

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ЗАО «Авиатех»

_____ А.И.Аносов

_____ 2007 г.

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ И ОБЪЕМА
НЕФТЕПРОДУКТОВ
СИМОН-1

Руководство по эксплуатации

АУТП.407379.000 РЭ



СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА	5
1.1 Назначение изделия	5
1.2 Технические характеристики	8
1.3 Состав изделия	11
1.4 Устройство и работа.....	12
1.5 Маркировка	19
1.6 Упаковка	20
2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	21
2.1 Эксплуатационные ограничения	21
2.2 Подготовка изделия к использованию.....	22
2.3 Порядок установки.....	22
2.4 Использование изделия	32
2.5 Техническое обслуживание	35
3 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ	36
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	37
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	39
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	41
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	44

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации (далее по тексту – РЭ) предназначено для изучения принципа работы, устройства, правил эксплуатации системы измерения массы и объема нефтепродуктов СИМОН – 1 (далее по тексту – изделие) с целью правильной эксплуатации и поддержания в состоянии готовности к работе.

Для изучения и эксплуатации изделия необходимо дополнительно руководствоваться следующей документацией:

«Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Руководство по эксплуатации Е880.00.05 РЭ»;

«Плотномер ПЛОТ-3М. Руководство по эксплуатации АУТП.414122.006 РЭ»;

«Преобразователь давления измерительный АИР-10Ех/М2-ДИ. Руководство по эксплуатации НКГЖ.406233.005 РЭ»;

«Устройство индикации ТОПАЗ – 106 Д1. Руководство по эксплуатации ДСМК.408842.030 РЭ»;

«Барьеры искрозащитные типа БАСТИОН. Руководство по эксплуатации АУТП.468243.001 РЭ».

В руководстве по эксплуатации изложены указания по технике безопасности и взрывозащите, порядок установки, подготовка изделия к работе и порядок работы, проверка технического состояния и обслуживания изделия, указания по упаковке, транспортированию и хранению изделия.

Технический персонал, обслуживающий изделие, перед началом работы должен ознакомиться с настоящим РЭ.

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 Назначение изделия

Изделие предназначено для измерения следующих параметров светлых нефтепродуктов: массы, объема, объемного расхода, плотности, вязкости, температуры, а также для задания дозы в единицах массы или объема, выдачи управляющих сигналов для отсечки заданной дозы и выдачи информации о массе, объеме, объемном расходе на 3-х строчное внешнее устройство индикации.

Область применения - автоматы и системы налива, слива светлых нефтепродуктов в бензовозы, железнодорожные цистерны, танкеры, а также в составе технологических установок.

В зависимости от решаемой задачи возможно построение многоканальной системы налива. Число каналов до 16.

В состав одного канала изделия входят:

- комплекс измерительный программно-технический (далее по тексту – ПТК), состоящий из модулей семейства ADAM 4000 или I-7000, или NL-..., барьеров искрозащитных типа БАСТИОН или КОРУНД, блока питания 6EP1332-1SH42;

- датчик объемного расхода (далее по тексту – ДОР), турбинного типа, или счетчики жидкости типа ППО, ППВ, или счетчик нефтепродуктов ZC 17;

- плотномер типа ПЛОТ-3М (далее по тексту - плотномер);

- датчик температуры (далее по тексту – ДТ) типа ТСП, КТСНР;

- датчик давления (далее по тексту – ДД) типа АИР, или 415-Ex, или Метран-55;

- устройство индикации (далее по тексту – УИ) типа ТОПАЗ;

Изделие выполняет свои функции под управлением ППЭВМ (одна на все каналы).

ППЭВМ и ПТК устанавливаются в операторной, во взрывобезопасной зоне. Плотномер, ДОР, ДТ, ДД, УО могут устанавливаться во взрывоопасной зоне В-1 согласно гл.7.3 ПУЭ.

В таблице 1 приведен перечень - взрывозащищенного оборудования, которое может входить в состав изделия.

Таблица 1

Наименование оборудования	Маркировка взрывозащиты	Номер Ех сертификата (Свидетельства)
Плотномер ПЛОТ-3М в комплекте с Бастион-4	0ExiaIIBT5	РОСС RU.МЕ92.В01156
Преобразователь сигналов индукционный ПСИ-90-Ех	1ExibIICT5	РОСС RU.ГБ04.В00752
Датчик импульсов серии 7671	1ExdIIAT6	РОСС CZ.МЛ14.В00111
Устройство съема сигнала УСС	2ExmIIT6	Свидетельство о взрывозащищенности № 03.252
Датчик температуры типов ТСП или КТСПр	0ExiaIIBT6	—
Преобразователь давления измерительный типов АИР-10 или АИР-20/М2	0ExiaIICT6 X	РОСС RU.ГБ06.В00527
Датчик давления Метран-55-Ех	0ExiaIICT4/T5 X, 1ExibIICT5 X	РОСС RU.ГБ06.В00361
Датчик давления 415-Ех или 415-Вн	0ExiaIICT5 X, 1ExdsIICT5 X	РОСС RU.МЕ92.В01330
Устройство индикации ТОПА3-106Д1 в комплекте с Бастион-4	0ExiaIIBT5	РОСС RU.МЕ92.В00963
Барьеры искрозащитные типов Бастион, Бастион-1, Бастион-2, Бастион-4	[Exia]IIB	РОСС RU.МЕ92.В01156
Энергетические барьеры искрозащиты типов Корунд-М3, Корунд-М4	[Exia]IIC/IIB, [Exib]IIC/IIB,	РОСС RU.ГБ05.В01736

Примечания:

1. К моменту истечения срока действия Ех-сертификатов (Свидетельств) на электрооборудование должен быть получен новый Ех-сертификат и изделия должны быть допущены к применению в установленном порядке.

2. В состав изделия может входить один из указанных выше тип: датчиков расхода, датчиков давления, барьеров искрозащитных.

3. Преобразователь сигналов индукционный ПСИ-90-Ех входит в состав расходомера жидкости турбинного типа PTF и PNF.

4. Датчик импульсов серии 7671 входит в состав счетчика жидкости 9405, 9501 и счетчика нефтепродуктов ЗС 17

5. Устройство съема сигнала УСС входит в состав счетчиков жидкости ППВ и ППО.

6. Параметры подключаемых устройств к барьерам безопасности не должны превышать максимально допустимые значения.

7. Барьеры искрозащиты конструктивно размещены в ПТК.

Обозначение изделия при заказе и в документации другой продукции, где оно может быть применено, должно состоять из шифра изделия, количества каналов (1...16), типа ДОР:

(Т - турбинный, ПВ - ППВ, ПО - ППО, Z – ЗС 17), типа ПТК (дополнительно А- при необходимости приема входных сигналов, дополнительно Б - при необходимости выдачи сигналов управления) и номера ТУ.

Пример записи обозначения изделия:

«Система измерения массы и объема нефтепродуктов СИМОН-1-7 Т АУТП.407379.000ТУ» - семиканальная система измерения массы нефтепродуктов на базе ДОР турбинного типа.

«Система измерения массы и объема нефтепродуктов СИМОН-1-7 ПО Б АУТП.407379.000ТУ» - семиканальная система измерения массы нефтепродуктов на базе ППО без приема входных сигналов, но с выдачей сигналов управления

1.2 Технические характеристики

1.2.1 Контролируемая среда - товарная нефть и ее продукты переработки: автомобильные бензины, дизтоплива различных видов (летнее, зимнее, арктическое) и другие жидкости, неагрессивные по отношению к проточной части плотномера, ДОР, ДТ, ДД при максимальной вязкости 50 мм²/с (сСт). В контролируемой среде должны отсутствовать вода, газовые включения, смолянистые выделения и механические примеси.

1.2.2 Диапазон изменения параметров нефтепродуктов:

- расхода - от 0,1 и до 1400 м³/ч (в зависимости от типоразмера ДОР);
- массы (объема) – от 0 и до 99999 т (м³);
- плотности - от 420 и до 1600 кг/м³.
- температуры – от минус 40 и до плюс 85 °С;
- вязкости – от 0,1 и до 50 сСт.

1.2.3 Пределы допускаемой относительной погрешности измерения

- массы - $\pm 0,25$ %;
- объема - $\pm 0,18$ %.

Примечание: Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы и объема обеспечиваются при следующих значениях погрешности составных частей изделия:

- а) $\pm 0,15$ % для ДОР;
- б) $\pm 0,1$ % для плотномера;
- в) $\pm 0,15$ °С для ДТ
- г) $\pm 0,03$ % для ПТК.

1.2.4 Питание изделия осуществляется от источника переменного тока напряжением (220 $\pm$ 22) В частотой (50 $\pm$ 1) Гц.

1.2.5 Максимальная мощность, потребляемая изделием от источника переменного тока напряжением 242 В, частотой 50 Гц - не более 40 В·А для одного канала (без учета мощности, потребляемой ППЭВМ, клапанами и насосным агрегатом).

1.2.6 Изделие выполняет свои функции под управлением ППЭВМ посредством интерфейса RS-232 со скоростью передачи 57600 бит/с.

1.2.7 Программное обеспечение изделия обеспечивает управление работой до 16 каналов измерения от одной ППЭВМ. ППЭВМ должна иметь конфигурацию не ниже Пентиум 3,1,2 ГГц, 128 ОЗУ, 20GB HDD, а программа

функционирует в среде операционной системы Windows 1998, Me, 2000, XP, 2003.

1.2.8 Программное обеспечение изделия обеспечивает архивирование массы, объема, объемного расхода, плотности, вязкости, температуры, времени измерения глубиной до 45 суток.

1.2.9 ПТК обеспечивает прием частотного сигнала в диапазоне от 30 до 3000 Гц, пропорционального объемному расходу, от датчика объемного расхода (ДОР) в виде импульсов тока с уровнем логической единицы от 5 до 20 мА и логического нуля от 0 до 0,1 мА.

1.2.10 ПТК обеспечивает прием информации о плотности, вязкости и температуре от плотномера типа ПЛОТ-3М АУТП.414122.006 посредством интерфейса RS-485 со скоростью передачи 9600 бит/с.

1.2.11 ПТК обеспечивает прием информации о температуре в виде изменения сопротивления датчика температуры (ДТ) типа Pt 100 по 2-х, 3-х или 4-х проводной линии связи.

1.2.12 ПТК обеспечивает прием токового сигнала 4-20 мА, пропорционального давлению, от датчика давления.

1.2.13 ПТК обеспечивает прием сигналов о состоянии датчиков положения (до 8-ми датчиков положения) в виде «сухих контактов» или «открытого коллектора» с допустимым током 20 мА и напряжением 30 В.

1.2.14 ПТК обеспечивает выдачу сигналов управления насосным агрегатом, клапаном малого и номинального расхода в виде «сухих контактов» с допустимым током 0,3 А и напряжением 250 В.

1.2.15 ПТК обеспечивает выдачу информации о массе (в тоннах), объеме (в м³), объемном расходе (в м³/ч) на внешнее устройство индикации типа ТОПАЗ-106 Д1 ДСМК.408842.030 посредством интерфейса RS-485 со скоростью передачи 9600 бит/с.

1.2.16 Конструктивно ПТК представляет собой металлокорпус типа ЩУРН-3/12, в котором на DIN рейке установлены модули типа ADAM – 4000, блок питания, а также барьеры искрозащитные.

1.2.17 Длина линии связи между барьерами искрозащитными и плотномером, ДОР, ДТ - не более 2000 м, между ППЭВМ и ПТК – не более 10 м. Максимальное значение емкости линии связи – Сдоп = 0,2 мкФ, индуктивности Lдоп = 2 мГн.

1.2.18 Составные части изделия сохраняют работоспособность в диапазоне температур окружающей среды:

- ППЭВМ – от 10 и до 30 °С;
- ПТК – от 1 и до 35 °С,
- ДОР – от минус 40 и до 50 °С,;
- плотномер – от минус 40 и до 45 °С;
- ДТ – от минус 50 и до 150 °С;
- ДД - от минус 40 и до 50 °С
- УИ - от минус 40 и до 50 °С.

1.2.19 Составные части изделия сохраняют работоспособность при воздействии, и после воздействия повышенной относительной влажности:

- ППЭВМ – 80 % при 30 °С;
- ПТК - 80% при 35 °С;
- ДОР - 98% при 35 °С;
- плотномер – 98% при 35 °С;
- ДТ – 98% при 35 °С;
- ДД - 98% при 35 °С;
- УИ - 98% при 35 °С.

1.2.20 Составные части изделия по защищенности от проникновения воды и пыли (степень защиты по ГОСТ14254-96) соответствуют:

- ППЭВМ - IP20;
- ПТК – IP30;
- ДОР - IP54;
- плотномер - IP54;
- ДТ - IP54;
- ДД - IP54;
- УИ - IP54.

1.2.21 Составные части изделия сохраняют работоспособность при воздействии, и после воздействия синусоидальной вибрации по ГОСТ 12997-84:

- ДОР - L3;
- плотномер - N3;
- ДТ - N3;
- ДД - L3;
- УИ – N3.

1.2.22 Средняя наработка на отказ - 50000 ч.

1.2.23 Средний срок службы - 12 лет.

1.2.24 Срок хранения - 3 года.

1.3 Состав изделия

1.3.1 В комплект поставки изделия (одного канала) входят документы и составные части, перечисленные в таблице 2.

Таблица 2

Обозначение	Наименование	Кол	Примечание
АУТП.407379.000 РЭ	Руководство по эксплуатации	1	
АУТП.407379.000 ПС	Паспорт	1	
АУТП.414122.006	Плотномер ПЛОТ -3М	1	*
АУТП.414122.006 РЭ	Руководство по эксплуатации	1	
АУТП.414122.006 ПС	Паспорт	1	
ТУ38.45910240-05	Расходомер жидкости турбинного типа РТФ, РНФ	1	*
Е880.00.05 РЭ	Руководство по эксплуатации	1	
Е880.00.05 ПС	Паспорт	1	
	Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСР - 100П	1	*
	Паспорт	1	
ТУ4212-029-132-82997-06	Преобразователь давления измерительный типа АИР	1	*
НКТЖ..406233.005 ПС	Паспорт	1	
ДСМК.408842.030	Устройство индикации-	1	

Обозначение	Наименование	Кол	Примечание
	ТОПАЗ-106 Д1		
ДСМК.408842.030 ПС	Паспорт	1	
АУТП.469536.000	Комплекс измерительный программно - технический:	1	
АУТП.469536.000 ПС	Паспорт	1	
АУТП.469536.000 ПО	Программное обеспечение	1	

Примечание.

- 1 ППЭВМ в комплект поставки не входит.
- 2 Комплектность изделия приведена с ДОР типа Т.
- 3 Конкретная модификация, отмеченная *, уточняется при заказе

1.4 Устройство и работа

1.4.1 Принцип действия

Принцип действия изделия основан на косвенном методе измерения массового расхода:

- объемный расход (объем) в основном трубопроводе измеряется с помощью датчика объемного расхода турбинного типа РТФ (РНФ), или счетчика ППВ (ППО), или счетчика

ЗС 17;

- плотность и температура в байпасе основного трубопровода измеряется с помощью поточного плотномера ПЛОТ-3М;

- температура в основном трубопроводе измеряется с помощью платинового датчика температуры типа ТСП;

- давление в основном трубопроводе измеряется с помощью датчика давления;

- полученная информация с этих датчиков поступает в ПТК, который производит все необходимые вычисления.

Масса нефтепродуктов вычисляется в ПТК в соответствии с ГОСТ Р 8.595 – 2004 по формуле:

$$m = V_{\text{ДОР}} \cdot \rho_{\text{ДОР}} \cdot 1000, \text{ Т, (1)}$$

где $V_{\text{ДОР}}$ – объем нефтепродуктов, измеренный ДОР, м³;

$\rho_{\text{ДОР}}$ – плотность нефтепродуктов, измеренная в непосредственной близости от ДОР, кг/м³;

$$\rho_{\text{ДОР}} = \rho_{\text{плот}} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{\text{плот}} - T_{\text{ДОР}})] , \quad (2)$$

$\rho_{\text{плот}}$ – плотность нефтепродуктов в байпасе, измеренная плотномером, кг/м³;

$T_{\text{плот}}$ – температура нефтепродуктов в байпасе, измеренная датчиком температуры плотномера, °С;

$T_{\text{ДОР}}$ – температура нефтепродуктов, измеренная ДТ в непосредственной близости от ДОР, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефтепродуктов в соответствии с МИ 2632-2001, 1/°С;

В ПТК предусмотрена возможность выбора вида нефтепродукта – бензина, дизельного топлива, нефти, для которых в зависимости от измеренного значения плотности из соответствующей таблицы автоматически выбирается значение коэффициента объемного расширения нефтепродукта. Таблица для каждого вида нефтепродукта хранится в постоянном запоминающем устройстве ПТК.

Для других нефтепродуктов, для которых неизвестен коэффициент объемного расширения, предусмотрена возможность вычисления плотности в непосредственной близости от ДОР по формуле:

$$\rho_{\text{ДОР}} = \rho_{\text{плот}} + \alpha \cdot (T_{\text{плот}} - T_{\text{ДОР}}),$$

где α – температурная поправка плотности нефтепродукта, кг/(м³·°С).

В ПТК в зависимости от измеренного значения плотности из соответствующей таблицы автоматически выбирается значение температурной поправки плотности нефтепродукта. Таблица хранится в постоянном запоминающем устройстве ПТК.

Объем нефтепродуктов без учета функции влияния вязкости на датчик расхода вычисляется в ПТК по формуле:

$$V_{\text{ДОР}} = b \cdot N \cdot K_0, \quad \text{м}^3 \quad (3)$$

где N – число импульсов с ДОР, измеренное ПТК, имп.;

K_0 – калибровочный коэффициент изделия (при поставке $K_0 = 1$);

b – градуировочный коэффициент ДОР, м³/имп.;

$$b = b_i + \frac{b_{i+1} - b_i}{f_{i+1} - f_i} \cdot (f - f_i),$$

где b_i, b_{i+1} - градуировочные коэффициенты ДОР, определенные при значениях частот f_i, f_{i+1} соответственно;
 f - частота сигнала с ДОР, Гц;
 $i = 1 \dots 8$.

Если $f \leq f_1$, то $b = b_1$, а если $f \geq f_8$, то $b = b_8$.

Если вязкость нефтепродукта больше 2 сСт, то погрешность измерения расхода датчиком объемного расхода может быть обеспечена в более узком диапазоне или введением поправки по функции влияния вязкости. Поэтому в изделии, для уменьшения этой погрешности и при наличии на ДОР функции влияния вязкости, предусмотрена возможность вычисления объема с учетом функции влияния вязкости.

Объем нефтепродуктов с учетом функции влияния вязкости (ФВВ) на датчик расхода вычисляется в ПТК по формуле:

$$V_{\text{ДОР}} = b_o \cdot N \cdot \Psi(\nu) \cdot K_o, \quad (4)$$

где N - число импульсов с ДОР, измеренное ПТК, имп;

K_o - калибровочный коэффициент изделия (при поставке $K_o = 1$);

b_o - среднее значение градуировочного коэффициента ДОР, относительно которого определена ФВВ, м³/имп;

$\Psi(\nu)$ - значение поправки по ФВВ;

$$\Psi(\nu) = \Psi_j(\nu) + \frac{\Psi_{j+1}(\nu) - \Psi_j(\nu)}{Re_{j+1} - Re_j} \cdot (Re - Re_j),$$

где Ψ_j, Ψ_{j+1} - значения поправки по ФВВ при Re_j и Re_{j+1} соответственно.

$$j = 1 \dots 8;$$

$$\Psi_j(\nu) = \frac{1}{1 + E_j}$$

$$E_j = \frac{B_{\nu j} - B}{B},$$

$B_{\nu j}$ - значение градуировочного коэффициента ДОР, определенное при вязкости ν , имп./м³;

$$B = \frac{1}{b_o};$$

$$Re = \frac{N}{t} \cdot \frac{1}{\nu \cdot B} \cdot P,$$

t – время, за которое в ПТК измерено число импульсов N , с;

P – постоянная величина для конкретного ДОР, 1/м

ν – значение вязкости нефтепродуктов, измеренное плотномером, м²/с.

Цикл вычисления параметров нефтепродуктов в ПТК составляет (1,00±0,02) с.

Для исключения влияния кавитации на погрешность измерения объемного расхода в состав изделия введен датчик давления. Информация о давлении используется только для контроля давления нефтепродукта в трубопроводе и не участвует в расчетах параметров расхода.

Если измеренное значение давления $P_{и}$ за ДОР меньше допустимого значения $P_{доп}$, то ППЭВМ выдает сигнал тревоги в виде звукового и информационного сигнала.

$$P_{доп} = 2 \cdot P_{MAX} \cdot \left(\frac{G_{и}}{G_{НОМ}} \right)^2,$$

где $G_{и}$ – измеренное значение объемного расхода, м³/ч;

$G_{НОМ}$ – верхний предел измерения номинального значения объемного расхода, м³/ч;

P_{MAX} – максимальное значение перепада давления на ДОР для верхнего предела измерения номинального расхода, МПа;

$$P_{и} = P_{Н} + \frac{P_{В} - P_{Н}}{I_{В} - I_{Н}} \cdot (I_{и} - I_{Н}),$$

$P_{Н}$ – нижнее значение давления, соответствующее току $I_{Н}$, МПа;

$P_{В}$ – верхнее значение давления, соответствующее току $I_{В}$, МПа;

$I_{Н} = 4$ мА;

$I_{В} = 20$ мА.

1.4.2 Устройство, принцип действия и работа составных частей изделия приведены в руководствах по эксплуатации на эти составные части.

1.4.3 Режимы работы изделия

Изделие может функционировать в одном из 6-ти режимов:

1) измерение в единицах объема;

- 2) измерение в единицах объема и массы с уставкой плотности;
- 3) измерение в единицах объема и массы, используя ПЛОТ;
- 4) дозирование в единицах объема;
- 5) дозирование в единицах массы с уставкой плотности;
- 6) дозирование в единицах массы, используя ПЛОТ.

В зависимости от решаемой задачи необходимо выбрать один из режимов работы.

1.4.3.1 Если необходимо измерять только объем и объемный расход нефтепродуктов, то используйте режим 1. При этом из состава изделия можно исключить плотномер и ДТ.

В этом режиме в ПТК производится вычисление объема по формуле (3).

1.4.3.2 Если необходимо измерять объем и массу нефтепродуктов с уставкой плотности, то используйте режим 2. При этом из состава изделия можно исключить плотномер.

В этом режиме в ПТК производится вычисление объема нефтепродукта по формуле (3). По заданным значениям уставки плотности при заданной температуре нефтепродукта и температуре в основном трубопроводе производится вычисление плотности нефтепродукта по формуле:

$$\rho_{\text{ДОР}_y} = \rho_y \cdot [1 + \beta \cdot (T_y - T_{\text{ДОР}})], \quad (5)$$

где - ρ_y - заданное значение уставки по плотности при температуре T_y , кг/м³

Масса нефтепродукта вычисляется по формуле:

$$m_y = V_{\text{ДОР}} \cdot \rho_{\text{ДОР}_y} \cdot 1000, \text{ Т}, \quad (6)$$

1.4.3.3 Если необходимо измерять объем и массу нефтепродуктов применяя плотномер, то используйте режим 3

В этом режиме в ПТК производятся вычисления в соответствии с п. 1.4.1

1.4.3.4 Если необходимо производить дозирование нефтепродуктов в единицах объема, то используйте режим 4.

В этом режиме в ПТК производится вычисление объема по формуле (3).

В режиме дозирования ПТК выдает релейные сигналы на включения насосного агрегата, клапана малого расхода и клапана номинального расхода.

В каждом цикле вычисления вычисленное значение объема сравнивается с:

- уставкой включения номинального расхода, м^3 ;
- уставкой выключения номинального расхода, м^3 ;
- уставкой упреждения отсечки, м^3 .

Если вычисленное значение объема меньше «уставки включения номинального расхода», то дозирование происходит на малом расходе.

Если вычисленное значение объема больше «уставки включения номинального расхода», то ПТК выдает релейный сигнал на включение клапана номинального расхода и дозирование происходит на номинальном расходе.

Если разница между заданным значением дозы и вычисленным значением объема меньше «уставки выключения номинального расхода», то ПТК выключает релейный сигнал клапана номинального расхода и дозирование происходит на малом расходе.

При работе на малом расходе вычисляется время до окончания дозирования по формуле:

$$t = \frac{V_d - V_{\text{ДОР}} - V_{\text{УПР}}}{G_v},$$

где V_d – заданное значение дозы, м^3 ;

$V_{\text{ДОР}}$ – вычисленное значение объема по формуле (3), м^3 ;

$V_{\text{УПР}}$ – уставкой упреждения отсечки, м^3 ;

G_v – среднее значение объемного расхода, усредненное за 5 секунд до завершения дозирования, $\text{м}^3/\text{с}$;

t – время до выключения клапана малого расхода и насосного агрегата, с.

Как только $t \leq 2$ с, то начиная со следующего цикла измерения происходит опрос счетчика времени с дискретностью 0,05с. При достижении времени t происходит выключение клапана малого расхода и насосного агрегата.

1.4.3.5 Если необходимо производить дозирование нефтепродуктов в единицах массы с уставкой плотности, то используйте режим 5.

В этом режиме в ПТК производится вычисление объема по формуле (3), а массы – по формуле (6). В остальном алгоритм дозирования соответствует п.1.4.3.4, кроме вычисления времени до выключения клапана малого расхода и насосного агрегата, которое вычисляется по формуле:

$$t = \frac{m_D - m_y - V_{\text{нр}} \cdot \rho_{\text{ДОР}_y}}{G_V \cdot \rho_{\text{ДОР}_y}},$$

где m_D – заданное значение дозы, т;

m_y – вычисленное значение массы по формуле (6), т.

1.4.3.6 Если необходимо производить дозирование нефтепродуктов в единицах массы, используя плотномер, то используйте режим 6.

В этом режиме в ПТК производятся вычисления в соответствии с п. 1.4.1. В остальном алгоритм дозирования соответствует п.1.4.3.4, кроме вычисления времени до выключения клапана малого расхода и насосного агрегата, которое вычисляется по формуле:

$$t = \frac{m_D - m - V_{\text{нр}} \cdot \rho_{\text{ДОР}}}{G_V \cdot \rho_{\text{ДОР}}},$$

где m_D – заданное значение дозы, т;

m – вычисленное значение массы по формуле (1), т.

1.4.4 Обеспечение взрывозащищенности

1.4.4.1 Взрывозащищенность изделия по каналу измерения объема с расходомерами жидкости типа PTF, PNF обеспечивается за счет искробезопасных электрических цепей к преобразователю сигналов индукционному ПСИ-90-Ех с уровнем взрывозащиты ia ($U_0 < 28$ В,

$I_0 < 188$ мА), с применением барьера искрозащитного БАСТИОН или КОРУНД-М4

1.4.4.2 Взрывозащищенность изделия по каналу измерения объема со счетчиком жидкости 9405, 9501 и счетчиком нефтепродуктов ZC 17 обеспечивается защитой вида «d» . датчика импульсов серии 7671.

1.4.4.3 Взрывозащищенность изделия по каналу измерения объема со счетчиком жидкости с овальными шестернями типа ППО и счетчиками жидкости винтовыми типа ППВ обеспечивается защитой вида «m» устройства съема сигнала УСС.

1.4.4.4 Взрывозащищенность изделия по каналу измерения плотности обеспечивается за счет искробезопасных электрических цепей с уровнем взрывозащиты ia ($U_0 < 28$ В, $I_0 < 188$ мА), с применением барьера искрозащитного БАСТИОН -4 или КОРУНД-М4.

1.4.4.5 Взрывозащищенность изделия по каналу измерения температуры обеспечивается за счет искробезопасных электрических цепей с уровнем

взрывозащиты ia ($U_0 < 8,5 \text{ В}$, $I_0 < 151 \text{ мА}$), с применением барьера искрозащитного БАСТИОН - 2 или КОРУНД-МЗ.

1.4.4.6 Взрывозащищенность изделия по каналу измерения давления обеспечивается за счет искробезопасных электрических цепей с уровнем взрывозащиты ia ($U_0 < 30 \text{ В}$, $I_0 < 233 \text{ мА}$), с применением барьера искрозащитного БАСТИОН - 1 или КОРУНД-М4.

1.4.4.7 Взрывозащищенность изделия по каналу выдачи информации на внешнее устройство индикации обеспечивается за счет искробезопасных электрических цепей с уровнем взрывозащиты ia ($U_0 < 28 \text{ В}$, $I_0 < 188 \text{ мА}$), обеспечиваемых применением барьера искрозащитного БАСТИОН - 4 или КОРУНД-М4.

1.4.4.8 Взрывозащищенность изделия по каналу приема сигналов от датчиков положения обеспечивается за счет искробезопасных электрических цепей с уровнем взрывозащиты ia

($U_0 < 28 \text{ В}$, $I_0 < 188 \text{ мА}$), с применением барьера искрозащитного БАСТИОН -4 или КОРУНД-4.

1.4.4.9 Устройство, схемы электрические принципиальные на барьеры искрозащитные типа БАСТИОН приведены в руководстве по эксплуатации АУТП.468243.001 РЭ.

1.5 Маркировка

1.5.1 Маркировка составных частей изделия должна соответствовать требованиям технической документации на них.

1.5.2 Маркировка, наносимая на составные части изделия, должна быть хорошо видимая, четкая, прочная и содержать следующие данные:

- наименование предприятия-изготовителя;
- наименование изделия;
- уровень и вид взрывозащиты;
- степень защиты от внешних воздействий ;
- надписи: «Искробезопасная цепь»;
- порядковый номер изделия по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- год и месяц выпуска;
- другие данные, которые изготовитель должен отразить в маркировке, если это требуется технической документацией.

1.5.3 Знак утверждения типа должен наноситься на титульный лист руководства по эксплуатации изделия типографским способом.

1.5.4 Маркировка транспортной тары на составные части изделия должна соответствовать требованиям ГОСТ 14192-96.

1.6 Упаковка

1.6.1 Составные части изделия должны упаковываться в закрытых отапливаемых помещениях при температуре окружающего воздуха от 15 до 40 °С и относительной влажности до 80 % при отсутствии в окружающей среде агрессивных газов, паров и запыленности.

1.6.2 В качестве тары должны применяться упаковочные коробки по ГОСТ 7276-84 и деревянные ящики по ГОСТ 5959-80 или контейнеры по ГОСТ 18477-79.

1.6.3 В качестве амортизационных материалов, исключающих возможность перемещения составных частей изделия внутри тары, должны применяться древесная стружка или макулатура.

1.6.4 В каждую упаковочную тару должен быть вложен упаковочный лист с указанием наименования и обозначения составных частей изделия, даты упаковки и подписи лица, ответственного за упаковку.

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 Эксплуатационные ограничения

2.1.1 Требования по взрывобезопасности

Составные части изделия – ДОР, ДТ, плотномер, ДД, УИ с искробезопасными цепями уровня ia, обеспечиваемыми применением барьеров искрозащитных типа БАСТИОН или КОРУНД, имеют маркировку взрывозащиты в соответствии с технической документацией на них, соответствуют ГОСТ Р 51330.0-99, ГОСТ Р 51330.1-99; ГОСТ Р 51330.10-99; ГОСТ Р 51330.17-99; ГОСТ 22782.3-77 и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах

В–1 помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

2.1.2 Требования по безопасности

2.1.2.1 К работе с изделием допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и изучившие эксплуатационную документацию на изделие и его составные части.

2.1.2.2 При работе с составными частями изделия опасными факторами являются сетевое напряжение питания (220 В, 50 Гц) (для ПТК), а также температура, давление и пары нефтепродуктов.

2.1.2.3 Перед включением в сеть ПТК необходимо заземлить, сечение заземляющего проводника должно быть не менее 1,5 мм².

2.1.2.4 Нефтепродукты, применяемые в установках, представляют собой горючие жидкости, их пары с воздухом образуют взрывоопасные смеси.

2.1.2.5 Предельно-допустимая концентрация (ПДК) нефтепродуктов в воздухе помещения - 300 мг/м³, класс опасности по степени воздействия на человека - 4.

2.1.2.6 В случае превышения концентрации паров ПДК необходимо воспользоваться средством индивидуальной защиты (фильтрующий противогаз марки А), работы прекратить и проветрить помещение.

2.1.2.7 Все работы по монтажу и демонтажу составных частей изделия необходимо производить при отключенном напряжении питания и в строгом соответствии с "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ)", "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭ) и

"Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ)".

2.2 Подготовка изделия к использованию

2.2.1 Распаковывание

При получении составных частей изделия необходимо проверить сохранность тары. После вскрытия ящика составные части изделия освободить от упаковочного материала и протереть.

2.2.2 Внешний осмотр

Проверить в соответствии с разделом «Комплектность» в паспортах на составные части изделия комплектность изделия и наличие технической документации.

Произвести внешний осмотр. Проверить целостность покрытий и окраски, убедиться в отсутствии наружных повреждений. Не допускается наличие трещин, сколов на корпусах составных частей изделия.

Проверить наличие маркировки на составных частях изделия путем сличения с маркировкой, указанной в руководствах по эксплуатации, соответствие заводских номеров составных частей изделия заводским номерам, записанным в паспортах. Проверить наличие и целостность оттиска клейма поверителя на пломбах.

2.3 Порядок установки

2.3.1 Изучите порядок установки и монтажа составных частей изделия, изложенные в руководствах по эксплуатации на них.

Запрещается приступать к работе, не ознакомившись с порядком установки составных частей изделия, изложенным в руководствах по эксплуатации на них.

2.3.2 Монтаж и установка составных частей изделия должны производиться в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектом, разработанным специализированной организацией с учетом требований монтажных чертежей на каждую составную часть и выполняться организацией, имеющей разрешение на применение взрывозащищенного оборудования, выдаваемое Госгортехнадзором России в соответствии с РД 03 - 485 - 02.

При монтаже и при эксплуатации оберегать составные части изделия от падений, механических повреждений и ударов по корпусу!

2.3.3 Электромонтаж составных частей изделия проводите в соответствии со схемой соединений, приведенной в приложении В

При электромонтаже составных частей изделия руководствуйтесь:

- 1) главой ЭЗ.2 ПТЭ и ПТБ «Электроустановки во взрывоопасных зонах»;
- 2) правилами устройства электроустановок;
- 3) настоящим РЭ и руководствами по эксплуатации на составные части изделия.

Прокладку кабельных линий связи между ПТК и ДОР, ДТ, ДД, УИ, плотномером производите отдельно от силовых цепей питания (двигателей, насосных агрегатов, отсечных клапанов и т.д.).

Монтаж ведите 4-х проводным кабелем типа КВВГ или аналогичным сечением $0,5 \div 1,0 \text{ мм}^2$.

ВНИМАНИЕ! Недопустимо применение кабелей с полиэтиленовой изоляцией.

По окончанию монтажа проверить:

- правильность и надежность подключения электрических цепей;
- наличие и надежность заземления ПТК.

2.3.4 Подготовка комплекса измерительного программно – технического к работе.

Перед вводом изделия в эксплуатацию необходимо произвести начальную конфигурацию системы:

- произвести настройку порта;
- произвести настройку программы;
- произвести установки канала;

Конфигурация производится с помощью ППЭВМ, входящей в состав изделия, на которой предварительно уже установлена программа функционирования изделия **АРМ оператора налива нефтепродуктов**. При прове-

дении конфигурации к ППЭВМ достаточно через модуль ADAM-4520 подключить только ПТК, не подключая другие составные части.

2.3.4.1 Проведение начальной конфигурации

Включить ППЭВМ. Подключить ПТК к сети (220 ± 22) В, 50 Гц и включить выключатель автоматический на нем.

Произвести запуск программы, щелкнув на **Панели задач Windows** кнопку **Пуск**, выбрать: **Программы > АРМ оператора налива 1.0 > АРМ оператора налива 1.0**.

Программа самостоятельно выполняет ряд необходимых служебных действий, которые занимают 10-15 с, после чего появляется окно пароля.

Для ввода пароля выберите свою фамилию из предложенного списка, введите пароль и нажмите на клавишу **Enter**.

На мониторе появится изображение, приведенное на рисунке 1.

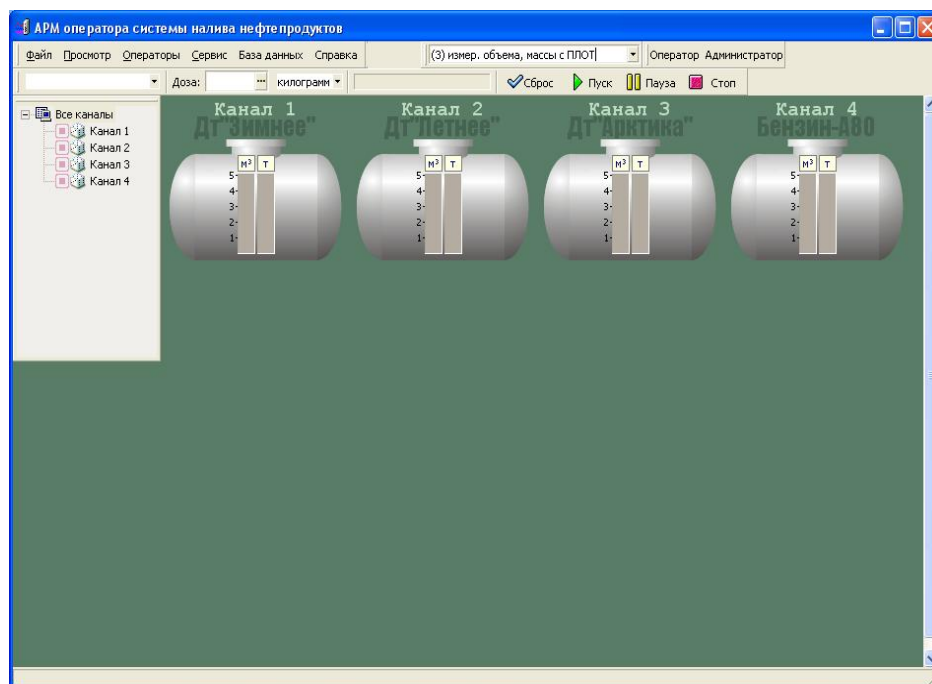


Рисунок 1

Произведите настройку порта. Для этого в **Главном Меню** выберите **Сервис > Порт**. Программа отобразит окно **Настройка порта**, приведенное на рисунке 2.

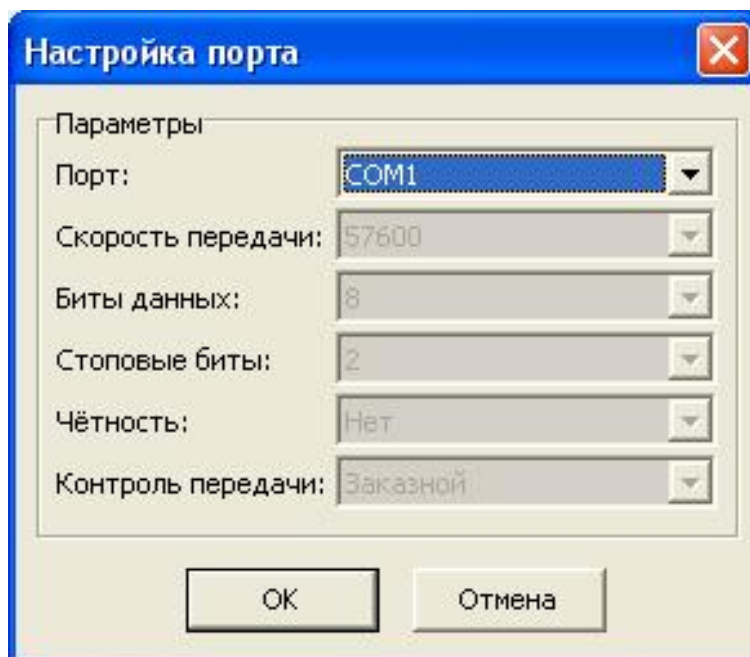


Рисунок 2

Выберите **Порт** – com1, com2, com3 или com4, в зависимости от того к которому подключен модуль ADAM-4520, и щелкните мышкой по кнопке **ОК**.

Произведите настройку программы. Для этого в **Главном Меню** выберите **Сервис > Параметры**.

Программа отобразит окно **Настройка программы**, приведенное на рисунке 3. Окно содержит 4 закладки: **Общие, Среда, Звуки, Реквизиты**.

Выберите закладку **Общие**, щелкнув этот заголовок мышкой. Программа отобразит окно, приведенное на рисунке 3. Задайте «Интервал (мс)» равный 1000, «Ожидание пакета данных (мс)» равный 2000, «Активен ?», «Длина журнала» и «Длина буфера графиков» равные 5000 и щелкните мышкой по кнопке **ОК**.

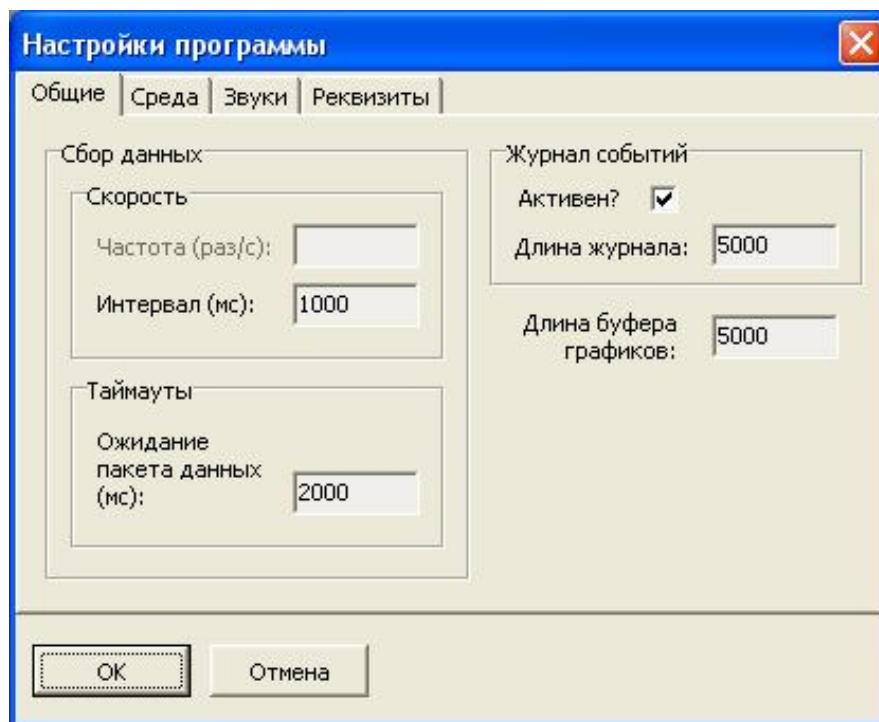


Рисунок 3

В **Главном Меню** выберите **Сервис > Параметры**.

Выберите закладку **Среда**, щелкнув этот заголовок мышкой.

Программа отобразит окно, приведенное на рисунке 4. Задайте: **Главное меню**, **Главная**, **Пульт канала**, **Надписи на кнопках**, **Крупное отображение массы** (если необходимо отображать на мониторе крупным шрифтом объем, массу и объемный расход), **Выбор судна** (если есть база данных о постоянных получателях нефтепродуктов). Задайте количество цифр после запятой для **Массы**, **Объема** - 3, **Плотности** – 1 и щелкните мышкой по кнопке **ОК**.

В **Главном Меню** выберите **Сервис > Параметры**

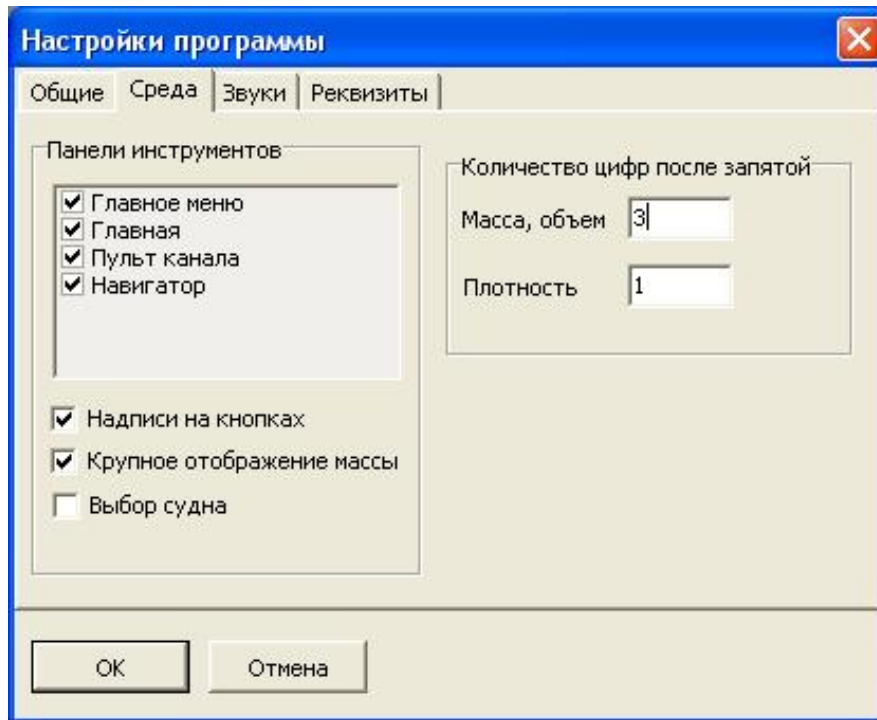


Рисунок 4

Выберите закладку **Реквизиты**, щелкнув этот заголовок мышкой.

Программа отобразит окно, приведенное на рисунке 5. Задайте: **Поставщик, Грузоотправитель, Гл. бухгалтер** и щелкните мышкой по кнопке **ОК**.

Закладку **Звуки** не используйте.

Произведите конфигурирование измерительного канала. С помощью мышки задайте номер канала от 1 до 16. В **Главном Меню** выберите **Сервис > Установки канала**.

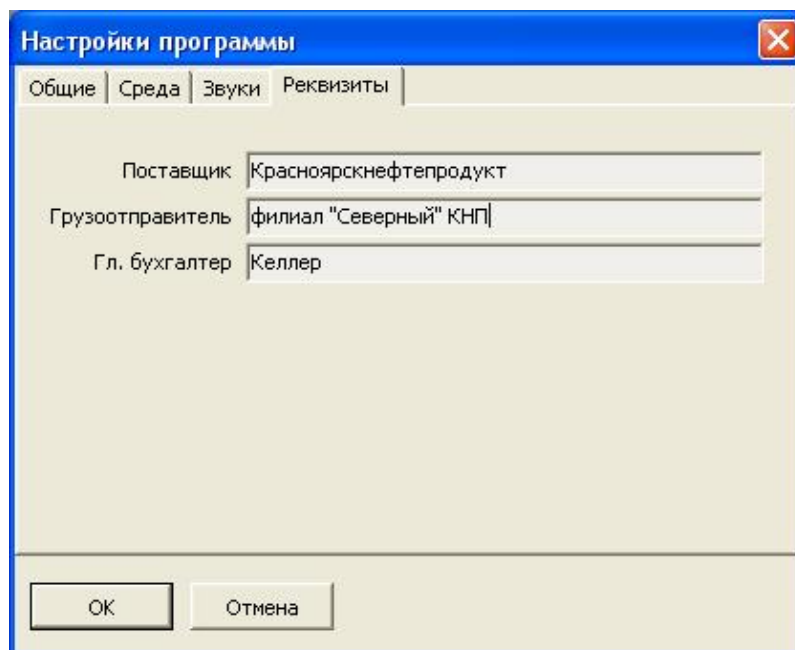


Рисунок 5

Программа отобразит окно **Установки канала, Канал 1**, приведенное на рисунке 6. Окно содержит 4 закладки: **Общие, Расчет объема, Уставки и Датчики.**

Выберите закладку **Общие**, щелкнув по этой закладке мышкой.

Программа отобразит окно, приведенное на рисунке 6.

Рисунок 6

Задайте: **№ канала ADAM – 4080 – 0, режим измерения – 3, Нефтепродукт – Дт «Зимнее»** и щелкните мышкой по кнопке **ОК**

В **Главном Меню** выберите **Сервис > Установки канала**.

Выберите закладку **Расчет объема**, щелкнув по этой закладке мышкой.

Программа отобразит окно, приведенное на рисунке 7. Если необходимо работать без учета функции влияния вязкости, то выберите «Номинальная статическая характеристика без учета функции влияния вязкости». Введите градуировочную характеристику на ДОР, приведенную в паспорте на ДОР. Если градуировочная характеристика содержит число участков меньше 8, то вводите значения b и f , начиная с b_1 и f_1 . Если градуировочный коэффициент один, то введите его значение в b_1 , а в f_1 – значение частоты, которое не может превысить частота сигнала с ДОР на максимальном расходе (например – 1000, 2000 или 3000 Гц). Введите «Калибровочный коэффициент» равный 1 и щелкните мышкой по кнопке **ОК**.

Рисунок 7

Если необходимо работать с учетом функции влияния вязкости, то выберите «Номинальная статическая характеристика с учетом функции влияния вязкости» - на мониторе отобразится окно, приведенное на рисунке 8. Введите градуировочную характеристику на ДОР, приведенную в паспорте на ДОР. Если градуировочная характеристика содержит число участков меньше 8, то введите значения Ψ и Re , начиная с Ψ_1 и Re_1 . Введите «Калибровочный коэффициент» равный 1 и щелкните мышкой по кнопке **ОК**.

В **Главном Меню** выберите **Сервис > Установки канала**. Выберите закладку **Уставки**, щелкнув по этой закладке мышкой.

Программа отобразит окно, приведенное на рисунке 9. Если требуется управлять исполнительными устройствами, то выберите **Управление исполнительными устройствами** и задайте значения: **Уставка включения номинального значения**, **Уставка выключения номинального расхода**, **Уставка упреждения отсечки**. Если необходимо работать в режимах 2 и 5, то задайте значения уставки по плотности и температуры. В зависимости от вида нефтепродукта выберите **Коэффициент объемного расширения** для: бензина, дизельного топлива или нефти и щелкните мышкой по кнопке **ОК**.

Установки канала - Канал 1

Общие Расчет объема Уставки Датчики

Номинальная статическая характеристика

☐ без учета вязкости

☒ с учетом вязкости

Калибровочн. коэффициент: 1

Градуировочные коэффициенты ДОР

Ψ_1 :		Re_1 :	
Ψ_2 :		Re_2 :	
Ψ_3 :		Re_3 :	
Ψ_4 :		Re_4 :	
Ψ_5 :		Re_5 :	
Ψ_6 :		Re_6 :	
Ψ_7 :		Re_7 :	
Ψ_8 :		Re_8 :	

$B=1/b$: имп./м³

P : 1/м

OK Отмена

Рисунок 8

Установки канала - Канал 1

Общие Расчет объема Уставки Датчики

Уставки исполнительных устройств

☐ Управление исполнительными устройствами

Уставка включения номинального расхода, м³:

Уставка выключения номинального расхода, м³:

Уставка по плотности

Плотность, кг/м³: , при температуре, °C:

Коэффициент объемного расширения для:

☒ бензин ☐ дизельное топливо ☐ нефть

☐ Температурная поправка плотности

OK Отмена

Рисунок 9

В **Главном Меню** выберите **Сервис > Установки канала**. Выберите закладку **Датчики**, щелкнув по этой закладке мышкой.

Программа отобразит окно, приведенное на рисунке 10. Если при работе необходимо опрашивать датчики, то задайте «название», «тип датчика» и щелкните мышкой по кнопке **ОК**.

Далее, аналогичным образом в меню – выбрать «Новый...» и набрать на клавиатуре ДН. После чего необходимо задать «Тип датчика», подвести курсор с помощью мышки напротив названия датчика под графой «Тип датчика» и выбрать в меню «Тип датчика» - тип В. После чего щелкнуть мышкой по кнопке **ОК**.

Название	№ пп	АДАМ-4053	Тип датчика
Кнопка ПУСК/СТОП	1	DI0	A
Датчик налива ДН	2	DI1	A
Устр-во заземл. УЗА-1	3	DI2	A
Датчик положения	4	DI3	B

☒ Датчик давления

4 Ин, мА

20 Ив, мА

0,001 Рн, МПа

20 Рв, МПа

Параметры датчика расхода

4 Рmax, МПа

700 Qном, м3/ч

Рисунок 10

2.4 Использование изделия

2.4.1 Порядок работы изделия при измерении массы и объема нефтепродуктов.

При проведении измерений в режимах 1 – 3 предполагается ручное управление процессом налива – открытие и закрытие запорной арматуры производится вручную. При необходимости в ПТК предусмотрена возможность выдачи релейных сигналов на включение насосного агрегата и клапанов подачи расхода. В этом случае измерение будет начинаться после нажа-

тия на **Панели задач Windows** кнопки **Пуск** и заканчиваться нажатием кнопки **Стоп**.

Перед началом работы должны быть выполнены требования п.п. 2.3.3, 2.3.4.

2.4.2 Включите ППЭВМ. Подключите ПТК к сети (220 ± 22) В, 50 Гц и включите выключатель автоматический на нем.

Произведите запуск программы, щелкнув на **Панели задач Windows** кнопку **Пуск**. выберите: **Программы > Импульс – Авиа > АРМ оператора налива нефтепродуктов**

Программа самостоятельно выполняет ряд необходимых служебных действий, которые занимают 10-15 с, после чего появляется окно пароля.

Для ввода пароля выберите свою фамилию из предложенного списка, введите пароль и нажмите на клавишу **Enter**.

На мониторе появится изображение, приведенное на рисунке 1. Задайте канал (каналы), по которым будете производить измерения, подведите с помощью мышки курсор и щелкните левой кнопкой мышки один раз по высвечиваемым слева номерам каналов.

Если в процессе проведения измерения не требуется постоянно контролировать параметры расхода: плотность, температуру, вязкость, расход, время измерения, то пуск измерения производите из этого окна.

Если в процессе измерения необходимо контролировать указанные выше параметры по одному из каналов, то подведите с помощью мышки курсор и щелкните левой кнопкой мышки два раза по одному из высвечиваемых слева номеру канала. На мониторе появится изображение, приведенное на рисунке 11.

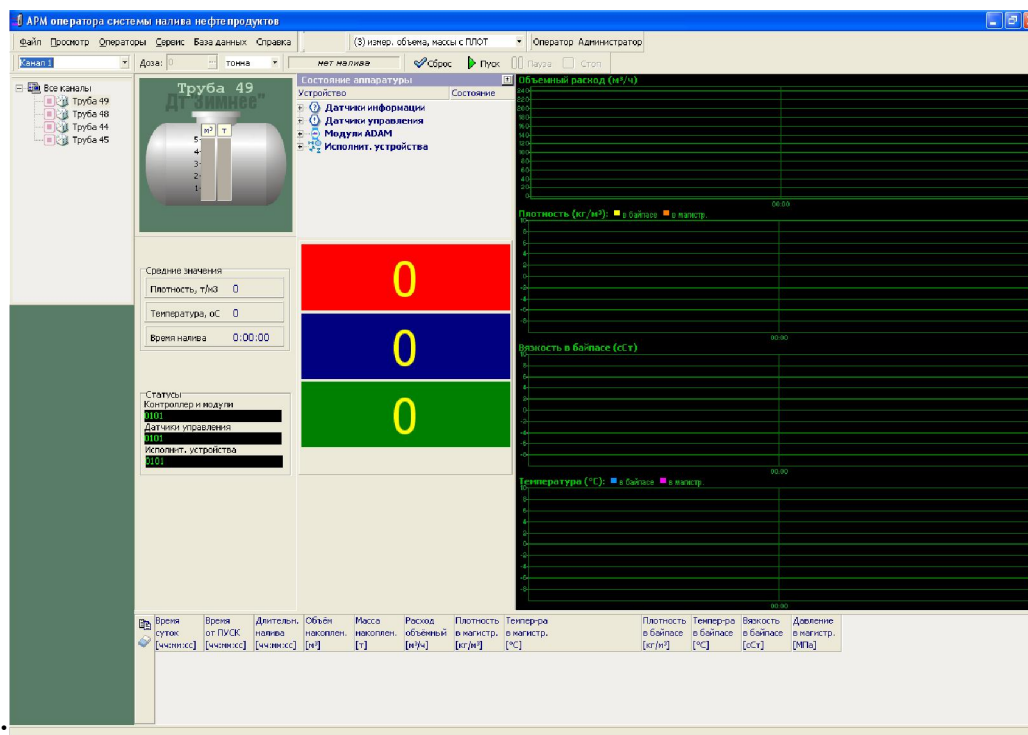


Рисунок 11

2.4.3 Для пуска измерения подведите с помощью мышки курсор и щелкните левой кнопкой кнопку **Пуск** на **Панели инструментов**. Через 2-3 с появится надпись **Идет налив** (на зеленом фоне) – изделие готово к работе. С помощью запорной арматуры задайте требуемое значение расхода. Расход контролируйте по показаниям УИ. Если измерение проводится в единицах объема и массы (режимы 2 или 3), то на УИ кроме информации о расходе нарастающим итогом будут высвечиваться объем и масса.

На мониторе, в нижней части экрана, будут высвечиваться следующие параметры:

- текущее время;
- время от пуска;
- длительность налива;
- объем накопленный;
- масса накопленная;
- расход объемный;
- плотность в магистральной;
- температура в магистральной.

На мониторе, в нижней части экрана справа, для контроля работоспособности плотномера, будут высвечиваться:

плотность в байпасе;

- температура в байпасе;
- вязкость в байпасе.

При необходимости, таблицу можно растянуть или сжать. Для этого нажать левую кнопку мышки и совместить курсор с границей таблицы, перемещая курсор, перемещайте границы таблицы.

На мониторе, справа, в графической форме отображается изменение во время налива следующих параметров нефтепродуктов:

- объемный расход;
- плотность в байпасе (желтый цвет), плотность в основном трубопроводе (оранжевый цвет);
- вязкость в байпасе;
- температура в байпасе (голубой цвет), температура в основном трубопроводе (фиолетовый цвет).

В процессе налива измеренные значения объема и массы нефтепродукта можно контролировать не только по таблице, но и по изменению уровня «бочки» в верхней части монитора.

2.4.4 После получения команды **Пуск** ПТК может работать автономно без участия ППЭВМ.

В этом случае измеренные значения объемного расхода, объем и массу можно контролировать по УИ, а измеренные значения объема (в м³) – по индикатору, входящего в состав ПТК модуля - ADAM – 4080D – D. Однако, если ППЭВМ была выключена или занята выполнением другой задачи, то по окончании измерения в базе данных не будут сохранены измеренные значения.

После закрытия запорной арматуры налив прекратиться, на мониторе в таблице высветится нулевое значение расхода и измеренные значения объема и массы. Над таблицей высветятся средние значения плотности и температуры за время налива, а также время налива.

2.5 Техническое обслуживание

Техническое обслуживание составных частей изделия производится в соответствии с эксплуатационной документацией на них.

3 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

Транспортирование и хранение изделий должно производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69 (условия хранения 3).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Комплекс измерительный программно-технический.
Схема электрическая соединений

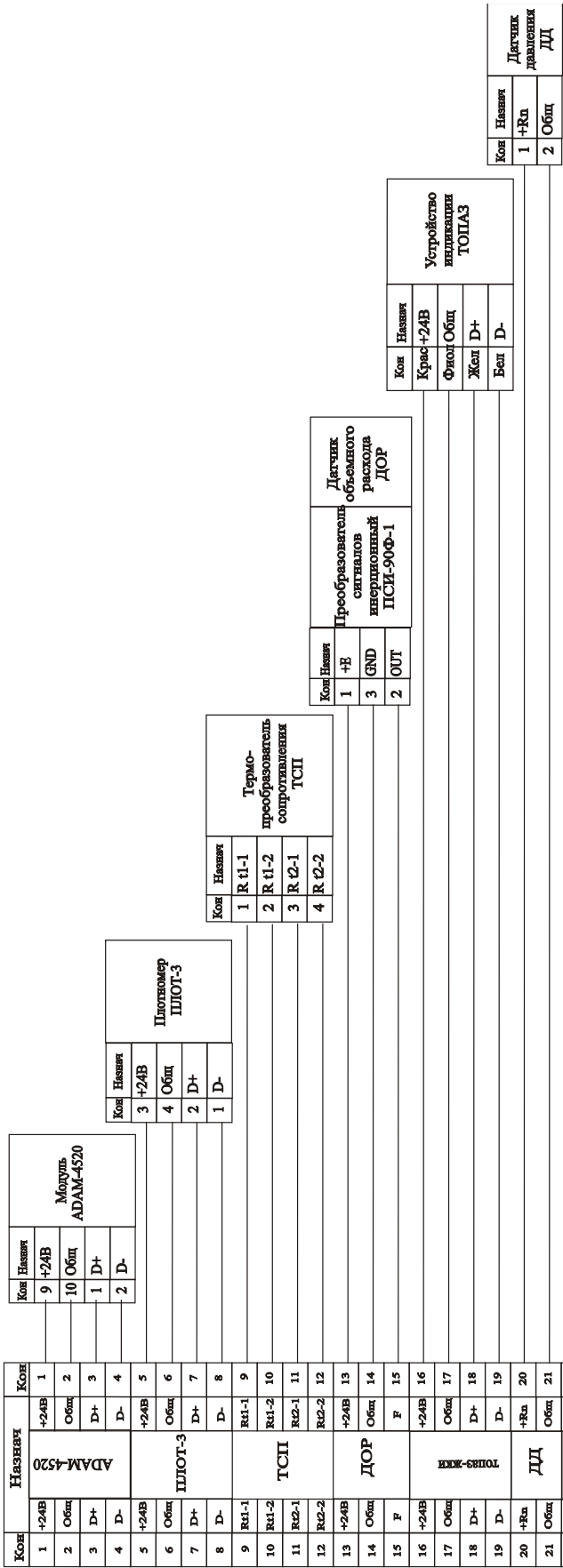


ПРИЛОЖЕНИЕ Б

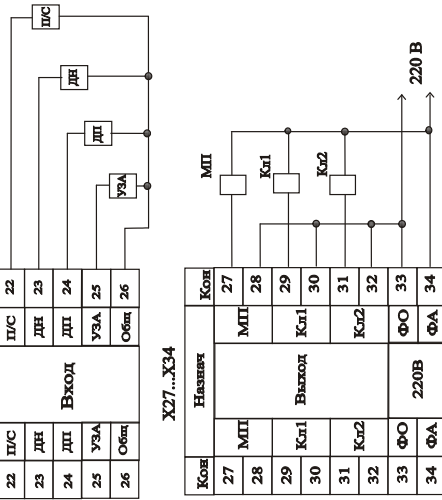
Система измерения массы и объема нефтепродуктов (один канал).
Схема электрическая соединений

Комплекс измерительный
программно-технический

X1...X26



П/С - кнопка ПУСК / СТОП
ДН - датчик налива
ДП - датчик положения
УЗА - устройство заземления автоцистерны
МП - магнитный пускатель
Кл 1 - клапан 1
Кл 2 - клапан 2

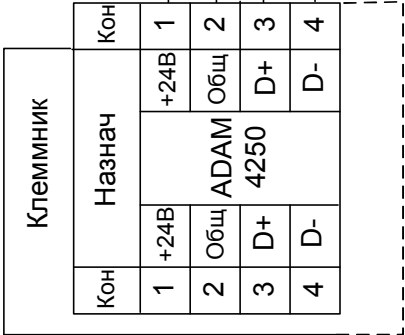


Компания КАРАПАКС, г.Москва
Веб сайт: www.aviatech.carapax.ru
E-mail: info@carapax.ru
Тел. +7 (495) 971-14-50

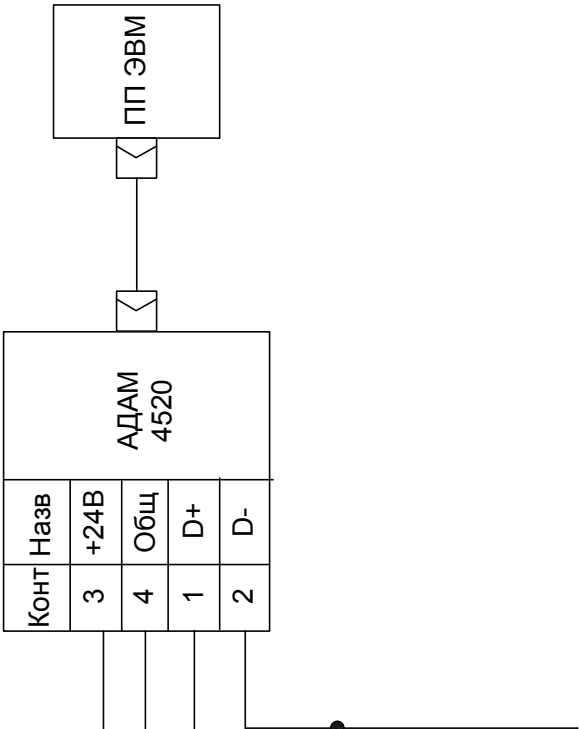
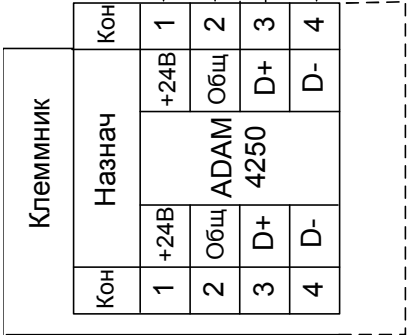
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Схема электрическая соединений двух каналов системы налива нефтепродуктов

Комплекс измерительный про-
граммно-технический
1 канала



Комплекс измерительный
программно-технический
2 канала



ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(Обязательное)



СОГЛАСОВАНО

Руководитель

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

«20» 04 2006 г.

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ
МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТЕПРОДУКТОВ
СИМОН-1**

Методика поверки

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерения массы и объема нефтепродуктов СИМОН-1 АУТП.407379.000 ТУ, (далее по тексту - система) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Технический персонал, обслуживающий изделие, перед началом работы должен ознакомиться с руководством по эксплуатации АУТП.407379.000 РЭ (далее по тексту - руководство).

Межповерочный интервал - 2 года.

2. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

2.1. Система при проведении первичных и периодических поверок должна поверяться поэлементно – каждая составная часть системы по своим методикам поверки, утвержденным в установленном порядке.

2.2. Поверка расходомера жидкости турбинного проводится по:

«Государственная система обеспечения единства измерений. Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Методика поверки.» утверждена ГЦИ СИ ГУП ВНИИМС в 2004 г;

«Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Рабочие эталоны. Методика поверки». Утверждена ГЦИ СИ ГУП ВНИИМС в 2004 г;

«Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Инструкция по поверке» Согласована с ВНИИР в 1992 г.

2.3 Поверка счетчиков ППВ, ППО и ЗС 17 проводится в соответствии с ГОСТ 8.451-81.

2.4 Поверка счетчиков жидкости ротационных серии 9***.** производства Policke strojirny a.s., Чехия производится по методике поверки ВФКУ 2.950.401.02 РЭ.

2.5. Поверка плотномеров ПЛОТ-3М проводится в соответствии с «Методикой поверки», утвержденной ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ.

2.6. Поверка термометров производится в соответствии с ГОСТ 8.461-82.

2.7 Система считается поверенной, если составные части системы прошли поверку и соответствуют соответствующим требованиям Методик поверок.

3. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки составных частей системы должны применяться приборы, установки, вспомогательные материалы, указанные в соответствующих методиках поверки раздела 2.

4. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

температура воздуха - от плюс 15 до плюс 25 °С;

относительная влажность окружающего воздуха - (45 - 80) %;

атмосферное давление от $8,6 \times 10^4$ до $10,6 \times 10^4$ Па (от 645 до 795 мм рт.ст.);

напряжение питающей сети $(220 \pm 4,4)$ В;

предельное отклонение частоты питающей сети и содержание гармоник по ГОСТ 13109-67.

5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЯ

5.1 Требования по взрывозащите

Цепи, идущие к составным частям системы, должны быть искробезопасными с уровнем взрывозащиты ia ($U_0 \leq 28$ В, $I_0 \leq 188$ мА).

Система относится к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0-75. При испытаниях и в эксплуатации к работе с системой, средствами измерений и испытательным оборудованием допускаются лица, прошедшие инструктаж по

технике безопасности и изучившие документацию на составные части системы и используемые средства измерения и оборудование.

5.2 Перед включением в сеть все приборы должны быть заземлены; сечение заземляющего проводника должно быть не менее 1,5 мм².

5.3 При работе с системой, средствами измерения и испытательным оборудованием следует руководствоваться требованиями безопасности по ГОСТ 2.2.007.0.-75, ГОСТ 12.3.019-80.

5.4 Нефтепродукты, применяемые в установках, представляют собой горючие жидкости, их пары с воздухом образуют взрывоопасные смеси.

5.5 Предельно-допустимая концентрация (ПДК) нефтепродуктов в воздухе помещения - 300 мг/м³, класс опасности по степени воздействия на человека - 4.

5.6 Помещения, в которых производятся работы с нефтепродуктами, должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией, индивидуальными средствами пожаротушения (углекислотные огнетушители, кошма, песок), пожарной сигнализацией и иметь запасной выход.

5.7 В случае превышения концентрации паров ПДК необходимо воспользоваться средством индивидуальной защиты (фильтрующий противогаз марки А), работы прекратить и проветрить помещение.

5.8 Все работы по монтажу и демонтажу составных частей системы необходимо производить при отключенном напряжении питания и в строгом соответствии с “Правилами устройства электроустановок (ПУЭ)”, “Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей” (ПТЭ) и “Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ)”.

5.9 К проведению поверки и обработке результатов измерений допускаются лица с образованием не ниже среднетехнического, имеющие опыт работы в проведении поверки и знакомые с требованиями правил безопасности при работе с нефтепродуктами.

6. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки необходимо выполнить следующие подготовительные работы, указанные в соответствующих методиках поверки раздела 2.

7. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

Порядок проведения поверок составных частей системы, указан в соответствующих методиках поверки раздела 2.

8. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Результаты измерений для каждой составной части системы подвергаются обработке в соответствии с рекомендациями, изложенными в соответствующих методиках поверки раздела 2.

Поверяемая система считается годной, если значения погрешностей составных частей системы, полученные при вычислении, удовлетворяют следующим требованиям:

- а) ДОР $\delta Q \leq \pm 0,15 \%$;
- б) плотномер $\delta \rho \leq \pm 0,1$;
- в) ДТ $\delta_t \leq \pm 0,15$ °С;
- г) ПТК $\delta \leq \pm 0,03 \%$;

При выполнении указанных выше условий система обеспечивает измерение массы и объема товарной нефти и продуктов ее переработки с погрешностью $\pm 0,25 \%$ $\pm 0,18 \%$ соответственно.

9. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 При положительных результатах поверки:

- оформляют свидетельство в соответствии с ПР 50.2.006;
- оформляют запись в паспорте системы АУТП.407379.000 ПС в таблице “Данные о поверке поверочными органами” и удостоверяют ее клеймом поверителя;

9.2 При отрицательных результатах поверки составных частей системы к дальнейшему применению не допускают, свидетельство аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006, оформляют запись в паспорте о непригодности системы и гасят клеймо поверителя.

9.3 После устранения неисправностей проводят первичную составных частей системы (п.2.2 ПР 50.2.006-94).

ФОРМА ПРОТОКОЛА ИСПЫТАНИЙ

Изделие	Заводской номер	Дата поверки	Погрешность измерения	Соответствие ТУ
ДОР				
ПЛОТ-3М				
ДТ				
ПТК				

Лист регистрации изменений

[illegible]