



ОКП 4218

# Комплекс учета энергоносителей Метран-490

Руководство по эксплуатации



# Содержание

1	Описание и работа.....	5
1.1	Назначение .....	5
1.2	Технические характеристики .....	7
1.3	Состав комплекса.....	12
1.4	Устройство и работа комплекса .....	13
1.5	Маркировка .....	14
1.6	Упаковка .....	14
1.7	Описание и работа составных частей комплекса.....	15
2	Использование по назначению .....	17
2.1	Эксплуатационные ограничения.....	17
2.2	Подготовка комплекса к использованию .....	17
2.3	Использование комплекса .....	18
3	Техническое обслуживание и ремонт комплекса .....	19
4	Транспортирование и хранение.....	20
5	Утилизация комплекса.....	20
6	Гарантии изготовителя .....	20
	Приложение А Ссылочные нормативные документы .....	21
	Приложение Б Структура условного обозначения.....	24

Настоящее руководство по эксплуатации (РЭ) распространяется на комплексы учета энергоносителей Метран-490 (далее по тексту – Метран-490 или комплексы) и содержит технические данные и сведения, необходимые для правильной эксплуатации комплексов, изготовленных по ТУ 4218-060-51453097-2012 (далее – ТУ).

Обслуживающий персонал, проводящий эксплуатацию и техническое обслуживание комплексов, должен изучить настоящее руководство по эксплуатации и пройти инструктаж по технике безопасности при работе с электротехническими установками.

Обязательным для изучения является также эксплуатационная документация на средства измерений, входящие в состав комплексов.

Нормативные документы, на которые имеются ссылки в настоящем РЭ, приведены в приложении А.

Условное обозначение комплекса приведено в приложении Б.

# 1 Описание и работа

## 1.1 Назначение

1.1.1 Комплексы предназначены для измерения расхода, давления, температуры, количества и массы жидкостей, газов и газовых смесей, насыщенного и перегретого пара и вычисления количества тепловой энергии в системах теплоснабжения или приведенного к стандартным условиям объема газа.

1.1.2 Область применения комплексов – измерительные системы коммерческого учета, автоматизированного контроля и управления технологическими процессами на тепловых пунктах, теплостанциях, газораспределительных станциях и прочих объектах промышленности и коммунального хозяйства в условиях круглосуточной эксплуатации.

1.1.3 В зависимости от применения комплексы имеют следующие исполнения:

- 1) СЧВ – счетчик тепла для закрытых водяных систем теплоснабжения;
- 2) СЧП – счетчик тепла для паровых систем теплоснабжения;
- 3) СЧГ – счетчик газа.

1.1.4 Комплексы относятся к составным изделиям. В состав комплексов входят первичные измерительные преобразователи (ИП) и контроллеры, являющиеся средствами измерения (СИ), типы которых приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Типы средств измерения, входящих в комплексы

Наименование	Обозначение
1	2
Контроллеры	
ТЭКОН-19	ТУ 4213-060-44147075-02
СПТ 961.2	ТУ 4217-055-23041473-2007
СПГ 761.2	ТУ 4217-057-23041473-2007
СПГ 762.2	ТУ 4217-058-23041473-2007
СПГ 763.2	ТУ 4217-059-23041473-2007
FloBoss 107	Документация Rosemount
Измерительные преобразователи расхода	
Расходомер счетчик вихревой 8800	Документация Rosemount
Расходомер вихревой Rosemount 8600D	Документация Rosemount
Измерительные преобразователи давления	
Метран-55	ТУ 4212-009-12580824-2002
Метран-75	ТУ 4212-023-51453097-2010
Метран-150	ТУ 4212-022-12580824-2006
Rosemount 3051	ТУ 4212-021-12580824-2006
Измерительные преобразователи температуры	
Метран-286	ТУ 4211-007-12580824-2002
Метран-200	ТУ 4211-002-12580824-2003

Продолжение таблицы 1

1	2
Метран-200	ТУ 4211-011-12580824-2003
Метран-2000	ТУ 4211-017-51453097-2008
Метран-2700	ТУ 4211-018-51453097-2008
Измерительные преобразователи разности температур	
КТСП Метран-206, 226	ТУ 4211-004-12580824-2001
Барьеры искрозащиты	
Метран-631-Изобар	ТУ 4217-005-34567480-2006

1.1.5 В измерительных каналах (ИК) комплексов применяются ИП, имеющие действующие свидетельства об утверждении типа средства измерения.

В ИК комплексов для вычисления тепловой энергии (исполнения СЧВ и СЧП) применяются ИП, соответствующие обязательным требованиям нормативной-технической документации (НТД), предъявляемые к счетчикам тепла и их составным частям и соответствующие ГОСТ Р 51649, ГОСТ 51522.1, ГОСТ Р ЕН 1434-1, ГОСТ Р 8.592, ГОСТ Р 52932, ГОСТ Р 8.642, документу – «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя П-683».

1.1.6 В ИК комплексов для измерения расхода энергоносителей применяются вихревые расходомеры в соответствии с ПР 50.2.019. В ИК давления используются датчики избыточного или абсолютного давления. В ИК температуры применяются платиновые ИП температуры классов допуска А, В по ГОСТ 6651.

1.1.7 По метрологическим свойствам комплексы являются средствами измерения.

1.1.8 В соответствии с ГОСТ Р 51649 комплексы исполнения СЧВ классифицируются как:

- по количеству измерительных каналов - многоканальный;
- по способу представления измерительной информации – со стационарно подключенным устройством съема, формирования отчетов, хранения и представления измерительной информации;
- по значению разности температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах – теплосчетчик класса В.

1.1.9 В соответствии с ГОСТ Р 52931 комплексы классифицируются:

- по наличию информационной связи – для связи с другими изделиями;
- по виду энергии носителя сигналов в канале связи – электрический;
- по эксплуатационной законченности – изделие третьего порядка.

1.1.10 В соответствии с ГОСТ 27.003 контроллеры и ИП комплекса относятся к изделиям конкретного назначения, вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемые, ремонтируемые.

1.1.11 Комплекс не является взрывозащищенным оборудованием (не сертифицирован как взрывозащищенная система).

## 1.2 Технические характеристики

1.2.1 Первичные ИП и контроллеры, входящие в состав комплексов и являющиеся средствами измерения, соответствуют нормативно-технической документации (далее НТД), приведенной в таблице 1.

1.2.2 Параметры энергоносителей, измеряемые комплексами приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры энергоносителей

Среда	Температура, °С		Абсолютное давление, МПа		Объемный расход, (в рабочих условиях)	
	T <sub>min</sub>	T <sub>max</sub>	P <sub>min</sub>	P <sub>max</sub>	Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>
Вода	0	200	0,1	5,0	0,4 м <sup>3</sup> /ч	2002 м <sup>3</sup> /ч
Пар перегретый	100	400	0,1	15,0	1,41 м <sup>3</sup> /ч	13956 м <sup>3</sup> /ч
Пар насыщенный	100	300	0,1	5,0	5,8 кг/ч	355968 кг/ч
Природный газ	-50	100	0,1	12,0	1,41 м <sup>3</sup> /ч	13956 м <sup>3</sup> /ч
Сжатый воздух	-50	200	0,1	25,0	1,41 м <sup>3</sup> /ч	13956 м <sup>3</sup> /ч
Азот	-50	150	0,1	10,0	1,41 м <sup>3</sup> /ч	13956 м <sup>3</sup> /ч
Аргон	-50	150	0,1	10,0	1,41 м <sup>3</sup> /ч	13956 м <sup>3</sup> /ч
Кислород	-50	100	0,1	15,0	1,41 м <sup>3</sup> /ч	13956 м <sup>3</sup> /ч
Ацетилен	-50	150	0,1	10,0	1,41 м <sup>3</sup> /ч	13956 м <sup>3</sup> /ч
Аммиак	-50	150	0,1	10,0	1,41 м <sup>3</sup> /ч	13956 м <sup>3</sup> /ч
Углекислый газ	-3	70	0,1	5,0	1,41 м <sup>3</sup> /ч	13956 м <sup>3</sup> /ч

1.2.3 Комплексы соответствующих исполнений обеспечивают измерение объемного расхода жидкостей, газов и пара для трубопроводов с диаметрами условных проходов и характеристиками, определяемыми НТД на ИП расхода.

Пределы допускаемого значения основной относительной погрешности ИК расхода для воды, газообразных сред и пара при рабочих условиях приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основная относительная погрешность ИК расхода

Тип ИП расхода	Основная относительная погрешность $\delta_{Q_B}$ при измерении расхода воды, %	Основная относительная погрешность $\delta_{Q_T}$ при измерении расхода газообразных сред и пара в рабочих условиях, %
Расходомер счетчик вихревой 8800	$\pm 0,75$	$\pm 1,1$
Расходомер вихревой Rosemount 8600D	$\pm 0,85$	$\pm 1,1$

1.2.4 Комплексы исполнений СЧП, СЧГ обеспечивают измерение температуры энергоносителя по ИК температуры в диапазоне температур от минус 50 °С до +400 °С с предельной допускаемой абсолютной погрешностью, равной:

–  $\pm 1,0$  °С для ИП температуры с естественным выходным сигналом классом допуска А и  $\pm 2,35$  °С для ИП температуры с естественным выходным сигналом классом допуска В;

–  $\pm 0,85$  °С для ИП температуры с токовым выходным сигналом с основной приведенной погрешностью  $\pm 0,15$  % и  $\pm 1,25$  °С для ИП с основной приведенной погрешностью  $\pm 0,25$  %.

1.2.5 Комплексы исполнений СЧП, СЧГ обеспечивают по ИК температуры с ИП температуры, встроенного в расходомер, измерение температуры энергоносителя в диапазоне температур от минус 50 °С до +250 °С с предельной абсолютной погрешностью, равной  $\pm 1,3$  °С.

1.2.6 Комплексы исполнения СЧВ обеспечивают по ИК разности температуры с ИП в виде комплекта термометров сопротивления, измерение разности температур энергоносителя в пределах от +5 °С до +145 °С с предельной допускаемой абсолютной погрешностью, равной:

–  $\pm 0,08$  °С для разности температур от + 5 °С до + 20 °С, включительно, для ИП с комплектом термометров сопротивления класса А и  $\pm 0,15$  °С для ИП с комплектом термометров сопротивления класса В;

–  $\pm 0,2$  °С для разности температур выше + 20 °С и до + 145 °С, включительно, для ИП с комплектом термометров сопротивления класса А и  $\pm 0,4$  °С для ИП с комплектом термометров сопротивления класса В.

1.2.7 Комплексы исполнений СЧП, СЧГ обеспечивают измерение температуры энергоносителя для ИК температуры с ИП температуры с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», подключенного через барьер искрозащиты с нормируемой погрешностью передачи токовых сигналов, в диапазоне температур от минус 50 °С до +400 °С с предельной допускаемой абсолютной погрешностью, равной:

–  $\pm 1,0$  °С, для ИП температуры с основной приведенной погрешностью  $\pm 0,15$  % и  $\pm 1,3$  °С для ИП с основной приведенной погрешностью  $\pm 0,25$  %.

1.2.8 Комплексы обеспечивают по ИК давления измерение избыточного давления энергоносителя в диапазоне от 0 до 25 МПа (0 - 25000 кПа) или абсолютного давления энергоносителя в диапазоне от 0,1 до 25 МПа (100 - 25000 кПа) с пределами допускаемой основной относительной погрешности, равными:

–  $\pm 1,25$  % для ИП давления с максимальной основной приведенной погрешностью  $\gamma_d = \pm 0,075$  % или  $\pm 1,45$  % для ИП с  $\gamma_d = \pm 0,1$  % и с пределами шкалы давлений от  $P_{\min} = 0,1 \cdot P_{\max}$  до  $P_{\max}$ ;

–  $\pm 1,5$  % для ИП давления с максимальной основной приведенной погрешностью  $\gamma_d = \pm 0,15$  % или  $\pm 0,20$  % и с пределами шкалы давлений от  $P_{\min} = 0,15 \cdot P_{\max}$  до  $P_{\max}$ ;

–  $\pm 1,7$  % для ИП давления с максимальной основной приведенной погрешностью  $\gamma_d$  от  $\pm 0,25$  % до  $\pm 0,5$  % и с пределами шкалы давлений от  $P_{\min} = 0,3 \cdot P_{\max}$  до  $P_{\max}$ .



1.2.9 Комплексы обеспечивают по ИК давления измерение избыточного давления энергоносителя в диапазоне от 0 до 25 МПа (0 - 25000 кПа) или абсолютного давления в диапазоне от 0,1 до 25 МПа (100 - 25000 кПа) для ИП давления, подключенного через барьер искрозащиты, с пределами допускаемой основной относительной погрешности, равными:

–  $\pm 1,6\%$  для ИП давления с максимальной основной приведенной погрешностью  $\gamma_D = \pm 0,075\%$  или  $\pm 1,75\%$  для ИП с  $\gamma_D = \pm 0,1\%$  и пределов шкалы давлений от  $P_{\min} = 0,1 \cdot P_{\max}$  до  $P_{\max}$ ;

–  $\pm 1,7\%$  для ИП давления с максимальной основной приведенной погрешностью  $\gamma_D = \pm 0,15\%$  или  $\pm 0,20\%$  и пределов шкалы давлений от  $P_{\min} = 0,15 \cdot P_{\max}$  до  $P_{\max}$ ;

–  $\pm 1,8\%$  для ИП давления с максимальной основной приведенной погрешностью  $\gamma_D$  от  $\pm 0,25\%$  до  $\pm 0,5\%$  и пределов шкалы давлений от  $P_{\min} = 0,3 \cdot P_{\max}$  до  $P_{\max}$ .

1.2.10 Комплексы исполнения СЧВ обеспечивают измерение массы (объема) воды в диапазоне расходов от  $0,04 \cdot Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$  с предельной относительной погрешностью, равной  $\pm 1,0\%$  и измерение тепловой энергии воды с предельными относительными погрешностями, равными:

–  $\pm 3\%$  для разности температур в подающем и обратном трубопроводах от  $+5\text{ }^\circ\text{C}$  до  $+20\text{ }^\circ\text{C}$ , включительно;

–  $\pm 2\%$  для разности температур в подающем и обратном трубопроводах выше  $+20\text{ }^\circ\text{C}$  и до  $+145\text{ }^\circ\text{C}$ , включительно;

– не более значений, вычисленных по формуле  $\pm (3+4 \cdot \Delta t_{\min} / \Delta t_{\text{в}} + 0,02 \cdot Q_{\max} / Q_{\min})$ , %,  $Q_{\max}$  – верхний предел диапазона измерения расхода,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ,  $Q_{\min} = 0,04 \cdot Q_{\max}$  – нижний предел диапазона измерения расхода,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ,  $\Delta t_{\min} = +5\text{ }^\circ\text{C}$ , наименьшее значение разности температур в подающем и обратном трубопроводах,  $\Delta t_{\text{в}}$  – разность температур в подающем и обратном трубопроводах.

1.2.11 Комплексы исполнения СЧП обеспечивают измерение массы пара в диапазоне расходов от  $0,1 \cdot Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$  с предельной относительной погрешностью  $\pm 2\%$  и измерение тепловой энергии пара в диапазоне температур от  $+90\text{ }^\circ\text{C}$  до  $+350\text{ }^\circ\text{C}$  с предельной относительной погрешностью  $\pm 3\%$ .

1.2.12 Комплексы исполнения СЧГ обеспечивают измерение количества природного газа и других газов, приведенных к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ 30319.0, ГОСТ 30319.1, ГОСТ 30319.2, ГОСТ 30319.3, ПР 50.2.019 с погрешностями, равными:

– пределы допускаемой относительной погрешности, измерения приведенного к стандартным условиям количества природного и других газов, для диапазона измерения давления от  $P_{\min}$  до  $P_{\max}$ , температур от минус 50 °С до + 200 °С и расхода от  $Q_{\min}$  до  $Q_{\max}$ , соответствуют приведенным в таблице 4;

Таблица 4 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК количества газа, приведенного к стандартным условиям

Тип контроллера	Относительная погрешность ИК количества газа, %			
	Приведенная погрешность, %, ИП давления			
	0,075	0,1	0,15/0,2/0,25	0,35/0,5
ТЭКОН-19, СПГ 761.2, СПГ 762.2, СПГ 763.2	± 1,5	± 1,6	± 1,8	± 2,1
FloBoss 107	± 1,7	± 1,8	± 1,9	± 2,1

– пределы допускаемой относительной погрешности, измерения приведенного к стандартным условиям количества природного и других газов, для ИП с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», подключенных через барьеры искрозащиты, для диапазона измерения давления от  $P_{\min}$  до  $P_{\max}$ , температуры от минус 50 °С до + 200 °С и расхода от  $Q_{\min}$  до  $Q_{\max}$ , соответствуют приведенным в таблице 5.

Таблица 5 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК количества газа для ИП с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», подключенных через барьеры искрозащиты

Тип контроллера	Относительная погрешность ИК количества газа, %			
	Приведенная погрешность, %, ИП давления			
	0,075	0,1	0,15/0,2/0,25	0,35/0,5
ТЭКОН-19, СПГ 761.2, СПГ 762.2, СПГ 763.2	± 1,8	± 1,9	± 2,0	± 2,1
FloBoss 107	± 2,0	± 2,1	± 2,1	± 2,1

1.2.13 Комплексы обеспечивают измерение времени. Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени равны ± 0,01 %.

1.2.14 Комплексы обеспечивают свои технические характеристики при питании от следующих источников напряжения:

– промышленная однофазная сеть переменного тока с напряжением от 160 до 280 В, частотой от 49 Гц до 51 Гц для контроллеров СПТ 961.2, СПГ 761.2, СПГ 762.2, СПГ 763.2;

– внешний источник постоянного тока с напряжением от 11 до 42 В для ИП комплекса;

– внешний источник постоянного тока с напряжением от 18 до 30 В для контроллеров комплекса Тэкон-19, FloBoss 107;

– встроенная литиевая батарея с напряжением от 3,1 до 3,7 В для контроллеров комплекса.

1.2.15 Сопротивление изоляции электрических цепей питания первичных ИП и контроллеров, входящих в комплексы, относительно их корпусов составляет не менее 20 МОм при нормальных условиях.

1.2.16 Мощность, потребляемая комплексом, не превышает суммарную потребляемую мощность первичных ИП и контроллера, входящих в комплекс, и не превышает 15 Вт.

1.2.17 Устойчивость и прочность комплексов к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха обеспечиваются требованиями НТД на ИП и контроллеры для соответствующей группы исполнения по ГОСТ Р 52931.

1.2.18 Устойчивость комплексов к воздействию атмосферного давления обеспечиваются требованиями НТД на ИП и контроллеры для группы исполнения Р1 по ГОСТ Р 52931.

1.2.19 Устойчивость и прочность комплексов к воздействию механических нагрузок обеспечиваются требованиями НТД на ИП и контроллеры для соответствующей группы исполнения по ГОСТ Р 52931.

1.2.20 По защищенности от воздействий окружающей среды первичные ИП комплексов соответствуют степени защиты не хуже IP54, контроллеры – IP20 по ГОСТ 14254.

1.2.21 Устойчивость и прочность комплексов к воздействию климатических факторов и механических нагрузок в транспортной таре при транспортировании автомобильным и железнодорожным транспортом, а также авиатранспортом в герметизированных и отапливаемых отсеках обеспечиваются требованиями НТД на ИП и контроллеры для соответствующей группы исполнения по ГОСТ Р 52931.

1.2.22 Габаритные и присоединительные размеры, масса первичных ИП и контроллеров комплексов соответствуют требованиям НТД на эти СИ.

1.2.23 Комплексы исполнения СЧВ соответствует требованиям ГОСТ Р ЕН 1434-1, ГОСТ Р 8.592, ГОСТ Р 8.642, ГОСТ Р 52932, «Правилам учета тепловой энергии и теплоносителя П-683».

1.2.24 Комплексы исполнения СЧВ соответствует требованиям ГОСТ Р 51649, ГОСТ Р ЕН 1434-4 по электромагнитной совместимости.

1.2.25 Комплексы с контроллером ТЭЖОН-19 обеспечивают связь с внешними устройствами (персональный компьютер (ПК), Hayes-модем, GSM-модем, преобразователь Ethernet) по стандартным последовательным интерфейсам типа RS232, RS485, CAN-BUS, Ethernet через соответствующие адаптеры.

1.2.26 Комплексы с контроллерами СПГ 961.2, СПГ 761.2, СПГ 762.2, СПГ 763.2 обеспечивают связь с внешними устройствами (ПК, Hayes-модем, GSM-модем, преобразователь Ethernet) по последовательному интерфейсу RS232. Через оптический порт в стандарте IEC1107 с помощью адаптеров АПС-78 и АПС-70

обеспечивается вывод информации на переносной считыватель архивов АДС-90 и ПК, соответственно.

1.2.27 Комплекс с контроллером FloBoss 107 обеспечивает связь с внешними устройствами (ПК, преобразователь Ethernet) по стандартным последовательным интерфейсам RS232, RS485.

1.2.28 Надежность комплексов в условиях и режимах эксплуатации, установленных в ТУ, с учетом технического обслуживания, определяются следующими значениями:

- средняя наработка на отказ – не менее 25000 ч;
- среднее время восстановления – не более 12 ч;
- средний срок службы – не менее 15 лет.

Отказом комплекса считают:

- отказ контроллера;
- отказ любого ИП расхода, давления, температуры.

### 1.3 Состав комплекса

2.3.1 Комплекс состоит из серийно выпускаемых средств измерений – функциональных блоков, внесенных в Госреестр и объединенных в средство измерения – комплекс, отвечающий единым требованиям.

2.3.2 Средства измерения - первичные ИП и контроллеры, входящие в состав комплекса приведены в таблице 1.

2.3.3 Для комплекса конкретного исполнения, первичные ИП и контроллер выбираются согласно требованиям конкретного применения по структурной схеме приложения Б.

2.3.4 Класс точности и параметры первичных ИП комплекса – датчиков давления и температуры, определяется при конфигурировании и задании состава комплекса для конкретного применения.

2.3.5 Комплектность поставки комплекса приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность поставки

Наименование	Тип/обозначение	Количество, шт
1	2	3
Контроллер	Согласно таблице 1	1
ИП расхода	Согласно таблице 1	до 2
ИП давления	Согласно таблице 1	до 2
ИП температуры	Согласно таблице 1	до 2
Барьеры искрозащиты*	Согласно таблице 1	Определяется количеством ИП взрывозащищенного исполнения

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Паспорт (ПС)	13.5294.000.00 ПС	1
Руководство по эксплуатации (РЭ)	13.5294.000.00 РЭ	1
Методика поверки (МП)	13.5294.000.00 МП	1
Комплект монтажных частей**	-	до 2
Эксплуатационная документация на ИП и контроллер, входящие в комплекс	-	Поставляется в составе комплекта поставки ИП и контроллера

\*Барьеры искрозащиты должны иметь действующие свидетельства об утверждении типа средства измерения и поставляются по отдельному заказу при наличии в составе комплекса ИП взрывозащищенного исполнения с взрывозащитой вида «искробезопасная электрическая цепь». Рекомендуемый тип Метран -631-Ех-Изобар.

\*\*Комплект монтажных частей поставляется по отдельному заказу.

## 1.4 Устройство и работа комплекса

1.4.1 Конструктивно комплекс состоит из контроллера, расходомера (одного или двух), датчика давления (одного или двух), датчика температуры (одного или двух), имеющих нормированные метрологические характеристики. Схема типового комплекса показана на рисунке 1.

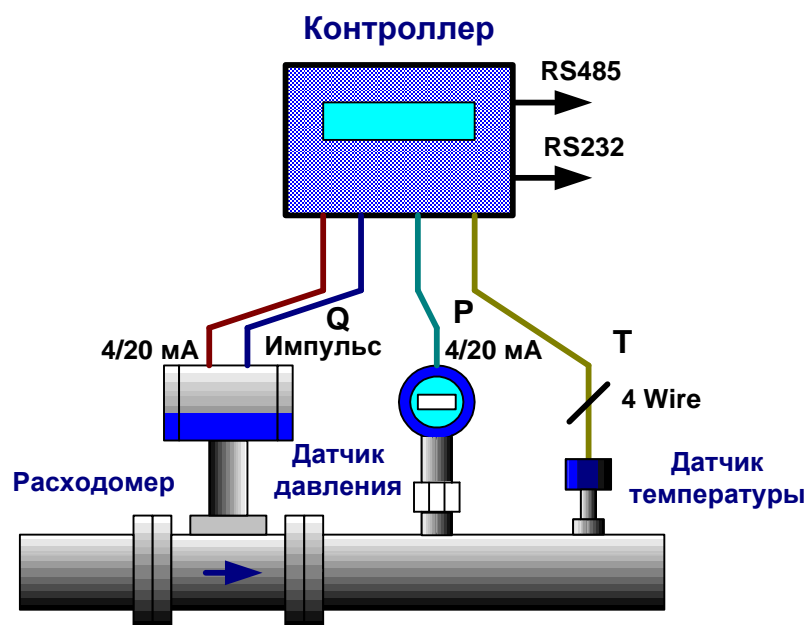


Рисунок 1 – Схема комплекса

1.4.2 Комплекс измеряет объемный расход среды с помощью расходомера, рабочее давление и температуру среды, с помощью датчиков давления и температуры, вычисляет массовый расход среды, приводит измеренный объем

для газовой среды к стандартным условиям и вычисляет тепловую энергию для воды и пара, согласно измеренным значениям давления и температуры среды.

1.4.3 Комплекс обеспечивает архивирование всех измеренных и вычисленных параметров в энергонезависимой памяти контроллера.

1.4.4 Комплекс обеспечивает защиту введенных настроек контроллера и архивной информации, хранящейся в его памяти, от постороннего вмешательства. Защита обеспечивается путем пломбирования крышек корпуса контроллера с помощью навесных пломб, ограничивающих доступ к кнопкам управления и настройки, а также установкой паролей на доступ к настройкам контроллера.

1.4.5 Принцип действия и описание работы первичных ИП и контроллеров комплекса подробно рассмотрены в их НТД.

## **1.5 Маркировка**

1.5.1 Маркировка первичных ИП и контроллеров, входящие в состав комплекса, определяется НТД на функциональные блоки комплекса.

1.5.2 На транспортной таре наклеена этикетка, содержащая следующие сведения:

- товарный знак или наименование предприятия – изготовителя;
- наименование и обозначение исполнения комплекса;
- год выпуска.

1.5.3 При укладке составных частей комплекса в несколько транспортных ящиков на этикетке каждого из них указывается общее число упаковок, номер упаковки и наименование упаковочного комплекта.

1.5.4 Транспортная маркировка выполнена по ГОСТ 14192, соответствует требованиям поставки и содержит:

- основные, дополнительные и информационные надписи;
- манипуляционные знаки, означающие «Хрупкое. Осторожно», «Верх», «Беречь от влаги», «Предел по количеству ярусов в штабеле».

1.5.5 Маркировка транспортной тары произведена окраской по трафарету или другими способами по ГОСТ 14192.

## **1.6 Упаковка**

1.6.1 Упаковка комплекса обеспечивает его сохранность при хранении и транспортировании.

1.6.2 В каждый ящик вложен упаковочный лист, содержащий следующие сведения:

- наименование и условное обозначение поставляемого комплекса;
- дату упаковки;
- подпись и штамп ответственного за упаковку и штамп технического контроля предприятия-изготовителя.

При числе упаковочных мест более двух в первый ящик партии отправляемого комплекса вкладывается сопроводительная документация с указанием в ней наименования отправляемого комплекса и номеров ящиков.

1.6.3 Консервация и упаковка ИП и контроллеров комплекса произведена поблочно по документации предприятий-изготовителей в соответствии с требованиями НТД на эти блоки.

Допускается транспортирование функциональных блоков в транспортной таре предприятий-изготовителей ИП и контроллеров.

1.6.4 Сопроводительная и эксплуатационная документация, упакованная в чехол из полиэтиленовой пленки, вкладывается в один из ящиков упаковки или в общую упаковку комплекса.

1.6.5 Допускается транспортирование ИП и контроллеров в общей транспортной таре предприятия-изготовителя комплекса.

## **1.7 Описание и работа составных частей комплекса**

1.7.1 Контроллеры комплекса представляют собой самостоятельные микропроцессорные устройства, предназначенные для вычисления массового расхода и объема измеренной среды, приведения к стандартным условиям объема газовой среды, вычисления тепловой энергии для воды и пара по измеренным значениям давления, температуры и объемного расхода.

1.7.2 Контроллеры содержат аттестованное программное обеспечение, записанное в память контроллера.

1.7.3 Контроллеры имеют дополнительные выходные интерфейсы для передачи и приема информации от персонального компьютера или систем управления верхнего уровня.

1.7.4 В качестве датчиков измерения объемного расхода в комплексе используются вихревые расходомеры. Принцип работы расходомера основан на измерении частоты колебаний давления, возникающих при обтекании потоком неподвижного препятствия («тела обтекания»). Частота колебаний пропорциональна скорости потока и, соответственно, расходу за единицу времени. Блок электроники расходомера, обрабатывает эту информацию и формирует выходные сигналы, несущие информацию о расходе.

1.7.5 Передача информации о расходе с выхода расходомера в контроллер может осуществляться или по частотно-импульсному или токовому выходному сигналу, что определяется настройками расходомера.

1.7.6 Так же по токовому выходному сигналу расходомера может передаваться измеренная температура среды от встроенного в расходомер датчика температуры. При этом информация об измеренном расходе передается по частотно-импульсному выходному сигналу расходомера.

1.7.7 В качестве датчиков давления используются различные модели датчиков абсолютного или избыточного давления с токовым выходным сигналом 4-20 мА.

1.7.8 В качестве датчиков температуры используются платиновые термометры сопротивления с естественным 4-х проводным выходным сигналом или датчики температуры с токовым выходным сигналом 4-20 мА.

1.7.9 Подробно принцип действия, описание работы, настройки и конфигурирования первичных ИП и контроллеров комплекса рассмотрены в их НТД.



## **2 Использование по назначению**

### **2.1 Эксплуатационные ограничения**

2.1.1 Комплекс не является взрывозащищенным оборудованием (не сертифицирован как взрывозащищенная система).

2.1.2 При использовании комплексов на взрывоопасных объектах, размещение, монтаж и эксплуатация комплексов производится в соответствии с установленными в НТД для ИП комплекса требованиями безопасной эксплуатации, маркировкой взрывозащиты, требованиями ГОСТ Р 52350.14, а также, в соответствии с требованиями действующих на объекте документов в части обеспечения безопасности.

2.1.3 ИП комплекса во взрывозащищенном исполнении должны быть обеспечены действующими сертификатами соответствия, подтверждающими возможность применения во взрывоопасных зонах в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты.

2.1.4 При монтаже ИП комплекса с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» для разделения искроопасных и искробезопасных электрических цепей комплекса необходимо применять барьеры безопасности (искрозащиты), удовлетворяющие условиям функционирования комплекса.

2.1.5 Барьеры должны иметь действующие сертификаты соответствия и разрешения, подтверждающие возможность применения в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты.

2.1.6 Барьеры должны иметь действующие свидетельства об утверждении типа средства измерения с нормированной погрешностью передачи токовых сигналов с основной приведенной погрешностью не более 0,1 %.

### **2.2 Подготовка комплекса к использованию**

2.2.1 При получении ящиков с комплексом проверить сохранность тары. В случае ее повреждения следует составить акт.

2.2.2 Распаковка комплекса после транспортирования при отрицательной температуре разрешается после выдержки в отапливаемом помещении в течение не менее 12 часов.

2.2.3 После распаковки проверить комплектность комплекса в соответствие с паспортом и упаковочным листом на комплекс.

2.2.4 Проверить по сопроводительной документации на первичные ИП и контроллер комплекса правильность выполненных настроек контроллера комплекса и соответствие параметров настроек и спецификации первичных ИП и контроллера, требованиям и условиям конкретного использования комплекса. В случае несоответствия составить акт.

2.2.5 Размещение, монтаж и подключение первичных ИП и контроллеров комплекса должно производиться в соответствии с требованиями НТД на элементы комплекса.

2.2.6 Запуск комплекса в эксплуатацию должен производиться в соответствии с требованиями НТД на элементы комплекса и с требованиями действующих на объекте документов в части обеспечения безопасности.

2.2.7 После монтажа и запуска комплекса необходимо провести проверку работоспособности комплекса, проконтролировав показания текущих параметров расхода, давления и температуры.

2.2.8 После проверки работоспособности в паспорте на комплекс указать дату ввода комплекса в эксплуатацию, номер акта и дату его утверждения.

2.2.9 Монтаж комплекса должны проводить лица, изучившие настоящее руководство по эксплуатации, документацию на элементы комплекса и прошедшие инструктаж по технике безопасности при работе с электротехническими установками.

### **2.3 Использование комплекса**

2.3.1 При проведении работ с комплексом необходимо соблюдать общие требования безопасности по ГОСТ 12.3.019 и требования безопасности, указанные в документации на элементы комплекса.

2.3.2 К эксплуатации и техническому обслуживанию комплекса должны допускаться лица, изучившие настоящее руководство по эксплуатации, НТД на элементы комплекса и прошедшие инструктаж по технике безопасности при работе с электротехническими установками.

2.3.3 Работоспособность комплекса в процессе эксплуатации контролируют по показаниям индикаторов первичных ИП и контроллера или по информации, поступающей с контроллера.

2.3.4 Неисправности функциональных блоков комплекса, устранение которых возможны пользователем, отражены в соответствующих разделах документации на первичные ИП и контроллер комплекса.

2.3.5 В случае недостоверных показаний какого-либо параметра или при наличии диагностируемой ситуации в работе комплекса необходимо:

- проверить работоспособность каждого элемента комплекса в соответствие с его эксплуатационной документацией;
- проверить целостность линий связи и качество контактных соединений;
- проверить отсутствие внешних повреждений каждого элемента комплекса;
- проверить, по возможности без нарушения пломб, настройки контроллера комплекса.

2.3.6 В случае возникновения серьезных неисправностей необходимо обращаться на предприятие-изготовитель или в специализированную организацию, уполномоченную предприятием-изготовителем на проведение ремонтных работ и сервисного обслуживания комплекса.

### **3 Техническое обслуживание и ремонт комплекса**

3.1 Техническое обслуживание комплекса заключается в обслуживании каждого функционального блока в соответствии с требованиями их эксплуатационной документации.

3.2 К работе с комплексом допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности при работе с установками напряжением до 1000 В и ознакомленные с эксплуатационной документацией на все ИП и контроллеры, входящие в состав комплекса.

3.3 В процессе эксплуатации комплекс (не реже одного раза в месяц) должен осматриваться обслуживающим персоналом. При этом необходимо обращать внимание на целостность корпусов элементов комплекса, наличие пломб, крепежных элементов, отсутствие повреждений соединительных линий и проводов заземления.

3.4 В процессе эксплуатации комплекс подвергается периодической проверке в соответствии с документом «Комплекс учета энергоносителей Метран-490. Методика проверки 13.5294.000.00МП». Интервал между поверками – 3 года. Интервал между поверками для первичных ИП и контроллера комплекса - в соответствии с их нормативной документацией.

3.5 При замене любого функционального блока комплекса, не подлежащего ремонту, на другой, поверенный в установленном порядке, в паспорте на комплекс должна быть сделана соответствующая отметка. Комплекс при этом должен пройти первичную поверку.

3.6 Ремонт комплекса осуществляется предприятием-изготовителем или специализированными уполномоченными организациями.

## **4 Транспортирование и хранение**

4.1 Условия транспортирования комплексов в упаковке предприятия-изготовителя в соответствии с условиями хранения 3 по ГОСТ 15150, но при температуре от минус 25 °С до + 55 °С .

4.2 Комплекс в упаковке предприятия-изготовителя транспортируется всеми видами закрытого транспорта, в том числе и воздушным транспортом в отапливаемых герметизированных отсеках, в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на данном виде транспорта.

При транспортировании комплексов железнодорожным транспортом вид отправки – мелкая или малотоннажная.

Допускается транспортирование комплексов в контейнерах.

Во время погрузочно-разгрузочных работ и транспортирования ящики не должны подвергаться резким ударам и воздействию атмосферных осадков.

Способ укладки ящиков с комплексами на транспортирующее средство должен исключать их перемещение.

4.3 Срок пребывания комплексов в соответствующих условиях транспортирования – не более 3 месяцев.

4.4 В зимнее время ящики с комплексами распаковываются в отапливаемом помещении не менее чем через 12 ч после внесения их в помещение.

4.5 Комплексы могут храниться, как в транспортной таре с укладкой в штабеля до трех ящиков по высоте, так и без упаковки на стеллажах.

Условия хранения комплексов в транспортной таре – 3 по ГОСТ 15150.

Условия хранения комплексов без упаковки – 1 по ГОСТ 15150.

Воздух помещения, в котором хранятся комплексы, не должен содержать коррозионно-активных веществ.

## **5 Утилизация комплекса**

5.1 При эксплуатации комплекса выбросов вредных веществ в окружающую среду не происходит.

5.2 Для утилизации комплекса не требуется применения специальных способов и мер.

## **6 Гарантии изготовителя**

6.1 Изготовитель гарантирует соответствие комплекса требованиям технических условий при соблюдении потребителем условий транспортирования, хранения и эксплуатации.

6.2 Гарантийный срок эксплуатации – 18 месяцев со дня ввода комплекса в эксплуатацию. Гарантийный срок хранения – 6 месяцев с момента изготовления.

Приложение А  
(справочное)  
Ссылочные нормативные документы

Таблица А.1

Обозначение документа	Номер раздела, подраздела, пункта, подпункта, приложения в котором дана ссылка
1	2
ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006 Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования	1.1.5
ГОСТ Р ЕН 1434-4-2006 Теплосчетчики. Часть 4. Испытания с целью утверждения типа.	1.2.24
ГОСТ Р 8.592-2002 Тепловая энергия, потребленная абонентами водяных систем теплоснабжения. Типовая методика выполнения измерений.	1.1.5
ГОСТ Р 8.642-2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов учета тепловой энергии. Основные положения.	1.1.5
ГОСТ Р 51522.1 -2011 Совместимость технических средств электромагнитная. Общие требования и методы испытаний.	1.1.5
ГОСТ Р 51649-2000 Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия.	1.1.5, 1.1.8
ГОСТ Р 52350.14-2006 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах.	1.1.11, 2.1.3
ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.	1.1.9, 1.2.18 - 1.2.22
ГОСТ Р 52932-2008 Счетчики электромагнитные, ультразвуковые, вихревые и струйные для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия.	1.1.5
ГОСТ 12.3.019 – 80 Система стандартов безопасности труда. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности	2.3.1
ГОСТ 27.003-90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.	1.1.10
ГОСТ 6651-2009 Термопреобразователи сопротивления. Общие технические условия.	1.1.6
ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов.	1.5.4, 1.5.5
ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP).	1.2.21

Продолжение таблицы А.1

1	2
ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.	4.1, 4.5
ГОСТ 30319.0-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.	1.2.13
ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.	1.2.13
ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.	1.2.13
ГОСТ 30319.3-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния.	1.2.13
ПР 50.2.019-2006 Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков.	1.1.6, 1.2.13
Правила учета тепловой энергии и теплоносителя П-683 (рег. №954)	1.1.5
ТУ 4211-002-12580824-2002 Термопреобразователи сопротивления ТСП Метран-200	1.1.4
ТУ 4211-004-12580824-2001 Комплекты термометров сопротивления КТСМ, КТСП	1.1.4
ТУ 4211-007-12580824-2002 Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех	1.1.4
ТУ 4211-011-12580824-2003 Термопреобразователи сопротивления с пленочными чувствительными элементами ТСП Метран-200	1.1.4
ТУ 4211-017-51453097-2008 Термометры сопротивления Метран-2000	1.1.4
ТУ 4211-018-51453097-2008 Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	1.1.4
ТУ 4212-009-12580824-98 Датчик давления Метран-55	1.1.4
ТУ 4212-021-12580824-2006 Датчик давления Rosemount 3051	1.1.4
ТУ 4212-022-12580824-2006 Датчик давления Метран-150	1.1.4

Продолжение таблицы А.1

1	2
ТУ 4212-023-12580824-2006 Датчик давления Метран-75	1.1.4
ТУ 4213-060-44147075-02 Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19. Технические условия.	1.1.4
ТУ 4217-005-34567480-2006 Барьеры искрозащиты изолирующие Метран-631-Изобар	1.1.4
ТУ 4217-055-23041473-2007 Тепловычислители СПГ 961	1.1.4
ТУ 4217-057-23041473-2007 Корректоры СПГ 761	1.1.4
ТУ 4217-058-23041473-2007 Корректоры СПГ 762	1.1.4
ТУ 4217-059-23041473-2007 Корректоры СПГ 763	1.1.4
ТУ 4218-060-51453097-2012 Комплекс учета энергоносителей Метран-490	Введение, приложение Б

Приложение Б  
(обязательное)

Структура условного обозначения

**Комплекс Метран-490 –X–X–X–X/X–X–X/X–X–X/X–X/X–X/X** ТУ4218-060-51453097-2012  
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Наименование	Условное обозначение	Обозначение нормативного документа
--------------	----------------------	------------------------------------

Примечание – При оформлении заказа обозначение ТУ4218-060-51453097-2012 не указывается

Расшифровка структуры условного обозначения комплекса

**1 Исполнение комплекса:**

- СЧВ – счетчик тепла для закрытых водяных систем теплоснабжения;
- СЧП – счетчик тепла для паровых систем теплоснабжения;
- СЧГ – счетчик газа.

**2 Тип контроллера:**

- К1 – контроллер Тэкон-19 (используется во всех исполнениях);
- К2 – контроллер СПГ 961.2 (используется в исполнениях СЧВ и СЧП);
- К3 – контроллер СПГ 761.2 (используется в исполнении СЧГ);
- К4 – контроллер СПГ 762.2 (используется в исполнении СЧГ);
- К5 – контроллер СПГ 763.2 (используется в исполнении СЧГ);
- К6 – контроллер FloBoss 107 (используется в исполнении СЧГ).

**3 Тип расходомера (максимально в комплексе может быть 2 однотипных расходомера для двух трубопроводов):**

- P88 – счетчик-расходомер 8800D; P88T – счетчик-расходомер 8800D с встроенным датчиком температуры;
- P86 – расходомер вихревой Rosemount 8600D; P86T – расходомер вихревой Rosemount 8600D с встроенным датчиком температуры.

**4 Диаметры условных проходов расходомеров (мм):**

- 080/100 – при отсутствии 2-го расходомера ставится X.

**5 Тип датчиков давления:**

- Д1 – датчик давления Метран-55 (ДИ/ДА);
- Д2 – датчик давления Метран-75 (ДИ/ДА);
- Д3 – датчик давления Метран-150 (ДИ/ДА);
- Д4 – датчик давления Rosemount 3051 (ДИ/ДА);
- при отсутствии датчика давления ставится X.

**6 Максимальное рабочее давление в трубопроводах (МПа):**

- 1,6/1,0 - при отсутствии датчика давления в соответствующем трубопроводе ставится X.

**7 Тип датчиков температуры:**

- Т1 – датчик температуры Метран-200;
- Т2 – датчик температуры Метран-2000;
- Т3 – датчик температуры Метран-2700 (4/20 мА);
- Т4 – датчик температуры Метран-286 (4/20 мА);
- Т5 – комплект термопреобразователей сопротивления Метран-206 ,



Метран-226 (только для исполнения комплекса СЧВ);

- Т6 – датчик температуры в составе расходомера.

### **8 Внутренние диаметры трубопроводов (мм):**

- 090/105 - при отсутствии 2-го трубопровода ставится X.

### **9 Комплекс с барьерами искрозащиты:**

–Брх/Брх/Брх - комплекс с барьерами искрозащиты (количество барьеров определяется количеством используемых ИП с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» с токовым выходным сигналом 4/20 мА). Если в заказе присутствует несколько ИП одного типа, то перед знаком Брх ставится соответствующее количество.

–Примечание – порядок перечисления барьеров соответствует порядку следования ИП в строке заказа, в случае отсутствия в строке заказа ИП с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» вместо соответствующего барьера ставится знак X.

### **10 Комплект монтажных частей (КМЧ) для расходомеров:**

- КМЧ10/КМЧ20 – прокладки;
- КМЧ11/КМЧ21 – прокладки, болты, гайки, шайбы;
- КМЧ12-1/КМЧ22-1 – ответные фланцы, прокладки, болты, гайки, шайбы;
- КМЧ13/КМЧ23 – прямые участки с фланцами, прокладки, болты, гайки, шайбы.

Примечания:

1 Индекс 1 (КМЧ1) - комплект монтажных частей для 1-го расходомера, индекс 2 (КМЧ2) - комплект монтажных частей для 2-го расходомера, при отсутствии 2-го расходомера ставится X;

2 Материал ответных фланцев и прямых участков:

- КМЧ12-1(КМЧ13-1)/КМЧ22-1 (КМЧ23-1) - сталь 20;
- КМЧ12-2 (КМЧ13-2)/КМЧ22-2 (КМЧ23-2) - сталь 09Г2С;
- КМЧ12-3 (КМЧ13-3)/КМЧ22-3 (КМЧ23-3) - сталь 12Х18Н10Т.

3 Типы фланцев для кодов исполнения К12/К22 соответствуют коду типоразмера расходомеров и коду типов фланцев расходомеров при заказе.

4 Комплект монтажных частей, включающий прямые участки, фланцы, прокладки, болты, гайки, шайбы поставляется по отдельному заказу. За дополнительной информацией обращаться в службу поддержки заказчика предприятия – изготовителя комплекса.

5 Барьеры искрозащиты поставляются по отдельному заказу. За дополнительной информацией обращаться в службу поддержки заказчика предприятия – изготовителя комплекса. При отсутствии барьеров искрозащиты – ставится X/X/X.

6 При отсутствии КМЧ – ставится X/X.

Примеры условного обозначения комплекса:

Метран-490-СЧВ-К1-Р86-080/100-Д1-1,6/1,0-Т5-090/105-Брх/Брх/Х-КМЧ10/Х  
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Метран-490-СЧП-К1-Р88-080/Х-Д2-1,6/Х-Т5-080/Х-Х/Х/Х-Х/Х  
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Метран-490-СЧГ-К1-Р88-050/080-Д2-1,6/Х-Т5-080/100- 2Брх/Х /Х-КМЧ12-1/КМЧ22-1  
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10