

ООО «ДП УКРГАЗТЕХ»



**КОМПЛЕКС ИЗМЕРИТЕЛЬНО-УПРАВЛЯЮЩИЙ
«ФЛОУТЭК-ТМ-3-6»**

**КОМПЛЕКС ВИМІРЮВАЛЬНО-КЕРУЮЧИЙ
«ФЛОУТЕК-ТМ-3-6»**

Формуляр

АЧСА. 421443.001-03 ФО

Киев

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие указания	5
2 Основные сведения об изделии	5
3 Основные технические данные и характеристики	6
3.1 Назначение	6
3.2 Основные функции	6
3.3 Основные характеристики	5
4 Данные о конфигурировании корректора	9
5 Комплектность	11
6 Свидетельство о приёмке	12
7 Сроки службы и хранения. Гарантии поставщика	13
8 Сведения о проверке комплекса	13
9 Сведения о состоянии технического обеспечения	14
9.1 Сведения о закреплении Комплекса при эксплуатации	14
9.2 Учёт работы	15
9.3 Учёт неисправностей при эксплуатации	17
9.4 Замечания по эксплуатации и аварийным ситуациям	18
9.5 Сведения об изменениях в схемах Комплекса и его компонентов	19
9.6 Учёт регламентных (профилактических) работ	20
9.7 Сведения об освидетельствовании технических средств специальными контрольными органами	21
Лист регистрации изменений	22

1 ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1.1 Эксплуатация комплекса измерительно–управляющего “ФЛОУТЭК–ТМ–3–6” АЧСА.421443.001 (далее – Комплекс) должна обеспечиваться лицами из состава работников объекта измерений, прошедшими обучение и изучившими эксплуатационную документацию Комплекса и его составных частей.

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

1.3 Все записи в ФО производятся 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).

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

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

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

1.7 В тексте ФО приняты следующие сокращения и условные обозначения:

ИТП – измерительный трубопровод;

НСХП – номинальная статическая характеристика преобразования;

ТС – термопреобразователь сопротивления;

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

2 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ

2.1 Наименование изделия:

Комплекс измерительно–управляющий «ФЛОУТЭК – ТМ – 3 – 6 ____»

по ТУ У 33.3–22192141–003–2001, заводской номер _____ .

2.2 Изделие изготовлено по конструкторской документации АЧСА.421443.001.

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

2.4 Заводской номер корректора: _____ .

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

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

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 Туполева, 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 **модификаций «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6»** и **«ФЛОУТЭК-ТМ-3-6Т»** является средством измерительной техники, принадлежит к группе интеллектуальных микропроцессорных микропотребляющих приборов с **автономным электропитанием**. Комплекс обеспечивает измерение расхода газа *с помощью счетчика*, имеющего импульсный выходной сигнал.

3.1.2 Комплекс предназначен для:

— измерений температуры, давления, объемного расхода и объема (далее – параметры) газа, включая горючие природные газы, физико-химические параметры которых отвечают ГОСТ 5542, и газоконденсата (далее – газ);

— вычислений объемного расхода (далее – расход) и объема газа, прошедшего через измерительный трубопровод (далее – трубопровод или ИПП) за заданный период времени, с приведением расхода и объема газа к стандартным (нормальным) условиям по ГОСТ 2939. Вычисление объема природного газа ведется 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»);

— **учета объема природного газа** в соответствии с «Правилами обліку газу» и документом «Інструкція з ведення обліку газу на комерційних пунктах газу ДК «УКРТРАНСГАЗ». 2001р.». При этом в вычислитель Комплекса 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 в соответствии с «Правилами обліку газу» **оперативных, часовых и суточных данных**, а также изменений, вызванных вмешательством оператора в работу Комплекса, и сообщений об аварийных и нештатных ситуациях (далее – аварийные ситуации) в работе Комплекса;

— **совместной работы со счетчиком** или счетчиком–расходомером газа, в том числе ротационными и турбинными газовыми счетчиками (далее – счетчик).

3.1.3 Для измерений параметров газа в Комплексе используются следующие устройства:

— *преобразователь–корректор цифрового микроминимума ПК-3*, включающий в себя конструктивно интегрированные в одно изделие измерительные преобразователи абсолютного или избыточного давления (далее – давление) и температуры, а также вычислитель объемного расхода и объема газа, проходящего по одному трубопроводу, с приведением расхода и объема газа к стандартным условиям (далее – **корректор**) – для модификации **«ФЛОУТЭК-ТМ-3-6»**;

— *преобразователь–корректор цифрового микроминимума ПК-3Т*, включающий в себя конструктивно интегрированные в одно изделие преобразователь температуры и вычислитель объемного расхода и объема газа, проходящего по одному трубопроводу, с приведением расхода и объема газа к стандартным условиям (далее – **температурный корректор**) – для модификации **«ФЛОУТЭК-ТМ-3-6Т»**;

— *счетчик* или *счетчик–расходомер* газа.

3.1.4 Комплекс может применяться для учета, в том числе **коммерческого учета**, газов на промышленных объектах, в том числе, газовой, нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности и объектах коммунального хозяйства, а также в составе автоматизированных систем коммерческого учета.

3.1.5 Комплекс может эксплуатироваться:

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

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

3.2 Основные функции

3.2.1 Комплекс обеспечивает возможность:

— измерений параметров газа, проходящего по обслуживаемому трубопроводу;

— вычислений значений расхода и объема газа при рабочих условиях на основании последовательности импульсов, поступающих от счетчика газа;

— вычислений:

- расхода и объема газа согласно действующим нормативным документам;
- средних значений давления и температуры газа, а также значений объема газа за заданный оперативный интервал, за часовой интервал и за контрактные сутки;

— формирования и хранения в памяти оперативных данных (данных за оперативный интервал времени), часовых данных (данных за часовой интервал) и суточных данных в виде записей, содержащих результаты измерений и вычислений и сообщения об аварийных ситуациях в работе и о вмешательствах оператора в работу Комплекса (**не менее 650 сообщений по каждому виду отклонений** от нормальной работы);

— формирования и передачи в ответ на запросы ЭВМ верхнего уровня информации о результатах измерений и вычислений по каналу связи с последовательным интерфейсом RS232.

3.2.1.1 Учет длительности аварийных ситуаций ведется согласно «Правилам обліку газу» по **четырем 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**);
- давление ниже нижнего предела измерений (НПИ).

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

3.2.2 С помощью ЭВМ Комплекс обеспечивает ввод в память корректора:

- информации, которая вводится **при начальном конфигурировании**, в объеме, указанном в таблице 4.1;
- информации, которая характеризует **системные параметры, задающие условия измерений**, в объеме, указанном в таблице 4.2;
- информации, которая характеризует **статические параметры трубопровода и измеряемого газа**, в объеме, указанном в таблице 4.3.

3.2.3 С помощью **встроенного в конструкцию корректора пульта управления** (клавиатуры) Комплекс обеспечивает ввод в память корректора, вывод на индикацию и корректировку данных, отмеченных в таблице 4.3 знаком (*).

3.2.4 При использовании ЭВМ Комплекс обеспечивает

- ввод в память корректора, вывод на индикацию и, при необходимости, корректировку данных, указанных в 3.2.2 ФО;
- замену измерительной информации на константы;
- вывод на экран дисплея переносной ЭВМ (далее – 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 корректора и протокола регистрации аварийных и нештатных ситуаций.

3.2.5 Комплекс обеспечивает калибровку каналов измерений и преобразований корректора путем ввода в память корректора параметров НСХП измеряемой величины. **Калибровку корректора выполняет предприятие-изготовитель** при выпуске Комплекса из производства.

3.2.6 Комплекс обеспечивает вывод на цифровое показывающее устройство корректора следующей информации:

- текущие параметры измеряемого газа (температура, абсолютное или избыточное давление, объемный расход газа при рабочих и при стандартных условиях, молярные доли азота N_2 и диоксида углерода CO_2 в природном газе);
- атмосферное давление, в кПа, кгс/см² или мм рт.ст.;
- объемы газа, вычисленные с начала текущих суток и за предыдущие сутки, в м³;
- объемы газа при рабочих условиях (показания счетчика с начала контроля параметров газа) и при стандартных условиях, вычисленные с начала контроля параметров газа (после последнего конфигурирования корректора), в м³;
- аварийные объемы газа при рабочих и при стандартных условиях, вычисленные за текущие сутки, в м³;
- длительности измерительных и методических аварийных ситуаций за текущие сутки;
- длительность несанкционированной замены на константы измеряемых параметров за текущие сутки;
- длительность работы за текущие сутки, когда расход меньше Q_{min} ;
- длительность цикла расчетов, в с;
- метод расчета коэффициента сжимаемости;
- коэффициенты сжимаемости газа и приведения к стандартным условиям;
- установленный контрактный час, в ч;
- установленная скорость обмена информацией с ЭВМ, в бит/с;
- адрес корректора;
- текущая дата (День, Месяц, Год), текущее время (Час, Минута, Секунда) и текущий день недели;
- сообщение «Расконфигурация» (требуется повторное конфигурирование).

3.3 **Основные характеристики**

3.3.1 Длительность одной процедуры измерений и вычислений, выполняемых Комплексом согласно 3.2.1 ФО, не превышает **5 с**.

Процедура измерений и вычислений повторяется периодически, образуя цикл измерений и вычислений (далее – цикл расчета). Выходные данные Комплекса обновляются один раз за цикл расчета.

Период цикла расчета может быть выбран пользователем из ряда 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 и 60 с.

3.3.2 Комплекс обеспечивает прием и обработку электрических выходных сигналов, поступающих от счетчика с импульсным выходным сигналом. Счетчик имеет следующие основные характеристики:

— выходной сигнал соответствует сигналу типа "сухой контакт", индуктивному сигналу или низковольтному (не более 5 В) потенциальному сигналу при частоте поступления сигнала не выше: 5000 Гц при периоде обновления информации 5 с, 2000 Гц при периоде обновления информации 30 с и 1000 Гц при периоде обновления информации 60 с;

— номинальное количество импульсов на 1 м³ газа – **1000; 100; 10; 1** или **0,1**;

— пределы допускаемой относительной погрешности – **±0,5** или **±1,0 %**.

3.3.3 Объем памяти корректора Комплекса позволяет хранить записи:

— суточных данных – за **8 последних лет**;

— часовых данных – за **4 последних года**.

3.3.3.1 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 выполняется отдельно от общей базы данных **заполнение дополнительной базы данных при аварийных ситуациях**.

Данные по длительности аварийных ситуаций по видам сохраняются в памяти Комплекса за **шесть последних месяцев, но не более 5600 записей**. При этом аварийный объем сохраняется за тот же период времени, что и штатный объем.

3.3.4 Верхний предел измерений измерительного преобразователя давления корректора устанавливается (согласно заказу) по ГОСТ 22520 в диапазоне:

— от **160 кПа до 16 МПа** – для **абсолютного** давления;

— от **60 кПа до 16 МПа** – для **избыточного** давления.

Для температурного корректора диапазон установки константы по абсолютному давлению определяется согласно действующим нормативным документам.

3.3.5 Диапазон измерений измерительного преобразователя температуры корректора устанавливается (согласно заказу) в диапазоне **от минус 40 до плюс 60 °С**.

Корректор воспринимает сигнал от термопреобразователя сопротивления (ТС) с **платиновым чувствительным элементом** (ТСП с НСХП 1000П и Pt 1000) и класса допуска А, В или С по ДСТУ 2858 (ГОСТ 6651). Показатель тепловой инерции ТС не превышает 20 с.

Длина погружной части ТС выбирается (согласно заказу) в диапазоне **от 80 до 800 мм**.

3.3.6 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности корректора при измерениях давления составляют: **±0,075; ±0,1; ±0,15** или **±0,25 %** верхнего предела измерений.

3.3.7 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности корректора при измерениях температуры составляют:

— без учета погрешности ТС – **±0,1 °С**;

— с учетом погрешности ТС – **±0,25 °С** при применении индивидуальной статической характеристики преобразователя или в зависимости от класса допуска по ДСТУ 2858 (ГОСТ 6651): для класса А – **±0,3 °С**, для класса В – **±0,5 °С**, для класса С – **±0,75 °С**.

3.3.8 Пределы допускаемой относительной погрешности корректора при обработке входных сигналов и вычислении параметров газа составляют **±0,02 %**.

3.3.9 Пределы допускаемой относительной погрешности Комплекса при измерениях расхода и объема газа (без учета погрешности счетчика) $\delta_{КС}$ соответствуют значениям m , приведенным в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Пределы допускаемой относительной погрешности Комплекса при измерениях расхода и объема газа

Наименование характеристики	Значения характеристик в интервалах диапазона изменений P_{max}							
	от $0,2P_{max}$ до P_{max}				от $0,1P_{max}$ до $0,2P_{max}$			
$\gamma_P, \%$	±0,075	±0,1	±0,15	±0,25	±0,075	±0,1	±0,15	±0,25
$\Delta_t, \text{°C}$	±0,75	±0,75	±0,75	±0,75	±0,75	±0,75	±0,75	±0,75
$\delta_{КС}, \%$	±0,30	±0,30	±0,35	±0,40	±0,40	±0,40	±0,45	±0,50

Примечание – Значения $\delta_{КС}$, несоответствующие данному Комплексу, **зачеркнуть**.

Пределы допускаемой относительной погрешности Комплекса с учетом погрешности счетчика δ_K (в процентах) соответствуют значениям, рассчитанным по формуле:

$$\delta_K = \pm (\delta_{КС}^2 + \delta_P^2)^{0,5} \quad (3.1)$$

Примечания

1 Принятые условные обозначения:

P_{max} – верхний предел измерений измерительного преобразователя давления корректора, МПа;

γ_p – пределы допускаемой приведенной погрешности измерительного преобразователя давления корректора, %;

Δ_t – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного преобразователя температуры корректора, °С.

δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности счетчика, указанные в эксплуатационной документации, %.

2 Пределы допускаемой относительной погрешности $\delta_{КС}$ для Комплекса модификации «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6Т» составляют **±0,30%**.

3.3.10 Пределы допускаемой абсолютной погрешности корректора при измерении времени составляют **±2 с за 24 ч**.

3.3.11 Корректор формирует электрический кодовый выходной сигнал, обеспечивающий обмен информацией с внешними устройствами (ЭВМ, модемом или принтером) **по интерфейсу RS232**.

3.3.12 Комплекс обеспечивает возможность взаимодействия с оператором ГРС или диспетчером верхнего уровня посредством ЭВМ, подключаемой к корректору по каналу связи с последовательным интерфейсом RS232, на скоростях: **300; 600; 1200; 2400; 4800; 9600; 19200** или **38400 бит/с**.

3.3.13 Корректор Комплекса имеет уровень взрывозащиты «Взрывобезопасное электрооборудование» и может использоваться во взрывоопасных зонах в соответствии с маркировкой **1ExibПВТЗ X** по ГОСТ 12.2.020.

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

— корпуса корректора и ТС – не ниже **IP54**;

— корпуса искробезопасного барьера БИ-2 и источника питания ИПИ 12/3-4 – не ниже **IP30**.

3.3.15 Питание Комплекса осуществляется **от двух литиевых батарей**, установленных в корпусе корректора и имеющих номинальное выходное напряжение 3,6 В. Емкость батарей достаточна для обеспечения автономного режима работы Комплекса **в течение 5 лет** (при условии, что обмен информацией для печатания отчета осуществляется 1 раз в месяц и со скоростью не ниже 9600 бит/с).

Мощность, потребляемая Комплексом, не превышает: при обмене информацией – **50 мВт**, в ждущем режиме – **0,15 мВт**.

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

4 ДАННЫЕ О КОНФИГУРИРОВАНИИ КОРРЕКТОРА

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

Таблица 4.1 – Перечень информации, введенной 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)	

4.2 Перечень введенной в память корректора информации, которая характеризует **системные параметры, задающие условия измерений**, приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Перечень введенной информации, характеризующей системные параметры, задающие условия измерений

Наименование информации	Введено в память
1 Адрес корректора	
2 Наименование (условное обозначение) трубопровода	
3 Пароли для изменения (записи) параметров и перевода измеряемых параметров на константы (только для версии ПО «Покупатель»)	
4 Контрактный час (час начала контрактных суток, от 0 до 23 ч с дискретностью 1 ч), ч	
5 Длительность цикла расчетов (5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 или 60 с), с	
6 Вид измеряемого давления газа (абсолютное или избыточное)	
7 Вид давления газа (абсолютное или избыточное), представляемого на цифровом показывающем устройстве корректора	
8 Дата и час перехода на летнее время	
9 Дата и час перехода на зимнее время	
10 Количество преамбул при ответе на запрос ЭВМ (от 0 до 255 с дискретностью 1)	

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

Таблица 4.3 – Перечень введенной информации, характеризующей статические параметры трубопровода и измеряемого газа

Наименование информации	Введено в память
1 Максимально допустимое давление газа в ИТП, МПа (кгс/см ²)	
2 Нижний предел измерений измерительного преобразователя давления корректора, МПа (кгс/см ²)	
3 Верхний предел измерений измерительного преобразователя давления корректора, МПа (кгс/см ²)	
4 Нижний предел измерений измерительного преобразователя температуры корректора, °С	
5 Верхний предел измерений измерительного преобразователя температуры корректора, °С	
6 Атмосферное давление, мм рт.ст. (кгс/см ² , кПа)	
7* Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	
8* Молярная доля диоксида углерода в природном газе, %	
9* Молярная доля азота в природном газе, %	
10 Количество импульсов в выходном сигнале счетчика, совместно с которым работает Комплекс, на 1 м ³ газа, прошедшего через счетчик, импульс/м ³	
11 Максимально допустимый расход газа через счетчик, м ³ /ч	
12 Минимальный расход газа, при котором и ниже которого счетчик не формирует выходной сигнал, м ³ /ч	
13 Верхний предел измерений расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч	
14 Константа давления газа, МПа (кгс/см ²)	
15 Константа температуры газа, °С	
16 Константа расхода газа, м ³ /ч	

5 КОМПЛЕКТНОСТЬ

5.1 В комплект поставки Комплекса входят:

1) преобразователь–корректор ПК –3 _____ – 1 шт.;
(основные данные преобразователя–корректора приведены в таблице 5.1)

Таблица 5.1

Наименование параметра	Значение
1 Модель (тип)	
2 Заводской номер	
3 Вид измеряемого давления (абсолютное, избыточное)	
4 Верхняя граница диапазона установки значения измеряемого давления, МПа (кгс/см ²)	
5 Установленное значение измеряемого давления, МПа (кгс/см ²)	
6 Границы допустимой приведенной погрешности при установленной верхней границе диапазона измерений давления, %	
7 Верхняя граница диапазона установки значения измеряемой температуры, °С	
8 Нижняя граница диапазона установки значения измеряемой температуры, °С	
9 Границы допустимой абсолютной погрешности при установленных границах диапазона измерений температуры (с учетом погрешности ТС), °С	

2) термопреобразователь сопротивления _____ – 1 шт.;
(основные данные термопреобразователя приведены в таблице 5.2)

Таблица 5.2

Наименование параметра	Значение
1 Модель (тип)	
2 Заводской номер	
3 Длина погружной части, мм	

3) счетчик (расходомер-счетчик) _____ – ____ шт.;
(основные данные счетчика или расходомера–счетчика приведены в таблице 5.3)

Таблица 5.3

Наименование параметра	Значение
1 Модель (тип)	
2 Заводской номер	
3 Вид выходного сигнала (кодированный или аналоговый сигнал, дискретный сигнал “сухой контакт”, потенциальный сигнал)	
4 Верхняя граница диапазона измерения расхода, м ³ /ч	
5 Нижняя граница диапазона измерения расхода, м ³ /ч	
6 Границы допустимой относительной (приведенной) погрешности измерения расхода, %	
7 Коэффициент, устанавливающий количество импульсов счетчика на 1 м ³ газа, прошедшего через счетчик, импульс/м ³	
8 Диаметр трубопровода, мм	

4) переходник Printer–COM (9F–9F) _____ – 1 шт.;

5) переходник для принтера (9F–25M) _____ – ____ шт.;

6) барьер искробезопасный БИ–2 (зав. № _____) _____ – ____ шт.;

7) источник питания ИПИ 12/3 (зав. № _____) _____ – ____ шт.;

- 8) ЭВМ переносная модели _____ (зав. № _____) – 1 шт. * ;
9) комплект эксплуатационных документов – 1 компл **.

Примечания:

- * – Поставляется по отдельному заказу.
- ** – В комплект эксплуатационных документов входят:
 - Комплекс измерительно-управляющий «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6». Руководство по эксплуатации АЧСА.421443.001-03 РЭ;
 - Паспорта или паспорта-этикетки технических средств по поз. 1 – 3, 6 и 7 настоящего раздела, входящих в состав Комплекса;
 - Программное обеспечение комплекса измерительно-управляющего «ФЛОУТЭК-ТМ». Руководство оператора АЧСА.00001-01 34 01 – поставляется по отдельному заказу при необходимости обеспечения контроля и управления Комплексом с верхнего уровня управления.

6 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЁМКЕ

6.1 Комплекс измерительно-управляющий «ФЛОУТЭК – ТМ – 3 – 6 ____» АЧСА.421443.001, заводской номер корректора _____, изготовлен и принят в соответствии с техническими условиями ТУ У 33.3-22192141-003-2001 и признан **годным** для эксплуатации.

Представитель ОТК _____

(ФИО)

(подпись)

(дата)

М. П.

6.2 Первичная поверка комплекса измерительно-управляющего «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 __». Комплекс измерительно-управляющий «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 __» АЧСА.421443.001, заводской номер _____ соответствует техническим условиям ТУ У 33.3-22192141-003-2001 и признан **годным** для эксплуатации.

Государственный поверитель _____

(ФИО)

(подпись)

(дата)

М. П.

6.3 Заключение Заказчика о вводе Комплекса в действие:

Комплекс введен в эксплуатацию “ ____ ” _____ 201 ____ г.

Акт № _____ от “ ____ ” _____ 201 ____ г.

(ФИО)

(подпись)

(дата)

М. П.

7 СРОКИ СЛУЖБЫ И ХРАНЕНИЯ. ГАРАНТИИ ПОСТАВЩИКА

7.1 Средняя наработка на отказ вычислителя (корректора) Комплекса – **не менее 50000 ч.**

7.2 Средний полный срок службы Комплекса – **не менее 10 лет.**

7.3 Поставщик (предприятие–изготовитель) гарантирует соответствие Комплекса конструкторской документации АЧСА.421443.001, техническим условиям ТУ У 33.3–22192141–003–2001 и нормальную его работу в течение **24 месяцев** со дня изготовления Комплекса, если пользователем соблюдались требования и условия транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации. При этом срок хранения не должен превышать 6 месяцев со дня получения изделия.

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

Украина, 04128, г. Киев–128, ул. Академика Туполева, 19; тел/факс (044) 492–76–21.

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

При этом должна быть сохранена целостность конструкции Комплекса и не нарушено его пломбирование.

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

8 СВЕДЕНИЯ О ПОВЕРКЕ КОМПЛЕКСА

8.1 Сведения о поверке Комплекса приводят в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Сведения о поверке Комплекса

Дата	Вид поверки	Отметка о соответствии	Фамилия, имя и отчество государственного поверителя	Подпись	Примечание
1	2	3	4	5	6

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

9.4 Замечания по эксплуатации и аварийным ситуациям

9.4.1 Замечания по эксплуатации и сведения об аварийных ситуациях приводят в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Замечания по эксплуатации и сведения об аварийных ситуациях

Дата	Основные замечания по эксплуатации и сведения об аварийных ситуациях и их причинах	Принятые меры	Должность, фамилия и подпись ответственного лица	Примечание
1	2	3	4	5

9.6 Учёт регламентных (профилактических) работ

9.6.1 Сведения о выполнении регламентных (профилактических) работ приводят в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Сведения о выполнении регламентных (профилактических) работ

Дата и время начала работ	Вид работ	Продолжительность работ, ч (мин)	Должность, фамилия и подпись ответственного лица	Примечание
1	2	3	4	5

9.7 Сведения об освидетельствовании технических средств Комплекса специальными контрольными органами

9.7.1 Сведения об освидетельствовании технических средств приводятся в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Сведения об освидетельствовании технических средств

Наименование технического средства	Дата освидетельствования	Результат освидетельствования	Периодичность освидетельствования	Срок следующего освидетельствования	Должность, фамилия и подпись представителя контрольного органа	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

Примечание – Первое заполнение формы для каждого технического средства, подлежащего освидетельствованию специальными контрольными органами, производят по материалам его освидетельствования на предприятии-изготовителе.

