

ООО «ДП УКРГАЗТЕХ»

ОКП 421281
ДКПП 33.20.51
УКТ ВЭД (ТН ВЭД СНГ) 9026 80 91 00

Группа П14
УКНД 17.120.10



**КОМПЛЕКС ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ
НА БАЗЕ МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКОГО
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ–ВЫЧИСЛИТЕЛЯ ПМ–ЗВ**

**КОМПЛЕКС ВИМІРЮВАЛЬНИЙ
НА БАЗІ БАГАТОПАРАМЕТРИЧНОГО
ПЕРЕТВОРЮВАЧА–ОБЧИСЛЮВАЧА ПМ–ЗВ**

Формуляр

АЧСА. 421443.002 ФО

*Преобразователь–вычислитель ПМ–ЗВ внесен
в Государственный реестр средств измерительной
техники, допущенных к применению в Украине,
регистрационный № У1445 – 08*

СО Д Е Р Ж А Н И Е

1 Общие указания	3
2 Основные сведения об изделии	3
3 Основные технические данные и характеристики	4
3.1 Назначение	4
3.2 Основные функции	4
3.3 Основные характеристики	6
4 Данные о конфигурировании вычислителя преобразователя ПМ-3В	9
5 Комплектность	10
6 Гарантии поставщика	12
7 Свидетельство о приёмке	13
8 Сведения о поверке Комплекса	14
9 Сведения о состоянии технического обеспечения	15
9.1 Сведения о закреплении Комплекса при эксплуатации	15
9.2 Учёт работы	16
9.3 Учёт неисправностей при эксплуатации	17
9.4 Замечания по эксплуатации и аварийным ситуациям	19
9.5 Сведения об изменениях в схемах Комплекса и его компонентов	20
9.6 Учёт регламентных (профилактических) работ	21
9.7 Сведения об освидетельствовании технических средств специальными контрольными органами	22
Лист регистрации изменений	23

1 ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1.1 Комплекс измерительный на базе преобразователя ПМ-3В (далее – Комплекс) представляет собой комплекс, который разработан на базе **Измерительного многопараметрического преобразователя–вычислителя ПМ-3В** (далее – преобразователь ПМ-3В) для измерения и контроля расхода газов.

При монтаже и эксплуатации Комплекса необходимо руководствоваться документом «Преобразователь измерительный многопараметрический – вычислитель ПМ-3В для измерений расхода газов. Руководство по эксплуатации АЧСА.406231.001 РЭ» (далее – РЭ ПМ-3В).

1.2 Эксплуатация Комплекса должна обеспечиваться лицами из состава работников объекта контроля, изучившими эксплуатационную документацию преобразователя ПМ-3В и составных частей Комплекса.

1.3 Формуляр (ФО) должен постоянно находиться с Комплексом у эксплуатационного персонала.

1.4 Все записи в ФО производятся только чернилами, отчетливо и аккуратно. Подчистки, помарки и незаверенные исправления не допускаются.

Неправильная запись должна быть аккуратно зачеркнута и рядом записана новая, которую заверяет ответственное лицо.

После подписи проставляют фамилию и инициалы ответственного лица (вместо подписи допускается проставлять личный штамп исполнителя).

1.5 Учёт работы производят в тех же единицах, в которых указан ресурс работы.

1.6 По мере заполнения таблиц формуляра бланки таблиц, необходимые для продолжения записей, изготавливаются обслуживающим персоналом.

1.7 При передаче Комплекса на другое предприятие итоговые суммирующие записи по наработке заверяют печатью предприятия, передающего Комплекс.

1.8 В тексте ФО приняты следующие сокращения и условные обозначения:

ИТП – измерительный трубопровод;

СУ – стандартное сужающее устройство;

ТС – термопреобразователь сопротивления;

ЭВМ – электронно–вычислительная машина, в том числе, переносной компьютер и персональная электронно–вычислительная машина (ПЭВМ);

HART – Highway Addressable Remote Transducer (дистанционный преобразователь с адресацией по магистральному каналу).

2 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ

2.1 Наименование изделия: **Комплекс измерительный на базе Многопараметрического преобразователя–вычислителя ПМ-3В.**

2.2 Дата выпуска: « ____ » _____ 201__ г.

2.3 Заводской номер преобразователя ПМ-3В: _____

2.4 Диапазон преобразований давления – от _____ до _____ МПа (кгс/см²).

Вид давления (нужное подчеркнуть): **абсолютное избыточное.**

2.5 Диапазон преобразований дифференциального давления – от **0** до _____ кПа (кгс/м²).

2.6 Диапазон преобразований температуры – от минус _____ до плюс _____ °С.

2.7 Предприятие–изготовитель:

ООО «ДП УКРГАЗТЕХ».

Адрес: **Украина, 04128, г. Киев–128,
ул. Академика Гуполева, 19.**

Тел/факс **(044) 492–76–21.**

Почтовый адрес: **04128, г. Киев–128, а/я 138.**

3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

3.1 Назначение

3.1.1 Комплекс является средством измерительной техники, принадлежит к группе интеллектуальных микропроцессорных комплексов и предназначен для:

— измерений и преобразований в электрические кодовые выходные сигналы давления и температуры газов, неагрессивных к материалу камер измерительного блока преобразователя ПМ-3В, включая горючие природные газы, физико-химические параметры которых отвечают ГОСТ 5542, и газоконденсат (далее – газ);

— измерений объемного расхода и объема газа по методу переменного перепада давления на стандартном сужающем устройстве (далее – СУ), а также для измерения времени;

— вычислений объемного расхода газа, прошедшего через измерительный трубопровод (далее – трубопровод или ИТП) за заданный период времени, с приведением объемного расхода и объема газа к стандартным (нормальным) условиям по ГОСТ 2939;

— учета объема природного газа в соответствии с «Правилами обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання» (утверждены Приказом Министерства топлива и энергетики Украины № 618 от 27.12.2005 г., далее по тексту – «Правила обліку газу») и документом «Інструкція з ведення обліку газу на комерційних пунктах газу ДК «УКРТРАНСГАЗ». 2001р.». При этом в вычислитель преобразователя устанавливается программное обеспечение (ПО) одного из **двух типов**: ПО первого типа – для продавца газа (далее – **ПО «Продавец»**), ПО второго типа – для покупателя газа (далее – **ПО «Покупатель»**). Существующие версии ПО различаются также в зависимости от метода расчета коэффициента сжимаемости газа;

— формирования и хранения в памяти Комплекса суточных, часовых и оперативных данных, а также изменений, вызванных вмешательством оператора в работу Комплекса, и сообщений об аварийных и нештатных ситуациях в работе Комплекса в соответствии с «Правилами обліку газу»;

— вывода информации об измерении расхода газа по цифровому каналу связи для устройств верхнего уровня, например, для САУ газораспределительной станции (САУ ГРС) или комплекса одоризации газа при управлении технологическим процессом одоризации горючих газов.

***Примечание** – Детали преобразователя ПМ-3В, соприкасающиеся с измеряемой средой, изготовлены из нержавеющей стали.*

3.1.2 Комплекс в зависимости от модификации обеспечивает одновременное **обслуживание одного или двух трубопроводов**.

3.1.3 Комплекс может применяться **при коммерческом учете газов** в отраслях газовой, нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, на промышленных объектах и объектах коммунального хозяйства, в том числе в составе автоматизированных систем коммерческого учета.

3.1.4 Комплекс может эксплуатироваться:

— **во взрывоопасных зонах** открытых промышленных площадок и помещений, где возможно образование взрывоопасных смесей категорий ПА и ПВ групп Т1, Т2 и Т3 согласно ГОСТ 12.1.011;

— при температуре окружающего воздуха **от минус 40 до плюс 60 °С** и относительной влажности до 98% при температуре плюс 35 °С.

3.2 Основные функции

3.2.1 Комплекс обеспечивает:

— измерения по каждому обслуживаемому трубопроводу:

- температуры газа;
- абсолютного или избыточного давления газа;
- перепада давления газа на стандартном сужающем устройстве (далее – дифференциальное давление);

— вычисления объемного расхода при стандартных условиях (далее – расход) и объема газа при стандартных условиях (далее – объем) по формулам, приведенным ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5, ГОСТ 30319.1, ГОСТ 30319.2 и ГОСТ 30319.3 или Правилах РД 50–213 и в других действующих нормативных документах. При этом обеспечивается расчет коэффициента сжимаемости газа по методу GERG–91 мод., по методу NX19 мод. или по методу, приведенному в РД 50–213;

— вычисления средних значений температуры, абсолютного (избыточного) давления газа и дифференциального давления, а также значений объема газа и теплоты сгорания газа за заданный оперативный интервал суммирования и усреднения измерительной информации (далее – оперативный интервал времени), за интервал длительностью 1 ч (далее – часовой интервал), за контрактные сутки и за контрактный месяц. Контрактными сутками считается 24-часовой период времени между контрактными часами соседних суток. **Вычисление теплоты сгорания газа** выполняется на основании введенной в память преобразователя ПМ-3В величины удельной теплоты сгорания газа;

— преобразование информации в кодовые сигналы для передачи ее на верхний уровень по интерфейсу **RS232** или **RS485**;

— представление результатов измерений и вычислений на цифровом показывающем устройстве (далее – индикатор) преобразователя ПМ-3В;

— формирование и хранение в памяти **оперативных данных** (данных за конфигурируемый интервал времени в минутах), **часовых данных** (данных за часовой интервал) и **суточных данных** (данных за суточный интервал) в виде записей, содержащих результаты измерений и вычислений и сообщения об аварийных ситуациях в работе и о вмешательствах оператора в работу Комплекса (не меньше 600 сообщений по каждому виду);

— обмен информацией с ЭВМ верхнего уровня по телефонному коммутируемому каналу, выделенной двухпроводной линии, четырехпроводной линии громкоговорящей связи или по радиоканалу.

3.2.2 Комплекс обеспечивает **ввод в память вычислителя** преобразователя ПМ-3В (далее – вычислитель):

— информации, которая вводится при начальном конфигурировании, в объеме, указанном в таблице 4.1;

— системных параметров и параметров конфигурации, задающих условия измерений (преобразований), в объеме, указанном в таблице 4.2;

— статических параметров, характеризующих трубопровод и измеряемую среду, в объеме, указанном в таблице 4.3.

3.2.3 Комплекс обеспечивает **калибровку каналов измерений** преобразователя ПМ-3В путем ввода в память вычислителя параметров номинальной статической характеристики преобразования (далее – НСХП) измеряемой величины. Для проведения калибровки необходимы преобразователь интерфейсов RS232/BELL202, образцовое поверочное оборудование (рабочие эталоны, калибратор) и ЭВМ с соответствующим программным обеспечением.

Для обслуживания преобразователя ПМ-3В, работающего по открытому цифровому протоколу «HART Field Communications Protocol» (A Technical Overview, Revision 2, 1994, USA) (далее – **протокол HART**), может использоваться модем HART с соответствующим программным обеспечением. Для первоначального конфигурирования преобразователя ПМ-3В, текущего изменения его параметров и работы с базой данных преобразователя используются **протоколы обмена данными UGT-AA55 и UGT-BB66**. Конфигурирование преобразователя выполняется программой **CONCOR.EXE**.

3.2.4 При наличии ЭВМ (например, ЭВМ верхнего уровня) Комплекс обеспечивает:

— ввод в память вычислителя, вывод на индикацию и, при необходимости, корректировку данных, указанных в 3.2.2 ФО;

— замену информации об измерениях параметров газа на константы;

— вывод на дисплей ЭВМ, информации, формируемой при выполнении функций по 3.2.1 ФО;

— формирование на базе архивных данных, полученных при выполнении функций по 3.2.1 ФО, суточного и месячного отчетов, протокола внесения изменений в память вычислителя и протокола регистрации аварийных ситуаций.

3.2.5 Комплекс обеспечивает вывод на индикатор преобразователя ПМ-3В информации, перечень которой приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень информации, которая выводится на индикатор преобразователя ПМ-3В

Наименование	Единица измерений	Условное обозначение, выводимое на индикатор
1 Температура газа	°C	T
2 Абсолютное (или избыточное) давление газа	МПа, кгс/см ²	AP (или GP)
3 Дифференциальное давление	кПа, кгс/м ²	dP
4 Объемный расход газа при стандартных условиях (ст.у.)	м ³ /ч	Q
5 Объем газа при ст.у., вычисленный с начала текущих суток	м ³	V
6 Объем газа при ст.у., вычисленный за предыдущие сутки	м ³	Y
7 Объем газа при ст.у., вычисленный с начала контроля параметров газа (после последнего конфигурирования преобразователя)	м ³	m3
8 Установленный контрактный час	ч	Con.Hour
9 Установленная скорость обмена информацией с ЭВМ	бит/с	Baud
10 Адрес преобразователя	–	Address
11 Текущая дата	ДД, ММ, ГГ	Date
12 Текущее время	ЧЧ:ММ:СС	Time
13 Текущий день недели	–	Day
14 Требуется повторное конфигурирование	–	Enter PGM key

3.2.5.1 Индикация указанных в таблице 3.1 параметров осуществляется в режиме автоматического листания с периодом:

1 с – для информации, приведенной в перечислениях 8 – 13;

5 с – для информации, приведенной в перечислениях 1 – 3;

10 с – для информации, приведенной в перечислениях 4 – 7.

3.2.5.2 Если в результате самодиагностики преобразователь ПМ-3В определяет, что он не может далее правильно функционировать и, следовательно, требуется переконфигурирование, то на его индикаторе появляется и далее постоянно индицируется сообщение «Enter PGM key». При этом работа в режиме автоматического листания параметров приостанавливается до выполнения повторного конфигурирования преобразователя.

3.2.6 Комплекс обнаруживает и запоминает не менее 600 отклонений от нормальной работы (аварийные и нештатные ситуации). По каждому отклонению Комплекс формирует и хранит в памяти диагностическое сообщение, содержащее дату и время обнаружения отклонения, а также значение объема газа, накопленного от начала контрактных суток до момента обнаружения отклонения. При этом, время фиксируется с дискретностью, равной периоду цикла расчета.

3.2.6.1 Учет длительности аварийных ситуаций ведется согласно «Правилам обліку газу» по пяти группам:

- измерительные аварийные ситуации;
- методические аварийные ситуации;
- ситуации, при которых текущие значения измеряемых величин заменены на константы без согласования с другой стороной договора на поставку газа (далее – **несанкционированный перевод на константы**);
- текущее значение дифференциального давления (перепада давления) или/и абсолютного (избыточного) давления ниже нижнего предела измерений (НПИ);
- отсутствие электрического питания.

Для версии ПО «Продавец» учет длительности аварийных ситуаций не ведется.

3.2.6.2 К измерительным аварийным ситуациям относятся следующие ситуации:

- выход измеряемых параметров за допускаемые (аттестованные) пределы измерений;
- неизвестна единица измерений;
- неисправность преобразователя (в том числе, отсутствие связи с преобразователем).

3.2.6.3 К методическим аварийным ситуациям относятся следующие ситуации:

- выход измеряемых параметров за пределы, заданные по условиям учета газа согласно документам, которые регламентируют расчет;
- выход за допустимые пределы соотношения дифференциального давления и абсолютного давления при контроле параметров газа;
- выход промежуточных результатов расчета за пределы, установленные документами, которые регламентируют расчет.

3.2.6.4 Комплекс ведет с начала контрактных суток:

- **раздельный учет объемов газа**, полученных при нормальной работе и при наличии аварийной ситуации в работе преобразователя (для версии ПО «Покупатель») либо **учет только суммарных объемов газа** (для версии ПО «Продавец»);
- учет длительности каждой аварийной ситуации без разделения по видам аварийных ситуаций (только для версии ПО «Покупатель»);
- раздельный учет длительности аварийных ситуаций, разбитых на пять групп согласно 3.2.6.1 ФО (только для версии ПО «Покупатель»).

Отнесение объема к «аварийному» начинается после того, как суммарная длительность аварийных ситуаций с начала контрактных суток без разделения по видам превысит 60 с.

Учет объема газа осуществляется при стандартных условиях.

3.2.6.5 За период паузы в работе Комплекса при аварийных ситуациях заполнение базы данных учета объема газа выполняется по последним до паузы значениям измеряемых параметров газа. Причем, при суммарной длительности паузы больше 60 с за сутки отдельно от общей базы данных выполняется **заполнение дополнительной базы данных при аварийных ситуациях**.

Данные по длительности аварийных ситуаций по видам сохраняются в памяти вычислителя за **48 последних месяцев, но не более 28500 записей**. Аварийный объем сохраняется за тот же период времени, что и штатный объем.

3.2.7 Комплекс формирует и хранит в памяти вычислителя не менее 600 сообщений о вмешательствах оператора в работу Комплекса. Каждое сообщение содержит наименование измененного параметра, его прежнее и новое значения, дату и время внесения изменения. При этом, время фиксируется с дискретностью, равной периоду цикла расчета.

3.2.8 Комплекс осуществляет обмен данными на типовой скорости 1200 бит/с с внешними устройствами по инициативе внешних устройств, например, ЭВМ, подключаемой к преобразователю ПМ-3В по каналу связи с последовательным интерфейсом. Обновление данных, формируемых преобразователем ПМ-3В, осуществляется не реже одного раза в секунду.

3.3 Основные характеристики

3.3.1 Объем памяти вычислителя преобразователя ПМ-3В позволяет хранить записи:

- суточных данных – за **сорок восемь последних месяцев**;
- часовых данных – за **двенадцать последних месяцев**;
- оперативных данных – не менее **1000**.

3.3.2 Преобразователь ПМ–3В Комплекса обеспечивает возможность установки верхних пределов измерений давления по ГОСТ 22520 согласно заказу в диапазонах:

- от 160 кПа до 25 Мпа — для абсолютного давления;
- от 60 кПа до 25 Мпа — для избыточного давления;
- от 0,63 до 100 кПа — для дифференциального давления.

Примечание – По желанию заказчика:

— установленное значение верхнего предела измерений давления может отличаться от указанных в ГОСТ 22520 значений;

— преобразователи могут быть проградуированы в других единицах давления ($\text{кгс}/\text{м}^2$, $\text{кгс}/\text{см}^2$).

3.3.2.1 В преобразователе ПМ–3В при измерениях дифференциального давления **обеспечивается динамическое изменение верхнего предела измерений** в зависимости от текущего значения дифференциального давления с поочередной установкой значений верхнего предела **100 кПа, 63 кПа и 6,3 кПа**. При этом, в эксплуатационной документации и на табличке преобразователя указывается наибольшее значение верхнего предела измерений дифференциального давления, начиная с которого для каждого меньшего автоматически устанавливаемого значения верхнего предела измерений обеспечивается заданная точность измерений **в диапазоне 1:10**. По дополнительному заказу для устанавливаемого меньшего значения верхнего предела измерений дифференциального давления обеспечивается работа преобразователя с заданной точностью **в расширенном диапазоне 1:100**.

3.3.3 Диапазон измерений температуры устанавливается (согласно заказу) в диапазоне **от минус 40 до плюс 60 °С** или **от минус 20 до плюс 80 °С**.

Примечание – Возможна подстройка диапазона измерений под конкретный объект контроля температуры.

3.3.3.1 Термопреобразователь сопротивления (далее – ТС) преобразователя ПМ–3В обеспечивает измерение температуры в указанном выше диапазоне. При этом может использоваться ТС с **термометрическим чувствительным элементом любого типа**, например, с медным (ТСМ) или платиновым (ТСП) чувствительным элементом, который соответствует классу допуска А, В или С и номинальной статической характеристике преобразования (НСХП) по ДСТУ 2858 (ГОСТ 6651).

3.3.4 Длина погружной части ТС преобразователя ПМ–3В выбирается (согласно заказу) в диапазоне **от 80 до 800 мм** по ДСТУ 2858 (ГОСТ 6651).

3.3.5 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности Комплекса при измерениях и преобразованиях в кодовой выходной сигнал абсолютного, избыточного и дифференциального давления (далее – давление) составляют **$\pm 0,075$; $\pm 0,1$; $\pm 0,15$ или $\pm 0,25$ %**.

Для достижения максимально возможной точности измерений и преобразований в широком диапазоне значений измеряемой величины в преобразователе ПМ–3В Комплекса осуществляется **динамическое переключение коэффициентов усиления**. Для последнего меньшего автоматически устанавливаемого значения верхнего предела измерений дифференциального давления пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей при измерениях и преобразовании в кодовой выходной сигнал дифференциального давления составляют **$\pm 0,1$; $\pm 0,15$ или $\pm 0,25$ %** относительно меньшего установленного значения верхнего предела измерений (преобразования).

3.3.6 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности Комплекса при измерениях и преобразованиях в кодовой выходной сигнал температуры составляют:

- без учета погрешности ТС – **$\pm 0,1$ °С**;
- с учетом погрешности ТС – **$\pm 0,25$ °С** при использовании индивидуальной статической характеристики ТС или в зависимости от класса допуска по ДСТУ 2858 (ГОСТ 6651): для класса А – **$\pm 0,3$ °С**, для класса В – **$\pm 0,5$ °С**, для класса С – **$\pm 0,75$ °С**.

3.3.7 Пределы допускаемой дополнительной погрешности Комплекса от изменения температуры окружающей среды в диапазоне **от минус 40 до плюс 60 °С** составляют **$\pm 0,1$ %** диапазона измерений давления и **не более $\pm 0,1$ °С** при измерении температуры. Диапазон температур окружающей среды оговаривается при заказе.

Для обеспечения пределов указанной погрешности в преобразователе ПМ–3В применяется **температурная коррекция воздействия температуры окружающей среды**.

3.3.8 Пределы допускаемой относительной погрешности Комплекса при измерениях расхода и объема газа d_k (без учета составляющей, вносимой методическими погрешностями при использовании СУ) в диапазоне изменения давления газа от $0,2P_{\text{max}}$ до P_{max} соответствуют значениям, приведенным в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Пределы допускаемой относительной погрешности Комплекса при измерениях расхода и объема газа

Интервал диапазона измерений ΔP_{max}	Значения характеристик в процентах в интервалах диапазона измерений P_{max}	
	от 0,2 P_{max} до P_{max}	от 0,1 P_{max} до 0,2 P_{max}
от 0,1 ΔP_{max} до ΔP_{max}	$\pm 0,30$	$\pm 0,40$
от 0,01 ΔP_{max} до 0,1 ΔP_{max}	$\pm 0,50$	$\pm 0,60$
от 0,001 ΔP_{max} до 0,01 ΔP_{max}	$\pm 1,90$	$\pm 2,00$

Примечания

1 Принятые условные обозначения:
 P_{max} - верхний предел измерений абсолютного(избыточного) давления, МПа (кгс/см²)
 ΔP_{max} - верхний предел измерений дифференциального давления кПа (кгс/м²)

2 Преобразователи с диапазоном измерения до 0,001 ΔP_{max} поставляются по специальному заказу.

3.3.9 Пределы допускаемой абсолютной погрешности вычислителя при измерении времени составляют ± 2 с за 24 ч.

3.3.10 Преобразователь ПМ–3В имеет уровень взрывозащиты “Взрывобезопасное электрооборудование” и может использоваться во взрывоопасных зонах в соответствии с маркировкой **1ExibПВТЗ X**.

3.3.11 Параметры электрического кодового выходного сигнала преобразователя ПМ–3В соответствуют сигналу **стандартного** интерфейса: **Bell202** в виде частотно–манипулированного выходного токового сигнала (в формате открытого цифрового протокола HART) или **RS232**. Сигнал передается по электрической линии, по которой протекает постоянный ток от 8 до 25 мА, потребляемый преобразователем.

3.3.12 По защищенности от проникновения внутрь твердых частиц, пыли и воды корпуса составных частей Комплекса соответствуют следующим степеням защиты по ГОСТ 14254:

- корпус преобразователя ПМ–3В – **не хуже IP64**;
- корпус ТС – **не хуже IP54**;
- корпуса преобразователей интерфейсов RS232/BELL202 и ПЧ–01, искробезопасного барьера и источника питания ИПИ12/3 – **не хуже IP30**.

3.3.13 Электрическое питание Комплекса осуществляется от сети переменного тока частотой **от 45 до 65 Гц** с напряжением **от 120 до 250 В** (далее – сетевое напряжение).

При исчезновении или аварийном снижении сетевого напряжения Комплекс автоматически переходит на питание **от резервного источника постоянного тока** (аккумулятора) номинальным напряжением 12 В. Этим обеспечивается сохранение сформированной Комплексом информации и нормальная работа Комплекса в течение **не менее 100 ч**.

При снижении напряжения резервного источника питания до минимально допустимого значения **11,5 В** Комплекс прекращает все вычисления и только выполняет режим сохранения всех архивных данных.

3.3.14 Мощность, потребляемая Комплексом, не превышает:

- при питании от сети переменного тока номинальным напряжением 220 В с номинальной частотой 50 Гц (нормальный режим) – **14 ВА**;
- при автономном питании от аккумулятора номинальным напряжением 12 В – **1,7 Вт**.

3.3.15 Время готовности Комплекса к работе – не более 120 с.

4 ДАННЫЕ О КОНФИГУРИРОВАНИИ ВЫЧИСЛИТЕЛЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПМ-3В

4.1 Перечень введенной в память вычислителя информации, которая вводится при начальном конфигурировании, приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перечень информации, которая вводится при начальном конфигурировании

Наименование информации	Введено в память
1. Наименование предприятия, эксплуатирующего Комплекс	
2. Текущая дата (день, месяц, год)	
3. Текущее время (часы, минуты, секунды)	
<i>Примечание – После конфигурирования допускается коррекция значений минут и секунд.</i>	

4.2 Перечень введенной в память вычислителя информации, которая характеризует системные параметры и параметры конфигурации, задающие условия измерений, приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Перечень введенной информации, которая характеризует системные параметры и параметры конфигурации, задающие условия измерений

Наименование информации	Введено в память	
	ИТП №1	ИТП №2
1. Адрес вычислителя		
2. Наименование (условное обозначение) трубопровода		
3. Пароли для изменения (записи) параметров конфигурации		
4. Пароль для санкционированного перевода на константу		
5. Контрактный час (час начала контрактных суток), ч		
6. Длительность оперативного интервала времени, мин		
7. Количество циклов расчетов, после которого результаты измерений записываются в массив данных последних измерений		
8. Вид измеряемого давления газа (абсолютное или избыточное)		
9. Дата и час перехода на летнее время		
10. Дата и час перехода на зимнее время		
11. Количество преамбул при ответе на запрос ЭВМ (для обеспечения корректной работы вычислителя)		

4.3 Перечень введенной в память вычислителя информации, которая характеризует статические параметры трубопровода и измеряемой газа, приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Перечень введенной информации, которая характеризует статические параметры трубопровода и измеряемой газа

Наименование информации	Введено в память	
	ИТП №1	ИТП №2
1. Внутренний диаметр ИТП при $t = 20$ °С, мм		
2. Величина абсолютной эквивалентной шероховатости стенок ИТП, мм		
3. Коэффициент линейного теплового расширения материала ИТП ($\times 10^{-4}$) (при вычислениях по формулам РД 50–213)		
4. Коэффициент a_0 температурного коэффициента линейного расширения материала ИТП (при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 и ДСТУ ГОСТ 8.586.5)		
5. Коэффициент a_1 температурного коэффициента линейного расширения материала ИТП (при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 и ДСТУ ГОСТ 8.586.5)		
6. Коэффициент a_2 температурного коэффициента линейного расширения материала ИТП (при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 и ДСТУ ГОСТ 8.586.5)		
7. Диаметр отверстия СУ (диафрагмы) при $t = 20$ °С, мм		
8. Коэффициент линейного теплового расширения материала СУ ($\times 10^{-4}$) (при вычислениях по формулам РД 50–213)		
9. Коэффициент a_0 температурного коэффициента линейного расширения материала СУ (при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 и ДСТУ ГОСТ 8.586.5)		
10. Коэффициент a_1 температурного коэффициента линейного расширения материала СУ (при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 и ДСТУ ГОСТ 8.586.5)		

Окончание таблицы 4.3

Наименование информации	Введено в память	
	ИТП №1	ИТП №2
11. Коэффициент a_2 температурного коэффициента линейного расширения материала СУ (при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 и ДСТУ ГОСТ 8.586.5)		
12. Способ отбора дифференциального давления (перепада давления) газа на СУ (фланцевый, угловой)		
13. Атмосферное давление, мм рт.ст. (кгс/см^2 , кПа)		
14. Плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3		
15. Молярная доля диоксида углерода в природном газе, %		
16. Молярная доля азота в природном газе, %		
17. Удельная теплота сгорания газа, МДж/м^3		
18. Максимально допустимое давление газа в ИТП, МПа (кгс/см^2)		
19. Верхний предел измерений абсолютного (избыточного) давления, МПа (кгс/см^2)		
20. Нижний предел измерений абсолютного (избыточного) давления, МПа (кгс/см^2)		
21. Верхний предел измерений температуры, $^{\circ}\text{C}$		
22. Нижний предел измерений температуры, $^{\circ}\text{C}$		
23. Максимально допустимое дифференциальное давление, кПа (кгс/м^2)		
24. Нижний предел измерений первого диапазона измерений дифференциального давления (ΔP_H), кПа (кгс/м^2)		
25. Верхний предел измерений первого диапазона измерений дифференциального давления (ΔP_H), кПа (кгс/м^2)		
26. Нижний предел измерений второго диапазона измерений дифференциального давления (ΔP_L), кПа (кгс/м^2)		
27. Верхний предел измерений второго диапазона измерений дифференциального давления (ΔP_L), кПа (кгс/м^2)		
28. Дифференциальное давление, при котором и ниже которого не производится вычисление расхода и объема газа (значение отсечки), кПа (кгс/м^2)		

5 КОМПЛЕКТНОСТЬ

5.1 В комплект поставки Комплекса входят:

1) преобразователь измерительный многопараметрический – вычислитель ПМ-3В – шт.;

(основные данные преобразователя приведены в таблице 5.1)

Таблица 5.1

Наименование параметра	Значение	
	ИТП №1	ИТП №2
1. Модель (тип)		
2. Заводской номер		
3. Класс точности		
4. Верхняя граница первого диапазона установки значения измеряемого дифференциального давления, кПа (кгс/м^2)		
5. Установленное верхнее значение измеряемого дифференциального давления для первого диапазона измерения, кПа (кгс/м^2)		
6. Нижняя граница первого диапазона установки значения измеряемого дифференциального давления, кПа (кгс/м^2)		
7. Верхняя граница второго диапазона установки значения измеряемого дифференциального давления, кПа (кгс/м^2)		
8. Установленное верхнее значение измеряемого дифференциального давления для второго диапазона измерения, кПа (кгс/м^2)		
9. Нижняя граница второго диапазона установки значения измеряемого дифференциального давления, кПа (кгс/м^2)		
10. Границы допустимой приведенной погрешности при установленной верхней границе первого диапазона измерений дифференциального давления, %		
11. Границы допустимой приведенной погрешности при установленной верхней границе второго диапазона измерений дифференциального давления, %		
12. Вид измеряемого давления (абсолютное, избыточное)		
13. Верхняя граница диапазона установки значения измеряемого давления, МПа (кгс/см^2)		

Окончание таблицы 5.1

Наименование параметра	Значение	
	ИТП №1	ИТП №2
14. Установленное значение измеряемого давления, МПа (кгс/см ²)		
15. Границы допустимой приведенной погрешности при установленной верхней границе диапазона измерений давления, %		
16. Верхняя граница диапазона установки значения измеряемой температуры, °С		
17. Нижняя граница диапазона установки значения измеряемой температуры, °С		
18. Границы допустимой абсолютной погрешности при установленных границах диапазона измерений температуры (с учетом погрешности ТС), °С		
19. Границы допустимой относительной погрешности при измерениях расхода газа в диапазоне изменения дифференциального давления от $0,1\Delta P_{\max}$ до ΔP_{\max} , %		
20. Границы допустимой относительной погрешности при измерениях расхода газа в диапазоне изменения дифференциального давления от $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$, %		
21 *. Границы допустимой относительной погрешности при измерениях расхода газа в диапазоне изменения дифференциального давления от $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$, %		
22. Тип термопреобразователя сопротивления		
23. Заводской номер термопреобразователя сопротивления		
24. Длина погружной части термопреобразователя сопротивления, мм		

- 2) преобразователь интерфейсов RS232/BELL202 – 1 шт. ;
– зав. № ;
- 3) преобразователь интерфейсов BELL202/RS485/ RS232 – шт. * ;
– зав. № ;
- 4) преобразователь интерфейсов ПЧ-01 – шт. * ;
– зав. № ;
- 5) барьер искробезопасный БИ-4 – 1 шт. ;
– зав. № ;
- 6) барьер искробезопасный БИ- _____ – шт. * ;
– зав. № ;
- 7) пульт съемный управления _____ – шт. * ;
– зав. № ;
- 8) источник питания _____ – 1 шт. ;
– зав. N..... ;
- 9) преобразователь напряжения ВПН 12/12 – шт. * ;
– зав. N..... ;
- 10) контроллер МЕГАС – шт. * ;
– зав. N..... ;
- 11) модем HART – 1 шт. * ;
– зав. N..... ;
- 12) GSM модем – 1 шт. * ;
– зав. N..... ;
- 13) комплект эксплуатационных документов – 1 компл. **

Примечания

* – Поставляется по отдельному заказу.

** – В комплект эксплуатационных документов входят:

- Преобразователь измерительный многопараметрический – вычислитель ПМ-3В. Руководство по эксплуатации АЧСА.406231.001 РЭ (на оптическом носителе);
- Руководство оператора АЧСА.00003-01 34 02 (Программа РМЗНОСТ, поставка по запросу заказчика; на оптическом носителе) ;
- Рекомендация «Метрология. Преобразователи давления измерительные с электрическими выходными сигналами. Методика поверки МПУ 005/04–2003»
- Інструкція. Метрологія. Перетворювачі багатопараметричні – обчислювачі ПМ-3В. Методика повірки АЧСА.406231.001–02 Д1;
- Паспорта и/или паспорта–этикетки технических средств по поз. 1 – 10 настоящего раздела, входящих в состав Комплекса.

6 ГАРАНТИИ ПОСТАВЩИКА

6.1 Срок службы Комплекса «ПМ-3В» – не менее 10 лет.

6.2 Поставщик (предприятие–изготовитель) гарантирует соответствие Комплекса «ПМ-3В» конструкторской документации АЧСА.421443.001, техническим условиям ТУ У 73.1–31283392–001–2001 и нормальную его работу в течение установленного срока при соблюдении пользователем условия транспортирования, хранения, монтажа, эксплуатации и принимает на себя обязательства по обеспечению бесплатного ремонта и замены вышедших из строя элементов на протяжении всего срока гарантии.

Гарантийный срок хранения — 6 месяцев с момента изготовления.

Гарантийный срок эксплуатации — 18 месяцев с момента ввода в эксплуатацию.

6.3 Если Комплекс «ПМ-3В» не был введен в эксплуатацию до истечения гарантийного срока хранения, началом гарантийного срока эксплуатации считается момент истечения гарантийного срока хранения.

6.4 Поставщик (предприятие–изготовитель) оставляет за собой право отказа от бесплатного гарантийного ремонта в случае несоблюдения пользователем изложенных ниже условий гарантии.

6.4.1 Комплекс «ПМ-3В» снимается с гарантии в следующих случаях:

а) нарушения правил эксплуатации комплекса изложенных в Руководстве по эксплуатации.

б) при наличии следов постороннего вмешательства или очевидной попытки ремонта комплекса неуполномоченными организациями (лицами);

в) если обнаружены несанкционированные изменения конструкции или схемы комплекса.

6.4.2 Гарантия не распространяется на следующие неисправности:

а) механические повреждения и повреждения в результате транспортировки;

б) повреждения, вызванные попаданием внутрь изделия посторонних предметов, веществ, жидкостей;

в) повреждения, вызванные стихией, пожаром, внешним воздействием, случайными внешними факторами (скачок напряжения в электрической сети выше нормы, гроза и др.), неправильным подключением;

г) повреждения, вызванные несоответствием параметров питающих, телекоммуникационных и кабельных сетей Государственным стандартам, действием других внешних факторов;

д) отсутствие защитного заземления оборудования во время эксплуатации;

е) нарушением пломб предприятия–изготовителя и других повреждений, которые возникли не по вине изготовителя.

6.5 По всем неисправностям, возникающим в течение гарантийного срока, следует обращаться к предприятию–изготовителю **ООО «ДП УКРГАЗТЕХ»:**

Украина, 04128, г. Киев–128, ул. Академика Гуполева, 19;

тел/факс (044) 492–76–21.

Почтовый адрес: 04128, г. Киев–128, а/я 138.

E-mail: dpugt@dgt.com.ua

WEB: www.dgt.com.ua

При этом должна быть сохранена целостность конструкции технических средств Комплекса и не нарушено их пломбирование.

6.6 В послегарантийный период эксплуатации сервисное обслуживание и ремонт Комплекса выполняются ООО «ДП УКРГАЗТЕХ» по отдельному договору.

7 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЁМКЕ

7.1 Комплекс измерительный на базе многопараметрического преобразователя–вычислителя ПМ–3В АЧСА.421443.002, заводской номер (заводские номера) преобразователя ПМ–3В _____, изготовлен и принят в соответствии с требованиями государственных стандартов и действующей конструкторской документацией и признан **годным** для эксплуатации.

.Пределы допускаемой основной погрешности :

— приведенной погрешности при преобразованиях:

– абсолютного (избыточного) давления – \pm _____ %;

– дифференциального давления в диапазоне _____ кПа (кгс/м²) – \pm _____ %;

– дифференциального давления в диапазоне _____ кПа (кгс/м²) – \pm _____ %;

— абсолютной погрешности при преобразованиях температуры – \pm _____ °С.

— относительной погрешности при измерениях расхода газа:

– в диапазоне изменения дифференциального давления от $0,1\Delta P_{\max}$ до ΔP_{\max} – \pm _____ %;

– в диапазоне изменения дифференциального давления от $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$ – \pm _____ %.

– в диапазоне изменения дифференциального давления от $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$ – \pm _____ %.

Представитель ОТК _____
М. П. (ФИО) (подпись) (дата)

7.2 Первичная поверка Комплекса измерительного на базе многопараметрического преобразователя–вычислителя ПМ–3В

Комплекс измерительный на базе преобразователя–вычислителя ПМ–3В АЧСА.421443.002, заводской номер _____ в комплекте с термопреобразователем температуры _____ класса _____, заводской номер _____ соответствует техническим условиям ТУ У 73.1-31283392-001-2001 и признан **годным** для эксплуатации.

Государственный поверитель _____
М. П. (ФИО) (подпись) (дата)

7.3 Заключение Заказчика о вводе Комплекса в действие:

Комплекс введен в эксплуатацию “___” _____ 201__ г.

Акт № _____ от “___” _____ + _____ 201__ г.

Представитель Заказчика _____
М. П. (ФИО) (подпись) (дата)

9 СВЕДЕНИЯ О СОСТОЯНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

9.1 Сведения о закреплении Комплекса при эксплуатации

9.1.1 Сведения о закреплении Комплекса при эксплуатации приводятся в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Сведения о закреплении Комплекса при эксплуатации

Должность	Фамилия лица, ответственного за эксплуатацию	Номер и дата приказа		Подпись ответственного лица
		о назначении	об отчислении	
1	2	3	4	5

