей, измерения количества тепловой энергии в закрытых и открытых системах теплоснабжения, системах охлаждения и в отдельных трубопроводах при определении расхода методом переменного перепада давления на сужающих устройствах, с помощью осредняющих напорных трубок TORBAR и ANNUBAR 485 или расходомерами с токовыми, числоимпульсными, частотными и цифровыми интерфейсными выходами, контроля измеряемых параметров среды, а также для измерения количества электрической энергии, в том числе по двухтарифной схеме.

Область применения – измерительные системы коммерческого учета, автоматизированного контроля и управления технологическими процессами на промышленных предприятиях, тепловых пунктах, теплостанциях, электростанциях, газораспределительных станциях, нефтегазодобывающих предприятиях, предприятиях коммунального хозяйства и в холодильной промышленности в условиях круглосуточной эксплуатации.

ТЭКОН-20К зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений Российской Федерации под номером № 35615-14.

1.2 Характеристики

1.2.1 Комплекс имеет ИК массы, объема (расхода) – до 64 шт.; ИК давления – до 64 шт.; ИК разности давления – до 64 шт.; ИК температуры – до 64 шт.; ИК электрической энергии – до 64 шт.; ИК тепловой энергии – до 64 шт. Диапазоны измерений приведены в **таблице 1.1**, погрешности ИК в **таблицах 1.2, 1.3**.

1.2.2 Комплекс обеспечивает обмен данными с ПК для конфигурирования и передачи данных об измеренных значениях по цифровым интерфейсам RS485, RS-232, Ethernet, GSM/GPRS через встроенный интерфейс CAN-BUS, соответствующие адаптеры, выпускаемые предприятием-изготовителем, и коммуникационное оборудование информационных каналов связи.

1.2.3 Во время работы комплекс проводит измерение интервалов текущего времени, времени исправной и неисправной работы, суммирование нарастающим итогом тепловой энергии и расхода среды, а также рассчитывают средние значения температуры и давления среды в трубопроводе и хранят их в виде интервальных, почасовых, суточных и месячных архивов.

Таблица 1.1 – Диапазоны измерений параметров среды

Среда (жидкость, газ, пар)	Температу- ра, °С	Давление, МПа	Разность давлений на СУ, кПа	Масса, кг; Объем, м ³ ; Расход, м ³ /ч
Вода	0 – 200	0,1 – 5,0	0,01 – 5000	10 ⁻⁶ – 10 ⁶
Пар	100 – 600	0,1 – 20,0	0,01 – 5000	10 ⁻⁶ – 10 ⁶
Природный газ	минус 23 – 50	0,1 – 12,0	0,01 – 3000	10 ⁻⁶ – 10 ⁶
Нефтяной газ	минус 10 – 226	0,1 – 15,0	0,01 – 3000	10 ⁻⁶ – 10 ⁶
Воздух	минус 50 – 120	0,1 – 20,0	0,01 – 5000	10 ⁻⁶ – 10 ⁶
Кислород, водо- род, аргон, азот, диоксид углерода, ацетилен, аммиак, смесь газов	минус 73,15 – 151,85	0,1 – 10,0	0,01 – 2500	10 ⁻⁶ – 10 ⁶

Таблица 1.2 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК температуры $\Delta(t)$ жидкостей и пара, относительной ($\delta_{ИК}$) погрешности ИК давления, массы, тепловой энергии жидкостей и пара, электроэнергии и при измерении интервалов времени

Наименование измерительного канала	$\Delta(t)$; $\delta_{ИК}$
ИК температуры, °С	$\pm(0,6+0,004 \cdot t)$
ИК давления и разности давления в диапазоне от 15 % до 100 % верхнего предела ИК, %	± 2
ИК массы жидкости в диапазоне от 4 % до 100 % верхнего предела ИК расхода, %	± 2
ИК массы пара в диапазоне от 10 % до 100 % верхнего предела измерений ИК расхода, %	± 3
ИК тепловой энергии открытых водяных систем теплоснабжения при измерении расхода в подающем и	

<p>обратном трубопроводах, %:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при отношении $m_{\text{обр}}/m_{\text{под}} \leq 0,5$, в диапазоне Δt от 3 до 20 °С - при отношении $m_{\text{обр}}/m_{\text{под}} \leq 0,95$, в диапазоне Δt от 20 до 200 °С, <p>где $m_{\text{под}}$, $m_{\text{обр}}$ – масса в подающем и обратном трубопроводах</p>	<p style="text-align: center;">± 5</p> <p style="text-align: center;">± 4</p>
<p>ИК тепловой энергии закрытых водяных систем теплоснабжения</p> <p>и отдельных трубопроводов, а также открытых водяных систем теплоснабжения, %, при измерении расхода в подающем (или обратном) трубопроводе и в трубопроводе ГВС (подпитки) при разности температур в обратном трубопроводе ($t_{\text{обр}}$) и трубопроводе подпитки ($t_{\text{хп}}$) ≥ 1 °С, и разности температур (Δt) в подающем и обратном трубопроводах в диапазоне от 3 до 200 °С,</p> <p>где Q_{min} и Q_{max} – нижний и верхний пределы диапазона измерений расхода в подающем трубопроводе.</p>	<p style="text-align: center;">$\pm(2+12/\Delta t + 0,01 \cdot Q_{\text{max}}/Q_{\text{min}})$</p>
<p>ИК тепловой энергии паровых систем теплоснабжения и систем охлаждения, %</p>	<p style="text-align: center;">± 3</p>
<p>ИК электроэнергии, %</p>	<p style="text-align: center;">± 2</p>
<p>при измерении интервалов времени, %</p>	<p style="text-align: center;">$\pm 0,01$</p>

Таблица 1.3 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК температуры, давления, массы, расхода и объема газов и газовых смесей

Наименование измерительного канала	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, для уровня точности измерений				
	А	Б	В	Г1	Г2
ИК термодинамической температуры	± 0,2	± 0,25	± 0,3	± 0,5	± 0,6
ИК абсолютного давления	± 0,3	± 0,45	± 0,85	± 1,2	± 1,7
ИК массы, расхода и объема в рабочих условиях при измерении расходомерами массового и объемного расхода соответственно	± 0,5	± 0,75	± 1,5	± 2,0	± 1,5
ИК массы, расхода и объема, приведенных к стандартным условиям при измерении расходомерами объемного расхода	± 0,75	± 1,0	± 1,5	± 2,5	± 2,5
ИК массы, расхода и объема, приведенных к стандартным условиям при измерении методом перепада давления	± 0,5	± 0,75	± 1,0	± 1,5	± 2,0

1.2.4 Комплекс обеспечивает защиту программного обеспечения (ПО) по уровню «С» МИ 3286-2010.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в **таблице 1.5**

Доступ к изменению параметров и конфигурации комплексов защищен паролями, являющимися 8-разрядными шестнадцатеричными числами.

Таблица 1.5 – Идентификационные данные программного обеспечения преобразователей расчетно-измерительных из состава комплекса

Идентификационное Наименование программного обеспечения	Идентификационный номер про- граммного обеспече- ния	Номер версии про- граммно- го обес- печения	Цифровой идентифика- тор про- граммного обеспечения (контрольная сумма испол- няемого кода)	Алгоритм вы- числения циф- рового иден- тификатора программного обеспечения
ТЭКОН-19	T10.06.245	58.03	7AE3A094	CRC32
ТЭКОН-19-М	T10.06.292	82.03	8BF2C4A6	CRC32
ТЭКОН-19-11	T10.06.170	08.03	7AC358D4	CRC32
ТЭКОН-19Б-01	T10.06.204	02	62E4913AH	CRC32
ТЭКОН-19Б-02	T10.06.225	02	3A927CB5H	CRC32

1.2.5 Комплекс обеспечивает свои технические характеристики при питании его от следующих источников:

- внешний источник постоянного тока напряжение, В от 18 до 36
- внешний источник постоянного тока для питания пассивных выходных сигналов ИП расхода, напряжение, В от 12 до 28
- литиевая батарея преобразователя расчетно-измерительного напряжение, В от 3,1 до 3,7

1.2.6 Потребляемая мощность определяется составом комплекса и не превышает суммарной потребляемой мощности первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных более, чем на 40 % относительно указанной в ЭД на эти СИ.

1.2.7 Изоляция электрических цепей питания выдерживает в течение 1 мин. действие испытательного напряжения практически синусоидальной

формы амплитудой 1500В, частотой от 45 до 65 Гц при нормальных климатических условиях.

1.2.8 Сопротивление изоляции электрических цепей питания первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных относительно их корпусов не менее 20 МОм при нормальных климатических условиях по ГОСТ Р 52931.

1.2.9 ИП комплекса устойчивы и прочны к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха по группам исполнения Д, преобразователи расчетно-измерительные – С3 по ГОСТ Р 52931.

1.2.10 Комплекс устойчив и прочен к воздействию атмосферного давления по группе исполнения Р1 по ГОСТ Р 52931.

1.2.11 ИП устойчивы и прочны к воздействию механических нагрузок по группе исполнения N4, преобразователи расчетно-измерительные – V1 по ГОСТ Р 52931.

1.2.12 По защищенности от воздействий окружающей среды ИП комплекса соответствуют степени защиты не хуже IP54, преобразователи расчетно-измерительные – IP20 по ГОСТ 14254.

1.2.13 Комплекс прочен к воздействию климатических факторов и механических нагрузок в транспортной таре при транспортировании автомобильным и железнодорожным транспортом, а также авиатранспортом в герметизированных и отапливаемых отсеках по ГОСТ Р 52931.

1.2.14 Габаритные размеры и масса первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных соответствуют требованиям ТУ на эти СИ.

1.2.15 Средняя наработка на отказ комплекса не менее 50000 ч. Критерием отказа является несоответствие требованиям ТУ.

1.2.16 Средний срок службы комплекса не менее 12 лет. Критерием предельного состояния является превышение затрат на ремонт свыше 50 % стоимости нового комплекта ИП и преобразователей расчетно-измерительных.

1.2.17 Среднее время восстановления работоспособного состояния комплекса не более 8 ч.

1.2.18 Первичные ИП и преобразователи расчетно-измерительные, входящие в ИК тепловой энергии водяных систем теплоснабжения соответствуют требованиям ГОСТ Р ЕН 1434-4-2011, ГОСТ Р 51649-2000 по электромагнитной совместимости.

1.3 Состав изделия и комплектность

1.3.1 Комплекс является составным изделием. Комплектность ТЭКОН-20К приведена в *таблице 1.6*.

1.3.2 Диапазоны измерения термодинамической температуры, давления и разности давления и условия эксплуатации ИП в ИК расхода, объема (массы) газов и газовых смесей (при наличии) приведены в *таблице 1.7*.

1.3.3 Состав комплекса приведен в *Приложении А*.

1.3.4 Комплектация комплекса первичными ИП и преобразователями расчетно-измерительными определяется в зависимости от вида измерительной системы и оговаривается при заключении договора между поставщиком и потребителем измеряемой среды.

Таблица 1.6 – Комплектность комплексов ТЭКОН-20К

Наименование	Обозначение	Кол.
Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19	ТУ 4213-060-44147075-02	1-16
Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19Б	ТУ 4213-091-44147075-07	1-16
ИП расхода и счетчики электроэнергии		0-64
ИП температуры		0-64
ИП абсолютного и избыточного давления		0-64
ИП разности давления		0-64
Руководство по эксплуатации (методика поверки представлена в разделе 6 «Поверка»)	Т10.00.93 РЭ	1

Таблица 1.7 – Диапазоны измерения температуры, давления и разности давления и условия эксплуатации ИП в ИК расхода, объема (массы) газов и газовых смесей (заполняют при наличии ИК)

№ ИК	Характеристика	Значение
	Диапазон измерения температуры	
	Диапазон измерения давления	
	Диапазон измерения расхода	
	Диапазон измерения разности давлений	
	Диапазон температуры окружающего воздуха ИП давления и разности давлений	
	Диапазон измерения температуры	
	Диапазон измерения давления	
	Диапазон измерения расхода	
	Диапазон измерения разности давлений	
	Диапазон измерения температуры окружающего воздуха ИП давления и разности давлений	

1.4 Маркировка, пломбирование и упаковка

1.4.1 Все первичные ИП и преобразователи расчетно-измерительные, входящие в состав комплекса, маркированы и упакованы в соответствии с требованиями соответствующих ТУ.

1.4.2 Эксплуатационная документация на комплекс упакована в запаянный полиэтиленовый мешок, и уложена в упаковочную тару преобразователей расчетно-измерительных.

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 При эксплуатации комплекса должны соблюдаться условия, указанные в технических условиях и эксплуатационной документации на все ИП и преобразователи расчетно-измерительные.

2.2 Монтаж оборудования следует выполнять в соответствии с требованиями и рекомендациями эксплуатационной документации на ИП и преобразователи расчетно-измерительные.

3 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

3.1 Изготовитель гарантирует соответствие комплекса требованиям технических условий при соблюдении условий эксплуатации, транспортирования и хранения всех первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных.

3.2 Гарантийные сроки хранения и эксплуатации первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных, входящих в состав комплекса, установлены производителями в ЭД СИ.

4 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Комплекс учета энергоносителей ТЭКОН-20К, заводской номер _____, уровень точности измерений _____, в составе по *Приложению А*, соответствует требованиям технических условий ТУ 4218-093-44147075-07 и признан годным к эксплуатации.

Дата выпуска _____

Представитель ОТК _____

5 СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ УПАКОВЫВАНИИ

Комплекс учета энергоносителей ТЭКОН-20К, заводской номер _____, уровень точности измерений _____, в составе по *Приложению А*, упакован согласно требованиям технических условий ТУ 4218-093-44147075-07.

6 ПОВЕРКА

В разделе изложена методика первичной и периодической поверок.

6.1 Общие требования

6.1.1 Поверку комплекса проводят поэлементно.

6.1.2 Порядок и периодичность поверки первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных определены соответствующей эксплуатационной документацией.

6.1.3 Первичную поверку проводят при выпуске из производства и после ремонта. Допускается проводить замену неисправных первичных ИП поверенными однотипными без проведения поверки комплекса, при этом делается отметка в настоящем документе.

6.1.4 Периодической поверке подвергают комплексы, находящиеся в эксплуатации.

6.1.5 Интервал между поверками 4 года.

6.2 Операции поверки

6.2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в **таблице 6.1**.

6.2.2 При получении отрицательных результатов на любой операции поверки, поверку прекращают, комплекс признают непригодным для эксплуатации.

6.3 Средства поверки

6.3.1 При проведении поверки СИ, входящих в состав комплекса, применяют средства измерений и оборудование, указанные в ЭД на эти СИ.

6.3.2 Метод поверки комплекса – расчетный.

6.4 Требования к безопасности и квалификации поверителей

6.4.1 К проведению поверки допускают лиц, изучивших настоящее РЭ, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012-94 «ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений».

6.4.2 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, предусмотренные ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.2.091-94, а также требования безопасности, указанные в технической документации на СИ, входящие в состав комплекса, средства поверки и вспомогательное оборудование.

6.5 Условия поверки

Поверку проводят в нормальных условиях:

- температура окружающего воздуха, °С 20 ± 5 ;
- относительная влажность воздуха, % 30 – 80;
- атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.) 84 – 106,7 (630 – 795);

Таблица 6.1 - Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер пункта	Проведение операций при поверке	
		первичной	периодической
Внешний осмотр	6.7.1	да	да
Опробование	6.7.2	да	да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения	6.7.3	да	да
Определение погрешностей ИК температуры	6.7.4	да	нет
Определение относительной погрешности ИК давления и разности давления	6.7.5	да	нет
Определение относительной погрешности ИК массы, расхода и объема газа (смеси газов)	6.7.6	да	нет
Определение относительной погрешности ИК массы воды и пара	6.7.7	да	нет
Определение относительной погрешности ИК тепловой энергии	6.7.8	да	нет
Определение относительной погрешности ИК электроэнергии	6.7.9	да	нет
Определение относительной погрешности при измерении интервалов времени	6.7.10	да	нет

6.6 Подготовка к поверке

6.6.1 Комплекс и СИ, входящие в его состав, подготавливают к работе в соответствии с эксплуатационной документацией указанных СИ.

6.7 Проведение поверки

6.7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют :

- соответствие комплектности комплекса настоящему РЭ;
- наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки в эксплуатационной документации, подтверждающих проведение поверки каждого СИ, входящего в состав комплекса;
- комплектность, маркировку наличие необходимых надписей на наружных панелях, отсутствие механических повреждений СИ, входящих в состав комплекса.

6.7.2 Опробование

6.7.2.1 При опробовании проверяют исправность органов управления и индикации СИ, входящих в состав комплекса, соответствие диапазонов измерений СИ, используемых в составе комплекса, значениям, указанным в картах программирования преобразователей расчетно-измерительных.

6.7.2.2 Опробование считают успешным, если корректно отображаются все названия и значения параметров, отсутствует индикация отказов, ошибок программирования и нештатных ситуаций; диапазоны измерений СИ, входящих в состав комплекса, соответствуют значениям, указанным в картах программирования преобразователей расчетно-измерительных, и фактическим значениям измеряемых параметров.

6.7.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

Проверка идентификационных данных программного обеспечения проводится сравнением идентификационных данных программного обеспечения на дисплеях преобразователей расчетно-измерительных из состава комплекса с идентификационными данными, указанными в таблице 1.5.

Результаты считают положительными, если идентификационные данные

программного обеспечения соответствуют приведенным в таблице 1.5.

6.7.4 Определение погрешностей ИК температуры

6.7.4.1 Абсолютную погрешность ИК температуры жидкостей и пара ($\Delta(t)$), определяют в 5 точках диапазона измерений, для ИК температуры жидкости – (0, 50, 100, 150, 200) °С, для ИК температуры пара – (100, 150, 250, 400, 600) °С по формуле:

$$\Delta(t) = \sqrt{\Delta_B(t)^2 + \Delta_{II}(t)^2} \quad (6.1)$$

где $\Delta_B(t)$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при измерении температуры, °С,

$\Delta_{\text{п}}(t)$ – предел допускаемой абсолютной погрешности ИП температуры, °С.

6.7.4.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК температуры вычисленные значения $\Delta(t)$ во всех поверяемых точках находятся в интервале $\pm (0,6+0,004 \cdot |t|)$, °С, где t – значение температуры в поверяемой точке, °С.

6.7.4.3 Относительную погрешность ИК термодинамической температуры газа (смеси газов) ($\delta(T)$), %, определяют по формуле:

$$\delta(T) = \max \{ |\Delta(t)/(t + 273,15)| \cdot 100 \}, \quad (6.2)$$

где $\Delta(t)$ – абсолютная погрешность ИК температуры, °С, определяемая по

формуле (6.1) в 5 точках, равномерно распределенных по диапазону измерения температуры газа, определяемого по таблице 1.8: (минус 73, 0, 50, 100, 226) °С, (минус 64, 0, 50, 100, 226) °С или (минус 50, 0, 50, 100, 151,85) °С,

t – значение температуры в поверяемой точке, °С.

6.7.4.4 Результаты считают положительными, если для каждого ИК температуры вычисленные значения $\delta(T)$ находятся в интервалах, приведенных в таблице 1.3 для уровня точности измерений поверяемого ИК.

6.7.5 Определение относительной погрешности ИК давления и разности давления

6.7.5.1 Относительную погрешность ИК давления ($\delta(P)$), и разности давления ($\delta(\Delta P)$), определяют по формулам:

$$\delta(P) = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{min}}} \cdot \sqrt{\gamma_{\text{В}}(P)^2 + \gamma_{\text{п}}(P)^2 + \gamma_{\text{д}}(P)^2} \quad (6.3)$$

$$\delta(\Delta P) = \frac{\Delta P_{\text{max}}}{\Delta P_{\text{min}}} \cdot \sqrt{\gamma_{\text{В}}(P)^2 + \gamma_{\text{п}}(\Delta P)^2 + \gamma_{\text{д}}(\Delta P)^2} \dots (6.4)$$

где $\gamma_{\text{В}}(P)$ – предел допускаемой приведенной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при измерении давления и разности давления, %,

$\gamma_{\text{п}}(P)$ – предел допускаемой основной приведенной погрешности ИП давления, %,

$\gamma_{\text{п}}(\Delta P)$ – предел допускаемой основной приведенной погрешности ИП разности давления, %,

$\gamma_{\text{д}}(P)$ – предел допускаемой дополнительной приведенной погрешности ИП давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки (для газов по данным таблицы 1.7), %,

$\gamma_{\text{д}}(\Delta P)$ – предел допускаемой дополнительной приведенной погрешности ИП разности давления при изменении температуры окружающего

воздуха в диа-пазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки (для газов по данным таблицы 1.7),%

P_{\min} , P_{\max} – нижний и верхний пределы диапазона измерений давления в одинаковых единицах измерений (для ИК давления газов и газовых смесей опре-деляемые по таблице 1.8),

ΔP_{\min} , ΔP_{\max} – нижний и верхний пределы диапазона измерений разности давления в одинаковых единицах измерений.

6.7.5.2 Результаты считают положительными, если рассчитанные значения $\delta(P)$ и $\delta(\Delta P)$ для каждого ИК давления и разности давления жидкости и пара находятся в интервале $\pm 2\%$, и для каждого ИК давления и разности давления газа (смеси газов) находятся в интервалах, приведенных в таблице 1.3 для уровня точности измерений поверяемого ИК.

6.7.6 Определение относительной погрешности ИК массы, расхода и объема газа

6.7.6.1 Относительную погрешность ИК массы, расхода и объема газа (смеси газов), приведенного к стандартным условиям ($\delta \delta \delta(V)$), определяют по формуле:

$$\delta(V) = \sqrt{\delta_B(V)^2 + \delta(T)^2 + \delta(P)^2 + \delta(G)^2}, \quad (6.5)$$

где $\delta_B(V)$ – предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете массы или объема газа, приведенного к стандартным условиям по измеренным значениям температуры, давления, объемного расхода в рабочих условиях или разности давлений на СУ, %.

$\delta(T)$ – относительная погрешность ИК термодинамической температуры газа (смеси газов), определяемая по формуле (6.1)

$\delta(P)$ – относительная погрешность ИК абсолютного давления, определяемая:

- при измерении ИП абсолютного давления по формуле (6.3),
- при измерении ИП избыточного и атмосферного давления по формуле (6.6)
- при измерении ИП избыточного давления и принятии атмосферного давления условно-постоянной величиной по формуле (6.7)

$$\delta(P) = \frac{\sqrt{(P_{\min}^{\text{изб}} + P_{\min}^{\text{атм}})^2 \cdot \gamma_B(P)^2 + P_{\max}^{\text{изб}}{}^2 \cdot (\gamma_{\text{ПИ}}(P)^2 + \gamma_{\text{ДИ}}(P)^2) + P_{\max}^{\text{атм}}{}^2 \cdot (\gamma_{\text{ПА}}(P)^2 + \gamma_{\text{ДА}}(P)^2)}}{(P_{\min}^{\text{изб}} + P_{\min}^{\text{атм}})} \quad (6.6)$$

$$\delta(P) = \frac{\sqrt{(P_{\min}^{\text{изб}} + P_{\min}^{\text{атм}})^2 \cdot \gamma_B(P)^2 + P_{\max}^{\text{изб}}{}^2 \cdot (\gamma_{\text{ПИ}}(P)^2 + \gamma_{\text{ДИ}}(P)^2) + \frac{1}{6} P_{\max}^{\text{атм}}{}^2 \cdot \left(\frac{P_{\max}^{\text{атм}} - P_{\min}^{\text{атм}}}{(P_{\max}^{\text{атм}} + P_{\min}^{\text{атм}})} \cdot 100 \right)^2}}{(P_{\min}^{\text{изб}} + P_{\min}^{\text{атм}})} \dots (6.7)$$

где $\gamma_B(P)$ - предел допускаемой приведенной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при измерении давления, %,

$\gamma_{ПИ}(P)$ - предел допускаемой основной приведенной погрешности ИП избыточного давления, %,

$\gamma_{ПА}(P)$ - предел допускаемой основной приведенной погрешности ИП атмосферного давления, %,

$\gamma_{ДИ}(P)$ - предел допускаемой дополнительной приведенной погрешности ИП избыточного давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки по данным *таблицы 1.7*, %,

$\gamma_{ДА}(P)$ - предел допускаемой дополнительной приведенной погрешности ИП атмосферного давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки по данным *таблицы 1.7*, %,

$P_{min}^{изб}$, $P_{max}^{изб}$ - нижний и верхний пределы диапазона измерений избыточного давления, кПа,

$P_{min}^{атм}$, $P_{max}^{атм}$ - нижний и верхний пределы диапазона измерений атмосферного давления, кПа,

$\delta(G)$ - относительная погрешность ИК расхода (объема) в рабочих условиях, %, определяемая:

- при измерении с помощью СУ по формуле (6.8);

- при измерении расходомером по формуле (6.9) в диапазоне расхода по данным *таблицы 1.7*

$$\delta(G) = 0,5 \cdot \delta(\Delta P), \dots \dots \dots (6.8)$$

$$\delta(G) = \sqrt{\delta_B(G)^2 + \delta_{II}(G)^2}, \quad (6.9)$$

где $\delta(\Delta P)$ - относительная погрешность ИК разности давления, определяемая по формуле (6.4), %,

$\delta_B(G)$ - предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при измерении расхода расходомером, %,

$\delta_{II}(G)$ - предел допускаемой относительной погрешности ИП расхода (объема), %.

6.7.6.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК массы, расхода и объема газа (смеси газов) рассчитанные значения $\delta(G)$ и $\delta(V)$ находятся в интервалах, приведенных в *таблице 1.3*.

6.7.7 Определение относительной погрешности ИК массы воды и пара

6.7.7.1 Относительную погрешность ИК массы воды и пара ($\delta(M)$) определяют по формуле:

$$\delta(M) = \sqrt{\delta_B(M)^2 + \delta(G)^2} \dots (6.10)$$

где $\delta_B(M)$ - предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете массы, %,

$\delta(G)$ - относительная погрешность комплекса при измерении объемного расхода воды или пара, определяемая:

- при измерении с помощью СУ по формуле (6.8).
- при измерении расходомером по формуле (6.9)

6.7.6.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК массы воды и пара рассчитанные значения $\delta(M)$ находятся в интервале $\pm 2\%$ для ИК массы воды и в интервале $\pm 3\%$ для ИК массы пара.

6.7.8 Определение относительной погрешности ИК тепловой энергии

6.7.8.1 Относительную погрешность ИК тепловой энергии закрытых водяных систем теплоснабжения и отдельных трубопроводов ($\delta(Q_{звс})$) определяют в 5 точках диапазона измерений разности температур в подающем и обратном трубопроводе (3, 10, 50, 145, 195) °C по формуле:

$$\delta(Q_{звс}) = \sqrt{\delta_B(Q)^2 + \delta(\Delta t)^2 + \delta(M)^2}, \quad (6.11)$$

где $\delta_B(Q)$ - предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете тепловой энергии воды, %,

$\delta(M)$ - относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды, определяемая по формуле (6.10),

$\delta(\Delta t)$ - относительная погрешность комплекса, %, при измерении разности температур, определяемая по формуле:

$$\delta(\Delta t) = \frac{\sqrt{2 \cdot \Delta_B(t)^2 + \Delta_{\Pi}(\Delta t)^2}}{\Delta t} \cdot 100, \quad (6.12)$$

где Δt - значение разности температур в поверяемой точке, °C,

$\Delta_B t$ - предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при измерении температуры, °C,

$\Delta_{\Pi}(\Delta t)$ - предел допускаемой абсолютной погрешности первичных ИП при измерении разности температур, °C, определяемый:

- при измерении ИП разности температур по ЭД на ИП
- при измерении двумя ИП температуры по формуле:

$$\Delta_{\Pi}(\Delta t) = \sqrt{\Delta_{\Pi}(t_1)^2 + \Delta_{\Pi}(t_2)^2}, \quad (6.12)$$

где $\Delta_{\Pi}(\Delta t_1)$ и $\Delta_{\Pi}(\Delta t_2)$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ИП температуры, °С.

6.7.8.2 Относительную погрешность ИК тепловой энергии открытых водяных систем теплоснабжения ($\delta(Q_{OBC})$) определяют по формуле (6.14):

- при измерении расхода в подающем (или обратном) трубопроводе и в трубопроводе ГВС (подпитки) в 5 точках диапазона измерений разности температур в подающем и обратном трубопроводе (3, 10, 50, 145, 195) °С при отношении масс воды в трубопроводе ГВС и в контуре отопления в одинаковых единицах $m_{ГВС}/m_{от} = 0,05$, при температуре воды в подающем трубопроводе $t_{под} = 200$ °С, в трубопроводе ГВС $t_{ГВС} = 65$ °С и в трубопроводе подпитки $t_{хп} = 5$ °С ;

- при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах для каждого диапазона измерений разности температур в подающем и обратном трубопроводах (3-20) °С, (20-200) °С, в точках, выбранных в соответствии с таблицей 6.2; при этом значение массы воды в контуре отопления ($m_{от}$) принимают равным массе воды в подающем трубопроводе ($m_{под}$) (отбор воды на ГВС из обратного трубопровода); значение массы воды в трубопроводе ГВС ($m_{ГВС}$) принимают равным разности масс воды в подающем ($m_{под}$) и обратном ($m_{обр}$) трубопроводах.

Диапазон измерений Δt , °С	$m_{ГВС}/m_{от}$	Δt , °С	$(t_{ГВС}-t_{хп})$, °С
3 - 20	0,5	3	30
	0,9	3	1
	0,5	10	40
	0,9	10	3
	0,5	20	60
	0,9	20	5
20 - 200	ОД	40	60
	1,0	40	50
	ОД	100	40
	1,0	100	30
	ОД	180	10
	1,0	190	5

$$\delta(Q_{OBC}) = \frac{\sqrt{\beta_{от}(Q)^2 + k_{от}^2 \cdot (\delta(\Delta t)^2 + \delta(M_{от})^2) + k_{ГВС}^2 \cdot (\delta(\Delta t_{ГВС})^2 + \delta(M_{ГВС})^2)}}{\Delta t} \quad (6.14)$$

где $k_{от}$, $k_{ГВС}$ – коэффициенты отбора тепловой энергии в контур отопления и на ГВС соответственно, определяемые по формулам:

$$k = \frac{\Delta t}{\frac{m_{ГВС}}{m_{от}} \cdot (t_{ГВС} - t_{хп}) + \Delta t} \quad (6.15)$$

$$k = \frac{\frac{m_{ГВС}}{m_{от}}(t_{ГВС} - t_{хи})}{\frac{m_{ГВС}}{m_{от}}(t_{ГВС} - t_{хи}) + \Delta t} \quad (6.16)$$

где $m_{ГВС}/m_{от}$ - отношение масс воды в трубопроводе ГВС и в контуре отопления в одинаковых единицах,

Δt - разность температур воды в подающем и обратном трубопроводе, °С,

$t_{ГВС}$ - верхний предел диапазона измерений температуры ГВС, °С,

$t_{ГВС}$ - температура холодного источника (в трубопроводе подпитки), °С,

$\delta_v(Q)$ - предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете тепловой энергии воды, %,

$\delta(\Delta t)$ - относительная погрешность комплекса при измерении разности температур в подающем и обратном трубопроводе, определяемая по формуле (6.12),

$\delta(M_{от})$ - относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды на отопление в подающем или обратном трубопроводе (в зависимости от точки отбора воды на ГВС), %, определяемая по формуле (6.10),

$\delta(\Delta t_{ГВС})$ - относительная погрешность комплекса при измерении разности температур воды в трубопроводе ГВС и трубопроводе подпитки (холодного источника), определяемая по формуле (6.12),

$\delta(M_{ГВС})$ - относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды на ГВС, %, определяемая:

- при измерении расхода в трубопроводе ГВС (подпитки) по формуле (6.10),
при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах по формуле:

$$\delta(M_{ГВС}) = \sqrt{\left(\frac{m_{под}}{m_{ГВС}}\right)^2 \cdot \delta(M_{под})^2 + \left(\frac{m_{обр}}{m_{ГВС}}\right)^2 \cdot \delta(M_{обр})^2}, \quad (6.17)$$

где $\delta(M_{под})$ - относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды в подающем трубопроводе, %, определяемая по формуле (6.10),

$\delta(M_{обр})$ - относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды в обратном трубопроводе, %, определяемая по формуле (6.10),

$m_{под}/m_{ГВС}$ - отношение масс воды подающем трубопроводе и в трубопроводе ГВС в одинаковых единицах,

$m_{обр}/m_{ГВС}$ - отношение масс воды в обратном трубопроводе и в трубопроводе ГВС в одинаковых единицах.

6.7.8.3 Относительную погрешность ИК тепловой энергии паровых систем теплоснабжения ($\delta(Q_{ПС})$), определяют по формуле:

$$\delta(Q_{ПС}) = \sqrt{\delta_v(Q)^2 + \delta_v(M_{под})^2}, \quad (6.18)$$

где $\delta_v(Q)$ - предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете тепловой энергии пара, %,

$\delta(M_{\text{под}})$ - относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) пара в подающем трубопроводе, определяемая по формуле (6.10).

6.7.8.4 Результаты считают положительными, если :

- для каждого ИК открытых водяных систем теплоснабжения при измерении расхода в подающем (или обратном) трубопроводе и в трубопроводе ГВС (подпитки), а также закрытых водяных систем теплоснабжения и отдельных трубопроводов во всех поверяемых точках рассчитанные значения $\delta(Q_{\text{ЗВС}})$, $\delta(Q_{\text{ОВС}})$ находятся в интервале $\pm (2+12/\Delta t + 0,01 G_{\text{max}}/G_{\text{min}})$, где G_{min} и G_{max} - нижний и верхний пределы диапазона измерений ИП расхода в подающем трубопроводе;
- для каждого ИК открытых водяных систем теплоснабжения при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах рассчитанные значения $\delta(Q_{\text{ОВС}})$, %, во всех поверяемых точках находятся в интервалах:

при отношении $m_{\text{обр}}/m_{\text{под}} \leq 0,5$, в диапазоне Δt от 3 до 20 °С, %..... ± 5 ,
 при отношении $m_{\text{обр}}/m_{\text{под}} \leq 0,95$, в диапазоне Δt от 20 до 200 °С, %..... ± 4 ,
 где $m_{\text{под}}$, $m_{\text{обр}}$ - масса воды в подающем и обратном трубопроводах соответственно, в одинаковых единицах;

Δt - разность температур в подающем и обратном трубопроводах, °С

- для каждого ИК тепловой энергии паровых систем теплоснабжения рассчитанные значения ($\delta(Q_{\text{ПС}})$) находятся в интервале ± 3 %.

6.7.9 Определение относительной погрешности ИК электроэнергии 6.7.9.1 Относительную погрешность ИК электроэнергии ($\delta(W)$), %, определяют по формуле:

$$\delta(W) = \sqrt{\delta_v(W)^2 + \delta_{\text{И}}(W)^2} \quad (6.19)$$

где $\delta_v(W)$ - предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете электроэнергии, %,

$\delta_{\text{И}}(W)$ - предел допускаемой относительной погрешности ИП электроэнергии, %.

6.7.9.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК электроэнергии рассчитанные значения $\delta(W)$ находятся в интервале ± 2 %.

6.7.10 Определение относительной погрешности комплекса при измерении интервалов времени

6.7.10.1 Относительную погрешность комплекса при измерении интервалов времени определяют при поверке преобразователей расчетно-измерительных.

6.7.10.2 Результаты считают положительными, если относительная погрешность комплекса при измерении времени находится в интервале $\pm 0,01$ %.

6.7.11 Результаты расчета регистрируют в протоколе поверки произвольной формы.

6.8 Оформление результатов поверки

6.8.1 При положительных результатах поверки комплекс признают пригодным к эксплуатации и регистрируют результаты в таблице 6.3.

6.8.2 При отрицательных результатах поверки комплекс признают непригодным к дальнейшей эксплуатации, выдают извещение о непригодности с указанием причин в соответствии с ПР 50.2.006 и регистрируют результаты в *таблице 6.3.*

Таблица 6.3

Дата поверки	Результаты поверки	Дата следующей поверки	Подпись поверителя и знак поверки

7 ТЕКУЩЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕ- МОНТ

7.1 Ремонт

7.1.1 Ремонт комплекса производится на предприятии-изготовителе.

7.2 Сведения о рекламациях

7.2.1 При обнаружении неисправности комплекса в период действия гарантийных обязательств, а также при обнаружении некомплектности при первичной приемке комплекса, потребитель должен выслать в адрес предприятия-изготовителя письменное извещение со следующими сведениями:

заводской номер комплекса, дата выпуска и дата ввода комплекса в эксплуатацию; сведения о наличии пломб предприятия-изготовителя; сведения о характере дефекта (или некомплектности); сведения о наличии у потребителя контрольно-измерительной аппаратуры для проверки комплекса; адрес, по которому должен прибыть представитель предприятия-изготовителя, номер телефона.

7.2.2 При обнаружении неисправности комплекса по истечении гарантийных сроков, потребитель должен выслать в адрес предприятия-изготовителя неисправные ИП и преобразователи расчетно-измерительные с заполненными формулярами и формуляром на комплекс с письменным извещением и описанием дефекта.

7.2.3 Адрес предприятия-изготовителя:

7.2.4 Рекламации регистрируют в *таблице 7.1*

Таблица 7.1

Дата предъявления рекламации	Краткое содержание	Меры, принятые по рекламации

8 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

8.1 Транспортирование

8.1.1 Транспортирование упакованного комплекса должно производиться в крытых транспортных средствах всеми видами транспорта, авиатранспортом только в герметизированных и отапливаемых отсеках.

8.2 Хранение

8.2.1 Хранение комплекса должно производиться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52931.

9 ДВИЖЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Таблица 9

Откуда	Номер и дата на-ряда	Должность и подпись лица, ответственного за приемку	Куда	Номер и дата на-ряда	Должность и подпись лица, ответственного за отправку

Телефон: **(8452) 400-115**E-mail: **zakaz@gazmashstroi.ru**